ТОМ 6

План розвитку системи розподілу АТ «Укрзалізниця» на 2020-2024 роки

**Регіональна філія «Придніпровська залізниця»**

ЗМІСТ

[1. Вступ 4](#_Toc16864448)

[2. Характеристика регіональної філії «Придніпровська залізниця» 6](#_Toc16864449)

[3. Технічний стан електричних мереж 8](#_Toc16864450)

[3.1. Технічний стан підстанцій 35 та 110 кВ 9](#_Toc16864451)

[3.2. Технічний стан ліній електропередавання 35 та 110 кВ 12](#_Toc16864452)

[4. Фактичні та прогнозні обсяги попиту на електричну енергію та потужність у системі розподілу, обсяги розподілу (у т.ч. транзиту) електричної енергії мережами ОСР 13](#_Toc16864453)

[5. Фактичні та обґрунтовані прогнозні обсяги відпуску електричної енергії виробників електричної енергії, приєднаних до системи розподілу (визначені, де необхідно, у координації з ОСП) 15](#_Toc16864454)

[6. Інформація щодо існуючих електроустановок виробництва електричної енергії, які приєднані до системи розподілу 20](#_Toc16864455)

[7. Інформація щодо нових електроустановок виробництва електричної енергії, які мають бути приєднані до системи розподілу (на основі заяв про приєднання та іншої інформації, наявної в ОСР) 21](#_Toc16864456)

[8. Дані щодо прогнозної потужності приєднання нових електроустановок (на основі заяв про приєднання та доступної потужності в точках забезпечення потужності) 22](#_Toc16864457)

[9. Заплановані та прогнозні рівні потужності в кожній точці приєднання системи розподілу до системи передачі та до систем розподілу інших ОСР та/або збільшення потужності для існуючих точок приєднання 26](#_Toc16864458)

[10. 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 41](#_Toc16864459)

[10.1. Необхідність реконструкції та модернізації підстанцій 35 та 110 кВ 41](#_Toc16864460)

[10.2. Необхідність реконструкції та модернізації ПЛ 35 та 110 кВ 41](#_Toc16864461)

[11. Заходи з будівництва об’єктів системи розподілу, включаючи засоби РЗА, ПА і зв’язку, потреба в яких визначена ОСП відповідно до вимог підтримання належного рівня операційної безпеки 45](#_Toc16864462)

[12. Заходи з будівництва об’єктів системи розподілу, включаючи засоби РЗА, ПА і зв’язку, потреба в яких визначена ОСР відповідно до вимог підтримання належного рівня операційної безпеки 46](#_Toc16864463)

[12.1. Аналіз технічного стану РЗА на ПС 110 та 35 кВ 46](#_Toc16864464)

[12.2. Необхідність реконструкції та модернізації РЗА 46](#_Toc16864465)

[12.3. Оцінка відповідності параметрів комутаційного обладнання струмам к.з. 48](#_Toc16864466)

[13. Дані щодо завантаження електричних мереж напругою 20 кВ та вище в характерні періоди їх роботи для нормальних та ремонтних режимів 49](#_Toc16864467)

[13.1. Аналіз існуючих навантажень 49](#_Toc16864468)

[13.2. Розрахунок перспективних навантажень 49](#_Toc16864469)

[13.3. Аналіз завантаження трансформаторів на ПС 35 та 110 кВ 50](#_Toc16864470)

[14. Інформація (фактичні та заплановані рівні показників) щодо якості електропостачання (комерційна якість послуг, надійність (безперервність) та якість електроенергії) та заходів, направлених на її підвищення 51](#_Toc16864475)

[15. Інформащія щодо розміщення пристроїв фіксації/аналізу показників якості електроенергії та планів щодо їх встановлення 53](#_Toc16864476)

[16. Інформація щодо запланованого виведення обладнання системи розподілу з експлуатації та оцінка впливу такого виведення 56](#_Toc16864477)

[17. Плани в частині заходів з компенсації реактивної потужності 57](#_Toc16864478)

[18. Плани в частині улаштування "інтелектуального" обліку електричної енергії 58](#_Toc16864479)

[19. Заходи з розвитку телемеханізації 62](#_Toc16864480)

[20. Фактичні та прогнозні витрати електроенергії в системі розподілу та заходи, направлені на їх зниження 66](#_Toc16864481)

21. Аналіз переведення мереж 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ 70

[22. Заходи з впровадження мереж "Smart Grids" 71](#_Toc16864483)

[23. Узагальнений перелік та стан мереж 0,4-10 кВ 72](#_Toc16864484)

[24. Інформація щодо об'єктів незавершеного будівництва, реконструкції та технічного переоснащення 72](#_Toc16864485)

[25. Інформація щодо раніше виконаних ТЕО та плани з реалізації заходів по таким ТЕО 77](#_Toc16864486)

[26. Заходи з розвитку системи розподілу, що виконуються в рамках виконання Плану розвитку системи передачі на наступні 10 років та/або інших стратегічних документів України. 78](#_Toc16864487)

[27. 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 79](#_Toc16864488)

[28. Пооб'єктний перелік проектів з нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення елементів системи розподілу рівня напруги 20 кВ і вище з зазначенням відповідного обсягу інвестицій і сроків виконання впродовж наступних 5 календарних років 121](#_Toc16864489)

[29. Аналіз витрат та вигод (з урахуванням техніко-економічних показників) проектів з розвитку системи розподілу 175](#_Toc16864490)

[30. Висновки 177](#_Toc16864491)

# Вступ

Заходи, щодо реконструкції електричних мереж корелюються з роботами:

* "План розвитку розподільчих електричних мереж на 2016-2020 роки АТ «Укрзалізниця»;

та формується з урахуванням, зокрема:

* Енергетичної стратегії України до 2035 року;
* Плану розвитку системи передачі на 2020-2029 роки;
* обґрунтованої необхідності реконструкції та технічного переоснащення електричних мереж ОСР, звернень замовників щодо будівництва;
* обґрунтованих прогнозів обсягів попиту на електричну енергію та потужність;
* схем видачі потужності генеруючих одиниць, що виконуються у складі проектів нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення існуючих об’єктів електроенергетики, приєднаних до системи розподілу;
* системи зовнішнього електропостачання споживачів потужністю 5 МВА та більше та/або таких, для яких існують особливі вимоги щодо надійності електропостачання;
* приєднаної до системи розподілу потужності (та перспективи її зміни) виробників електричної енергії, у тому числі які виробляють електроенергію з альтернативних джерел енергії;
* пропускної спроможності мереж системи розподілу;
* впливу запропонованих заходів на роботу системи передачі згідно з Кодексом системи передачі, затвердженим постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 309;
* необхідністю забезпечення гнучкості системи розподілу, простоти та економічної ефективності проектних рішень, ефективного поєднання нових елементів мережі з діючою системою розподілу;
* планів і схем планування територій на державному, регіональному та місцевому рівнях; генеральних планів населених пунктів та детальних планів територій;
* екологічних стандартів і нормативів;
* необхідності забезпечення контролю реактивної потужності на підстанціях 20-110 (150) кВ системи розподілу;
* впливу управління попитом, зменшення пікових навантажень і заходів зі скорочення витрат електроенергії в електричних мережах системи розподілу;
* висновків та рекомендацій схеми перспективного розвитку системи розподілу;
* суспільно значущих громадських заходів, визначених Кабінетом Міністрів України;
* планового виведення з експлуатації об’єктів електроенергетики, що впливають на роботу системи розподілу.

При розробці Плану розвитку запропоновані заходи повинні забезпечувати:

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

Заходи Плану розвитку направлені на:

* удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання для населених пунктів, окремих об’єктів, електричних мереж, що включені в План розвитку;
* підвищення рівня якості електропостачання, удосконалення системи їх моніторингу;
* зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл та комерційних втрат;
* інтеграцію в електричні мережі генерації виробників з використання альтернативних джерел енергії;
* впровадження "інтелектуальних" лічильників та автоматизованих систем обліку електричної енергії;
* зменшення впливу на навколишнє природне середовище;
* розвиток дистанційно керованих систем розподілу та "інтелектуальних" мереж;
* **підвищення** енергоефективності роботи розподільних електромереж шляхом їх реконфігурації, автоматизації та підвищення рівня середньої напруги;
* при розробці Плану повинні бути враховані фактори, що впливають на строк проведення запланованих робіт з проектування, реконструкції, будівництва, час для отримання відповідних дозвільних документів згідно з чинним законодавством України.

Всі проекти Плану розвитку мають комплексний характер та пов’язані з іншими заходами, які впроваджує АТ «Укрзалізниця». Проекти, що прийняті до реалізації, узгоджені з основними напрямками розвитку єдиної енергосистеми та її станом.

Проведення технічних заходів по впровадженню нової техніки супроводжується підвищенням кваліфікації або перепідготовкою персоналу усіх рівнів.

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

# Характеристика РЕГІОНАЛЬНОЇ ФІЛІЇ «ПРИДНІПРОВСЬКА ЗАЛІЗНИЦЯ» ат «УКРЗАЛІЗНИЦЯ»

Регіональна філія «Придніпровська залізниця» здійснює свою діяльність, на теріторії Дніпропетровської, Запорізької, Херсонської (Генічеський район), Харківської (Лозовський район) та Донецької (Покровський район) областей України. Регіональна філія «Придніпровська залізниця» забезпечує електропостачання понад 25 тис. споживачів, з яких близько 18 тис. побутові споживачі.

Господарську діяльність з розподілу електричної енергії у складі регіональної філії «Придніпровська залізниця» забезпечує господарство електропостачання у підпорядкуванні якого знаходять 6 дистанцій електропостачання, які утримують на балансі розподільні електромережі розташовані на теріторії наступних адміністративно-теріторіальних одиниц:

* Нікопольська дистанція електропостачання (Дніпропетровська область та Запорізький район Запорізької області);
* Нижньодніпровськ-Вузол дистанція електропостачання (Дніпропетровська область та Красноградський та Зачепилівський райони Харківської області);
* Верхівцевська дистанція електропостачання (Дніпропетровська область);
* Криворізька дистанція електропостачання (Дніпропетровська область);
* Павлоградська дистанція електропостачання (Дніпропетровська, Лозовський район Харківської області та Покровський район Донецької області);
* Запорізька дистанція електропостачання (Синельніковський район Дніпропетровської області, Запорізькаобласть та Генічеський район Херсонської області);

***Основними цілями діяльності господарства електропостачання філії є:***

* надійне постачання електричної енергії споживачам на умовах укладання договорів за тарифами, які регулюються згідно чинного законодавства в умовах функціонування єдиної енергосистеми України;
* здійснення єдиної інвестиційної політики та залучення капіталу;
* проведення єдиної науково-технічної політики і впровадження нових прогресивних видів техніки і технологій;
* отримання прибутку для розвитку Компанії, забезпечення інтересів її акціонерів та задоволення економічних інтересів і соціальних потреб працівників;
* одержання прибутку в інтересах акціонерів Товариства, покращення добробуту акціонерів у вигляді зростання ринкової вартості акцій Товариства, отримання акціонерами дивідендів.

***Предмет діяльності господарства електропостачання філії:***

* розподіл електричної енергії;
* надання послуг на оптовому ринку електричної енергії України;
* експлуатація ліній електропередач та підстанцій;
* комплексне виконання робіт монтажу, ремонту і технічного обслуговування енергетичного устаткування і споруд;
* будівництво, реконструкція, технічне переоснащення і капітальний ремонт електричних мереж, споруд, машин і механізмів;
* інше згідно із Статутом регіональної філії «Придніпровська залізниця» АТ «Укрзалізниця».

***Структура ціни на товари, які реалізуються:***

Відповідно до чинної законодавчої бази України роздрібні тарифи на електроенергію формуються енергопостачальною компанією згідно з постановою НКРЕКП №1175 від 05.10.2018р. На рівень роздрібних тарифів визначальною мірою впливає зміна оптової ринкової ціни електроенергії. Оптова ринкова ціна на електроенергію, скоригована на нормативні втрати в електромережах, у структурі роздрібного тарифу становить більше ніж 70%, і, відповідно, зміна цієї складової найбільш обумовлює зміну роздрібних тарифів.

Роздрібні тарифи на електроенергію диференціюються за класами напруги на межі балансової належності мереж (1 клас напруги – 154-35 кВ та 2 клас – 10-0,4 кВ).

***Основні ринки збуту та ключові споживачі:***

Товариство є природним монополістом у Дніпропетровській, Запорізькій, Херсонський (Генічеський р-н), Харківській (Лозовький р-н) та Донецькій (Покровський р-н) областях. Конкурентами є незалежні постачальники електроенергії та ліцензіат за регульованим тарифом – АТ ДТЕК «Дніпровські електромережи», АТ ДТЕК «Висиковольтні мережи», ПАТ «Запоріжжяобленерго», ПрАТ ПЕМ «ЦЕК», ПАТ «Херсонобленерго» та АТ «Харківобленерго».

На стан Компанії, особливо на фінансове становище, впливає платоспроможність промислових і побутових споживачів електроенергії, вік обладнання і погодні умови.

Товариство зацікавлене в поліпшенні якості електроенергії, що поставляється споживачам, та в підвищенні надійності електропостачання. Політика компанії спрямована на запобігання безоплатному відпуску електроенергії споживачам, впровадження заходів щодо здійснення стовідсоткових та в повному обсязі розрахунків з ДП "Енергоринок" за куповану на оптовому ринку електроенергію.

Табл. 1. Загальні характеристики регіональної філії «Придніпровська залізниця»

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Параметр** | **Одиниця виміру** | **2018 рік** |
| **Площа території, на якій здійснюється діяльність** | **тис. км2** | **65,62** |
| ***Дніпропетровська*** | ***тис. км2*** | ***32,0*** |
| ***Запорізька*** | ***тис. км2*** | ***27,2*** |
| ***Херсонська*** *(Генічеський р-н)* | ***тис. км2*** | ***3,02*** |
| ***Харківська*** *(Красноградський, Зачепилівський та Лозовький р-н)* | ***тис. км2*** | ***3,28*** |
| ***Донецька*** *(Покровський р-н)* | ***тис. км2*** | ***0,12*** |
| **Загальна довжина електричних мереж** | **км** | **4480,363** |
| ***ПЛ 35 кВ*** | ***км*** | ***39,49*** |
| ***КЛ 35 кВ*** | ***км*** | ***1,63*** |
| ***ПЛ 10 кВ*** | ***км*** | ***2355,68*** |
| ***КЛ 10 кВ*** | ***км*** | ***55,81*** |
| ***ПЛ 6 кВ*** | ***км*** | ***407,16*** |
| ***КЛ 6 кВ*** | ***км*** | ***221,28*** |
| ***ПЛ 0,4 кВ*** | ***км*** | ***829,61*** |
| ***КЛ 0,4 кВ*** | ***км*** | ***569,698*** |
| **Сумарна потужність власних трансформаторів** | **МВА** | **1074,23** |
| ***150 кВ*** | ***МВА*** | ***702,0*** |
| ***110 кВ*** | ***МВА*** | ***85,0*** |
| ***35 кВ*** | ***МВА*** | ***287,23*** |
| **Загальна кількість підстанцій** | **од.** | **65** |
| *150 кВ* | ***од.*** | *14* |
| ***110 кВ*** | ***од.*** | ***4*** |
| ***35 кВ*** | ***од.*** | ***47*** |

# Технічний стан електричних мереж

Кольором позначене наступне обладнання:

* фіолетовий – обладнання, що відпрацювало більше 50 років (потребує першочергової заміни);
* червоний – обладнання, що відпрацювало від 40 до 49 років (потребує заміни);
* помаранчевий – обладнання, що відпрацювало від 30 до 39 років (рекомендовано виконати заміну);
* зелений – обладнання, що відпрацювало від 25 до 29 років (передбачається виконати заміну згідно технічних умов заводів-виробників, обладнання, що відпрацювало 25 років вважається аварійним).

Узагальнений технічний стан об'єктів електричних мереж за 2015-2019 роки наведено в **Табл. 2.**

Табл. 2. Узагальнений технічний стан об'єктів електричних мереж за 2015-2019 рр

| **№ з/п** | **Назва обладнання та якісна оцінка\*** | **Од. виміру** | **2015** | **2016** | **2017** | **2018** | **2019** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 3 | **ПЛ-35 кВ, усього** | км (по трасі) | **39.49** | **39.49** | **39.49** | **39.49** | **39.49** |
| у доброму стані | 30.49 | 30.49 | 30.49 | 30.49 | 30.49 |
| підлягає реконструкції | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| підлягає капітальному ремонту | 0.00 | 0.00 | 9.0 | 9.0 | 9.0 |
| підлягає повній заміні | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| виведено з експлуатації | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 4 | **ПЛ-6 (10) кВ, усього** | км (по трасі) | **2762,84** | **2762,84** | **2762,84** | **2762,84** | **2762,84** |
| у доброму стані | 2759,267 | 2759,267 | 2759,267 | 2759,267 | 2759,267 |
| підлягає реконструкції | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| підлягає капітальному ремонту | 52,85 | 52,85 | 52,85 | 52,85 | 52,85 |
| підлягає повній заміні | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| виведено з експлуатації | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 5 | **ПЛ-0,4 кВ, усього** | км (по трасі) | **829,615** | **829,615** | **829,615** | **829,615** | **829,615** |
| у доброму стані | **829,615** | **829,615** | **829,615** | **829,615** | **829,615** |
| підлягає реконструкції | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| підлягає капітальному ремонту | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| підлягає повній заміні | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| виведено з експлуатації | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 8 | **КЛ-35 кВ, усього** | км | **1.63** | **1.63** | **1.63** | **1.63** | **1.63** |
| у доброму стані | 1.63 | 1.63 | 1.63 | 1.63 | 1.63 |
| підлягає реконструкції | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| підлягає капітальному ремонту | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| підлягає повній заміні | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| з ізоляцією зі зшитого поліетилену | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| виведено з експлуатації | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 9 | **КЛ-6 (10) кВ, усього** | км | **277,09** | **277,09** | **277,09** | **277,09** | **277,09** |
| у доброму стані | 273,517 | 273,517 | 273,517 | 273,517 | 273,517 |
| підлягає реконструкції | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| підлягає капітальному ремонту | 3,573 | 3,573 | 3,573 | 3,573 | 3,573 |
| підлягає повній заміні | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| з ізоляцією зі зшитого поліетилену | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| виведено з експлуатації | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 10 | **КЛ-0,4 кВ, усього** | км | **569,69** | **569,69** | **569,69** | **569,69** | **569,69** |
| у доброму стані | **569,69** | **569,69** | **569,69** | **569,69** | **560,33** |
| підлягає реконструкції | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| підлягає капітальному ремонту | 9.36 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 9.36 |
| підлягає повній заміні | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| з ізоляцією зі зшитого поліетилену | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| виведено з експлуатації | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 12 | **ПС з вищим класом напруги 110 (150) кВ, усього** | шт. | **4(14)** | **4(14)** | **4(14)** | **4(14)** | **4(14)** |
| у доброму стані | 2(3) | 2(3) | 2(3) | 2(3) | 2(3) |
| підлягає реконструкції | 2(11) | 2(11) | 2(11) | 2(11) | 2(11) |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 13 | **ПС з вищим класом напруги 35 кВ, усього** | шт. | **47** | **47** | **47** | **47** | **47** |
| у доброму стані | 31 | 32 | 33 | 33 | 33 |
| підлягає реконструкції | 16 | 15 | 14 | 14 | 14 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 14 | **Трансформаторні підстанції (ТП), розподільні пункти (РП)-6 (10) кВ, усього** | шт. | **3250** | **3250** | **3250** | **3250** | **3250** |
| у доброму стані | 3198 | 3198 | 3198 | 3200 | 3202 |
| підлягає реконструкції | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 52 | 52 | 52 | 50 | 48 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 16 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 110 (150) кВ, усього** | шт. | **8(24)** | **8(24)** | **8(24)** | **8(24)** | **8(24)** |
| у доброму стані | 8(24) | 8 (24) | 8(24) | 8(24) | 8(24) |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 17 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 35 кВ, усього** | шт. | **64** | **64** | **64** | **64** | **64** |
| у доброму стані | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 18 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 6-10 кВ, усього** | шт. | **3250** | **3250** | **3250** | **3250** | **3250** |
| у доброму стані | 3250 | 3250 | 3250 | 3250 | 3250 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

## Технічний стан підстанцій 35 та 110 кВ

В підпорядкуванні регіональної філії «Придніпровська залізниця» знаходиться 14 ПС 150 кВ сумарною трансформаторною потужністю 702,0 МВА, 4 ПС 110 кВ сумарною трансформаторною потужністю 85,0 МВА та 47 ПС 35 кВ сумарною трансформаторною потужністю 285,63 МВА.

В **Додатку Г. Табл. 1** наведений аналіз основного обладнання ПС 110 (150) кВ та ПС 35 кВ.

Терміни експлуатації трансформаторів 110 (150) кВ наведено в **Додатку Г. Табл. 2.**

Терміни експлуатації трансформаторів 35 кВ наведено в **Додатку Г. Табл. 3.**

Враховуючи термін експлуатації трансформаторів необхідно провести наступну заміну трансформаторів:

**Дніпропетровська область**

* трансформатори, що відпрацювали більше 50 років:
* трансформатори 150 кВ – 9 шт.;
* трансформатори 110 кВ – 5 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 71 шт.;
* трансформатори, що відпрацювали від 40 до 49 років:
* трансформатори 150 кВ – 3 шт.;
* трансформатори 110 кВ – 0 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 21 шт.;
* трансформатори, що відпрацювали від 30 до 39 років:
* трансформатори 150 кВ – 4 шт.;
* трансформатори 110 кВ – 0 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 18 шт.;
* трансформатори, що відпрацювали від 25 до 29 років:
* трансформатори 150 кВ – 1 шт.;
* трансформатори 110 кВ – 0 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 5 шт.;

**Запорізька область**

* трансформатори, що відпрацювали більше 50 років:
* трансформатори 150 кВ – 4 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 19 шт.;
* трансформатори, що відпрацювали від 40 до 49 років:
* трансформатори 150 кВ – 5 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 7 шт.;
* трансформатори, що відпрацювали від 30 до 39 років:
* трансформатори 35 кВ – 5 шт.;

**Херсонська область**

* трансформатори, що відпрацювали більше 50 років:
* трансформатори 150 кВ – 2 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 1 шт.;
* трансформатори, що відпрацювали від 40 до 49 років:
* трансформатори 150 кВ – 5 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 7 шт.;

**Харківська область**

* трансформатори, що відпрацювали більше 50 років:
* трансформатори 110 кВ – 2 шт.;

**Донецька область**

* трансформатори, що відпрацювали більше 50 років:
* трансформатори 110 кВ – 2 шт.;

Терміни експлуатації вимикачів 110 (150) кВ наведено в **Додатку Г. Табл. 4.**

Терміни експлуатації вимикачів 35 кВ наведено в **Додатку Г. Табл. 5.**

Терміни експлуатації вимикачів 6 (10) кВ наведено в **Додатку Г. Табл. 6.**

Згідно норм існує потреба в заміні ВД/КЗ на вимикачі та заміна масляних вимикачів на вакуумні для напруги 10-35 кВ та на елегазові для 110 (150) кВ. Потреба в першочерговій реконструкції високовольтного обладнання в період до 2024 року становить:

**Дніпропетровська область**

* ВД/КЗ та вимикачі, що відпрацювали більше 50 років:
* ВД/КЗ-150 кВ – 7 шт.;
* ВД/КЗ-110 кВ – 1 шт.;
* масляні вимикачі 150 кВ – 7 шт.;
* масляні вимикачі 110 кВ – 4 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 255 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 384 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 40 до 49 років:
* масляні вимикачі 35 кВ – 20 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 46 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 30 до 39 років:
* масляні вимикачі 150 кВ – 2 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 26 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 68 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 25 до 29 років:
* вакуумні вимикачі 10 кВ – 5 шт.;
* вимикачі, що не потребують заміни:
* елегазові вимикачі 150 кВ – 18 шт.;
* елегазові вимикачі 110 кВ – 3 шт.;
* вакуумні вимикачі 35 кВ – 2 шт.;
* вакуумні вимикачі 10 кВ – 20 шт.

**Запорізька область**

* ВД/КЗ та вимикачі, що відпрацювали більше 50 років:
* ВД/КЗ-150 кВ – 7 шт.;
* масляні вимикачі 150 кВ – 1 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 64 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 176 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 40 до 49 років:
* масляні вимикачі 150 кВ – 1 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 13 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 30 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 30 до 39 років:
* масляні вимикачі 35 кВ – 5 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 16 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 25 до 29 років:
* масляні вимикачі 150 кВ – 1 шт.;
* вимикачі, що не потребують заміни меньш 25 років:
* елегазові вимикачі 150 кВ – 5 шт.;

**Херсонська область**

* ВД/КЗ та вимикачі, що відпрацювали більше 50 років:
* ВД/КЗ-150 кВ – 2 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 9 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 5 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 40 до 49 років:
* масляні вимикачі 150 кВ – 5 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 16 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 14 шт.;
* вимикачі, що не потребують заміни меньш 25 років:
* вакуумні вимикачі 10 кВ – 12 шт.

**Харківська область**

* ВД/КЗ та вимикачі, що відпрацювали більше 50 років:
* ВД/КЗ-110 кВ – 2 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 4 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 9 шт.;

**Донецька область**

* ВД/КЗ та вимикачі, що відпрацювали більше 50 років:
* масляні вимикачі 110 кВ – 1 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 10 шт.;
* вимикачі, що не потребують заміни меньш 25 років:
* елегазові вимикачі 110 кВ – 2 шт.;

## Технічний стан ліній електропередавання 6 (10) та 35 кВ

Технічний стан ПЛ і її конструктивно-будівельної частини (опори, фундаменти) визначаються такими критеріями як тривалість експлуатації, наявність дефектів і пошкоджень, які неможливо усунути. Згідно ПТЕ термін служби ПЛ приймається наступним:

* на металічних опорах – 30-50 років (при умові оцинкування чи регулярного фарбування конструкцій);
* залізобетонні з напруженою арматурою стійок – 30-50 років, з ненапруженою арматурою – 25-30 років.

Термін служби кабельних ліній приймається 30 років.

Лінії електропередач на дерев'яних опорах повинні бути замінені.

В **Додатку Г. Табл. 7** наведений аналіз технічного стану ЛЕП напругою 35 кВ.

В **Додатку Г. Табл. 8** наведений аналіз технічного стану ЛЕП напругою 6 (10) кВ.

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

За період 2014-2018 рр. у регіональній філії «Придніпровська заліізниця» електроспоживання електричної енергії залишається практично на одному рівні. Спостерігається тенденція зменьшення обсягів споживання промислових та сільскогосподарських підприємств, але при цьому за цей період спостерігається зростання електроспоживання за рахунок споживання електроенергії підприємствами транспорту, комунально-побутовим господарством, будівництвом, населення та іншими непромисловими споживачами.

Падіння споживання в промисловості пояснюється економічною ситуацією в країні.

В Табл. 5 та Табл. 6 наведено обсяг споживання електроенергії споживачами, підключеними до мереж регіональної філії «Придніпровська залізниця» на період до 2024 року.

Табл. 3. Фактичні дані щодо споживання електричної енергії

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Найменування** | **Фактичні дані по роках /млн.кВтг/** | | | | |
| **2014** | **2015** | **2016** | **2017** | **2018** |
| **1** | **Споживання електроенергії (брутто)** | **1101,0** | **955,8** | **988,1** | **972,4** | **986,5** |
| (+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в % | - | -13,2 | +3,4 | -1,6 | +1,5 |
| **1.1** | **Споживання електроенергії (нетто)** | **1021,5** | **882,3** | **915,5** | **904,4** | **915,4** |
| (+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в % | - | -13,6 | +3,8 | -1,2 | +1,2 |
|  | у тому числі: |  |  |  |  |  |
| 1.1.1 | Промисловість | 46,7 | 47,3 | 53,1 | 52,6 | 51,5 |
| 1.1.2 | Сільгоспспоживачі | 3,0 | 2,5 | 2,9 | 2,1 | 1,9 |
| 1.1.3 | Транспорт | 879,4 | 741,1 | 764,7 | 755,7 | 765,7 |
| 1.1.4 | Комунально-побутові споживачі | 29,9 | 29,3 | 27,4 | 28,1 | 28,5 |
| 1.1.5 | Інші непромислові споживачі | 22,9 | 22,7 | 25,2 | 25,5 | 26,2 |
| 1.1.6 | Населення | 39,6 | 39,4 | 42,2 | 40,4 | 41,6 |
| **1.2** | **Витрати електроенергії на власні потреби ОСР** | 1,99 | 2,0 | 2,1 | 2,6 | 2,3 |
| **1.4** | **Витрати електроенергії на її транспортування в мережах ОСР** | 77,5 | 71,5 | 70,5 | 65,4 | 68,8 |
| у відсотках до надходження електроенергії в мережу | 7,04 | 7,48 | 7,13 | 6,72 | 6,97 |

Табл. 4. Прогнозовані дані щодо споживання електричної енергії

| **№ п/п** | **Найменування** | **Прогнозовані дані по роках /млн.кВтг/** | | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **2019** | **2020** | **2021** | **2022** | **2023** | **2024** |
| **1** | **Споживання електроенергії (брутто)** | **988,1** | **990,1** | **992,1** | **994,1** | **996,1** | **998,1** |
| (+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в % | +0,2 | +0,2 | +0,2 | +0,2 | +0,2 | +0,2 |
| **1.1** | **Споживання електроенергії (нетто)** | **917,0** | **918,9** | **920,8** | **922,7** | **924,6** | **926,5** |
| (+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в % | +0,2 | +0,2 | +0,2 | +0,2 | +0,2 | +0,2 |
|  | у тому числі: |  |  |  |  |  |  |
| 1.1.1 | Промисловість | 50,3 | 50,3 | 50,3 | 50,3 | 50,3 | 50,3 |
| 1.1.2 | Сільгоспспоживачі | 2,1 | 2,1 | 2,1 | 2,1 | 2,1 | 2,1 |
| 1.1.3 | Транспорт | 763,0 | 764,5 | 766,0 | 767,5 | 769,0 | 770,5 |
| 1.1.4 | Комунально-побутові споживачі | 34,8 | 34,9 | 35,0 | 35,1 | 35,2 | 35,3 |
| 1.1.5 | Інші непромислові споживачі | 26,9 | 27,0 | 27,1 | 27,2 | 27,3 | 27,4 |
| 1.1.6 | Населення | 39,9 | 40,0 | 40,1 | 40,2 | 40,3 | 40,4 |
| **1.2** | **Витрати електроенергії на власні потреби ОСР** | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 |
| **1.4** | **Витрати електроенергії на її транспортування в мережах ОСР** | 68,8 | 68,75 | 68,7 | 68,65 | 68,6 | 68,55 |
| у відсотках до надходження електроенергії в мережу | 6,96 | 6,96 | 6,95 | 6,95 | 6,95 | 6,94 |

\* Пояснення падіння споживання електричної енергії.

Падіння споживання електроенергії в промисловому та сільскогосподарському сектору економіки пояснюється економічною ситуацією в країні, промислові підприємства не працюють на повну потужність або зовсім не працюють.

Дане зменшення в прогнозі на 2019-2024 роках зазначено в категорії "Промисловість та сільгоспсоживачі" (№ п/п 1.1.1, 1.1.2).

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

**Дніпропетроська область**

В розподільчу електричну мережу регіональної філії «Придніпровська залізниця»електроенергія надходить переважно від об’єктів електроенергетики розподільних компанії АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» та ПрАТ «ЦЕК». В електричні мережи яких відповідно електроенергія надходить з електричних мереж енергогенеруючої компанії «ДТЕК Дніпроенерго», так і через магістральні мережі 330-750 кВ НЕК «Укренерго». Компанія отримує електроенергію та розподіляє її мережами 0,4-6-10-35-150 кВ споживачам Дніпропетровської області та у мережі інших ліцензіатів з розподілу та постачання електроенергії, які працюють на території Дніпропетровської та суміжних областей.

Основними джерелами потужності Дніпропетровської області є 13 магістральних ПС-750-330 кВ та 6 електростанцій ТЕС/ГЕС, а саме:

* ПС «Дніпровськая-750», ПС «Павлоградська-330», ПС «Дніпровська-330», ПС «Кам’няська-330», ПС «Прометей-330», ПС «ВДГМК-330», ПС «Рудна-330», ПС «Першотравнева-330», ПС «Криворізька-330», ПС «Південна-330», ПС «Гірнича-330», ПС «Нікопольська-330», ПС «Ферросплавна-330» які належать ДП «НЕК «Укренерго»;
* Електростанції: Придніпровська ТЕС (ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго»), Криворізька ТЕС (ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго»), Каховська ГЕС, Середньодніпровська ГЕС, Дніпровська ГЕС (ПрАТ «Укргідроенерго»), Дніпровська ТЕЦ.

Характеристики джерел живлення в Дніпропетровській області наведені у таблиці 5.

**Таблиця 5** – Вузли приєднання електромереж 110, 150 кВ Товариства до електричних мереж (підстанцій НЕК "Укренерго") та суміжних ОСР в Дніпропетровській області.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Вузли приєднання: ПС напругою 220 кВ і вище або лінія 110 (150) кВ від джерел живлення, розміщених на території інших ліцензіатів (назва ОСР) | | ПС 110(150)/35/10(6) і 110(150)/10(6) кВ, які живляться від джерела живлення, (назва ОСР) | Максимальні навантаження у режимні дні в МВт за роками | | | | | |
| Назва | Кіл-ть і пот-ть АТ; марка проводів ЛЕП, шт/МВА | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2024 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Дніпровська енергетична система ДП НЕК «Укренерго» | | | | | | | | |
| Дніпровська-330 | 3\*АТ (250МВА) |  | 264 | 173 | 288 | 287 | 326 | 350,78 |
| **Всього:** |  |  | **264** | **173** | **288** | **287** | **326** | **350,78** |
| Кам’янська-330 | 4\*АТ(250МВА) |  | 161 | 145 | 134 | 90 | 104 | 111,90 |
| **Всього:** |  |  | **161** | **145** | **134** | **90** | **104** | **111,90** |
| Прометей-330 | 2\*АТ(250МВА) |  | 91 | 66 | 85 | 65 | 100 | 107,60 |
| **Всього:** |  |  | **91** | **66** | **85** | **65** | **100** | **107,60** |
| ВДГМК-330 | 1\*АТ(250МВА) |  | 112 | 122 | 117 | 118.82 | 120 | 129,12 |
|  |  | Л-974, 150кВ (КОЕ) | 28 | 30 | 32 | 23 | 34 | 36,58 |
|  |  | ПС Силова (ЦЕК) | 1,1 | 1,18 | 1,03 | 0,56 | 1,22 | 1,31 |
|  |  | ПС П’ятихатки-тяг (УЗ) | 8,3 | 9,1 | 9,5 | 10,02 | 9,4 | 10,11 |
| **Всього:** |  |  | **74,6** | **81,72** | **74,47** | **85,24** | **75,38** | **81,11** |
| Павлоградська-330 | 2\*АТ(250МВА) |  | 126,32 | 128,1 | 132,1 | 89,7 | 130 | 139,88 |
|  |  | Л-ЛОЗ, 150кВ (ХОЕ) | 36,1 | 37,2 | 49,3 | 12,12 | 34,74 | 37,38 |
|  |  | ПС ПЗТО (ЦЕК) | 3,2 | 3,7 | 2,8 | 3,6 | 3,9 | 4,20 |
|  |  | Л-ДН-1, Л-ДН-2, Л-ЦОФ-1, Л-ЦОФ-2, 150кВ (ВМ) | 79,6 | 71,5 | 68,4 | 70,6 | 64,3 | 69,19 |
| **Всього:** |  |  | **7,42** | **15,7** | **11,60** | **3,38** | **27,06** | **29,12** |
| Гірнична-330 | 4\*АТ(250МВА) |  | 289 | 143 | 294 | 250 | 296 | 318,50 |
| **Всього:** |  |  | **289** | **143** | **294** | **250** | **296** | **318,50** |
| Південна-330 | 4\*АТ(250МВА) |  | 268 | 332 | 270 | 369 | 324 | 348,62 |
| **Всього:** |  |  | **268** | **332** | **270** | **369** | **324** | **348,62** |
| Криворізька-330 | 2\*АТ(250МВА) |  | 200 | 217 | 200 | 200 | 192 | 206,59 |
|  |  | ПС Наклоноствольная (ЦЕК) | 4,8 | 4,1 | 4,3 | 4,42 | 4,5 | 4,84 |
|  |  | ТМК-1, ТМК-2, 150кВ | 4,35 | 4,76 | 4,28 | 4,13 | 4,75 | 5,11 |
| **Всього:** |  |  | **190,85** | **208,14** | **191,42** | **191,45** | **182,75** | **196,64** |
| Першотравнева-330 | 3\*АТ(250МВА) |  | 252 | 272 | 245 | 249 | 226 | 243,18 |
|  |  | Л-78, Л-79, Л-131, Л-132, Л-133, Л-134, 150кВ (ВМ) | 165 | 161 | 168 | 164 | 170 | 182,92 |
| **Всього:** |  |  | **87** | **111** | **77** | **85** | **56** | **60,26** |
| Рудна-330 | 3\*АТ(250МВА) |  | 59,4 | 41,5 | 43,1 | 40,1 | 42,8 | 46,05 |
|  |  | Л-153, Л-154, Л-155, Л-156, Л-157, Л-158, Л-Тяг-1,2, ПЖРК-1,2, 150кВ (ВМ) | 161 | 155 | 152 | 129 | 131 | 140,96 |
|  |  | Л-74А, 150кВ (КОЕ) | 59,4 | 41,5 | 43,1 | 40,1 | 42,8 | 46,05 |
| **Всього:** |  |  | **11,6** | **19,5** | **16,9** | **17,9** | **33,2** | **35,72** |
| Нікопольска-330 | 5\*АТ(250МВА) |  | 413 | 235 | 340 | 334 | 363 | 390,59 |
| **Всього:** |  |  | **413** | **235** | **340** | **334** | **363** | **390,59** |
| Ферросплавна-330 | 2\*АТ(400МВА) |  | 100 | 131 | 130 | 165 | 196 | 210,90 |
| **Всього:** |  |  | **100** | **131** | **130** | **165** | **196** | **210,90** |
| ПДТЕС | 2\*АТ(250МВА),  ТГ-7,8,9,10 |  | 492 | 382 | 480 | 467 | 476 | 512,18 |
|  |  | ПС Трубна(ЦЕК) | 7,2 | 6,54 | 6,68 | 7,18 | 3,84 | 4,13 |
| **Всього:** |  |  | **484,8** | **375,46** | **473,32** | **459,82** | **472,16** | **508,04** |
| КРТЕС | 2\*АТ(250МВА)  ТГ-1, 2 |  | 100 | 180 | 190 | 210 | 190 | **204,44** |
| **Всього:** |  |  | **100** | **180** | **190** | **210** | **190** | **204,44** |
| СДГЕС |  |  | 114,65 | 82,45 | 106,12 | 34,9 | 128,56 | 138,33 |
| **Всього:** |  |  | **114,65** | **82,45** | **106,12** | **34,9** | **128,56** | **138,33** |
| Л-10, Л-11, 150кВ | АС-300 |  | 130 | 150 | 150 | 185 | 190 | 204,44 |
|  |  | ПС КПО, ПЛМ (ЦЕК) | 24,8 | 12,98 | 11,5 | 10,02 | 18,94 | 20,38 |
| **Всього:** |  |  | **105,2** | **127,02** | **138,5** | **175** | **171,06** | **184,06** |
| Л-68, Л-69, 150кВ | АС-300 |  | **25** | **20** | **28** | **31** | **32** | **34,43** |
| Л-9Б, 150кВ | АС-240 |  | **18** | **20** | **22** | **18** | **25** | **26,90** |
| Л-407, Л-408, 150кВ |  |  | **3,85** | **3,22** | **3,41** | **3,25** | **3,3** | **3,55** |
| Л-Гн-Роз-5, 110кВ | АС-150 |  | **14,9** | **15,1** | **15,9** | **15,6** | **14,7** | **15,82** |
| Л-Меж-т-Меж, 110кВ | АС-120 |  | **5,4** | **5,1** | **5,45** | **5,51** | **5,3** | **5,70** |
| Л-Бел-Слав, 110кВ | АС-150 |  | **2,25** | **2,14** | **2** | **2,03** | **1,99** | **2,14** |
|  |  |  |  |  |  |  | **3 127,46** | **3 365,15** |

Згідно таблиці 5, можливо зробити висновок, що пропускної здатності існуючих автотрансформаторів на ПС 330кВ та ПЛ, які з’єднуються з іншими ОСР достатньо для передачі прогнозної потужності при нормальних та ремонтних режимах («N-1»).

В межах Дніпропетровської області об’єктів електроенергетики регіональної філії «Придніпровська залізниця» приєднаних безпосередньо до електричних мереж магістральних ПС-750-330 кВ або електростанцій ТЕС/ГЕС не має.

Також, електрозабезпечення споживачів Дніпропетровської області здійснюється від станцій негарантованої потужності, які підключені до мережі АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» генерована потужність яких в тому числі видається на об’єкти електроенергетики регіональної філії «Придніпровська залізниця». Перелік яких наведено в таблиці 6

**Таблиця 6** – Перелік діючих альтернативних джерел живлення, які підключені до мережі АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» генерована потужність яких видається на об’єкти електроенергетики регіональної філії «Придніпровська залізниця» станом на 01.01.2019.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Об’єкт електроенергетики** | **Точка приєднання** | **Вид джерела енергії** | **Встановлена потужність, МВт** |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1 | ТОВ "КВАЛІТЕТ ПЛЮС" | Л-67 від ПС "Єлизаветівка" | СЕС | 1,1 |
| 2 | ТОВ "БЛАГОДАР-СОЛАР" | Л-121 від ПС "Сурська" | СЕС | 0,292 |
| 3 | ТОВ "САН ЕНЕРДЖІ" | ПЛ-35 кВ Л-489 ПС "Мінеральна-тяг" | СЕС | 2,000 |

Всього: **3,392 МВт**

Діючих джерел відновлювальної енергії приєднаних до електричних мереж регіональної філії «Придніпровська залізниця» станом на 01.01.2019 не має.

**Запорізька область**

В розподільчу електричну мережу регіональної філії «Придніпровська залізниця»електроенергія надходить від об’єктів електроенергетики розподільної компанії ПАТ «Запоріжжяобленерго». В електричні мережи якої відповідно електроенергія надходить з електричних мереж енергогенеруючої компанії «ДТЕК Дніпроенерго», так і через магістральні мережі 330-750 кВ НЕК «Укренерго». Компанія отримує електроенергію та розподіляє її мережами 0,4-6-10-35-150 кВ споживачам Запорізької області та у мережі інших ліцензіатів з розподілу та постачання електроенергії, які працюють на території Запорізької та суміжних областей.

Основними джерелами потужності Запорізької області є магістральні ПС-750-330 кВ, а саме: ПС 750 кВ "Запорізька", ПС 750 кВ "ЗАЕС", ПС 330 кВ "Запорізька", ПС 330 кВ "ЗаТЕС", ПС 330 кВ "Дніпро-Донбас", ПС 330 кВ "Правобережна", ПС 330 кВ "Молочанська", ПС 330 кВ "Мелітопольська".

Характеристики джерел живлення в Запорізькій області наведені у таблиці 7.

**Таблиця 7** – Вузли приєднання електромереж 110, 150 кВ регіональної філії «Придніпровська залізниця» до електричних мереж (підстанцій НЕК "Укренерго") та суміжних ОСР в Запорізькій області.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Найменування ПС (джерела живлення) | Кількість та потужність АТ, од./МВА | Енергопостачальна компанія | Прогноз максимальних навантажень у МВТ за роками: | | | | |
| 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** |
| **Дніпровська ЕС** | | | | | | | |
| ПС 330 кВ «Дніпро-Донбас» | 3х250 | Запоріжжяобленерго | 630,0 | 630,0 | 660,0 | 669,0 | 702,0 |
| ПС 330 кВ «Запорізька» | 4х250+1х400 | Запоріжжяобленерго | 750,0 | 750,0 | 800,0 | 850,0 | 900,0 |
| ПС 330 кВ «Молочанська» | 2х250 | Запоріжжяобленерго | 220,0 | 220,0 | 220,0 | 220,0 | 220,0 |
| ПС 330 кВ «Мелітопольська» | 3х250 | Запоріжжяобленерго | 235 | 240 | 240 | 240,0 | 240,0 |

Згідно таблиці 7, можливо зробити висновок, що пропускної здатності існуючих автотрансформаторів на ПС 330кВ та ПЛ, які з’єднуються з іншими ОСР достатньо для передачі прогнозної потужності при нормальних та ремонтних режимах («N-1»).

В межах Запорізької області об’єктів електроенергетики регіональної філії «Придніпровська залізниця» приєднаних безпосередньо до електричних мереж магістральних ПС-750-330 кВ не має.

Також, електрозабезпечення споживачів Запорізької області здійснюється від станцій негарантованої потужності, які підключені до мережі ПАТ «Запоріжжяобленерго» генерована потужність яких в тому числі видається на об’єкти електроенергетики регіональної філії «Придніпровська залізниця». Перелік яких наведено в таблиці 8.

**Таблиця 8** – Перелік діючих альтернативних джерел живлення, які підключені до мережі ПАТ «Запоріжжяобленерго» генерована потужність яких видається на об’єкти електроенергетики регіональної філії «Придніпровська залізниця» станом на 01.01.2019.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Об’єкт електроенергетики** | **Точка приєднання** | **Вид джерела енергії** | **Встановлена потужність, МВт** |
| 1 | ПП "НАЦПРОД" | ПС 150/35/6 кВ ЖРК "Єлизаветівка" | СЕС | 19,5 |

**Всього: 19,5 МВт**

Діючих джерел відновлювальної енергії приєднаних до електричних мереж регіональної філії «Придніпровська залізниця» станом на 01.01.2019 не має.

**Херсонська область**

В розподільчу електричну мережу регіональної філії «Придніпровська залізниця»розташованих на території Генічеського району електроенергія надходить від об’єктів електроенергетики розподільних компанії ПАТ «Запоріжжяобленерго» та ПАТ ЕК «Херсонобленерго».

Основними джерелами потужності Херсонської області Генічеського району є магістральні ПС-750-330 кВ, а саме: ПС Каховська 330 кВ та ПС Мелітопольська 330 кВ від якої лініями електропередач 150 кВ Л-178 та Л-179 живиться тягова підстанція Партизани.

Характеристики джерел живлення в Херсонській області наведені у таблиці 9.

**Таблиця 9** – Вузли приєднання електромереж 110, 150 кВ Товариства до електричних мереж (підстанцій НЕК "Укренерго") та суміжних ОСР в Генічеському районі Херсонської області.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Найменування ПС (джерела живлення) | Кількість та потужність АТ, од./МВА | Енергопостачальна компанія | Прогноз максимальних навантажень у МВТ за роками: | | | | |
| 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** |
| ПС 330 кВ «Каховська» | 1х300+2х250 | Херсонобленерго | 104,4 | 119,9 | 136 | 143 | 152 |
| ПС 330 кВ «Мелітопольська» | 3х250 | Запоріжжяобленерго | 235 | 240 | 240 | 240,0 | 240,0 |

Згідно таблиці 9, можливо зробити висновок, що пропускної здатності існуючих автотрансформаторів на ПС 330кВ та ПЛ, які з’єднуються з іншими ОСР достатньо для передачі прогнозної потужності при нормальних та ремонтних режимах («N-1»).

В межах Херсонській області об’єктів електроенергетики регіональної філії «Придніпровська залізниця» приєднаних безпосередньо до електричних мереж магістральних ПС-750-330 кВ не має.

В межах розташування розподільних електроустановок регіональної філії «Придніпровська залізниця» представлені незначні обсяги генерації електроустановками для виробництва електричної енергії.

Обсяги виробленої електричної енергії за 2014-2018 роки, а також перспективні дані щодо виробітку в 2020-2024 роках наведено нижче.

**Табл. 10.** Обсяги виробленої електричної енергії за 2014-2018 роки, а також перспективні дані щодо виробітку в 2020-2024 роках

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Назва** | | **Потуж., МВт** | **Виробіток ел.ен., тис.МВт\*год** | | | | | | |
| **2015 рік** | | **2016 рік** | | **2017 рік** | **2018 рік** | **2019 рік** |
| СЕС ТОВ "Фрі-Енерджи" | | 14,0 | введено в експлуатацію в жовтні 2018 року | | | | | 1020,0 | 18 200,0 |
| Назва | **Потуж., МВт** | | **Виробіток ел.ен., тис.МВт\*год** | | | | | | |
| **2020 рік** | **2021 рік** | | **2022 рік** | | **2023 рік** | **2024 рік** |
| СЕС ТОВ "Фрі-Енерджи" | 14,0 | | 27300,0 | 27350,0 | | 27350,0 | | 27350,0 | 27350,0 |

# 

# Інформація щодо існуючих електроустановок виробництва електричної енергії, які приєднані до системи розподілу

Станом на 01.01.2019 до розподільчих мереж регіональної філії «Придніпровська залізниця» приєднано незначний обсяг генеруючих потужностей.

В даному розділі наведено інформацію щодо діючих електроустановок виробництва електричної енергії у Херсонській області. Інформація щодо діючих генеруючих джерел приєднаних до розподільчих мереж регіональної філії «Придніпровська залізниця» наведена в таблиці.

Табл. 11. Інформація щодо діючих генеруючих джерел

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Назва станції** | **Встановлена потужність, МВт** | **Підстанція на яку здійснюється видача потужності** |
| СЕС ТОВ "Фрі-Енерджи" | 14,0 | ПС 150/35/10 кВ "Партизани" |
| **Всього** | **14,0** |  |

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

Загалом регіональною філією «Придніпровська залізниця» видано технічних умов на приєднання електроустановок ВДЕ суммарную потужністю **22,2 МВт**.

Перелік нових електроустановок виробництва електричної енергії, які мають бути приєднані до мереж регіональної філії «Придніпровської залізниці» у відповідності до виданих ТУ наведено в **Додатку Г. Табл. 9**.

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

Обсяг виданих ТУ на стандартні приєднання за період 2016-2018 роки становить 2,072 МВт та 8,364 МВт ТУ на нестандартні приєднання.

В **Додатку Г. Табл. 10** зведено дані щодо виданих ТУ на стандартні та нестандартні приєднання потужності по підстанціях 35-150 кВ за 2016-2018 роки.

В **Додатку Г. Табл. 11, Табл. 12** та **Табл. 13** показана детальна інформацій щодо діючих ТУ на стандартні приєднання за період 2016-2018 років.

В **Додатку Г. Табл. 14, Табл. 15** та **Табл. 16** показана детальна інформацій щодо діючих ТУ на нестандартні приєднання за період 2016-2018 років.

Дані щодо прогнозної потужності приєднання нових електроустановок (на основі заяв про приєднання та доступної потужності в точках забезпечення потужності) наведено в 12**.**

Аналіз виданих ТУ показав, що значний приріст навантаження спостерігається в енергорайонах м. Ерастівки, м. Вільнянськ, м. Нікополь та особливо м. Дніпро.

Для забезпечення нових споживачів джерелами потужності планами регіональної філії «Придніпровська залізниця» передбачається реконструкція існуючих ПС.

Табл. 12. Дані щодо прогнозної потужності приєднання нових електроустановок (на основі заяв про приєднання та доступної потужності в точках забезпечення потужності)

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Джерело живлення,  ПС 20-150 кВ** | **Встан. пот-сть ПС, МВт** | **Величина навант., МВт, зима 2018 мах** | **Сумарна потужність замовлена до приєднання (чинні ТУ), МВт** | | **Реалізовані ТУ, МВт** | | | | | **Заплановані заходи зі створення резерву потужності у ПРСР** |
| **Всього** | **у т. ч. оплачено/** |
| **проавансовано** | **2014** | **2015** | **2016** | **2017** | **2018** |
|  | **Дніпропетровська область** | | | | | | | | | | |
| 1 | ПС 150/35/6 кВ «Батуринська» | 50 | 4,709 | 0,050 | 0,002 | 0 | 0 | 0,002 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 2 | ПС 35/10 кВ «Апостолово» | 5 | 0,932 | 0,178 | 0,1 | 0,03 | 0,002 | 0,008 | 0,054 | 0,006 | Не заплановано |
| 3 | ПС 35/10 кВ «Підстепна» | 6,5 | 0,94 | 0,110 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 4 | ПС 35/10 кВ «Нікополь» | 3,8 | 0,427 | 0,427 | 0,7145 | 0,009 | 0,017 | 0,113 | 0,5695 | 0,006 | Не заплановано |
| 5 | ПС 35/10 кВ «Марганець | 6,4 | 5,271 | 0,085 | 0,085 | 0 | 0 | 0 | 0,085 | 0 | Не заплановано |
| 6 | ПС 35/10 кВ «Іларіонове» | 8 | 3,172 | 0,272 | 0,017 | 0,015 | 0,002 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 7 | ПС 35/6 кВ «Н.Д.-Вузол» | 26 | 26,03 | 2,276 | 0,787 | 0,355 | 0,20825 | 0,192 | 0,022 | 0,3098 | Заміна Т-2 10 МВА на 16 МВА |
| 8 | ПС 35/10 «Новомосковськ» | 6,5 | 2,063 | 0,450 | 0,039 | 0,0035 | 0,01 | 0,095 | 0,016 | 0 | Не заплановано |
| 9 | ПС 150/35/10 «Письменна» | 30 | 5,35 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 10 | ПС 150/35/10 «Роздори» | 30 | 3,515 | 0,017 | 0,017 | 0 | 0 | 0 | 0,017 | 0 | Не заплановано |
| 11 | ПС 150/35/10 «Синельникове» | 50 | 21,596 | 2,418 | 0,030 | 0 | 0,002 | 0,0055 | 0,0116 | 0,003 | Не заплановано |
| 12 | ПС 150/35/10 «Ульянівка» | 30 | 5,655 | 2,630 | 0,13 | 0 | 0,03 | 0 | 0 | 0,1 | Не заплановано |
| 13 | ПС 35/10 «Ігрень» | 2 | 0,772 | 0,050 | 0,027 | 0,0015 | 0,01 | 0,01 | 0,005 | 0 | Не заплановано |
| 14 | ПС 150/110/35 «Чаплине» | 25 | 2,810 | 0,310 | 0,31 | 0 | 0 | 0 | 0,029 | 0,002 | Не заплановано |
| 15 | ПС Чаплі 35/6 | 5 | 0,044 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 16 | ПС 35/6 кВ «Верхівцеве» | 12 | 2,56 | 2,231 | 2,11548 | 2,0529 | 0,06058 | 0,002 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 17 | ПС-35/6 кВ тягова Ерастівка | 6,5 | 1,02 | 1,600 | 1,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,5 | Не заплановано |
| 18 | ПС 35/6 кВ «Верхньодніпровськ» | 2,80 | 0,72 | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 19 | ПС-35/6 кВ тягова Гребля | 12,6 | 0,029 | 0,055 | 0,0075 | 0 | 0 | 0 | 0,0075 | 0 | Не заплановано |
| 20 | ПС 35/10 кВ «Балівка» | 6,5 | 0,87 | 0,015 | 0,015 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,015 | Не заплановано |
| 21 | ПС-35/6 кВ тягова Воскобійня | 1,8 | 0,29 | 0,026 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 22 | ПС 35/10 кВ «Сухачівка» | 8 | 4,21 | 0,015 | 0,0677 | 0 | 0,05 | 0,0177 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 23 | ПС 35/6 «Дніпро-Вантажний» | 4,1 | 1,48 | 1,029 | 0,958 | 0,13 | 0,7 | 0,008 | 0 | 0,12 | Заміна Т-1 1,6 МВА та Т-2 2,4 МВА на 6,3 МВА кожний |
| 24 | ПС 35/10 кВ «Славгород» | 4,8 | 0,693 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 25 | ПС 150/35/6 кВ «П’ятихатки» | 80 | 2,204 | 0,5132 | 0,342 | 0,155 | 0 | 0,002 | 0 | 0,1855 | Не заплановано |
| 26 | ПС 35/6 кВ «Кривий Ріг Головний» | 20 | 7,074 | 0,409 | 0,112 | 0,0036 | 0 | 0,027 | 0,005 | 0,076 | Не заплановано |
| 27 | ПС 35/10 кВ «Інгулець» | 4,1 | 0,116 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 28 | ПС 150/35/10 кВ «Мусіївка» | 50 | 4,135 | 0,011 | 0,002 | 0,0022 | 0 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 29 | ПС 150/10 кВ «Утішна» | 32 | 2,292 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 30 | ПС 35/10 кВ «Божедарівка» | 6,5 | 0,199 | 0,230 | 0,230 | 0 | 0 | 0,23 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 31 | ПС 35/10 кВ «Милорадівка» | 5,7 | 0,162 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 32 | ПС 35/10 кВ «Девладове» | 5 | 0,643 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 33 | ПС 35/10 кВ «Савро» | 5,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 34 | ПС 35/10 кВ «Зав’ялівка» | 1,8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 35 | ПС 35/10 кВ «Рядова» | 3,2 | 0,617 | 0,099 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 36 | ПС 35/10 кВ «Саксагань» | 1 | 0,181 | 0,00085 | 0,00085 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,00085 | Не заплановано |
| 37 | ПС 35/10 кВ «Грекувата» | 1,6 | 0,086 | 0,029 | 0,000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 38 | ПС 35/10 кВ «Варварівка» | 4,00 | 0,09 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 39 | ПС 35/10 кВ «Павлоград» | 3,5 | 0,679 | 0,0144 | 0,019 | 0,019 | 0 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 40 | ПС 35/10 кВ «Зайцеве» | 5 | 0,252 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 41 | ПС 150/35/10 кВ«Мінеральна» | 15,00 | 7,637 | 0,07 | 0,07 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,07 | Не заплановано |
| 42 | ПС 35/10 кВ «Богуславський» | 2,6 | 0,684 | 0,0014 | 0,0014 | 0,0014 | 0 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 43 | ПС 35/10 «Миколаївка» | 3,2 | 0 | 0,0014 | 0,0014 | 0,0014 | 0 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 44 | ПС 110/10 кВ «Слов’янка» | 20 | 1,986 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| **Запорізька обл.** | | | | | | | | | | | |
| 45 | ПС 35/10 /6«Канцерівка» | 3 | 0,1398 | 0,15 | 0,09 | 0 | 0,015 | 0 | 0,075 | 0 | Не заплановано |
| 46 | ПС 35/10 кВ «Запоріжжя Ліве» | 14,45 | 4,782 | 0,0112 | 0,0162 | 0,005 | 0 | 0 | 0,0112 | 0 | Не заплановано |
| 47 | ПС 35/6 кВ «Вільнянськ» | 7,2 | 2.316 | 1,83 | 0,0073 | 0 | 0 | 0 | 0,0073 | 0 | Не заплановано |
| 48 | ПС "Запоріжжя-І -тягова - 35/10/6" | 12,35 | 4,33 | 1,38 | 0,3808 | 0,071 | 0,0098 | 0,08 | 0,124 | 0,096 | Не заплановано |
| 49 | ПС 35/6 кВ «1132 км» | 3,2 | 0,126 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 50 | ПС 150/35/10 кВ «Таврійськ» | 65,0 | 20,682 | 0,56 | 0,555 | 0,555 | 0 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 51 | ПС 35/10 кВ «Пришиб» | 3,1 | 0 |  |  | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 52 | ПС 150/35/10 кВ «Федорівка» | 30,0 | 13,553 | 0,008 | 0,008 | 0 | 0,002 | 0 | 0 | 0,006 | Не заплановано |
| 53 | ПС 35/10 кВ «Запорізька Січ» | 1,6 | 0,288 | 0,03 | 0,23 | 0,03 | 0 | 0 | 0 | 0,2 | Не заплановано |
| 54 | ПС 35/10 кВ «Мелітополь» |  | 3,21 | 0,2485 | 0,056 | 0,036 | 0,003 | 0,013 | 0 | 0,004 | Не заплановано |
| 55 | ПС 150/35/10 кВ Сокологірне | 50,0 | 0,799 |  |  | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,005 | Не заплановано |
| 56 | ПС 150/35/10 кВ «Якимівка» | 50,0 | 6,577 | 0,12 | 0,002 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,002 | Не заплановано |
| **Херсонська область** | | | | | | | | | | | |
| 57 | ПС 35/10 «Партизани» | 50 | 10,893 | 14,02 | 14 | 0,02 | 0 | 0 | 0 | 14 | Не заплановано |
| 58 | ПС 35/10 «Салькове» | 8 | 0,911 | 1,0154 | 0,0004 | 0 | 0,0004 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 59 | ПС-35/10 Чонгар | 8 | 0,221 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| **Харківська область** | | | | | | | | | | | |
| 60 | ПС 110/10 кВ «Самійлівка» | 20 | 1,892 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| **Донецька область** | | | | | | | | | | | |
| 61 | ПС 110/10 кВ «Роз’їзд 5 км» | 20 | 2,574 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |

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

Перелік точок приєднання розподільних електричних мереж регіональної філії «Придніпровська залізниця» до мереж інших ОСР наведено в таблиці 13.

**Табл. 13.** Перелік точок приєднання розподільних електричних мереж регіональної філії «Придніпровська залізниця» до мереж інших ОСР

**Дніпропетровська область**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **ОСП/ОСР** | **Назва ПС** | **Назва приєднання** | **Клас напруги, кВ** |
|  | Структурний підрозділ Нікопольська дистанція електропостачання | | |
| АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі» | ПС 150/35/6 кВ «Батуринська» | Л-55 | 150 |
| Л-56 | 150 |
| ПС 35/10 кВ «Апостолово» | Л-АП-31 | 35 |
| Л-АП-32 | 35 |
| ПС 35/10 кВ «Підстепна» | Л-394 | 35 |
| Л-395 | 35 |
| Л-396 | 35 |
| Л-401 | 35 |
| ПС 35/10 кВ «Нікополь» | Л-354 А | 35 |
| Л-376 | 35 |
| ПС 35/10 кВ «Марганець» | Л-351 | 35 |
| Л-353 | 35 |
| Л-354 | 35 |
| ПС 35/10 кВ «Мирова» | Л-332 | 35 |
| Л-333 | 35 |
| ПС 35 кВ «Чортомлик» | Л-371 | 35 |
| Л-397 | 35 |
| ПС 35 кВ «Тік» | Л-395 | 35 |
| Л-395 Б | 35 |
| ПС 35/10 «Канцерівка» | Л-303 | 35 |
| Л-334 | 35 |
|  | Структурний підрозділ Дистанція електропостачання Нижньодніпровськ-Вузол | | |
| АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі» | ПС 35/10 кВ «Іларіонове» | Л-401 | 35 |
| Л-402 | 35 |
| ПС 35/6 кВ «Н.Д.-Вузол» | Л-342 | 35 |
| Л-341 | 35 |
| Л-397 | 35 |
| ПС 35/10 «Новомосковськ» | Л-406 | 35 |
| Л-407 | 35 |
| ПС 150/35/10 «Письменна» | Л-35 А | 150 |
| Л-35 Б | 150 |
| ПС 150/35/10 «Роздори» | Л-36 А | 150 |
| Л-36 Б | 150 |
| ПС 150/35/10 «Синельникове» | Л-35 | 150 |
| Л-36 | 150 |
| ПС 150/35/10 «Ульянівка» | Л-35 Б | 150 |
| Л-36 Б | 150 |
| ПС 35/10 «Ігрень» | Л-397 Б | 35 |
| Л-397 В | 35 |
| ПС 150/110/35 «Чаплине» | Л-87 | 150 |
| ПС 35/6 кВ «Чаплі» | Л-399 Б | 35 |
| Л-400 | 35 |
| ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» | ПС 35/10 «Новомосковськ» | Л-382 | 35 |
| Л-383 | 35 |
| АТ «ДТЕК Високовольтні мережі» | ПС 150/110/35 «Чаплине» | Л-1 Межева | 110 |
| Л-2 Демурине | 110 |
|  | Структурний підрозділ Верхівцевська дистанція електропостачання | | |
| АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі» | ПС 35/6 кВ «Железнякове» | Л-35 | 35 |
| Л-356 | 35 |
| Л-336 А | 35 |
| ПС 35/6 кВ «Верхівцеве» | Л-351 | 35 |
| Л-352 | 35 |
| Л-366 | 35 |
| Л-368 | 35 |
| ПС 35/6 кВ «Верхньодніпровськ» | Л-328 А | 35 |
| Л-368 | 35 |
| Л-459 | 35 |
| ПС 35/6 кВ «Баглій» | Л-317 | 35 |
| Л-327 | 35 |
| ПС 35/6 кВ «Плотина» | Л-461 | 35 |
| Л-462 | 35 |
| ПС 35/10 кВ «Балівка» | Л-563 | 35 |
| Л-451 А | 35 |
| ПС 35/6 кВ «Воскобійня» | Л-328 | 35 |
| Л-328А | 35 |
| ПС 35/10 кВ «Сухачівка» | Л-318 | 35 |
| Л-319 | 35 |
| Л-431 | 35 |
| ПС 6 кВ «Горяїнове» | Л-39 | 6 |
| Л-15 | 6 |
| Л-31 | 6 |
| ПС 6 кВ «Карнаухівка» | Л-19 | 6 |
| Л-93 | 6 |
| ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» | ПС 35/6 кВ «Верхньодніпровськ» | Л-367 | 35 |
| ПС 35/6 «Дніпро-Вантажний» | Л-323 | 35 |
| Л-324 | 35 |
|  | Структурний підрозділ Запорізька дистанція електропостачання | | |
| АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі» | ПС 35/10 кВ «Славгород» | Л-442 | 35 |
| Л-443 | 35 |
| ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» | Л-САЗ | 35 |
|  | Структурний підрозділ Криворізька дистанція електропостачання | | |
| АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі»  АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі» | ПС 150/35/6 кВ «П’ятихатки» | Л-73 | 150 |
| ПС 35/6 кВ «Кривий Ріг Головний» | Л-КЗГО-1 | 35 |
| Л-КЗГО-2 | 35 |
| Л-346 | 35 |
| ПС 35/10 кВ «Інгулець» | Л-113 | 35 |
| Л-114 | 35 |
| Л-НМЛ-31 | 35 |
| ПС 150/35/10 кВ «Мусіївка» | Л-945 | 150 |
| Л-946 | 150 |
| Л-ТМК-1 | 150 |
| Л-ТМК-2 | 150 |
| Л-137 | 150 |
| Л-138 | 150 |
| ПС 10 кВ «Червоний Шахтар» | Ввід 1 | 10 |
| Ввід 2 | 10 |
| ПС 6 кВ «ЮГОК» | Л-637 | 6 |
| Л-639 | 6 |
| ПС 6 кВ «Вечірній Кут» | Л-Тягова-1 | 6 |
| Л-Тягова-2 | 6 |
| ПС 150/10 кВ «Утішна» | Л-ТМК-1 | 150 |
| Л-ТМК-2 | 150 |
| ПС 35/10 кВ «Божедарівка» | Л-353 | 35 |
| Л-354 А | 35 |
| Л-384 | 35 |
| Л-385 | 35 |
| Л-345 (на ЕЧЕ-24) | 35 |
| ПС 35/10 кВ «Милорадівка» | Л-350 | 35 |
| Л-345 (на ЕЧЕ-23) | 35 |
| Л-343(на ЕЧЕ-25) | 35 |
| Л-344 (на ЕЧЕ-25) | 35 |
| ПС 35/10 кВ «Девладове» | Л-299 | 35 |
| Л-341 | 35 |
| Л-342 | 35 |
| Л-ЩБЗ-31 | 35 |
| Л-343 (на ЕЧЕ-24) | 35 |
| Л-344 (на ЕЧЕ-24) | 35 |
| ПС 35/10 кВ «Савро» | Л-Путь-31 | 35 |
| Л-Сав-31 (на ЕЧЕ-28) | 35 |
| ПС 35/10 кВ «Зав’ялівка» | Л-Сав-31 (на ЕЧЕ-77) | 35 |
| Відпайка Л-347 | 35 |
| Відпайка Л-348 | 35 |
| ПС 35/10 кВ «Рядова» | Л-347 | 35 |
| Л-348 | 35 |
| ПС 35/10 кВ «Саксагань» | Відпайка Л-341 | 35 |
| Відпайка Л-342 | 35 |
| ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» | ПС 35/10 кВ «Девладове» | Л-МКР-31 | 35 |
| АТ «ДТЕК Високовольтні мережі» | ПС 35/10 кВ «Грекувата» | Відпайка Л-313 | 35 |
| Відпайка Л-314 | 35 |
|  | Структурний підрозділ Павлоградська дистанція електропостачання | | |
| АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі» | ПС 35/10 кВ «Варварівка» | Л-446 | 35 |
| Л-430 | 35 |
| Л-445 | 35 |
| ПС 35/10 кВ «Павлоград» | Л-432 | 35 |
| Л417 | 35 |
| ПС 35/10 кВ «Зайцеве» | Л-421 | 35 |
| Л-441 | 35 |
| ПС 150/35/10 кВ «Мінеральна» | Л-82 | 150 |
| ПС 35/10 кВ «Богуславський» | Л-412 | 35 |
| Л-413 | 35 |
| Л-422 | 35 |
| ПС 35/10 «Миколаївка» | Л-544 | 35 |
| Л-545 | 35 |
| Л-540 | 35 |
| ПС 110/10 кВ «Слов’янка» | Л-БЕЛ-СЛАВ | 110 |
| Л-Юбілейна-Слов’янка | 110 |
| ПС 110/10 кВ «Самійлівка» | Л-445 А | 35 |

**Запорізька область**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **ОСП/ОСР** | **Назва ПС** | **Назва приєднання** | **Клас напруги, кВ** |
|  | Структурний підрозділ Нікопольська дистанція електропостачання | | |
| ПАТ «Запоріжжяобленерго» | ПС 35/10 «Канцерівка» | Л-533 | 35 |
| Л-534 | 35 |
|  | Структурний підрозділ Запорізька дистанція електропостачання | | |
| ПАТ «Запоріжжяобленерго»  ПАТ «Запоріжжяобленерго» | ПС 35/10 кВ «Славгород» | Л-625 | 35 |
| Л-653 | 35 |
| Л-654 | 35 |
| ПС 35/10 кВ «Запоріжжя Ліве» | Л-315 | 35 |
| Л-306 А | 35 |
| ПС 35/6 кВ «Вільнянськ» | Л-311 | 35 |
| Л-309 | 35 |
| Л-755 | 35 |
| Л-651 | 35 |
| Л-733 | 35 |
| Л-734 | 35 |
| ПС 35/10 кВ «Запоріжжя-1» | Л-323 | 35 |
| Л-323 А | 35 |
| ПС 35/6 кВ «1132 км» | Л-647 | 35 |
| Л-648 | 35 |
| Л-850 | 35 |
| ПС 150/35/10 кВ «Таврійськ» | Л-5 А | 150 |
| Л-5 Б | 150 |
| Л-435 | 150 |
| ПС 35/10 кВ «Пришиб» | Л-657 | 35 |
| Л-658 | 35 |
| Л-803 | 35 |
| Л-857 | 35 |
| ПС 150/35/10 кВ «Федорівка» | Л-111 | 150 |
| Л-111 А | 150 |
| ПС 35/10 кВ «Запорізька Січ» | Л-333 | 35 |
| Л-333 А | 35 |
| ПС 35/10 кВ «Мелітополь» | Л-377/1 | 35 |
| Л-378/1 | 35 |
| Л-649 А | 35 |
| ПС 150/35/10 кВ «Партизани» | Л-178 | 150 |
| Л-179 | 150 |
| ПС 150/35/10 кВ «Сокологірне» | Л-177 | 150 |
| Л-179 | 150 |
| ПС 150/35/10 кВ «Якимівка» | Л-176 | 150 |
| Л-178 | 150 |

**Херсонська область**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **ОСП/ОСР** | **Назва ПС** | **Назва приєднання** | **Клас напруги, кВ** |
| АТ «Херсонобленерго» | ПС 35/10 кВ «Сокологірне» | Ф-32 Сокологірне-Новогригорівка | 35 |
| ПС 35/10 «Партизани» | Л-Н-4 Новотроїцька-Партизани | 150 |
| Л-409 Партизани-Салькове | 35 |
| Л-410 Партизани-Салькове | 35 |
| Ф-31 Партизани-Партизани с/х | 35 |
| Ф-32 Партизани-Генічеськ | 35 |
| Ф-33 Партизани-Приазовське | 35 |
| ПС 35/10 «Салькове» | Ф-32 Салькове-Чонгар с/х | 35 |
| Л-410 Партизани-Салькове | 35 |
| Л-409 Партизани-Салькове | 35 |

**Харківська область**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **ОСП/ОСР** | **Назва ПС** | **Назва приєднання** | **Клас напруги, кВ** |
| АТ «Харківобленерго» | ПС 110/10 кВ «Самійлівка» | Л-1 ПС Лозова | 110 |
| Л-2 ПС Лозова | 110 |

**Донецька область**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **ОСП/ОСР** | **Назва ПС** | **Назва приєднання** | **Клас напруги, кВ** |
| АТ «ДТЕК Донецькі електромережі» | ПС 110/10 кВ «Роз’їзд 5 км» | Л-Белицька-Роз’їзд 5 км | 110 |
| Л-Гончарівська-Роз’їзд 5 км | 110 |

Дані щодо перетоків через точки приєднання ОСР регіональна філія «Придніпровська залізниця» до мереж інших ОСР наведено в таблиці нижче.

**Табл. 14 Дані щодо перетоків через точки приєднання ОСР регіональна філія «Придніпровська залізниця» до мереж інших ОСР**

| **Дніпропетровська область** | | | | | | | | | | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **ОСП/ОСР** | **Назва ПС** | **Назва приєднання** | **Клас напруги, кВ** | **Літо максимум, МВт** | | | | | **Зима максимум, МВт** | | | | |
| **2016** | **2017** | **2018** | ***2020 (персп.)*** | ***2024 (персп.)*** | **2016** | **2017** | **2018** | ***2020 (персп.)*** | ***2024 (персп.)*** |
| Структурний підрозділ Нікопольська дистанція електропостачання | | | | | | | | | | | | | |
| АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі» | ПС 150/35/6 кВ «Батуринська» | Л-55 | 150 | 9,24 | 9,41 | 9,66 | *9,85* | *10,05* | 12,04 | 12,22 | 12,45 | *12,63* | *12,88* |
| Л-56 | 150 | 2,48 | 2,51 | 2,54 | *2,59* | *2,64* | 3,61 | 3,73 | 3,96 | *4,12* | *4,25* |
| ПС 35/10 кВ «Апостолово» | Л-АП-31 | 35 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Л-АП-32 | 35 | 6,25 | 6,31 | 6,44 | *6,57* | *6,70* | 7,52 | 7,64 | 7,87 | *7,99* | *8,19* |
| ПС 35/10 кВ «Підстепна» | Л-394 | 35 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Л-395 | 35 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Л-396 | 35 | 0,96 | 0,96 | 0,96 | *0,98* | *1,00* | 0,99 | 0,99 | 0,99 | *1,01* | *1,03* |
| Л-401 | 35 | 3,69 | 3,69 | 3,69 | *3,77* | *3,84* | 4,67 | 4,67 | 4,67 | *4,76* | *4,85* |
| ПС 35/10 кВ «Нікополь» | Л-354 А | 35 | 0,93 | 0,93 | 0,93 | *0,95* | *0,97* | 1,02 | 0,79 | 1,02 | *1,04* | *1,06* |
| Л-376 | 35 | 0,69 | 0,69 | 0,69 | *0,71* | *0,72* | 1,39 | 1,16 | 1,39 | *1,41* | *1,44* |
| ПС 35/10 кВ «Марганець» | Л-351 | 35 | 0,91 | 0,91 | 0,91 | *0,93* | *0,94* | 2,93 | 2,70 | 2,93 | *2,99* | *3,05* |
| Л-353 | 35 | 5,97 | 5,97 | 5,97 | *6,09* | *6,21* | 9,18 | 9,18 | 9,18 | *9,37* | *9,55* |
| Л-354 | 35 | 3,95 | 3,95 | 3,95 | *4,02* | *4,11* | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| ПС 35/10 кВ «Мирова» | Л-332 | 35 | 2,60 | 2,60 | 2,60 | *2,66* | *2,71* | 2,97 | 2,97 | 2,97 | *3,03* | *3,09* |
| Л-333 | 35 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| ПС 35 кВ «Чортомлик» | Л-371 | 35 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Л-397 | 35 | 1,72 | 1,72 | 1,72 | *1,76* | *1,79* | 1,14 | 1,14 | 1,14 | *1,16* | *1,18* |
| ПС 35 кВ «Тік» | Л-395 | 35 | 1,45 | 1,45 | 1,45 | *1,48* | *1,51* | 0,95 | 0,95 | 0,95 | *0,97* | *0,99* |
| Л-395 Б | 35 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| ПС 35/10 «Канцерівка» | Л-303 | 35 | 1,42 | 1,42 | 1,42 | *1,44* | *1,47* | 1,83 | 1,83 | 1,83 | *1,86* | *1,90* |
| Л-334 | 35 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | *0,05* | *0,05* | 0,06 | 0,06 | 0,06 | *0,06* | *0,06* |
| Структурний підрозділ Дистанція електропостачання Нижньодніпровськ-Вузол | | | | | | | | | | | | | |
| АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі» | ПС 35/10 кВ «Іларіонове» | Л-401 | 35 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Л-402 | 35 | 5,60 | 3,95 | 5,04 | *5,14* | *5,24* | 6,22 | 5,43 | 6,30 | *6,43* | *6,55* |
| ПС 35/6 кВ «Н.Д.-Вузол» | Л-342 | 35 | 6,09 | 7,98 | 6,51 | *6,64* | *6,77* | 13,44 | 10,08 | 8,06 | *8,23* | *8,39* |
| Л-341 | 35 | 12,80 | 14,56 | 15,40 | *15,71* | *16,02* | 19,32 | 25,20 | 18,76 | *19,14* | *19,52* |
| Л-397 | 35 | 7,79 | 9,45 | 11,53 | *11,76* | *11,99* | 10,71 | 13,02 | 13,65 | *13,92* | *14,20* |
| ПС 35/10 «Новомосковськ» | Л-406 | 35 | 1,13 | 1,07 | 0,95 | *0,96* | *0,98* | 4,79 | 4,10 | 4,68 | *4,78* | *4,87* |
| Л-407 | 35 | 3,28 | 2,45 | 4,20 | *4,28* | *4,37* | 1,30 | 1,09 | 1,89 | *1,93* | *1,97* |
| ПС 150/35/10 «Письменна» | Л-35 А | 150 | 1,30 | 1,68 | 2,05 | *2,10* | *2,14* | 1,68 | 3,26 | 0,39 | *0,39* | *0,40* |
| Л-35 Б | 150 | 1,20 | 1,68 | 3,23 | *3,29* | *3,36* | 2,61 | 3,63 | 4,96 | *5,06* | *5,16* |
| ПС 150/35/10 «Роздори» | Л-36 А | 150 | 2,24 | 1,51 | 1,42 | *1,45* | *1,48* | 1,78 | 1,88 | 1,40 | *1,43* | *1,46* |
| Л-36 Б | 150 | 0,50 | 1,58 | 1,30 | *1,33* | *1,35* | 1,91 | 2,10 | 2,12 | *2,16* | *2,20* |
| ПС 150/35/10 «Синельникове» | Л-35 | 150 | 6,50 | 10,16 | 7,85 | *8,01* | *8,17* | 4,84 | 7,53 | 15,31 | *15,62* | *15,93* |
| Л-36 | 150 | 4,50 | 2,23 | 3,99 | *4,07* | *4,15* | 12,90 | 8,04 | 6,29 | *6,41* | *6,54* |
| ПС 150/35/10 «Ульянівка» | Л-35 Б | 150 | 3,00 | 4,12 | 0,00 | *0,00* | *0,00* | 0,86 | 1,75 | 0,00 | *0,00* | *0,00* |
| Л-36 Б | 150 | 1,50 | 1,59 | 4,31 | *4,40* | *4,48* | 6,53 | 3,86 | 5,66 | *5,77* | *5,88* |
| ПС 35/10 «Ігрень» | Л-397 Б | 35 | 1,40 | 0,42 | 1,90 | *1,94* | *1,98* | 1,68 | 1,15 | 2,24 | *2,28* | *2,33* |
| Л-397 В | 35 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| ПС 150/110/35 «Чаплине» | Л-87 | 150 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| ПС 35/6 кВ «Чаплі» | Л-399 Б | 35 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Л-400 | 35 | 0,02 | 0,04 | 0,04 | *0,04* | *0,04* | 0,03 | 0,04 | 0,04 | *0,04* | *0,05* |
| ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» | ПС 35/10 «Новомосковськ» | Л-382 | 35 | 0,04 | 0,04 | 0,47 | *0,48* | *0,49* | 0,06 | 0,12 | 0,39 | *0,40* | *0,41* |
| Л-383 | 35 | 0,47 | 0,50 | 1,27 | *1,29* | *1,32* | 0,66 | 0,46 | 0,87 | *0,89* | *0,90* |
| АТ «ДТЕК Високовольтні мережі» | ПС 150/110/35 «Чаплине» | Л-1 Межева | 110 | 0,00 | 0,00 | 0,20 | *0,20* | *0,21* | 0,00 | 0,00 | 0,13 | *0,13* | *0,14* |
| Л-2 Демурине | 110 | 3,40 | 3,41 | 2,57 | *2,63* | *2,68* | 2,73 | 3,12 | 2,64 | *2,69* | *2,75* |
| Структурний підрозділ Верхівцевська дистанція електропостачання | | | | | | | | | | | | | |
| АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі» | ПС 35/6 кВ «Ерастівка» | Л-355 | 35 | 3,55 | 5,03 | 4,01 | *4,09* | *4,17* | 7,52 | 6,98 | 7,11 | *7,25* | *7,39* |
| Л-356 | 35 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* |
| Л-336 А | 35 | 0,53 | 0,52 | 0,52 | *0,53* | *0,54* | 2,20 | 1,77 | 0,00 | *0,00* | *0,00* |
| ПС 35/6 кВ «Верхівцеве» | Л-351 | 35 | 4,06 | 3,96 | 3,33 | *3,40* | *3,47* | 2,12 | 2,18 | 1,90 | *1,94* | *1,98* |
| Л-352 | 35 | 5,52 | 6,08 | 7,20 | *7,34* | *7,49* | 10,66 | 12,08 | 11,93 | *12,17* | *12,42* |
| Л-366 | 35 | 3,78 | 3,64 | 3,73 | *3,80* | *3,88* | 5,47 | 5,94 | 6,44 | *6,57* | *6,70* |
| Л-368 | 35 | 0,91 | 1,19 | 2,22 | *2,27* | *2,31* | 0,78 | 1,01 | 1,23 | *1,26* | *1,28* |
| ПС 35/6 кВ «Верхньодніпровськ» | Л-328 А | 35 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* | 0,04 | 0,04 | 0,04 | *0,04* | *0,04* |
| Л-368 | 35 | 0,92 | 1,20 | 2,21 | *2,25* | *2,29* | 0,78 | 1,01 | 1,20 | *1,22* | *1,25* |
| Л-459 | 35 | 9,41 | 8,86 | 10,46 | *10,67* | *10,88* | 11,38 | 12,33 | 12,05 | *12,30* | *12,54* |
| ПС 35/6 кВ «Запоріжжя-Камʼянське» | Л-317 | 35 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* |
| Л-327 | 35 | 2,51 | 2,60 | 2,14 | *2,18* | *2,22* | 2,85 | 2,67 | 3,70 | *3,78* | *3,85* |
| ПС 35/6 кВ «Плотина» | Л-461 | 35 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* |
| Л-462 | 35 | 0,08 | 0,08 | 0,85 | *0,86* | *0,88* | 0,23 | 0,07 | 0,07 | *0,07* | *0,07* |
| ПС 35/10 кВ «Балівка» | Л-563 | 35 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* |
| Л-451 А | 35 | 0,98 | 0,82 | 0,44 | *0,45* | *0,46* | 1,07 | 1,00 | 0,88 | *0,90* | *0,92* |
| ПС 35/6 кВ «Воскобійня» | Л-328 | 35 | 3,07 | 2,68 | 2,41 | *2,46* | *2,51* | 3,20 | 3,55 | 3,45 | *3,52* | *3,59* |
| Л-328А | 35 | 0,02 | 0,01 | 0,02 | *0,02* | *0,02* | 0,04 | 0,04 | 0,04 | *0,04* | *0,04* |
| ПС 35/10 кВ «Сухачівка» | Л-318 | 35 | 1,74 | 1,26 | 1,36 | *1,39* | *1,42* | 2,48 | 2,18 | 2,54 | *2,59* | *2,64* |
| Л-319 | 35 | 1,71 | 1,29 | 1,34 | *1,36* | *1,39* | 2,51 | 2,18 | 2,57 | *2,62* | *2,67* |
| Л-431 | 35 | 3,63 | 4,28 | 3,61 | *3,68* | *3,75* | 3,98 | 3,85 | 4,84 | *4,94* | *5,04* |
| ПС 6 кВ «Горяїнове» | Л-3 | 6 | 0,14 | 1,87 | 1,93 | *1,97* | *2,01* | 2,76 | 0,28 | 2,88 | *2,94* | *3,00* |
| Л-15 | 6 | 3,11 | 0,41 | 0,40 | *0,41* | *0,42* | 0,74 | 1,33 | 0,80 | *0,82* | *0,84* |
| Л-31 | 6 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | *0,02* | *0,02* | 0,04 | 0,03 | 0,03 | *0,03* | *0,04* |
| ПС 6 кВ «Карнаухівка» | Л-19 | 6 | 1,30 | 0,76 | 1,66 | *1,69* | *1,72* | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* |
| Л-93 | 6 | 0,01 | 0,01 | 0,02 | *0,02* | *0,02* | 1,50 | 1,18 | 0,00 | *0,00* | *0,00* |
| ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» | ПС 35/6 кВ «Верхньодніпровськ» | Л-367 | 35 | 8,96 | 8,51 | 10,12 | *10,32* | *10,53* | 10,49 | 11,50 | 11,24 | *11,47* | *11,70* |
| ПС 35/6 «Дніпро-Вантажний» | Л-423 | 35 | 0,70 | 0,75 | 0,79 | *0,80* | *0,82* | 1,65 | 1,40 | 1,73 | *1,76* | *1,80* |
| Л-424 | 35 | 1,11 | 0,54 | 0,38 | *0,39* | *0,39* | 0,60 | 0,59 | 0,56 | *0,58* | *0,59* |
| Структурний підрозділ Запорізька дистанція електропостачання | | | | | | | | | | | | | |
| АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі» | ПС 35/10 кВ «Славгород» | Л-442 | 35 | 2,36 | 1,44 | 1,39 | *1,41* | *1,44* | 3,16 | 2,85 | 3,09 | *3,15* | *3,21* |
| Л-443 | 35 | 3,43 | 3,78 | 3,92 | *3,99* | *4,07* | 4,67 | 5,02 | 5,11 | *5,21* | *5,31* |
| ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» | Л-САЗ | 35 | 1,03 | 0,85 | 0,68 | *0,69* | *0,71* | 1,82 | 1,72 | 1,71 | *1,74* | *1,78* |
| Структурний підрозділ Криворізька дистанція електропостачання | | | | | | | | | | | | | |
| АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі» | ПС 150/35/6 кВ «П’ятихатки» | Л-73 | 150 | 8,77 | 9,89 | 8,35 | *8,52* | *8,69* | 10,62 | 11,44 | 10,03 | *10,78* | *10,95* |
| ПС 35/6 кВ «Кривий Ріг Головний» | Л-КЗГО-1 | 35 | 1,66 | 1,51 | 1,56 | *1,59* | *1,62* | 2,75 | 2,32 | 2,57 | *2,50* | *2,50* |
| Л-КЗГО-2 | 35 | 1,24 | 3,32 | 3,32 | *3,39* | *3,45* | 2,67 | 4,63 | 4,63 | *4,69* | *4,69* |
| Л-346 | 35 | 5,39 | 0,00 | 4,10 | *4,18* | *4,27* | 7,21 | 7,21 | 7,21 | *7,21* | *7,21* |
| ПС 35/10 кВ «Інгулець» | Л-113 | 35 | 0,00 | 0,05 | 0,05 | *0,05* | *0,05* | 0,11 | 0,11 | 0,11 | *0,11* | *0,11* |
| Л-114 | 35 | 1,93 | 1,64 | 1,29 | *1,32* | *1,35* | 3,45 | 3,22 | 2,83 | *3,00* | *3,00* |
| Л-НМЛ-31 | 35 | 0,79 | 0,74 | 0,39 | *0,40* | *0,40* | 1,96 | 1,76 | 1,00 | *1,50* | *1,50* |
| ПС 150/35/10 кВ «Мусіївка» | Л-945 | 150 | 8,89 | 2,81 | 5,81 | *5,92* | *6,04* |  |  | 4,00 |  |  |
| Л-946 | 150 | 9,30 | 2,58 | 6,01 | *6,13* | *6,25* |  |  | 3,53 |  |  |
| Л-ТМК-1 | 150 | 4,45 | 0,09 | 2,34 | *2,39* | *2,43* | 4,89 | 1,34 | 2,84 | *2,84* | *2,84* |
| Л-ТМК-2 | 150 | 8,29 | 2,29 | 6,52 | *6,65* | *6,78* | 8,45 | 4,34 | 7,24 | 7,24 | 7,24 |
| Л-137 | 150 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* |
| Л-138 | 150 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* |
| ПС 10 кВ «Червоний Шахтар» | Ввід 1 | 10 | 0,11 | 0,11 | 0,00 | *0,00* | *0,00* | 0,23 | 0,23 | 0,23 | *0,23* | *0,23* |
| Ввід 2 | 10 | 0,05 | 0,05 | 0,00 | *0,00* | *0,00* | 0,06 | 0,06 | 0,06 | *0,06* | *0,06* |
| ПС 6 кВ «ЮГОК» | Л-637 | 6 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* |  |  | 0,26 |  |  |
| Л-639 | 6 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* |  |  | 0,00 |  |  |
| ПС 6 кВ «Вечірній Кут» | Л-Тягова-1 | 6 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Л-Тягова-2 | 6 | 0,52 | 0,49 | 0,41 | *0,42* | *0,43* | 0,68 | 0,82 | 0,76 | *0,76* | *0,76* |
| ПС 150/10 кВ «Утішна» | Л-ТМК-1 | 150 | 4,35 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Л-ТМК-2 | 150 | 0,03 | 2,24 | 2,31 | *2,36* | *2,41* | 0,98 | 1,65 | 2,78 | *2,78* | *2,78* |
| ПС 35/10 кВ «Божедарівка» | Л-353 | 35 | 1,19 | 1,35 | 1,26 | *1,29* | *1,31* | 1,38 | 1,67 | 1,46 | *1,50* | *1,50* |
| Л-354 А | 35 | 1,23 | 1,27 | 1,29 | *1,31* | *1,34* | 1,32 | 1,36 | 1,37 | *1,38* | *1,39* |
| Л-384 | 35 | 0,53 | 0,51 | 0,50 | *0,51* | *0,52* | 0,76 | 0,75 | 0,72 | *0,72* | *0,72* |
| Л-385 | 35 | 0,64 | 0,60 | 0,59 | *0,60* | *0,61* | 0,82 | 0,80 | 0,78 | *0,78* | *0,78* |
| Л-345 (на ЕЧЕ-24) | 35 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* |
| ПС 35/10 кВ «Милорадівка» | Л-350 | 35 | 0,44 | 0,44 | 0,45 | *0,46* | *0,47* | 0,75 | 0,75 | 0,76 | *0,76* | *0,76* |
| Л-345 (на ЕЧЕ-23) | 35 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* |
| Л-343(на ЕЧЕ-25) | 35 | 1,12 | 1,00 | 0,98 | *1,00* | *1,02* | 1,52 | 1,50 | 1,48 | *1,50* | *1,50* |
| Л-344 (на ЕЧЕ-25) | 35 | 1,13 | 1,01 | 0,98 | *1,00* | *1,02* | 1,59 | 1,54 | 1,49 | *1,52* | *1,52* |
| ПС 35/10 кВ «Девладове» | Л-299 | 35 | 0,00 | 1,14 | 1,00 | *1,02* | *1,04* | 0,92 | 1,65 | 1,23 | *1,40* | *1,40* |
| Л-341 | 35 | 3,71 | 4,14 | 4,39 | *4,48* | *4,57* | 4,92 | 5,34 | 5,59 | *5,62* | *5,68* |
| Л-342 | 35 | 1,36 | 1,21 | 1,47 | *1,50* | *1,53* | 1,63 | 1,54 | 1,96 | *2,10* | *2,24* |
| Л-ЩБЗ-31 | 35 | 0,22 | 0,25 | 0,25 | *0,25* | *0,25* | 0,50 | 0,50 | 0,50 | *0,50* | *0,50* |
| Л-343 (на ЕЧЕ-24) | 35 | 1,12 | 1,00 | 0,98 | *1,00* | *1,02* | 1,56 | 1,51 | 1,48 | *1,50* | *1,50* |
| Л-344 (на ЕЧЕ-24) | 35 | 1,13 | 1,01 | 0,98 | *1,00* | *1,02* | 1,58 | 1,55 | 1,49 | *1,52* | *1,52* |
| Л-МКР-31 | 35 | 0,70 | 0,62 | 0,88 | *0,90* | *0,92* | 0,86 | 0,82 | 0,87 | *0,85* | *0,85* |
| ПС 35/10 кВ «Савро» | Л-Путь-31 | 35 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* |
| Л-Сав-31 (на ЕЧЕ-28) | 35 | 0,02 | 0,02 | 0,03 | *0,03* | *0,03* | 0,30 | 0,30 | 0,03 | *0,30* | *0,30* |
| ПС 35/10 кВ «Зав’ялівка» | Л-Сав-31 (на ЕЧЕ-77) | 35 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | *0,02* | *0,02* | 0,30 | 0,30 | 0,03 | *0,30* | *0,30* |
| Відпайка Л-347 | 35 | 1,70 | 0,01 | 1,78 | *1,81* | *1,85* | 0,03 | 0,03 | 0,03 | *0,30* | *0,30* |
| Відпайка Л-348 | 35 | 0,02 | 1,65 | 0,02 | *0,02* | *0,02* | 2,01 | 3,70 | 2,01 | *3,50* | *3,50* |
| ПС 35/10 кВ «Рядова» | Л-347 | 35 | 0,33 | 1,01 | 0,01 | *0,01* | *0,01* | 1,27 | 1,27 | 1,27 | *1,27* | *1,27* |
| Л-348 | 35 | 0,84 | 1,26 | 1,39 | *1,42* | *1,45* | 1,30 | 2,10 | 2,45 | *2,45* | *2,45* |
| ПС 35/10 кВ «Саксагань» | Відпайка Л-341 | 35 | 0,34 | 0,37 | 0,02 | *0,02* | *0,02* | 0,05 | 0,06 | 0,06 | *0,65* | *0,65* |
| Відпайка Л-342 | 35 | 2,21 | 2,24 | 1,82 | *1,86* | *1,89* | 2,86 | 3,02 | 2,74 | *2,80* | *2,80* |
| АТ «ДТЕК Високовольтні мережі» | ПС 35/10 кВ «Грекувата» | Відпайка Л-313 | 35 | 0,10 | 2,23 | 0,09 | *0,09* | *0,09* | 0,14 | 2,45 | 0,13 | *0,13* | *0,13* |
| Відпайка Л-314 | 35 | 1,15 | 0,00 | 1,15 | *1,17* | *1,20* | 1,24 | 0,00 | 1,24 | *1,24* | *1,24* |
| Структурний підрозділ Павлоградська дистанція електропостачання | | | | | | | | | | | | | |
| АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі» | ПС 35/10 кВ «Варварівка» | Л-446 | 35 | 2,81 | 2,74 | 3,83 | *3,91* | *3,99* | 4,52 | 5,23 | 3,39 | *3,45* | *3,52* |
| Л-430 | 35 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* |
| Л-445 | 35 | 0,82 | 0,76 | 0,92 | *0,93* | *0,95* | 1,38 | 1,11 | 1,25 | *1,27* | *1,30* |
| ПС 35/10 кВ «Павлоград» | Л-432 | 35 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* |
| Л417 | 35 | 5,46 | 4,73 | 4,37 | *4,46* | *4,54* | 6,16 | 5,52 | 7,25 | *7,40* | *7,54* |
| ПС 35/10 кВ «Зайцеве» | Л-421 | 35 | 2,26 | 2,51 | 2,48 | *2,52* | *2,57* | 3,24 | 2,36 | 3,20 | *3,26* | *3,33* |
| Л-441 | 35 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* |
| ПС 150/35/10 кВ «Мінеральна» | Л-82 | 150 | 3,87 | 3,16 | 5,24 | *5,34* | *5,45* | 4,70 | 3,64 | 7,56 | *7,71* | *7,87* |
| ПС 35/10 кВ «Богуславський» | Л-412 | 35 | 2,27 | 2,52 | 1,60 | *1,63* | *1,66* | 2,02 | 2,44 | 2,71 | *2,76* | *2,82* |
| Л-413 | 35 | 1,41 | 1,28 | 1,39 | *1,41* | *1,44* | 1,45 | 1,45 | 1,32 | *1,35* | *1,38* |
| Л-422 | 35 | 0,77 | 0,69 | 0,72 | *0,74* | *0,75* | 0,64 | 0,76 | 0,56 | *0,57* | *0,58* |
| ПС 35/10 «Миколаївка» | Л-544 | 35 | 2,09 | 1,87 | 2,04 | *2,08* | *2,12* | 1,73 | 2,10 | 1,72 | *1,76* | *1,79* |
| Л-545 | 35 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* |
| Л-540 | 35 | 1,18 | 1,06 | 1,29 | *1,32* | *1,34* | 0,56 | 0,51 | 0,48 | *0,49* | *0,50* |
| ПС 110/10 кВ «Слов’янка» | Л-БЕЛ-СЛАВ | 110 | 1,98 | 2,49 | 1,49 | *1,52* | *1,55* | 1,25 | 0,00 | 1,99 | *2,03* | *2,07* |
| Л-Юбілейна-Слов’янка | 110 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* |
| ПС 110/10 кВ «Самійлівка» | Л-445 А | 35 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* |
| **Запорізька область** | | | | | | | | | | | | | |
| **ОСП/ОСР** | **Назва ПС** | **Назва приєднання** | **Клас напруги, кВ** | **Літо максимум, МВт** | | | | |  | **Зима максимум, МВт** | | | |
| **2016** | **2017** | **2018** | ***2020 (персп.)*** | ***2024 (персп.)*** | **2016** | **2017** | **2018** | ***2020 (персп.)*** | ***2024 (персп.)*** |
| ПАТ «Запоріжжяобленерго» | ПС 35/10 «Канцерівка» | Л-533 | 35 | 1,54 | 1,66 | 1,79 | *1,82* | *1,86* | 1,85 | 1,98 | 2,08 | *2,14* | *2,23* |
| Л-534 | 35 | 1,31 | 1,44 | 1,57 | *1,62* | *1,65* | 1,96 | 2,01 | 2,19 | *2,22* | *2,31* |
| Структурний підрозділ Запорізька дистанція електропостачання | | | | | | | | | | | | | |
| ПАТ «Запоріжжяобленерго» | ПС 35/10 кВ «Славгород» | Л-652 | 35 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Л-653 | 35 | 0,19 | 0,23 | 0,35 | *0,35* | *0,36* | 0,02 | 0,51 | 0,79 | *0,81* | *0,82* |
| Л-654 | 35 | 0,67 | 0,50 | 0,49 | *0,50* | *0,51* | 0,80 | 0,69 | 0,79 | *0,80* | *0,82* |
| ПС 35/10 кВ «Запоріжжя Ліве» | Л-315 | 35 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Л-306 А | 35 | 4,36 | 3,72 | 3,81 | *3,89* | *3,96* | 7,32 | 4,98 | 5,09 | *5,19* | *5,30* |
| ПС 35/6 кВ «Вільнянськ» | Л-311 | 35 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Л-309 | 35 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Л-755 | 35 | 3,92 | 3,81 | 4,58 | *4,67* | *4,76* | 4,87 | 4,79 | 5,35 | *5,45* | *5,56* |
| Л-651 | 35 | 0,28 | 0,23 | 0,37 | *0,37* | *0,38* | 0,62 | 0,60 | 0,82 | *0,83* | *0,85* |
| Л-733 | 35 | 0,23 | 0,21 | 0,34 | *0,35* | *0,35* | 0,57 | 0,55 | 0,76 | *0,77* | *0,79* |
| Л-734 | 35 | 0,33 | 0,36 | 0,28 | *0,29* | *0,30* | 0,63 | 0,69 | 0,76 | *0,78* | *0,79* |
| ПС 35/10 кВ «Запоріжжя-1» | Л-323 | 35 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Л-323 А | 35 | 5,78 | 4,96 | 6,68 | *6,81* | *6,95* | 7,86 | 3,23 | 11,14 | *11,36* | *11,59* |
| ПС 35/6 кВ «1132 км» | Л-647 | 35 | 2,96 | 2,58 | 1,57 | *1,60* | *1,63* | 4,48 | 4,00 | 2,13 | *2,17* | *2,21* |
| Л-648 | 35 | 0,03 | 0,06 | 2,10 | *2,14* | *2,18* | 0,17 | 0,53 | 2,41 | *2,46* | *2,51* |
| Л-850 | 35 | 1,43 | 1,32 | 1,55 | *1,59* | *1,62* | 2,37 | 1,91 | 2,12 | *2,16* | *2,21* |
| ПС 150/35/10 кВ «Таврійськ» | Л-5 А | 150 | 6,42 | 6,47 | 6,45 | *6,58* | *6,71* | 7,82 | 10,84 | 10,70 | *10,91* | *11,13* |
| Л-5 Б | 150 | 11,23 | 5,60 | 10,04 | *10,24* | *10,45* | 12,75 | 6,89 | 9,98 | *10,18* | *10,39* |
| Л-435 | 150 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| ПС 35/10 кВ «Пришиб» | Л-657 | 35 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Л-658 | 35 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Л-803 | 35 | 3,06 | 2,81 | 2,04 | *2,08* | *2,12* | 4,96 | 3,77 | 4,13 | *4,21* | *4,30* |
| Л-857 | 35 | 2,89 | 2,76 | 1,54 | *1,57* | *1,60* | 4,37 | 3,72 | 3,62 | *3,69* | *3,76* |
| ПС 150/35/10 кВ «Федорівка» | Л-111 | 150 | 5,78 | 5,67 | 6,99 | *7,13* | *7,27* | 7,90 | 7,17 | 13,55 | *13,82* | *14,10* |
| Л-111 А | 150 | 6,76 | 5,50 | 2,89 | *2,94* | *3,00* | 5,21 | 3,39 | 0,00 | *0,00* | *0,00* |
| ПС 35/10 кВ «Запорізька Січ» | Л-333 | 35 | 1,54 | 1,32 | 1,64 | *1,67* | *1,71* | 1,96 | 1,68 | 2,00 | *2,04* | *2,08* |
| Л-333 А | 35 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| ПС 35/10 кВ «Мелітополь» | Л-377/1 | 35 | 2,82 | 2,96 | 3,19 | *3,26* | *3,32* | 3,64 | 3,95 | 4,40 | *4,49* | *4,58* |
| Л-378/1 | 35 | 1,64 | 1,78 | 1,51 | *1,54* | *1,57* | 1,81 | 2,05 | 1,03 | *1,05* | *1,07* |
| Л-649 А | 35 | 2,32 | 2,53 | 2,71 | *2,77* | *2,82* | 3,06 | 3,43 | 3,16 | *3,22* | *3,28* |
| ПС 150/35/10 кВ «Партизани» | Л-178 | 150 | 52,34 | 45,54 | 55,80 | *56,92* | *58,05* | 27,90 | 25,92 | 4,86 | *4,96* | *5,06* |
| Л-179 | 150 | 47,65 | 42,30 | 52,38 | *53,43* | *54,50* | 25,74 | 23,40 | 4,14 | *4,22* | *4,31* |
| ПС 150/35/10 кВ «Сокологірне» | Л-177 | 150 | 0,00 | 0,63 | 0,84 | *0,86* | *0,88* | 0,00 | 1,37 | 0,75 | *0,76* | *0,78* |
| Л-179 | 150 | 0,56 | 0,02 | 0,02 | *0,02* | *0,02* | 1,00 | 0,05 | 0,05 | *0,05* | *0,05* |
| ПС 150/35/10 кВ «Якимівка» | Л-176 | 150 | 1,42 | 1,47 | 5,57 | *5,68* | *5,80* | 1,51 | 1,54 | 6,54 | *6,67* | *6,80* |
| Л-178 | 150 | 0,07 | 0,03 | 1,43 | *1,46* | *1,49* | 0,16 | 0,09 | 0,04 | *0,04* | *0,04* |
|  | | | | | | | | | | | | | |
| **Херсонська область** | | | | | | | | | | | | | |
| **ОСП/ОСР** | **Назва ПС** | **Назва приєднання** | **Клас напруги, кВ** | **Літо максимум, МВт** | | | | |  | **Зима максимум, МВт** | | | |
| **2016** | **2017** | **2018** | ***2020 (персп.)*** | ***2024 (персп.)*** | **2016** | **2017** | **2018** | ***2020 (персп.)*** | ***2024 (персп.)*** |
| Структурний підрозділ Запорізька дистанція електропостачання | | | | | | | | | | | | | |
| АТ «Херсонобленерго» | ПС 35/10 кВ «Сокологірне» | Ф-32 Сокологірне-Новогригорівка | 35 | 0,58 | 0,00 | 0,67 | *0,69* | *0,70* | 0,00 | 0,76 | 0,00 | *0,00* | *0,00* |
| ПС 35/10 «Партизани» | Л-Н-4 Новотроїцька-Партизани | 150 | 82,80 | 81,72 | 102,78 | *104,84* | *106,93* | 44,46 | 40,50 | 15,66 | *15,97* | *16,29* |
| Л-409 Партизани-Салькове | 35 | 0,63 | 0,65 | 0,67 | *0,69* | *0,70* | 0,78 | 1,21 | 1,47 | *1,50* | *1,53* |
| Л-410 Партизани-Салькове | 35 | 2,52 | 2,78 | 3,47 | *3,54* | *3,61* | 0,86 | 0,80 | 0,84 | *0,86* | *0,88* |
| Ф-31 Партизани-Партизани с/х | 35 | 0,84 | 0,89 | 0,91 | *0,93* | *0,95* | 1,25 | 1,02 | 1,23 | *1,26* | *1,28* |
| Ф-32 Партизани-Генічеськ | 35 | 2,70 | 2,82 | 2,90 | *2,96* | *3,02* | 4,59 | 8,00 | 4,76 | *4,86* | *4,95* |
| Ф-33 Партизани-Приазовське | 35 | 97,00 | 1,58 | 1,00 | *1,01* | *1,04* | 1,14 | 0,96 | 2,09 | *2,13* | *2,17* |
| ПС 35/10 «Салькове» | Ф-32 Салькове-Чонгар с/х | 35 | 3,03 | 2,35 | 2,98 | *3,04* | *3,10* | 0,83 | 0,76 | 0,80 | *0,81* | *0,83* |
| Л-410 Партизани-Салькове | 35 | 2,98 | 2,73 | 1,90 | *1,94* | *1,98* | 0,85 | 0,79 | 0,83 | *0,85* | *0,86* |
| Л-409 Партизани-Салькове | 35 | 0,63 | 0,65 | 0,67 | *0,69* | *0,70* | 0,78 | 1,38 | 1,46 | *1,49* | *1,52* |
| **Харківська область** | | | | | | | | | | | | | |
| **ОСП/ОСР** | **Назва ПС** | **Назва приєднання** | **Клас напруги, кВ** | **Літо максимум, МВт** | | | | |  | **Зима максимум, МВт** | | | |
| **2016** | **2017** | **2018** | ***2020 (персп.)*** | ***2024 (персп.)*** | **2016** | **2017** | **2018** | ***2020 (персп.)*** | ***2024 (персп.)*** |
| Структурний підрозділ Павлоградська дистанція електропостачання | | | | | | | | | | | | | |
| АТ «Харківобленерго» | ПС 110/10 кВ «Самійлівка» | Л-1 ПС Лозова | 110 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* | 0,00 | 2,42 | 1,89 | *1,93* | *1,97* |
| Л-2 ПС Лозова | 110 | 1,61 | 1,74 | 1,94 | *1,97* | *2,01* | 3,98 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* |
| **Донецька область** | | | | | | | | | | | | | |
| **ОСП/ОСР** | **Назва ПС** | **Назва приєднання** | **Клас напруги, кВ** | **Літо максимум, МВт** | | | | |  | **Зима максимум, МВт** | | | |
| **2016** | **2017** | **2018** | ***2020 (персп.)*** | ***2024 (персп.)*** | **2016** | **2017** | **2018** | ***2020 (персп.)*** | ***2024 (персп.)*** |
| Структурний підрозділ Павлоградська дистанція електропостачання | | | | | | | | | | | | | |
| АТ «ДТЕК Донецькі електромережі» | ПС 110/10 кВ «Роз’їзд 5 км» | Л-Белицька-Роз’їзд 5 км | 110 | 2,39 | 3,52 | 1,72 | *1,75* | *1,78* | 2,72 | 2,95 | 2,57 | *2,63* | *2,68* |
| Л-Гончарівська-Роз’їзд 5 км | 110 | 0,00 | 0,00 | 1,72 | *1,75* | *1,78* | 0,00 | 0,00 | 0,00 | *0,00* | *0,00* |

# 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

## Необхідність реконструкції та модернізації підстанцій 35 та 110 (150) кВ

Враховуючи термін експлуатації трансформаторів необхідно провести наступну заміну трансформаторів:

**Дніпропетровська область**

* трансформатори, що відпрацювали більше 50 років:
* трансформатори 150 кВ – 9 шт.;
* трансформатори 110 кВ – 5 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 71 шт.;
* трансформатори, що відпрацювали від 40 до 49 років:
* трансформатори 150 кВ – 3 шт.;
* трансформатори 110 кВ – 0 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 21 шт.;
* трансформатори, що відпрацювали від 30 до 39 років:
* трансформатори 150 кВ – 4 шт.;
* трансформатори 110 кВ – 0 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 18 шт.;
* трансформатори, що відпрацювали від 25 до 29 років:
* трансформатори 150 кВ – 1 шт.;
* трансформатори 110 кВ – 0 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 5 шт.;

**Запорізька область**

* трансформатори, що відпрацювали більше 50 років:
* трансформатори 150 кВ – 4 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 19 шт.;
* трансформатори, що відпрацювали від 40 до 49 років:
* трансформатори 150 кВ – 5 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 7 шт.;
* трансформатори, що відпрацювали від 30 до 39 років:
* трансформатори 35 кВ – 5 шт.;

**Херсонська область**

* трансформатори, що відпрацювали більше 50 років:
* трансформатори 150 кВ – 2 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 1 шт.;
* трансформатори, що відпрацювали від 40 до 49 років:
* трансформатори 150 кВ – 5 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 7 шт.;

**Харківська область**

* трансформатори, що відпрацювали більше 50 років:
* трансформатори 110 кВ – 2 шт.;

**Донецька область**

* трансформатори, що відпрацювали більше 50 років:
* трансформатори 110 кВ – 2 шт.;

Згідно норм існує потреба в заміні ВД/КЗ на вимикачі та заміна масляних вимикачів на вакуумні для напруги 10-35 кВ та на елегазові для 110 (150) кВ. Потреба в першочерговій реконструкції високовольтного обладнання в період до 2024 року становить:

**Дніпропетровська область**

* ВД/КЗ та вимикачі, що відпрацювали більше 50 років:
* ВД/КЗ-150 кВ – 7 шт.;
* ВД/КЗ-110 кВ – 1 шт.;
* масляні вимикачі 150 кВ – 7 шт.;
* масляні вимикачі 110 кВ – 4 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 255 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 384 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 40 до 49 років:
* масляні вимикачі 35 кВ – 20 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 46 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 30 до 39 років:
* масляні вимикачі 150 кВ – 2 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 26 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 68 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 25 до 29 років:
* вакуумні вимикачі 10 кВ – 5 шт.;
* вимикачі, що не потребують заміни:
* елегазові вимикачі 150 кВ – 18 шт.;
* елегазові вимикачі 110 кВ – 3 шт.;
* вакуумні вимикачі 35 кВ – 2 шт.;
* вакуумні вимикачі 10 кВ – 20 шт.

**Запорізька область**

* ВД/КЗ та вимикачі, що відпрацювали більше 50 років:
* ВД/КЗ-150 кВ – 7 шт.;
* масляні вимикачі 150 кВ – 1 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 64 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 176 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 40 до 49 років:
* масляні вимикачі 150 кВ – 1 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 13 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 30 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 30 до 39 років:
* масляні вимикачі 35 кВ – 5 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 16 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 25 до 29 років:
* масляні вимикачі 150 кВ – 1 шт.;
* вимикачі, що не потребують заміни меньш 25 років:
* елегазові вимикачі 150 кВ – 5 шт.;

**Херсонська область**

* ВД/КЗ та вимикачі, що відпрацювали більше 50 років:
* ВД/КЗ-150 кВ – 2 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 9 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 5 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 40 до 49 років:
* масляні вимикачі 150 кВ – 5 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 16 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 14 шт.;
* вимикачі, що не потребують заміни меньш 25 років:
* вакуумні вимикачі 10 кВ – 12 шт.

**Харківська область**

* ВД/КЗ та вимикачі, що відпрацювали більше 50 років:
* ВД/КЗ-110 кВ – 2 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 4 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 9 шт.;

**Донецька область**

* ВД/КЗ та вимикачі, що відпрацювали більше 50 років:
* масляні вимикачі 110 кВ – 1 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 10 шт.;
* вимикачі, що не потребують заміни меньш 25 років:
* елегазові вимикачі 110 кВ – 2 шт.

Оновлення обладнання ведеться явно не в достатньому об'ємі, в результаті чого кількість обладнання, яке відпрацювало свій проектний ресурс працездатності, буде збільшуватися з кожним роком. Це стає причиною процесу деградації елетромережевого потенціалу обленерго. Експлуатація зношеного обладнання призводить до збільшення частоти і тривалості планових і аварійних ремонтів, що в свою чергу призводить до збільшення кількості збоїв в енергопостачанні, до погіршення техніко-економічних показників окремих підприємств і галузей в цілому. Враховуючи те, що для реконструкції і технічного переоснащення діючих підстанцій необхідні значні фінансові інвестиції та довгий період часу, збільшення кількості об'єктів, які відпрацювали свій ресурс працездатності буде загрожувати здатності галузі забезпечувати безперебійну роботу.

Масове старіння електромережевих об'єктів і обладнання приводить до значного збільшення затрат на підтримання роботоздатності ПЛ і ПС, підвищеного використання техніки, конструкцій, матеріалів, збільшенню чисельності обслуговуючого персоналу для проведення планових та позапланових оглядів, поточних і аварійних ремонтів.

Виконання комплексної реконструкції об'єктів дозволить, крім підвищення надійності і працездатності магістральних мереж, істотно знизити втрати потужності за рахунок застосування обладнання з кращими техніко-економічними показниками, зменшити витрати на обслуговування об'єктів, вивільнити обслуговуючий персонал.

Абсолютна більшість силового обладнання об’єктів електричних мереж (ТС, ТН, вимикачі, роз’єднувачі тощо) може бути замінена без утворення ремонтної схеми об’єкту. Роботи з реконструкції обладнання мають виконуватися в період мінімальних навантажень енергосистеми (міжсезоння) та опрацьовуватися з режимної точки зору в аспекті короткострокового планування. Приймаючи до уваги відносно невелику тривалість робіт із заміни комутаційного устаткування (не більше двох тижнів) на протязі ремонтного періоду в межах одного об’єкту може бути виконано заміну орієнтовно 3-4 одиниць устаткування. Наголошуємо на необхідності виконання комплексної заміни устаткування комірки при плануванні модернізації об’єкту для виключення загального збільшення терміну виконання реконструкції при рознесеній в часових межах заміні окремих елементів комірки, що призводить до складності та неможливості планування робіт із заміни обладнання на суміжних об’єктах електричних мереж.

В **Додатку Г. Табл. 17** наведено перелік основного силового обладнання, що потребує реконструкції, згідно аналізу технічного стану та аналізу завантаження трансформаторів.

## Необхідність реконструкції та модернізації ПЛ 35 та 110 кВ

На балансі регіональної філії «Придніпровська залізниця» відсутні повітряні лінії рівня напруги 110 (150) кВ.

Перелік та технічні характеристики ПЛ 35 кВ наведені у **додатку Г таблиця 7.**

Згідно аналізу технічного стану ПЛ 35 кВ не потребують реконструкції або модернізації.

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

У розподільних електричних мережах регіональної філії «Придніпровська залізниця» заходи з будівництва об’єктів системи розподілу, включаючи засоби РЗА та ПА, потреба яких визначена ОСП відповідно до вимог підтримання належного рівня операційної безпеки не передбачені в звязку з відсутністю вимог з боку ОСП.

# Заходи з будівництва об’єктів системи розподілу, включаючи засоби РЗА, ПА і зв’язку, потреба в яких визначена ОСР відповідно до вимог підтримання належного рівня операційної безпеки

## Аналіз технічного стану РЗА на ПС 110 (150) та 35 кВ

Перелік пристроїв РЗА, що встановлені на підстанціях регіональної філії «Придніпровська залізниця» наведені в **Додатку Г. Табл. 18.**

## Необхідність реконструкції та модернізації РЗА

Станом на 01.01.2019 року в регіональної філії «Придніпровська залізниця» в експлуатації знаходиться 5317 пристроїв релейного захисту. Найстаріші пристрої захисту працюють з 1960 року. В основному заявлений термін роботи пристроїв РЗА, як правило становить 25 років. Понад 25 років відпрацювало 47% всіх пристроїв РЗА. Середній вік пристроїв РЗА в регіональної філії «Придніпровська залізниця» складає понад 20 років, що свідчить про вичерпання ресурсу. Частка електромеханічних реле складає понад 49% всіх пристроїв РЗА. Мікропроцесорні пристрої складають близько 6%.

В основній мережі ПЛ 110 (150) кВ експлуатується: 8 панелей захисту типу ШДЭ-2802 –більше 12 років, 26 панелей захисту типу ЭПЗ-1636 – більше 25 років і лише 13 мікропроцесорних терміналів REL-670(650).

Мережа 110 (150) кВ регіональної філії «Придніпровська залізниця» включає в себе 4 ПС 110 кВ та 14 ПС 150 кВ з них (4 ПС 110/10кВ, 12 ПС 150/35/10 кВ та 2 ПС 150/10 кВ) із загальною кількістю силових трансформаторів – 36 шт. У 26 силових трансформаторів захисти виконані на базі електромеханічних реле (РНТ-565, ДЗТ-11, РТ-40) і лише 10 на мікропроцесорних терміналах RET-650. Це вказує на низькі темпи модернізації пристроїв РЗА в основній мережі.

Виходячи з вищевикладеного планується прискорити темпи реконструкції пристроїв РЗА. Для забезпечення рівня експлуатації пристроїв РЗА протягом нормативного терміну експлуатації.

Для мережі 110 (150) кВ планується використовувати сучасні мікропроцесорні пристрої РЗА, які мають не тільки функції захистів та автоматики, а й визначення місця пошкодження та підтримують протокол ІЕС-61850 для віддаленого доступу до пристрою, з достатньо високим рівнем захищеності від несанкціонованого доступу, для запобігання диверсій в електричних мережах компанії. Пристрої РЗА необхідно під’єднувати до системи SCADA, для оперативного отримання інформації про спрацювання захистів та тип і місце пошкодження, що прискорить прийняття управлінських рішень та зниження затрат на пошук та ліквідацію пошкоджень в мережах. Враховуючи вищевикладене, на даний момент доцільно використовувати для мережі 110 (150) кВ сучасні пристрої захисту іноземних виробників, які забезпечують виконання всіх викладених вимог.

Стосовно пристроїв захисту для мережі 35-10 кВ, то на даний час є виробники, які виробляють доволі надійні та з широким функціоналом пристрої РЗА. Враховуючи витрати на сервісне обслуговування чи ремонт, для регіональної філії «Придніпровська залізниця», доцільно використання пристроїв захисту таких виробників: ТОВ "РЗА СИСТЕМЗ", ТОВ ""РЕЛСІС" та ін.

Лінійка пристроїв РЗА вказаних виробників практично повністю дозволяє виконати релейний захист та автоматику приєднань 35-10 кВ.

На даний момент пристрої РЗА вітчизняних виробників не мають можливості точного визначення пошкодженого приєднання з замиканням на землю в мережах з нейтраллю, заземленою через дугогасний реактор. Для таких випадків необхідно використовувати зарубіжні пристрої захисту з даною функцією.

Реконструкція пристроїв РЗА та ПА на об’єктах електричних мереж проводяться в комплексі з заміною комутаційного обладнання.

Плани щодо реконструкції пристроїв РЗА і ПА сторони 110 (150) кВ підстанцій з вищою напругою 110 (150) кВ наведено в таблиці 15.

Табл. 15. Перелік та орієнтовні терміни реконструкції РЗА та ПА на ПС 110 (150) кВ

| **№ п/п** | **Об’єкт системи розподілу** | **Вид будівництва** | **Рік реалізації** | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **2020** | **2021** | **2022** | **2023** | **2024** |
| 1 | ПС 110/10 кВ "Самойлівка" (ПРЗА: Т-1, Т-2, ДФЗ) | Технічне переоснащення |  |  |  |  | х |
| 2 | ПС 150/10 кВ "Утішна"  (ПРЗА: Т-1, Т-2, ДФЗ, ЛЕП 150 ) | Технічне переоснащення | х |  |  |  |  |
| 3 | ПС 150/110/10 кВ "Чапліно" (ПРЗА: Т-1, Т-2, АТ-150/110, ЛЕП 150/110 кВ) | Технічне переоснащення |  |  |  |  | х |
| 4 | ПС 150/35/10 кВ "Мінеральна" (ПРЗА: Т-1) | Технічне переоснащення |  | х |  |  |  |
| 5 | ПС 150/35/10 кВ "Партизани" (ПРЗА: Т-1, Т-2, СВ-150 кВ, ЛЕП 150) | Технічне переоснащення | х |  |  |  |  |
| 6 | ПС 150/35/10 кВ "Роздори" (ПРЗА: Т-1, Т-2, СВ-150 кВ, ЛЕП 150) | Технічне переоснащення |  |  | х |  |  |
| 7 | ПС 150/35/10 кВ "Сокологорна" (ПРЗА: Т-1, Т-2, СВ-150 кВ, ЛЕП 150) | Технічне переоснащення |  |  | х |  |  |
| 8 | ПС 150/35/10 кВ "Таврійск" (ПРЗА: Т-1, Т-2, СВ-150 кВ, ЛЕП 150) | Технічне переоснащення |  |  | х |  |  |
| 9 | ПС 150/35/10 кВ "Якімівка" (ПРЗА: Т-1, Т-2, ЛЕП 150 кВ) | Технічне переоснащення |  | х |  |  |  |
| 10 | ПС 150/35/10 кВ "Синельникове" (ПРЗА: Т-1, Т-2, СВ-150 кВ, ЛЕП 150) | Технічне переоснащення | х |  |  |  |  |
| 11 | ПС 150/35/10 кВ "Пісьмена"  (ПРЗА: Т-1, Т-2, СВ-150 кВ, ЛЕП 150) | Технічне переоснащення |  |  |  | х |  |
| 12 | ПС 150/35/10 "Пятихатки" (ПРЗА: Т-1, Т-2, ДФЗ) | Технічне переоснащення |  | х |  |  |  |

Обсяги реконструкції пристроїв РЗА та ПА на вище зазначених об’єктах електричних мереж на етапі фактичної реалізації можут змінюватися в залежності від стану проведення реконструкції пристроїв РЗА та ПА суміжних обласних енергокомпаній.

## Оцінка відповідності параметрів комутаційного обладнання струмам к.з.

Перевірка відповідності нормованих параметрів вимикачів параметрам струмів КЗ та відновлювальної напруги на контактах вимикачів виконується згідно ГКД 34.20.171-96 "Обмеження струмів короткого замикання в електричних мережах 110-750 кВ".

Дані щодо існуючих максимальних струмів КЗ для максимального режиму, наведені в **Додатку Г. Табл.19**.

Планом розвитку не передбачено заміну вимикачів в зв'язку з перевищення струмів КЗ їх вимикаючої здатності.

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

## 13.1 Аналіз існуючих навантажень

В даному розділі наведені дані щодо існуючих навантажень мінімуму/максимуму літа та зими 2014-2018 років.

Дані щодо замірних навантажень мінімумів та максимумів для кожної підстанції 35-150 кВ наведено в **Додатку Г. Табл. 20**, **Табл. 21**, **Табл. 22**, **Табл. 23**.

## 13.2 Розрахунок перспективних навантажень

Розрахунок перспективних навантажень по регіональній філії «Придніпровська залізниця АТ «Укрзалізниця» до 2024 року було проведено відповідно до вимог ГІД 34.20.178:2005 "Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ". За даною методикою розраховується перспективне споживання електроенергії через розрахунок відносного перспективного середньорічного приросту споживання електроенергії.

,

де – прогноз споживання електроенергії на t рік, кВт×год/рік; – споживання електроенергії на початку перспективного періоду, кВт×год/рік; – відносний перспективний середньорічний приріст споживання електроенергії; – рік визначення прогнозу.

Відносний перспективний середньорічний приріст споживання електроенергії, який очікується в майбутньому визначається за виразом:

де – відносний річний приріст споживання електроенергії на перспективний період, долі одиниці; – відносний ретроспективний приріст споживання електроенергії, долі одиниці; – мінімальний річний приріст гарантованого споживання електроенергії, долі одиниці.

Для стійкого функціонування економіки та соціальної стабільності гарантований мінімальний приріст споживання електроенергії виробництвом (всі споживачі, крім населення) повинен прийматися не менше 0,5 %, а для населення не менше 1 %.

Відносний ретроспективний приріст споживання електроенергії визначається за виразом:

де – відносний ретроспективний приріст споживання електроенергії, долі одиниці; – кількість років ретроспективного періоду; – порядковий номер ретроспективного року; – споживання електроенергії в поточному номері року ретроспективного періоду, кВт×год.

Методика може використовуватися і до розрахунку перспективного навантаження оскільки протягом багатьох років залишається майже незмінною форма графіку добового навантаження району спорудження СЕС. Перевагами методики є те, що при розрахунку відносного перспективного середньорічного приросту навантаження з більшою вагою враховується динаміка зміни навантаження попередніх років по відношенню до більш віддалених по часу років. Ще однією з переваг є застосування в методиці гарантованого мінімального річного приросту навантаження, у випадках незначного або навіть від’ємного середньорічного приросту навантаження.

Згідно п.Е.2 Додатку Е СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-103:2014 перспективний відносний приріст не має бути меншим ніж нуль і більшим ніж подвійний мінімальний приріст споживання електроенергії, який в п.9.3.15 цього документи визначений на рівні:

* 1% - для населення
* 0,5% - для промисловості, будівництва, транспорту, сільського та комунально-побутового господарства.

## 13.3 Аналіз завантаження трансформаторів на ПС 35 та 110 кВ

Аналіз завантаження трансформаторів було проведено для максимуму зимових навантажень 2018 року. Результат аналізу наведено в **Додатку Г. Табл. 24**. Також, для підстанцій на яких встановлено два трансформатора наведено завантаження одного з трансформаторів при аварійному відключені іншого.

Крім того у відповідності  з [Методикою (порядок) формування плати за приєднання до системи передачі та системи розподілу](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v1965874-18#n11), затвердженої Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 18 грудня 2018 року № 1965 виконано розрахунок коефіцієнту завантаження силових трансформаторів 35 – 150 кВ.

Аналіз проведених розрахунків наведено в **Додатку Г. Табл. 25.**

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

Надійність електропостачання споживачів залежить від технічного стану електричної мережі, її відповідності вимогам нормативних документів, особливо відповідності критерію N-1. Зважаючи на незадовільний стан електричної мережі, що пов’язане з значним терміном експлуатації основного електротехнічного обладнання (середній термін біля 35-40 років), електрична мережа регіональної філії «Придніпровська залізниця» потребує поступового оновлення (модернізації). Подальша експлуатація морально та фізично застарілого обладнання може призвести до аварійних відключень цього обладнання і, як наслідок, зниження надійності електропостачання споживачів.

Окрім того в основній мережі 110 (150) кВ регіональної філії «Придніпровська залізниця» наявна значна кількість ВД/КЗ та масляних вимикачів типу МКП-220 або У-220, ремонт яких ускладнений відсутністю випуску запчастин до них (зазначене обладнання давно не використовується при новому будівництві). Наявність таких елементів в мережі значно знижує її надійність.

Також в багатьох ПС 35 кВ відсутнє секціонування шин 35 кВ, що призводить до ускладнення експлуатації і, як наслідок, збільшення часу відновлення мережі.

Дані щодо надійності роботи електричних мереж наведено в Табл. 16.

Слід зауважити, що на балансі енергокомпанії знаходиться велика кількість морально та фізично зношеного обладнання, термін експлуатації якого вже скінчився і яке потребує зміни. Але внаслідок недостатнього фінансування та значної кількості такого обладнання, Компанія не в змозі виконати весь обсяг необхідної реконструкції та зміни у відповідні терміни. Це приводить до збільшення кількості технологічних порушень в мережі 10(6) кВ. Враховуючи те, що ЛЕП 10(6) кВ мають найбільший вплив на показники надійності SAIDI та SAIFI. Це так само призводить до погіршення показників надійності в цілому по філії.

Табл. 16. Надійність роботи електричних мереж

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Показники** | **2014 р.** | **2015 р.** | **2016 р.** | **2017 р.** | **2018 р.** |
| Технологічні порушення – всього | 37 | 48 | 45 | 38 | 48 |
| у тому числі з вини персоналу | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Аварійний недовідпуск електроенергії, тис.кВт.год | 485,7 | 585,9 | 526,4 | 445,87 | 461,57 |
| Відмови І категорії | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| у тому числі з вини персоналу | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Відмови ІІ категорії | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 |
| у тому числі з вини персоналу | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Кількість відключень на 100 км | 15,1 | 17,7 | 16,6 | 15,3 | 17,7 |

Розрахунок цільового завдання регіональної філії «Придніпровська залізниця» щодо досягнення показників якості послуг (SAIDI та SAIFI) з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами на кожен рік регуляторного періоду

Показники Saidi

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Клас напруги** | **Терито-ріальна належність** | **2017 рік факт** | **2018 рік факт** | **Факт 6 місяців 2019** | **2020** | **2021** | **2022** | **2023** | **2024** |
| 0,4кВ | місто | 25.4 | 18.2 | 11.5 | 25.8 | 23.9 | 22 | 19.9 | 18 |
| село | 60.6 | 37.2 | 23.9 | 52.1 | 46.5 | 41 | 35.5 | 30 |
| 10кВ | місто | 169.8 | 141.7 | 85.2 | 177.1 | 165.1 | 153 | 139.6 | 128 |
| село | 540 | 333.3 | 176.9 | 456.8 | 408.5 | 361 | 313 | 260 |
| 35-110 кВ | - | 10.66 | 10.4 | 18 | 24.2 | 20 | 16 | 13 | 10 |

Показники Saifi

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Клас напруги** | **Терито-ріальна належність** | **2017 рік факт** | **2018 рік факт** | **Факт 6 місяців 2019** | **2020** | **2021** | **2022** | **2023** | **2024** |
| 0,4кВ | місто | 0.23 | 0.17 | 0.1 | 0.31 | 0.3 | 0.29 | 0.28 | 0.27 |
| село | 0.36 | 0.25 | 0.16 | 0.48 | 0.47 | 0.46 | 0.45 | 0.44 |
| 10кВ | місто | 1.75 | 1.48 | 0.72 | 2.13 | 2.12 | 2.11 | 2.1 | 2.09 |
| село | 2.92 | 2.03 | 1.18 | 3.5 | 3.49 | 3.48 | 3.47 | 3.46 |
| 35-110 кВ | - | 0.11 | 0.69 | 0.14 | 0.76 | 0.75 | 0.74 | 0.73 | 0.72 |

Показники ENS

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Клас напруги** | **Терито-ріальна належність** | **2017 рік факт** | **2018 рік факт** | **Факт 6 місяців 2019** | **2020** | **2021** | **2022** | **2023** | **2024** |
| 0,4кВ | місто | 25.4 | 18.2 | 12.1 | 25 | 24 | 23 | 22 | 21 |
| село | 60.6 | 37.2 | 32.9 | 60 | 58 | 55 | 53 | 50 |
| 10кВ | місто | 169.8 | 141.7 | 120.6 | 180 | 175 | 170 | 165 | 160 |
| село | 540 | 330.3 | 318.8 | 520 | 515 | 510 | 505 | 500 |
| 35-110 кВ | - | 29.7 | 38.9 | 65.3 | 50 | 47 | 45 | 43 | 40 |

Показники MAIFA

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Клас напруги** | **Терито-ріальна належність** | **2017 рік факт** | **2018 рік факт** | **Факт 6 місяців 2019** | **2020** | **2021** | **2022** | **2023** | **2024** |
| 0,4кВ | місто | 0.231 | 0.168 | 0 | 0.3 | 0.29 | 0.28 | 0.27 | 0.26 |
| село | 0.356 | 0.253 | 0.001 | 0.4 | 0.39 | 0.38 | 0.37 | 0.36 |
| 10кВ | місто | 1.751 | 1.476 | 1.25 | 2 | 1.95 | 1.9 | 1.87 | 1.85 |
| село | 2.921 | 2.032 | 3.23 | 3 | 2.95 | 2.9 | 2.87 | 2.85 |
| 35-110 кВ | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

Покращення показників SAIDI, SAIFI та ін. планується шляхом заміни ВД/КЗ та масляних вимикачів типу МКП-220 та У-220, оновленням комутаційних апаратів та пристроїв РЗА та ПА на тягових підстанціях, тощо.

# Інформащія щодо розміщення пристроїв фіксації/аналізу показників якості електроенергії та планів щодо їх встановлення

Вимогою «Кодексу систем розподілу» затвердженого постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 310 встановлено необхідність організації вимірювань параметрів електричної енергії в системі розподілу та в точках приєднання електроустановок Користувачів. Вимірювання параметрів електричної енергії здійснюється з метою:

1) оптимізації схем системи розподілу та управління режимами роботи обладнання;

2) оцінки технічного стану електроустановок;

3) планування розвитку системи розподілу;

4) оцінки впливу електроустановок Користувачів на величини відхилення параметрів електричної енергії в точках приєднання відносно нормального рівня, визначеного ОСР;

5) оцінки впливу електроустановок системи розподілу на величини відхилення параметрів електричної енергії на межі між електричними мережами ОСП та ОСР відносно нормального рівня, визначеного ОСП;

6) визначення та фіксації параметрів надійності постачання електричної енергії;

7) моніторингу та аналізу технічного стану мереж;

8) контролю режимів та параметрів роботи системи розподілу та електроустановок, приєднаних до системи розподілу, зокрема щодо дотримання вимог цього Кодексу;

9) перевірки параметрів якості електроенергії за зверненням/скаргою споживача.

Для виконання зазначених завдань ОСР (та/або Користувач у випадках, передбачених цим Кодексом) здійснює відповідно до вимог цього розділу:

1) вимірювання та моніторинг параметрів якості електричної енергії, що надходить у систему розподілу, та на її виході в точках приєднання Користувачів;

2) фіксацію кількості та тривалості перерв в електропостачанні споживачів.

Оператор системи розподілу (далі ОСР) повинен дотримуватися затверджених Регулятором показників якості електропостачання, які характеризують рівень надійності (безперервності) електропостачання, комерційної якості надання послуг з розподілу електричної енергії та якості електричної енергії

Система моніторингу має бути побудована на основі даних, отриманих на регулярній (за допомогою стаціонарних засобів) або вибірковій (за допомогою переносних засобів) основі, а також даних, отриманих на регулярній або вибірковій основі від Користувачів, приєднаних до системи розподілу. Такими засобами обов’язково, але не винятково, оснащуються всі підстанції ВН/СН, СН/СН при їх будівництві та реконструкції.

На сьогоднішній день прилади фіксації/аналізу показників якості електроенергії не встановлені на жодному з об’єктів електроенергетики регіональної філії «Придніпровська залізниця». Відсутність приладів фіксації/аналізу показників якості електроенергії не дозволяє коректно виявити причину відхилень показників якості електроенергії від нормованих.

Інвестиційною програмою на 2019 рік по господарству електропостачання передбачається закупівля переносних аналізаторів якості електроенергії трифазних мереж типу Metrel з електричними кліщами у кількості 6 одиниць. В подальшому дані пристрої будуть розділені між виробничими підрозділами (дистанціями електропостачання). Період часу, протягом якого здійснюється вимірювання якості електричної енергії у випадку встановлення переносного засобу, становить не менше одного тижня.

Регіональною філією «Придніпровська залізниця» експлуатується тягові підстанцій за класами напругі у кількості: 150 кВ - 14 од., 110 кВ - 4 од., 35 кВ - 47 од.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | вимоги | Кількість ПС, шт. | Кількість шин .шт, | Періодичність вимірювань | Кількість вимірювань на рік |
| 1 | На шинах СН кожної підстанції ВН/СН | 18 | 64 | 1 раз на рік | 64 |
| 2 | На шинах СН кожної підстанції СН/СН | 47 | 192 | 1 раз на 4 роки | 48 |
| 3 | Точки приєднання споживачів СН  (35-10-6 кВ) | 450 | 970 | 1% щороку | 10 |
| 4 | На шинах НН підстанції СН/НН (ТП по 0,4 кВ) | 3167 | 3167 | 0,5 % щороку | 16 |
| 5 | **ВСЬОГО** | 3632 | 4395 |  | 138 |

Першочергово, впродовж 2020 – 2024 років, по регіональній філії «Придніпровська залізниця» передбачається проведення вимірювань ПЯЕ на опорних тягових підстанціях напругою 35-150 кВ.

Графік вимірювання параметрів якості електричної енергії для забезпечення вимірювання щороку підстанції ВН/СН та СН/НН на одній із шин низької напруги наведено в **Додатку Г. Табл. 26.**

Для забезпечення моніторингу якості електроенергії в системі розподілу та для виконання вимог пункту 6.3.4. Розділу 6 "Вимірювання параметрів електричної енергії" Кодексу системи розподілу необхідно закупити прилади фіксації/аналізу показників якості електроенергії:

* Для вимірювань на шинах середньої напруги підстанції ВН/СН та СН/СН сертифіковані прилади класу "А";
* Для вимірювань на шинах низької напруги підстанції СН/НН та для реагування на скарги споживачів сертифіковані приладу класу "S".

Враховуючи тривалість вимірювання не менш ніж 7 календарних днів (тиждень), а також час, потрібний для проведення щорічної метрологічної повірки приладу і час на переміщення приладу з однієї ПС на іншу ПС, й в залежності від місця встановлення приладів для вимірювання ПЯЕ, додатково буде визначатись кількість точок вимірювання, на яких протягом року можливо здійснити вимірювання ПЯЕ одним приладом й кількість приладів, які потрібно придбати для загального забезпечення точок вимірювання ПЯЕ даними приладами в залежності від кількості користувачів (споживачів) електричної енергії й користувачів, що здійснюють виробництво електричної енергії з використанням альтернативних джерел енергії, тобто розподіленої генерації, буде розроблений графік моніторингу ПЯЕ на 2021-2024 роки, який в подальшому, буде відкориговано.

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

Згідно планів регілнальної філії «Придніпровська залізниця» в період 2020-2024 років не передбачено жодного виведення обладнання з експлуатації, крім обладнання, що відпрацювало свій експлуатаційний ресурс та буде замінено під час запланованої реконструкції наведеної в розділі 28.

# Плани в частині заходів з компенсації реактивної потужності

Згідно даних регіональні філії «Придніпровської залізниця» в розподільчій мережі області відсутні робочі пристрої компенсації реактивної потужності БСК, що вийшли з ладу, будуть демонтовані та утилізовані.

Для більш точного визначення потужності БСК необхідно врахувати можливість компенсації перетоків реактивної потужності. Потрібно також, попередньо, виконати необхідне техніко-економічне обґрунтування необхідності встановлення БСК.

Крім того в листі Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 29.09.2016 №32.1-вих/1223-16 вказано, що "з метою виконання рішень третього засідання Національної ради реформ від 7 червня 2016 року та окремого доручення Міністра енергетики та вугільної промисловості України І.Насалика від 28.07.2016 №96/1-22-183 щодо питань, пов’язаних з підвищенням енергоефективності, зокрема проектів, спрямованих на зменшення втрат на передачу та розподіл електричної енергії, Міненерговугілля розробило проект плану введенння регульованих пристроїв компенсації реактивної потужності в електричних мережах ліцензіатів з метою зниження технологічних витрат електроенергії в розподільних електричних мережах (далі-План).

Планом введення регульованих пристроїв компенсації реактивної потужності в електричних мережах ліцензіатів, регіональна філія «Придніпровської залізниця» не зазначена, як така, що потребує встановлення пристроїв**.**

Таким чином Планом розвитку регіональної філії «Придніпровська залізниця» заходи в частині зменшення втрат в електричних мережах залізниці за рахунок компенсації реактивної потужності не передбачені.

# Плани в частині улаштування "інтелектуального" обліку електричної енергії

Одним із важливих напрямків розвитку діяльності регіональної філії «Придніпровська залізниця» є впровадження інтелектуального обліку електричної енергії та модернізація існуючої системи комерційного та технічного обліку електроенергії.

На сьогоднішній день, із загальної кількості однофазних лічильників, що використовуються в регіональної філії «Придніпровська залізниця» для визначення кількості електроенергії відпущеної споживачам, велику частку складають лічильники індукційного типу з класом точності 2,5.

Індукційні електролічильники мають ряд недоліків:

* По-перше, не виконуються вимоги вертикального розташування лічильників, що викликає додаткову погрішність для лічильника класу точності 2.5+(-) рівної 0,67%. Відхилення від вертикального положення практично неможливо виміряти, воно може бути допущене з моменту установки лічильника.
* По-друге, допустима похибка індукційних лічильників починається з 10% номінального струму. Це призводить до того, що діючі лічильники перебувають за межами навантажень 110-120 Вт, що мають місце в побуті. Навіть при роботі з навантаженнями 100 Вт припустима похибка лічильника згідно Держстандарту 6570-75 складає 4,5%, що не може влаштовувати компанію з погляду достовірності обліку.

При модернізації діючого парку лічильників, варто звернути увагу на лічильники електронного типу. Для таких лічильників характерна підвищена точність (можливо досягти точності 1.0), можливість фіксувати дуже маленькі навантаження (від 5,5 Вт), повна просторова незалежність, велика захищеність від зовнішнього впливу на точність роботи. Таким чином, передбачається заміна діючого парку лічильників із класом точності 2.5 на сучасні з класом точності не нижче 1.0, що мають захист від розкрадання електроенергії і виключення з експлуатації лічильників із простроченими термінами держповірки.

Система інтелектуального обліку має значну кількість переваг та дозволяє здійснювати наступні функції:

* дистанційне одержання від кожної точки виміру (вузла обліку) відомостей про відпущену або спожиту електроенергію;
* контроль параметрів електроенергії, яка поставляється, для виявлення та реєстрації їх відхилень від договірних значень;
* виявлення фактів несанкціонованого втручання в роботу приладів обліку або зміни схем підключення споживача;
* нарахування суми оплати на основі реальних показань без будь-якого переоцінювання і донарахування;
* аналіз технічного стану й відмов приладів обліку;
* розрахунки внутрішньо-об'єктного балансу надходження й споживання енергоресурсів з метою виявлення технічних і комерційних втрат і впровадження заходів щодо ефективного енергозбереження;
* здійснення дистанційного відключення (обмеження) споживача за неплатежі (або невнесену передоплату за споживану електроенергію) без використання комутаційного устаткування споживача;
* інтеграція з білінговими системами.

Водночас, встановлення лічильників, що мають функцію автоматичної дистанційної передачі даних, надають власнику безліч переваг.

Переваги системи для користувачів:

* облік електричної енергії по зонах доби. Не зменшуючи споживання електрики, споживачі можуть зекономити до 50% за рахунок переходу на зонний облік. Оскільки в нічний час  електрична енергія дешевша, при наявності лічильника з передачею даних можна відчутно зменшити рахунок;
* вирішення спірних ситуацій – свідчення по лічильнику можуть фіксуватися кожен день. Подібна схема передачі даних дозволяє виключити конфліктні ситуації, якщо виникли проблеми з квитанціями або передача інформації абонентом здійснюється нерегулярно;
* контроль показань – облікові прилади надають можливість знімати показники з місць, які споживач відвідує рідко, наприклад, з орендної квартири, гаража або дачного будинку;
* вчасна та точна передача показів електричної енергії з лічильника в розрахункові центри (без залучення персоналу та споживача). Практичність і економія часу – користувачеві не потрібно витрачати час і зусилля на зняття показань, черги біля кас або передачу інформації за допомогою стандартних способів. Особливо цю функцію оцінять ті, хто регулярно забуває відправити показники;
* спрощення монтажу за рахунок відсутності необхідності прокладати додаткові інформаційні кабелі для збору даних (збереження інтер’єру приміщення);
* високошвидкісний інформаційний обмін;
* дуже швидке розгортання мережі – мережа може бути розгорнута на будь-якій ділянці, на якій є лінії електропостачання;
* cтабільніший зв'язок.

З точки зору зниженні втрат сучасні лічильники що мають можливість об’єднуватись в систему АСКОЕ мають такі важливі функції:

* передача енергопостачальнику інформації про спробу споживача безоплатно споживати електроенергію шляхом заземлення електропроводки;
* фіксація в пам’яті дати та часу короткочасних небалансів на фазі (допомагає виявляти накиди на ПЛ 0,4 кВ).

Відповідно до Третього енергетичного пакету у Європейському Союзі діє програма розвитку "інтелектуальних" мереж "Технологічна платформа Smart Grid для Електричних Мереж Майбутнього в Європі", згідно з якою 80% європейських споживачів до 2020 р. має бути оснащено "розумними" приладами обліку, а до 2022 р. – 100% споживачів.

В **Додатку Г. Табл. 27** наведені дані щодо технічного стану засобів обліку.

У зв’язку зі збільшенням кількості точок інтелектуального обліку виникне потреба у придбанні додаткового (додаткових) серверів на верхньому рівні АСКОЕ.

Впровадження системи АСКОЕ передбачає "Концепція впровадження АСКОЕ побутових споживачів в регіональної філії «Придніпровська залізниця».

Впровадження системи АСКОЕ регіональної філії «Придніпровська залізниця» направлено на створення можливості одночасного вимірювання та обліку кількості енергії та енергоресурсів різного роду по територіально розподіленим точкам обліку з передачею інформації в реальному часі.

Завдання впровадження систем АСКОЕ побутових споживачів набуває на сьогоднішній день все більшої актуальності. Це пов’язано з постійним зростанням тарифів на електроенергію і як наслідок почастішанням фактів неплатежів і розкрадання електроенергії.

Мова йде про по квартирний облік в багатоповерхових житлових будинках, а також про облік в будинках приватного сектора, котедж них селищах і гаражах. При організації обліку побутових споживачів на об’єктах виникає традиційний набір проблем:

* Велика кількість приладів обліку (мова може йти про десятки і сотні тисяч точок обліку);
* Великий обсяг монтажних робіт, пов'язаний з установкою приладів обліку і прокладанням ліній зв’язку;
* Складність організації зберігання, обробки і аналізу великої кількості показників;
* Низька оперативність збору показників з великої кількості територіально віддалених приладів;
* Великі фінансові вкладення на розгортання системи.

Тому було прийнято рішення про розробку концепції підвищення енергоефективності та підходів до встановлення багатофункціональних лічильників (впровадження АСКОЕ) регіональної філії «Придніпровська залізниця».

Організацію АСКОЕ, умовно, можна розділити на 2 рівні:

1-й рівень. Система автоматизації системи обліку електричної енергії на ПС, ТП, РП (електроустановки напругою вище 1000 В):

При реконструкції підстанції та переводі напруги з 6-10 кВ на 20 кВ АСКОЕ організувати на базі приладів обліку типу SL, ACE (лічильники повинні бути обладнані 485 портом).

Лічильники об’єднуються в систему за допомогою мережевого кабелю з підключенням до комунікаційного модулю ТС-485 або іншого комунікаційного терміналу GSM або GPRS.

2-й рівень. Система автоматизації системи обліку електричної енергії на ТП, РП (електроустановки напругою до 1000 В):

Для організації автоматизованої системи обліку електроенергії у мережах 0,4 кВ планується застосування приладів обліку, які обладнано радіо-модемами, дані прилади обліку будуть встановлюватись у побутових споживачів, юридичних споживачів. Інформація з приладів обліку отримується контролером збору даних та/або маршрутизатором, який встановлюється в ТП на шинах 0,4 кВ. Необхідно враховувати, що кількість споживачів, які приєднані до однієї ТП не повинна перевищувати 1000 штук.

Впровадження системи побутових споживачів забезпечить для регіональної філії «Придніпровська залізниця» зчитування даних з приладів обліку з мінімальним залученням персоналу, дозволить коректно виставляти рахунки для споживачів, надасть можливість отримання даних про спожиту електричну енергію у "проблемних" споживачів.

Отже, впровадження системи АСКОЕ - один з ефективних методів боротьби з комерційними втратами електроенергії.

Подальші плани з улаштування "інтелектуального" обліку електричної енергії наведено нижче.

Табл. 17. Плани, щодо влаштування "інтелектуального" обліку в мережах 0,4 кВ

| **Назва приладу** | **Од.  вимір.** | **Рік впровадження** | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **2020** | **2021** | **2022** | **2023** | **2024** |
| Прилади передачі даних з функцією передачі даних по радіо частоте | шт. | 84 | 88 | 92 | 96 | 100 |
| Однофазні лічильники з функцією передачі даних по радіо частоте | шт. | 2000 | 2500 | 3000 | 3500 | 4000 |
| Трифазні лічильники з функцією передачі даних по радіо частоте | шт. | 1025 | 1100 | 1175 | 1250 | 1325 |
| Трифазні лічильники з функцією GSM передачі даних (трансформаторного включення) | шт. | 120 | 120 | 120 | 100 | 100 |
| Трифазні лічильники з функцією GSM передачі даних (прямого включення) | шт. | 150 | 150 | 150 | 120 | 120 |

Плани щодо влаштування балансового обліку наведені в **Додатку Г. Табл. 28.**

Інвестиції в інтелектуальні системи обліку обґрунтовуються очікуваним зниженням експлуатаційних витрат розподілу електроенергії, зокрема, через усунення витрат на зчитування показань приладів обліку, зменшення обсягу розкрадання електроенергії. Здійснюється також дистанційна активація та деактивація послуг, більш швидке виявлення перерв електропостачання та ефективна боротьба з неплатниками. При цьому буде створено умови щодо можливості переведення споживачів на диференційовані за періодами часу тарифи.

# Заходи з розвитку телемеханізації

**Існуючий стан ТМ регіональної філії «Придніпровська залізниця» та її складові**

По рівню ієрархії організаційна структура та форма оперативно-диспетчерського управління АТ «Укрзалізниця» розподільними електричними мережами встановлена наступним чином.

Вищим рівнем оперативно-диспетчерського управління розподільними електричними мережами Укрзалізниці є Центральний енерго-дисчерський пункт Укрзалізниці (ЦЕДП УЗ).

У межах управління розподільними електричними мережами регіональної філії «Придніпровська залізниця» встановлено три рівнева система управління, яка складається з наступних від найнижчого до найвищого рівнів:

1. Нижній рівень процесу управління є рівень контрольованого пункту (КП) (тягові підстанції, розподільчі та трансформаторні підстанції;

2. Основним (базовим) рівнем системи оперативно-технологічного управління режимами роботи розподільних елект­ричними мережами є рівень оперативно-диспетчерського апарату дистанції електропостачання (ЕЧЦ) якій є базовим рівнем в системі оперативно-технологічного управління залізничних електроме­реж, та який входить як послідовна ланка у вертикальній системі централізованого оперативно-диспетчерського управління режи­мами роботи виробництва, передаванням та постачанням елект­ричної енергії розподільними елект­ричними мережами залізниць України. Базовий рівень системи оперативно-технологічного управління режимами роботи розподільних елект­ричних мереж складається з наступних участкових енергодиспетчерських кіл:

* 1 Нікопольського диспетчерського кола (ЕЧЦ-1) Нікопольскої дистанції електропостачання;
* 2 Нижньодніпровськ-Вузол диспетчерського кола (ЕЧЦ-2) дистанції електропостачання Нижньодніпровськ-Вузол;
* 3 Чаплинського диспетчерського кола (ЕЧЦ-2) дистанції електропостачання Нижньодніпровськ-Вузол;
* 4 Верхівцевського диспетчерського кола (ЕЧЦ-3) Верхівцевської дистанції електропостачання;
* 5 Дніпровського диспетчерського кола (ЕЧЦ-3) Верхівцевської дистанції електропостачання;
* 6 диспетчерського кола Північь (ЕЧЦ-4) Запорізької дистанції електропостачання;
* 7 диспетчерського кола Центр (ЕЧЦ-4) Запорізької дистанції електропостачання;
* 8 диспетчерського кола Південь (ЕЧЦ-4) Запорізької дистанції електропостачання;
* 9 Долинсько-Верхівцевського диспетчерського кола (ЕЧЦ-6) Криворізької дистанції електропостачання;
* 10 П'ятихатського диспетчерського кола (ЕЧЦ-6) Криворізької дистанції електропостачання;
* 11 Павлоградського диспетчерського кола (ЕЧЦ-7) Павлоградської дистанції електропостачання;

3. Наступним найвищим рівнем оперативно-диспетчерського управ­ління є рівень Дорожнього енерго-диспетчерського пункту (ЕДП). ЕДП у системі оперативно-диспетчерського управління, є вищим рівнем по відношенню до ЕЧЦ, але з обмеженням оперативного управління, до складу якого входить Дорожній енерго-диспетчерський пункт (ЕДП) та група режимів.

Станом на 2018 рік регіональною філією «Придніпровська залізниця» експлуатується 4 різні типи апаратних комплексів автоматизованих систем телемеханіки, а саме: СТ-62, Лісна, Лоза, Граніт мікро, та 2 типи апаратно-програмних комплексів участкових енергодиспетчерських кіл ЕЧЦ різних виробників (ДІУС ВІНК та Автоматика сервіс). Дані щодо стану телемеханізації контрольованих пунктів наведено в **Додатку Г. Табл. 29.**

На сьогоднішній день 78 % апаратних комплексів діючих системи телемеханіки контрольованих пунктів є морально та фізично застарілими, їх ремонтопридатність зводиться до нуля, оскільки елементна база, на яких вона реалізована знята з виробництва 10-25 років тому, а сучасні електронні компоненти, які мають на кілька позицій вищі технічні характеристики, не можуть замінити ті, які вийшли з ладу.

**Плани по розвитку ТМ регіональною філією «Придніпровська залізниця»**

На сьогоднішній день заплановані об’єми реалізації ТМ в 2020-2025 роках вказані в таблиці нижче.

Табл. 18. Заплановані об’єми реалізації ТМ в 2020-2025 роках

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ПC, ЗТП, РП, ЦРП** | **Телемеханіка, що планується до встановлення** | **Рік впровадження** |
|
| **Диспетчерські кола Північь та Центр (ЕЧЦ-4) Запорізької дистанції електропостачання** | | |
| Енергодиспетчерський пункт диспетчерського кола Північ | Лоза | 2020 |
| ПС 35/10 кВ Славгород | Лоза | 2020 |
| ПС 35/6 кВ «Вільнянськ» | Лоза | 2020 |
| ПС 35/10 кВ «Запоріжжя-1» | Лоза | 2020 |
| ПС 35/10 кВ «Запорізька Січ» | Лоза | 2020 |
| ПС 35/10/6 кВ «Запоріжжя Ліве» | Лоза | 2020 |
| Енергодиспетчерський пункт диспетчерського кола Центр | Лоза | 2020 |
| ПС 35/6 кВ «1132 км» | Лоза | 2020 |
| ПС 35/10 кВ «Пришиб» | Лоза | 2020 |
| ПС 35/10 кВ Мелітополь | Лоза | 2020 |
| ПС 35/10 «Салькове» | Лоза | 2020 |
| ПС 35/10 «Чонгар» | Лоза | 2020 |
| Розроблення ПКД "Технічного переоснащення програмно-аппаратних засобів оперативно-інформаційного технологічного комплексу автоматизованої системи енергодиспетчерського управління режимами роботи електричних мереж Криворізького регіону регіональної філії "Придніпровська залізниця" | | 2020 |
| Розроблення проектно-кошторисної документації: "Технічного переоснащення програмно-аппаратних засобів оперативно-інформаційного технологічного комплексу автоматизованої системи енергодиспетчерського управління режимами роботи електричних мереж Дніпровського регіону регіональної філії "Придніпровська залізниця" | | 2020 |
| **Диспетчерські кола Нижньодніпровськ-Вузол та Чаплино (ЕЧЦ-2) дистанції електропостачання Нижньодніпровськ-Вузол** | | |
| Енергодиспетчерський пункт диспетчерського кола Нижньодніпровськ-Вузол | Лоза | 2021 |
| Енергодиспетчерський пункт диспетчерського кола Чаплино | Лоза | 2021 |
| ПС 35/10 кВ «Іларіонове» | Лоза | 2021 |
| ПС 35/6 кВ «Н.Д.-Вузол» | Лоза | 2021 |
| ПС 35/10 «Новомосковськ» | Лоза | 2021 |
| ПС 150/35/10 «Письменна» | Лоза | 2021 |
| ПС 150/35/10 «Роздори» | Лоза | 2021 |
| ПС 150/35/10 «Синельникове» | Лоза | 2021 |
| ПС 150/35/10 «Ульянівка» | Лоза | 2021 |
| ПС 35/10 «Ігрень» | Лоза | 2021 |
| ПС 150/110/35/10 «Чаплине» | Лоза | 2021 |
| Енергодиспетчерський пункт диспетчерського кола Нікополь | Лоза | 2021 |
| ПС 35/10 кВ «Апостолово» | Лоза | 2021 |
| ПС 35/10 кВ «Підстепна» | Лоза | 2021 |
| ПС 35/6 кВ «Нікополь» | Лоза | 2021 |
| ПС 35/10 кВ «Марганець» | Лоза | 2021 |
| ПС 35/10 кВ «Мирова» | Лоза | 2021 |
| ПС 35/10 «Канцерівка» | Лоза | 2021 |
| ПС 35/10 «Тік» | Лоза | 2021 |
| ПС 35/10 «Чортомлик» | Лоза | 2021 |
| **Диспетчерські кола Верхівцево та Дніпро (ЕЧЦ-3) Верхівцевської дистанції електропостачання** | | |
| Енергодиспетчерський пункт диспетчерського кола Верхівцево | Лоза | 2022 |
| Енергодиспетчерський пункт диспетчерського кола Дніпро | Лоза | 2022 |
| ПС 35/6 кВ «Железнякове» | Лоза | 2022 |
| ПС 35/6 кВ «Верхівцеве» | Лоза | 2022 |
| ПС 35/6 кВ «Верхньодніпровськ» | Лоза | 2022 |
| ПС 35/6 кВ «Баглій» | Лоза | 2022 |
| ПС 35/6 кВ «Плотина» | Лоза | 2022 |
| ПС 35/10 кВ «Балівка» | Лоза | 2022 |
| ПС 35/6 кВ «Воскобійня» | Лоза | 2022 |
| ПС 35/10 кВ «Сухачівка» | Лоза | 2022 |
| ПС 6 кВ «Горяїнове» | Лоза | 2022 |
| ПС 6 кВ «Карнаухівка» | Лоза | 2022 |
| **Диспетчерські кола Долинсько-Верхівцевський та П'ятихатський (ЕЧЦ-6) Криворізької дистанції електропостачання** | | |
| Енергодиспетчерський пункт диспетчерського кола Долинсько-Верхівцевський | Лоза | 2023 |
| Енергодиспетчерський пункт диспетчерського кола П'ятихатський | Лоза | 2023 |
| ПС 150/35/6 кВ «П’ятихатки» | Лоза | 2023 |
| ПС 35/6 кВ «Кривий Ріг Головний» | Лоза | 2023 |
| ПС 35/10 кВ «Інгулець» | Лоза | 2023 |
| ПС 150/35/10 кВ «Мусіївка» | Лоза | 2023 |
| ПС 10 кВ «Червоний Шахтар» | Лоза | 2023 |
| ПС 6 кВ «ЮГОК» | Лоза | 2023 |
| ПС 6 кВ «Вечірній Кут» | Лоза | 2023 |
| ПС 150/10 кВ «Утішна» | Лоза | 2023 |
| ПС 35/10 кВ «Божедарівка» | Лоза | 2023 |
| ПС 35/10 кВ «Милорадівка» | Лоза | 2023 |
| ПС 35/10 кВ «Девладове» | Лоза | 2023 |
| ПС 35/10 кВ «Савро» | Лоза | 2023 |
| ПС 35/10 кВ «Зав’ялівка» | Лоза | 2023 |
| ПС 35/10 кВ «Рядова» | Лоза | 2023 |
| ПС 35/10 кВ «Саксагань» | Лоза | 2023 |
| Диспетчерське коло Павлоград (ЕЧЦ-7) Павлоградської дистанції електропостачання та Дорожній енерго-диспетчерський пункт | | |
| Енергодиспетчерський пункт диспетчерського кола Павлоград |  |  |
| ПС 35/10 кВ «Варварівка» | Лоза | 2024 |
| ПС 35/10 кВ «Павлоград» | Лоза | 2024 |
| ПС 35/10 кВ «Зайцеве» | Лоза | 2024 |
| ПС 150/35/10 кВ «Мінеральна» | Лоза | 2024 |
| ПС 35/10 кВ «Богуславський» | Лоза | 2023 |
| ПС 35/10 «Миколаївка» | Лоза | 2024 |
| ПС 110/10 кВ «Слов’янка» | Лоза | 2024 |
| ПС 110/10 кВ «Самійлівка» | Лоза | 2024 |
| ПС 110/10 кВ «Роз’їзд 5 км» | Лоза | 2024 |
| енерго-диспетчерський пункт дорожнього рівня | Лоза | 2024 |

Також планами регіональної філії «Придніпровська залізниця» передбачено на другому етапі телемеханізації, побудову останньої милі зв’язку для комплексів ТМ контрольованих пунктів від центрів вивідення магістальних кабелів ВОЛЗ вздовж залізничної магістралі до тягових підстанцій для організації або обладнання езернет зв’язку тягових підстанцій з енергодиспетчерськими пунктами, кількість яких буде плануватись в рівній кількості об’єктів, що телемеханізуються плюс ЗІП 10 %.

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

Основними причинами значних фактичних втрат електроенергії в електромережах Компанії є:

* фізична та моральна зношеність обладнання;
* крадіжки електроенергії споживачами;
* вільний продаж пристроїв, які впливають на роботу лічильників, створення режиму перекомпенсації у неробочий час;
* застосування електролічильників з закінченим терміном держповірки, а також робота вимірювальних трансформаторів струму та напруги, які не відповідають класам точності;
* недосконалість схем обліку у багатоповерхових будинках;
* недосконалість нормативно-правової бази;
* складна схема зовнішнього енергопостачання споживачів м. Дніпро, м. Кривий Ріг, м. Запоріжжя та м. Пятихатки, що не дає можливість терміново вирішити питання встановлення у міських ТП електролічильників для перевірки балансу відпущеної та спожитої електроенергії;
* втрати, які обумовлені заниженням корисного відпуску електроенергії:
* втрати, обумовлені наявністю безгосподарних споживачів (гуртожитки, житлові будинки, які не знаходяться на балансі підприємств);
* втрати, які обумовлені наявністю сезонної складової;
* втрати, які обумовлені неодночасністю зняття показів по периметру Компанії та у споживачів.

До основних заходів, які дозволили значно знизити втрати електроенергії у Компанії відносяться:

* вдосконалення системи розрахункового обліку електроенергії по межі балансової належності зі споживачами;
* встановлення закритих комплексів обліку електроенергії з електронними лічильниками з підключенням до мережі ізольованим дротом;
* ліквідація безоблікового споживання електроенергії у побутових споживачів;
* заміна однофазних електролічильників з простроченим терміном Держповірки;
* заміна трифазних електролічильників з простроченим терміном Держповірки;
* заміна однофазних електролічильників класу 2,5;
* встановлення магнітних індикаторів у побутових та юридичних споживачів;
* проведення закриття доступу та пломбування трансформаторів струму та дооблікових ланцюгів у споживачів одноразовими пломбами;
* проведення рейдів по виявленню крадіжок та щомісячним зняттям показів електролічильників;
* реконструкція електричних мереж 0,4 кВ з заміною неізольованого на ізольований самоутримуючий дріт у населених пунктах.

Звіт щодо втрат електричної енергії за період 2014-2018 рр. наведено у Табл. 13.

Табл. 19. Існуючі втрати електричної енергії на її передачу

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Показники** | **2014 рік** | **2015 рік** | **2016 рік** | **2017 рік** | **2018 рік** |
| Фактичні (%) | 7,49 | 7,48 | 7,12 | 6,7 | 6,63 |
| Нормативні (%) | 6,97 | 6,23 | 6,83 | 6,82 | 6,94 |
| Понаднормативні (%) | 0,52 | 1,25 | 0,29 | -0,12 | -0,31 |

Табл. 20. Прогнозні втрати електричної енергії на її передачу

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Показники** | **2020 рік** | **2021 рік** | **2022 рік** | **2023 рік** | **2024 рік** |
| Фактичні (%) | 6,62 | 6,60 | 6,60 | 6,60 | 6,60 |
| Нормативні (%) | 6,91 | 6,88 | 6,88 | 6,88 | 6,88 |
| Понаднормативні (%) | -0,29 | -0,28 | -0,28 | -0,28 | -0,28 |

В регіональній філії «Придніпровська залізниця» організована робота з пофідерного аналізу балансу потужності для виявлення можливих втрат електричної енергії (комерційної складової втрат). Пофідерний аналіз дає можливість ідентифікувати втрати електричної енергії в мережах 10-0,4 кВ, виявляти порушення ПРРЕЕ, виявляти безоблікове споживання електричної енергії та оптимально планувати роботи з метою зменшення втрат електричної енергії. Разом з тим ідентифікація витрат дає можливість порахувати різницю між обсягом відпуску електричної енергії на фідері 10-0,4 кВ та обсягом корисного відпуску електроенергії споживачам, що заживлені від даного фідера.

Зменшення втрат в мережі у порівнянні з нормативними пов’язане також з реалізацією нового будівництва та реконструкції електричних мереж ОСР (заходи наведені в розділах 27-28 Плану розвитку).

**Табл. 21. Дані щодо фактичних витрат наведено нижче.**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Показник** | | **2014** | | | | | | **2015** | | | | | | **2016** | | | | |
| **млн кВт·год** | | **млн грн** | | **%** | | **млн кВт·год** | | **млн грн** | | **%** | | **млн кВт·год** | | **млн грн** | | **%** |
| Фактичне надходження електричної енергії | Усього у т.ч.: | **1 151,92** | |  | |  | | **955,82** | |  | |  | | **987,87** | |  | |  |
| 1 клас | 594,4 | |  | | 51,60% | | 513,6 | |  | | 53,74% | | 518,3 | |  | | 52,46% |
| 2 клас | 557,6 | |  | | 48,40% | | 442,2 | |  | | 46,26% | | 469,6 | |  | | 47,54% |
| Нормативні технологічні витрати | Усього у т.ч.: | **89,3** | | **78,0** | | 7,75% | | **69,9** | | **76,3** | | 7,31% | | 67,6 | | **87,2** | | 6,85% |
| 1 клас | 29,1 | |  | | 4,90% | | 30,0 | |  | | 5,83% | | 31,2 | |  | | 6,01% |
| 2 клас | 60,1 | |  | | 10,78% | | 39,9 | |  | | 9,02% | | 36,5 | |  | | 7,76% |
| Небаланс | Усього у т.ч.: | **-6,45** | | **-5,19** | | -0,56% | | **1,63** | | **2,14** | | 0,17% | | 2,66 | | **4,01** | | 0,27% |
| 1 клас | -1,71 | |  | | -0,29% | | -3,74 | |  | | -0,73% | | -3,27 | |  | | -0,63% |
| 2 клас | -4,73 | |  | | -0,85% | | 5,37 | |  | | 1,21% | | 5,93 | |  | | 1,26% |
|  |  |  |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |
| **Показник** | | **2017** | | | | | | **2018** | | | | | | **2019 прогноз** | | | | |
| **млн кВт·год** | | **млн грн** | | **%** | | **млн кВт·год** | | **млн грн** | | **%** | | **млн кВт·год** | | **млн грн** | | **%** |
| Фактичне надходження електричної енергії | Усього у т.ч.: | **972,96** | |  | |  | | **983,76** | |  | |  | | **988,59** | |  | |  |
| 1 клас | 509,91 | |  | | 52,41% | | 520,25 | |  | | 52,88% | | 514,00 | |  | | 51,99% |
| 2 клас | 463,05 | |  | | 47,59% | | 463,51 | |  | | 47,12% | | 474,58 | |  | | 48,01% |
| Нормативні технологічні витрати | Усього у т.ч.: | **65,74** | | **85,4** | | 6,76% | | **65,37** | | **85,1** | | 6,65% | | **67,09** | | **86,2** | | 6,79% |
| 1 клас | 31,2 | |  | | 6,13% | | 31,4 | |  | | 6,04% | | 31,7 | |  | | 6,17% |
| 2 клас | 34,5 | |  | | 7,45% | | 34,0 | |  | | 7,33% | | 35,4 | |  | | 7,46% |
| Небаланс | Усього у т.ч.: | **-0,54** | | **1,7** | | -0,06% | | **-0,12** | | **1,4** | | -0,01% | | **-1,38** | | **2,04** | | -0,14% |
| 1 клас | -3,15 | |  | | -0,62% | | -2,47 | |  | | -0,48% | | -2,90 | |  | | -0,56% |
| 2 клас | 2,61 | |  | | 0,56% | | 2,35 | |  | | 0,51% | | 1,52 | |  | | 0,32% |

**Табл. 22 Заходи зі зниження нетехнічних витрат**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № з/п | Складові цільової програми | | Усього на роки 2019-2023 | | у т.ч. по роках: | | | | | | | |
| 2019 | | | | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
| тис. грн. без ПДВ | % | усього на рік | | економічний ефект (зниження ТВЕ) | | тис. грн. без ПДВ | тис. грн. без ПДВ | тис. грн. без ПДВ | тис. грн. без ПДВ |
| тис. грн. без ПДВ | % | млн кВт·год | % |
| **1** | **Покращення обліку електричної енергії, у т.ч.:** | | **14 800,00** | **100%** | **2 800,00** | **100%** | **0,2** | **100%** | **5 000,00** | **5 000,00** | **5 000,00** | **5 000,00** |
| 1.1 | впровадження комерційного обліку електричної енергії | | 0 | 0% | 0 | 0,00% | 0 | 0,00% | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1.2 | впровадження обліку електричної енергії на межі структурних підрозділів (районів електричних мереж, філій) | | 0 | 0% | 0 | 0,00% | 0 | 0,00% | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 1.3 | заміна вимірювальних трансформаторів | ТС 0,4 кВ | 0 | 0% | 0 | 0,00% | 0 | 0,00% | 500 | 500 | 500 | 500 |
| ТС, ТН 6-110 кВ | 0 | 0% | 3400 | 0,00% | 0 | 0,00% | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| **1.4** | **впровадження обліку споживання електричної енергії населенням, у т.ч.:** | | **14 800,00** | **100%** | **2 800,00** | **100%** | **0,2** | **100%** | **3 000,00** | **3 000,00** | **3 000,00** | **3 000,00** |
| сільським | | 0,00 | 0,0% | 0 | 0% | 0 | 0,00% | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| міським | | 14 800,00 | 46,58% | 2800,00 | 46,58% | 0,2 | 67% | 3 000,00 | 3 000,00 | 3 000,00 | 3 000,00 |
| 1.5 | придбання стендів повірки, зразкових лічильників, повірочних лабораторій | | 0 | 0% | 0 | 0% | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **2** | **Інше** | | **0** | **0%** | **0** | **0%** | **0** | **0%** | **0** | **0** | **0** | **0** |
| **Усього** | | | **14 800,00** | **100%** | **2 800,00** | **100%** | **0,2** | **100%** | **5 000,00** | **5 000,00** | **5 000,00** | **5 000,00** |

# Аналіз переведення мереж 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ

Переведення мереж 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ регіональної філії «Придніпровська залізниця» АТ «Укрзалізниця» на перспективу 2020-2024 року при існуючих навантаженнях є економічно недоцільним і тому не передбачається.

# Заходи з впровадження мереж "Smart Grids"

Інтелектуальна електроенергетика стала вектором енергетичної політики багатьох країн. Світова конкуренція у сфері забезпечення енергоефективності економіки останнім часом багато в чому перейшла у сферу формування інтелектуальних мереж. Ключові цілі при впровадженні інтелектуальних мереж – енергетична безпека, економічне зростання та екологічна стійкість. У провідних країнах світу інтелектуальні мережі є найважливішою частиною державної стратегії досягнення загальних цілей енергетичної безпеки і економічного зростання. Інтелектуальні мережі – це закономірний етап розвитку соціально – економічних відносин, які втілені в технологічну концепцію. Створення таких мереж – це модернізація всього комплексу генерації та доставки електроенергії на основі вдосконаленого управління, захисту, оптимізації технологічних елементів електроенергетичної системи у їхньому взаємозв’язку – від централізованої та зосередженої генерації, передачі електроенергії при високій напрузі, її розподілу, систем автоматизації, пристроїв збереження до кінцевих споживачів.

Впровадження сучасних технологій "розумних мереж" Smart Grid в регіональна філія «Придніпровська залізниця» для забезпечення надійного, ефективного та оптимального функціонування електричних мереж передбачає наступне:

* Побудова засобів інтелектуального управління в розподільчих електромережах. Комплексне впровадження SCADA систем, що мають змогу взаємодіяти між собою за уніфікованими протоколами обміну даними та керуючими сигналами, для забезпечення узгодженого адаптивного управління на всіх рівнях, з залученням результатів моделювання в реальному часі. Забезпечення повної спостережності мереж для запобігання аварій, оптимізації навантажень, зменшення втрат тощо; організація автоматичної актуалізації моделей мереж даними про поточний стан комутаційних апаратів на підстанціях розподільчих електричних мереж.
* створення засобів моніторингу режимів та підтримки прийняття рішень в складних аварійних ситуаціях;
* виконання дослідження структури електроспоживання, в тому числі побутових споживачів, з метою визначення заходів щодо зменшення нерівномірності графіку споживання, а також виявлення можливостей щодо управління графіком споживання тощо.

Наразі регіональна філія «Придніпровська залізниця» здійснює впровадження "розумних мереж" за наступними напрямками:

* впровадження сучасних пристроїв релейного захисту та автоматики (Розділ 12 Плану);
* встановлення пристроїв фіксації та аналізу показників якості електроенергії (Розділ 15 Плану);
* впровадження "інтелектуального" обліку електричної енергії (Розділ 18 Плану);
* впровадження сучасних засобів телемеханізації та зв’язку (Розділ 19 Плану) тощо.

# Узагальнений перелік та стан мереж 0,4-10 кВ

Загальний стан мережі 0,4-10 кВ регіональна філія «Придніпровська залізниця» наведено нижче.

Табл. 23. Протяжність ЛЕП 0,4-10 кВ станом на 01.01.2019 рік

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Клас напруги ПЛ,КЛ** | **Протяжність, всього (км)** | | **Введено в експлуатацію** | **Прийнято на баланс** | **Враховано при інвентаризації** | **Списано** |
| **На 01.01.2018р** | **На 01.01.2019р** |
| **по трасі** | **по трасі** | **по трасі** | **по трасі** | **по трасі** | **по трасі** |
| ПЛ 10кВ | 2349,11 | 2355,68 | 6,57 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| ПЛ 6кВ | 403,65 | 407,16 | 3,51 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| ПЛ 0,4кВ | 828,73 | 829,62 | 0,89 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| КЛ 10кВ | 55,81 | 56,15 | 0,34 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| КЛ 6кВ | 216,84 | 221,28 | 4,44 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| КЛ 0,4кВ | 569,15 | 569,70 | 0,55 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Всього | 4423,29 | 4439,58 | 16,29 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

Табл. 24. Кількість дефектних елементів, що знаходяться в експлуатації   
 станом на 01.01.2019 року

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Найменування елемента** | **ПЛ 6-10 кВ і ТП 6-10/0,38 кВ** | **ПЛ 0,38 кВ** |
| 1. Приставки дерев'яні, шт | 160 | 120 |
| 2. Стояки дерев'яні, шт | 1 034 | 2 094 |
| 3. Приставки залізобетонні, шт | 377 | 709 |
| 4. Опори залізобетонні, шт | 632 | 712 |
| 5. Ізолятори, шт | 1 026 | 2 101 |
| 6. Провід неізольований, км. | 386,3 | 29,54 |
| 7. Трансформатори з терміном служби понад 25 років, шт | 2 299 | 0 |
| 8. Автоматичні вимикачі 0,38 кВ, шт | 380 | 0 |

Табл. 25. Середня комплексна оцінка технічного стану об'єктів

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Найменування об'єкта | Всього | Оцінка технічного стану | | | |
| добрий | задовільний | незадовільний | непридатний |
| ПЛ 6-10 кВ, км | 2752,76 | 2705,19 | 44,27 | 3,3 | 0 |
| ТП 6-10/0,38 кВ, шт | 3167 | 3007 | 53 | 107 | 0 |
| ПЛ 0,38 кВ, км | 828,73 | 801,1 | 9,4 | 18,23 | 0 |

# Інформація щодо об'єктів незавершеного будівництва, реконструкції та технічного переоснащення

Перелік об'єктів незавершеного будівництва реконструкції та технічного переоснащення системи розподілу станом на початок прогнозного періоду наведено в **Табл. 27**.

Табл. 26. Перелік об'єктів незавершеного будівництва реконструкції та технічного переоснащення системи розподілу станом на початок прогнозного періоду

| **№ з/п** | **Найменування об'єктів** | **Початок виконання ПВР робіт (рік, місяць)** | **Початок виконання БМР (рік,місяць)** | **Затверджена кошторисна вартість, тис. грн (без ПДВ)** | **Залишок кошторисної вартості на дату початку 2020 року, тис. грн (без ПДВ)** | **Характер робіт** | **Джерело фінансування** | **Пропозиції щодо подальшого використання (виконати, списати, продати тощо), зазначити роки** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Мережі 110-35 кВ** | |  |  | **377 845,56** | **377 845,56** |  |  |  |
| 1 | Технічне переоснащення ВРП 150 кВ тягової підстанції Батуринська, організація комерційного обліку електроенергії на МБН. | 2018 | - | 17 236,00 | 17 236,00 | Технічне переоснащення | складова тарифу | виконати, 2020 рік |
| 2 | Технічне переоснащення ВРП 150 кВ тягової підстанції Синельнікове | 2018 | - | 32935,13 | 32935,13 | Технічне переоснащення | складова тарифу | виконати, 2020 рік |
| 3 | Технічне переоснащення ВРП 150 кВ тягової підстанції Якімівка | 2018 | - | 51194,0 | 51194,0 | Технічне переоснащення | складова тарифу | виконати, 2021 рік |
| 4 | Технічне переоснащення ВРП 150 кВ тягової підстанції Мінеральна | 2018 | - | 12846,9 | 12846,9 | Технічне переоснащення | складова тарифу | виконати, 2021рік |
| 5 | Технічне переоснащення ВРП 150 кВ тягової підстанції Утішна | 2018 | - | 40077,021 | 40077,021 | Технічне переоснащення | складова тарифу | виконати, 2020 рік |
| 6 | «Технічне переоснащення ВРУ-150 кВ ПС-150/35/10 кВ «Сокологірна» | 2018 | - | 51071,0 | 51071,0 | Технічне переоснащення | складова тарифу | виконати, 2022 рік |
| 7 | «Технічне переоснащення ВРУ-150 кВ ПС-150/35/10 кВ «Партизани» | 2018 | - | 91360,0 | 91360,0 | Технічне переоснащення | складова тарифу | виконати, 2020 рік |
| 8 | Технічне переоснащення шаф управління автоматики та захисту приєднань ВРУ-154 кВ, ВРУ-35 кВ, ЗРУ-10 кВ ПС Ульянівка | 2019 | - | 8731,0 | 8731,0 | Технічне переоснащення | складова тарифу | виконати, 2020 рік |
| 9 | Технічне переоснащення ВРП 35 кВ та ЗРП 10 кВ тягової підстанції Варварівка | 2018 | - | 18500,214 | 18500,214 | Технічне переоснащення | складова тарифу | виконати, 2021 рік |
| 10 | «Технічне переоснащення ВРУ-35 кВ та ЗРУ-6 кВ ПС-35/6 кВ «Підстепне» | 2018 | - | 32500,0 | 32500,0 | Технічне переоснащення | складова тарифу | виконати, 2020 рік |
| 11  12 | «Технічне переоснащення ВРУ-35 кВ та ЗРУ-6 кВ ПС-35/6 кВ «Нижньодніпровськ-Вузол» | 2018 | - | 15956,29 | 15956,29 | Технічне переоснащення | складова тарифу | виконати, 2021 рік |
| 13 | "Технічне переоснащення тягової підстанції Канцерівка 35/10/6 кВ в частині акумуляторної батареї з підзарядним пристроєм" | 2019 | - | 993,0 | 993,0 | Технічне переоснащення | складова тарифу | виконати, 2020 рік |
| 14 | "Технічне переоснащення тягової підстанції Запоріжжя-Камянське 35/6 кВ в частині акумуляторної батареї з підзарядним пристроєм" | 2019 | - | 1113,0 | 1113,0 | Технічне переоснащення | складова тарифу | виконати, 2020 рік |
| 15 | "Технічне переоснащення тягової підстанції 1132 км 35/10 кВ в частині акумуляторної батареї з підзарядним пристроєм" | 2019 | - | 1277,0 | 1277,0 | Технічне переоснащення | складова тарифу | виконати, 2020 рік |
| 16 | "Технічне переоснащення тягової підстанції Рядова 35/10 кВ в частині акумуляторної батареї з підзарядним пристроєм" | 2019 | - | 985,0 | 985,0 | Технічне переоснащення | складова тарифу | виконати, 2020 рік |
| 17 | "Технічне переоснащення тягової підстанції Варварівка 35/10 кВ в частині акумуляторної батареї з підзарядним пристроєм" | 2019 | - | 1070,0 | 1070,0 | Технічне переоснащення | складова тарифу | виконати, 2020 рік |
| **Усього** | | **—** |  | **377 845,56** | **377 845,56** | **—** | **—** | **—** |

# Інформація щодо раніше виконаних ТЕО та плани з реалізації заходів по таким ТЕО

На регіональної філії «Придніпровська залізниця» АТ «Укрзалізниця» техніко-економічні обґрунтування не розроблялися.

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

Регіональною філією «Придніпровська залізниця» заходи з розвитку системи розподілу, що виконуються в рамках виконання Плану розвитку системи передачі на наступні 10 років та/або інших стратегічних документів відсутні.

# 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

На балансі регіональної філії «Придніпровська залізниця» відсутні повітряні лінії рівня напруги 110 (150) кВ та повітряні лінії 35 кВ, що примають участь у забезпеченні режимів роботи розподільних мереж 35 кВ. Але устакування ВРП-35-150 кВ тягових підстанцій використовується та забезпечує транзит електричної енергії розподільчими мережами рівня 35-150 кВ та задіяно у міжсистемних перетоках та режимах їх роботи, якими керують суміжні розподільні енергокомпанії у відповідних регіонах.

Планом перспективного розвитку електричних мереж 35-150 кВ по регіональної філії «Придніпровська залізниці» на 2020-2025 роки (далі План розвитку) на першому етапі передбачається переоснащення відкритих розподільчих пристроїв рівня напруги 35-150 кВ тягових підстанцій елементи електричної мережи яких використовується для забезпеченняє транзиту електричної енергії в розподільчі мережі рівня 35-150 кВ сіміжних розподільних енергокомпаній та елементи електричної мережи яких задіяні у міжсистемних перетоках та режимах їх роботи, крім того елементи електричної мережи, що використовуються для електрозабезпечення розподільчих пристроїв нижчої напруги саміх тягових підстанцій (включно до головних понужуючих трансформаторів) та споживачів приєднаних до даних розподільчих пристроїв.

Для виконання намічених основних рішень щодо забезпечення надійних рівнів електропостачання споживачів електричною енергією визначені основні обсяги робіт з розбудови та технічного переоснащення мереж на період 2020-2025 років з урахуванням вимог Схеми перспективного розвитку електричних мереж 35-150 кВ по регіональної філії «Придніпровська залізниці» на 2017-2027 роки.

При аналізі існуючого стану елементів електричної мережи були визначені всі елементи розподільчих пристрої рівня напруги 35-150 кВ тягових підстанцій, які відпрацювали термін служби та підлягають реконструкції або технічному переоснащенні. В зв’язку з цим технічному переоснащенні підлягають елементи, які повністю відпрацювали свій ресурс, а переобладнання кожного елементу визначається з точки зору найбільшої ефективності капіталовкладень.

Технічне переоснащення розподільчих пристроїв тягових підстанцій 35-150 кВ відбувається за рахунок комплексного підходу до виконання заходів повязаних з технічним переоснащенням обладнання, яке відпрацювало свій експлуатаційний ресурс, має дефекти в роботі, не забезпечує надійності роботи розподільчих електричних мереж та призводить до завищених втрат електроенергії.

Так комплексний підход у технічному переоснащенні здійснюється з метою підвищення надійності роботи електричних мереж, їх керування та захисту яким передбачається наступне:

* проведення ряду заходів із заміною застарілих, комутаційних апаратів (ВД, КЗ, масляних вимикачів ВРП-110-150 кВ тягових підстанцій) на сучасні комутаційні апарати в комплекті з захистом та автоматикою. Згідно з вимогами СОУ МЕВ 40.1-00100227-01:2016 "Побудова та експлуатація електричних мереж. Технічна політика. Частина 2" (далі СОУ) в електричних мережах з напругою 110 кВ та вище застосовуються елегазові та вакуумні вимикачі. В мережах з напругою 35 кВ передбачаються вакуумні вимикачі. Монтаж та заміна вимикачів 35-150 кВ планується в комплексі з модернізацією пристроїв РЗА та ПА з використанням сучасного обладнання з можливістю автоматичного керування, телевимірювання та телесигналізації;
* Заміна існуючих роз’єднувачів на сучасні трифазні роз'єднувачі, в комплекті з моторним приводом головних ножів, ручним приводам заземлюючих ножів і виносним блоком управління та оцинкованою металоконструкцією.
* Заміна пристроїв захисту від грозових та внутрішніх перенапруг головного понижуючого трансформатору та трансформаторів напруги в комплекті з ізолюючими основами, лічильниками спрацювань та вимірювачами струмів витоку.
* Для потреб організації комерційного обліку електричної енергії здійснюється заміна існуючих трансформаторів струму та напруги, або у разі відсутності такових передбачається організація комерційного обліку шляхом встановлення нових трансформаторів при цьому підключення трансформаторів наруги до секцій шин виконується через сучасні трифазні роз'єднувачі в комплекті з моторними приводами головних ножів, ручними приводами заземлюючих ножів і виносним блоком управління.
* Заміна існуючих пристроїв основного та резервного релейного захисту, управління та автоматики головних понижуючих трансформаторів з обладнанням їх пристроями забезпечуючих функції самодіагностики робочого стану трансформаторів;
* Заміна ошинування, ізоляції та апаратних затискачів устаткування розподільчих пристрої рівня напруги 35-150 кВ
* Прив'язка телеуправління та телесигналізації положень устаткування до існуючої системи телемеханіки.
* Заміна акумуляторних батарей та шаф живлення власних потреб постійного та змінного струму тягових підстанцій.
* Технічне переоснащення програмно-аппаратних засобів оперативно-інформаційного технологічного комплексу автоматизованої системи енергодиспетчерського управління режимами роботи електричних мереж наступних дистанцій електропостачання:
* Нікопольської дистанції електропостачання регіональної філії "Придніпровська залізниця;
* Дистанції електропостачання Нижньодніпровсь-Вузол регіональної філії "Придніпровська залізниця";
* Верхівцевської дистанції електропостачання регіональної філії "Придніпровська залізниця"
* Запорізької дистанції електропостачання регіональної філії "Придніпровська залізниця";
* Криворізької дистанції електропостачання регіональної філії "Придніпровська залізниця";
* Павлоградської дистанції електропостачання регіональної філії "Придніпровська залізниця"
* Головного енергодиспетчерського пункту регіональної філії "Придніпровська залізниця".

Плани щодо нового будівництва електричних мереж в рамках прогнозного пятирічного плану не передбачені.

Перелік необхідної реконструкції електричних мереж згідно планів регіональної філії «Придніпровська залізниця», яка була визначена після аналізу технічного стану обладнання, аналізу завантаження трансформаторів, аналізу аварійних режимів роботи мережі.

Так з метою підвищення надійності роботи електричних мереж їх керування та захисту передбачається технічне переоснащення ВРП-35-150 кВ наступних тягових підстанцій в розрізі админістративно-територіальних одиниць їх розташування.

1. **Дніпропетровська область**

ПС-150/35/6 кВ Батуринська, ПС-150/35/10 Синельникове, ПС-150/35/10 кВ Роздори, ПС-150/35/10кВ Письмена, ПС-150/110/35/10 кВ Чапліно, ПС-150/35/27,5/6 кВ Пятихатки, ПС-150/10 кВ Утішна, ПС-150/35/10 кВ Мінеральна, ПС-35/10 Підстепна, ПС-35/6 Нижньодніпровськ-Вузол, ПС-35/10 Верхівцево, ПС-35/10 Сухачівка, ПС-35/10 Верхньодніпровськ, ПС-35/10 Воскобойня, ПС-35/10 Славгород, ПС-35/10 Девладово, ПС-35/10 Божедарівка, ПС-35/10 Мілорадівка, ПС-35/6 Кривий Ріг головний, ПС-35/10 кВ Варварівка, ПС-35/10 Зайцеве.

1. **Запорізька область**

ПС-150/35/10 кВ Таврійск, ПС-150/35/10 кВ Якимівка, ПС-150/35/10 кВ Сокологірна, ПС-35/10 Вільнянськ.

1. **Херсонська область**

ПС-150/35/10 кВ Партизани.

1. **Харківська область.**

ПС-110/35/10 кВ Самойлівка.

На даний час на вище зазначених підстанціях використовуються морально та фізично застаріле обладнання комутаційних апаратів ВРП-110-150 кВ, а саме: масло наповнені вимикачі типу МКП-220 та У-220-10 з вбудованими у вимикачі трансформаторами струму та відокремлювачі з короткозамикачами які відпрацювали свій нормативний термін експлуатації, а також розєднувачі в колах вимикачів, секцій шин, ремонтних перемичок, силових та вимірювальних трансформаторів які має дефекти з причин закінчення нормативного строку експлуатації. Крім того для потреб організації комерційного обліку електричної енергії використовуються вимірювальні трансформатори струму та напруги технічні характеристики яких не відповідає вимогам діючих нормативно-технічних документів, а саме: «Кодексу комерційного обліку електроенергії» затвердженого постановою НКРЕКП від 14.03.2018 №311 (далі Кодекс) та ПУЕ. В якості пристроїв захисту від грозових та внутрішніх перенапруг використовуються вентильні розрядники типу РВС-110(150), які згідно СОУ під час проведення реконструкції технічного переоснащення повинні мінятися на обмежувачі перенапруги в комплекті з ізолюючими основами, лічильниками спрацювань та вимірювачами струмів витоку.

Заміна масляних вимикачів обумовлена наступними чинниками вимикачі відпрацювали свій нормативний термін експлуатації, за останній час зафіксовані неодноразові виходи з ладу та відмови в роботі масляних вимикачів (неповнофазні включення та відключення, зависання), що приводить до порушення нормальної схеми електропостачання і незабезпечення транзиту електроенергії через шини 35кВ та 154кВ тягових підстанцій в електричні мережи суміжних розподільних енергокомпаній. Крім того при проведенні випробувань масляних вимикачів типу У-220-10 зафіксовані відхилення від вимог нормативних документів СОЕ-Н ЕЕ20.302:2007 п.15, а саме незадовільний натиск контактів при увімкненні та незадовільний опір постійному струму контактів масляного вимикача, крім цього слід зазначити, що даний тип масляних вимикачів на сьогоднішній день знятий з виробництва, та відповідно ремонт застарілого обладнання ускладнюється відсутністю необхідних запасних частин та комплектуючих, що унеможливлює проведення робіт з профілактичного відновлення обладнання. Крім того пристрої релейного захисти підстанції також морально і фізично застарілі. Панелі управління, захисту та автоматики приєднань які були встановлені на цих тягових підстанціях з системою управління захисту та автоматики були побудовані на базі шаф кодових реле та релейних захистів шістьдесятих-семидесятих років виготовлення. Реле таких типів зняті з виробництва і запасні частини до них не виготовляються в Україні. Крім того в існуючій системі керування, захисту та автоматики повністю відсутні функції самодіагностики робочого стану обладнання.

Такий технічний стан обладнання на сьогоднішній день призвів до того, що знижена надійність електропостачання тягових підстанцій не забезпечується транзит електричної енергії в електричні мережи суміжних розподільних енергокомпаній та споживачів електричної енергії в цілому.

Таким чином в рамках прогнозного пятирічного плану по вище зазначеним тяговим підстанціям передбачені наступні обсяги робіт.

**Дніпропетровська область**

1. **Технічне переоснащення ВРП-150 кВ тягової підстанції Батуринська обумовлено наступними чинниками.**

Тягова підстанція Батуринська є відпаєчною підстанцією з ввідною напругою 150 кВ. Введена вона в роботу у 1954 році та забезпечує електроживленням лінії АТ «ДТЕК Дніпропетровські електромережи» Л-324, Л-323 (Кривбаспромводопостачання), ДЛГ-31, ДЛГ-32 (Суриковий завод), Л-326А, Л-325А (п/ст Газопровід), ВСЛ (Сельенерго) 35кВ та ФР-6, ФР-5, ФР-2 (Міські мережі), ФР-1 (військова частина), ФР-3,4,7,8,9 (населення, залізничні та сторонні споживачі); тягового електропостачання 3,3кВ; сторонніх споживачів, які живляться від ліній повздовжнього електропостачання 10кВ.

Прилади обліку, які враховують обсяги споживання електричної енергії підстанцією при живленні по вводам ЛЕП-150 кВ Л-55 та Л-56, встановлені не на межі розподілу балансової та експлуатаційної відповідальності, що суперечить вимогам «Кодексу комерційного обліку електроенергії» затвердженого постановою НКРЕКП від 14.03.2018 №311 (далі Кодекс). При цьому для визначення загального споживання електричної енергії проводиться аналітичний розрахунок втрат у головних понижуючих трансформаторів ТДТНГ-25000/150/35/6, якій і додається до електроенергії врахованою лічильниками, встановленими зі сторони 35кВ та 6кВ. На підстанції встановлені два трьохобмоткові понижуючі трансформатори типу ТДТНГ-25000-154/35/6 кВ пристрої основного релейного захисту, управління та автоматики яких були побудовані на базі механічних пристроїв зібраних у шафах з кодовими реле, які відпрацювали свій нормативний термін експлуатації морально та фізично застарілі. Крім того в існуючій системі керування, захисту та автоматики повністю відсутні функції самодіагностики робочого стану трансформаторів. Резервний захист трансформаторів відсутній.

Таким чином з метою приведення на тяговій підстанції Батуринська комерційного обліку електричної енергії у відповідність до вимог Кодексу та ПУЕ в рамках виконання зобовязань АТ «Укрзалізниця» передбачених «Планом заходів по забезпеченню достатності обліку в точках комерційного обліку АТ «Укрзалізниця» на перетині з АТ "ДТЕК Дніпровські електромережи», виникла необхідність провести технічне переоснащення ВРП-150 кВ тягової підстанції Батуринська в частині: організації комерційного обліку електричної енергії на межі розподілу балансової належності, виконання технічного переоснащення існуючого комплексу РЗА з розрахуноком уставок пристроїв РЗА захисту двох понижуючих трансформаторів та встановлення двох систем моніторінгу трансформаторів з використанням реєстратора аварійних подій «Регіна», що розаташована в індивідуальній шафі на 32 аналогових входи, також передбачається встановлення серверу та іншого обладнання для організації локальної мережі, апаратно - програмних пристроїв відображення і архівації інформації.

1. **Технічне переоснащення ВРП-150 кВ тягової підстанції Синельникове, Роздори, Письмена та Чапліно обумовлено наступними чинниками.**

Тягові підстанції Синельнікове Роздори, Письмена та Чапліно є системо твірними підстанціями через ВРП 150 кВ яких здійснюються сальдо-перетоки електроенергії з Дніпровьскої ЕС в Донбаську ЕС через каскад підстанцій, а саме: ПС-330 кВ Придніпровска ТЕЦ, ВРП 150 кВ тягової підстанції Синельнікове, ВРП-150 кВ ПС-150/35/10 Роздори, ВРП-150 кВ ПС- 150/35/10 Письмена, ВРП-150 кВ ПС Ульянівка, ВРП-150/110 кВ ПС Чапліно та ПЛ-110 кВ Л-1, Л-2 ПАТ «ДТЕК Високовольтні мережи». Сальдо-перетоки електроенергії між ВРП-150 кВ вище зазначених ПС здійснюється ПЛ-150 кВ які належать АТ "ДТЕК "Дніпровські електромережі".

З ВРП-150 кВ тягової підстанції Синельникове здійснюється транзит електричної енергії в ЛЕП-150 кВ Л-35А до ПС Письменна та Л-36 Б до ПС Роздори. В якості комутаційних апаратів в колі ПЛ-150 кВ Л-36 та ІІ секції шин використовується масляний вимикач МКП-220 1959 р. виготовлення, якій відпрацював нормативний термін експлуатації та морально та фізично застарілі роз’єднувачі, в колі ЛЕП-150 кВ Л-35А та Л-36Б використовуються морально та фізично застарілі роз’єднувачі, без вимикачів та пристроїв захисту ЛЕП-150 кВ.

На ВРП-150 кВ тягової підстанції Письмена та Роздори в якості комутаційних апаратів в колі ПЛ-150 кВ Л-36 А, Л-36 Б тягової підстанції Письмена та ПЛ-150 кВ Л-36 А, Л-36 Б тягової підстанції Роздори та секційних вимикачів С-1 обох підстанцій використовуються масляні вимикачі типу МКП-220 1959 р. виготовлення, які відпрацювали нормативний термін експлуатації та морально і фізично застарілі роз’єднувачі. Пристрої релейного захисту, управління та автоматики яких були побудовані на базі механічних пристроїв зібраних у шафах з кодовими реле, які відпрацювали свій нормативний термін експлуатації морально та фізично застарілі. Резервний захист ПЛ-150 кВ Л-36 А, Л-36 Б тягової підстанції Письмена та ПЛ-150 кВ Л-36 А, Л-36 Б тягової підстанції Роздори відсутній.

На підстанціях встановлені по два трьохобмоткові понижуючі трансформатори типу ТДТГ-15000 150/35/10 кВ пристрої основного релейного захисту, управління та автоматики яких були побудовані на базі механічних пристроїв зібраних у шафах з кодовими реле, які відпрацювали свій нормативний термін експлуатації морально та фізично застарілі. Крім того в існуючій системі керування, захисту та автоматики повністю відсутні функції самодіагностики робочого стану трансформаторів. Резервний захист трансформаторів відсутній.

В колі ПЛ-150 кВ Л-87 тягової підстанції Чапліно в якості комутаційного апарата використовуються відокремлювачь з короткозамикачем 1959 р. виготовлення, які відпрацювали нормативний термін експлуатації та морально і фізично застарілій роз’єднувачь. Пристрої релейного захисту, управління та автоматики відсутні. На ВРП-110 кВ тягової підстанції Чапліно в якості комутаційних апаратів в колі ПЛ-110 кВ Л-1, Л-2 використовуються масляні вимикачі типу МКП-110 1959 р. виготовлення, які відпрацювали нормативний термін експлуатації та морально і фізично застарілі роз’єднувачі. Пристрої релейного захисту, управління та автоматики яких були побудовані на базі механічних пристроїв зібраних у шафах з кодовими реле, які відпрацювали свій нормативний термін експлуатації морально та фізично застарілі. Резервний захист ПЛ-110 кВ Л-1, Л-2 тягової підстанції відсутній.

На підстанції встановлені два трьохобмоткові понижуючі трансформатори типу ТДТНГ-10000 110/35/10 кВ пристрої основного релейного захисту, управління та автоматики яких були побудовані на базі механічних пристроїв зібраних у шафах з кодовими реле, які відпрацювали свій нормативний термін експлуатації морально та фізично застарілі. Крім того в існуючій системі керування, захисту та автоматики повністю відсутні функції самодіагностики робочого стану трансформаторів. Резервний захист трансформаторів відсутній.

Крім того облік сальдо-перетоків електроенергії електричної енергії через шини 150 кВ тягових підстанцій Синельникове Роздори, Письмена відсутній, що не відповідає вимогам діючих нормативно-технічних документів, а саме «Кодексу комерційного обліку електроенергії» затвердженого постановою НКРЕКП від 14.03.2018 №311 (далі Кодекс).

Таким чином виникла необхідність провести технічне переоснащення ВРП-150 кВ тягових підстанцій Синельникове, Роздори, Письмене, та ВРП-150/110 тягової підстанції Чаплине в наступних обсягах:

**По ПС Синельникове**

Заміна існуючих роз’єднувачів І та ІІ секції шин ВРП-150 кВ приєднань Л-35-С, Л-35-0, Л-35-1, Т-1-1, С-1-1, Л-36-С, Л-36-0, Л-36-2, Т-2-2, С-1-2 на сучасні трифазні роз'єднувачі, в комплекті з моторним приводом головних ножів, ручним приводам заземлюючих ножів і виносним блоком управління та оцинкованою металоконструкцією для встановлення на лежні. Для потреб організації комерційного обліку електричної енергії здійснюється заміна існуючих трансформаторів напруги ТН-1 та ТН-2, які підключаються до І та ІІ секції шин через сучасні трифазні роз'єднувачі (ТН-1-1, ТН-2-1) в комплекті з моторними приводами головних ножів, ручними приводоми заземлюючих ножів і виносним блоком управління та заміни двох комплектів трансформаторів струму 150 кВ на лінії Л-35, Л-36. Заміна пристроїв захисту від грозових та внутрішніх перенапруг головного понижуючого трансформатору 1-Т, 2-Т та трансформаторів напруги ТН-1, ТН-2 в комплекті з ізолюючими основами, лічильниками спрацювань та вимірювачами струмів витоку. Заміна існуючого масляного вимикача МВ Л-36 на елегазовий.

Встановлення двох елегазових вимикачів на лініях Л-35А, Л-36А 150 кВ з апаратурою автоматики керування та релейного захисту на базі нових мікропроцесорних пристроїв та комплектами трансформаторів струму 150 кВ; Заміна роз'єднувачів 150 кВ з диспетчерським найменування Л-35П-1, Л-36Р-1 на сучасні трифазні роз'єднувачі в комплекті з моторним приводом головних ножів, ручним приводом заземлюючих ножів і виносним блоком управління та встановлення нових роз'єднувачів 150 кВ Л-35П-0, Л-36Р-0 для забезпечення видимого розриву з обох сторін при виконання робіт на проектованих вимикачах 150 кВ. Виконання електромагнітного блокування від невірних дій оперативно-технічного персоналу проектованого устаткування ВРП-150 кВ. Заміна ошинування, ізоляції та апаратних затискачів проектованого устаткування ВРП-150 кВ.

Прив'язка телеуправління та телесигналізації положень проектованого устаткування до існуючої системи телемеханіки тягової підстанції. Улаштування точок комерційного обліку електричної енергії для визначення обсягів надходження та відпуску електричної енергії по приєднанням ПЛ-150 кВ Л-35, Л-36, Л-35А, Л-36А ВРП-150 кВ тягової підстанції Синельникове з привязкою до існуючого устаткування АСКОЕ. Заміну існуючого устаткування контрольованого пункту телемеханіки з використанням сучасних мікропроцесорних систем з можливістю працювати в складі та в протоколі існуючої системи телемеханіки, забезпечивши при цьому можливість підключення до проектованого устаткування телемеханіки цифрових вимірювальних перетворювачів значень перетоків активної та реактивної потужності та напруги на секціях шин всіх приєднань 150/35/10 кВ та передачу телеметричної інформації на вищій рівень (енергодиспетчерський пункту) дротовими та бездротовими каналами зв’язку та в ОІК АСДУ АТ ДТЕК «Дніпровські електромережі» та в ОІК АСДУ Дніпровської ЕС в протоколі ІЕС 870-5-104

**По ПС Роздори.**

Заміна існуючих роз’єднувачів І та ІІ секції шин ВРП-150 кВ приєднань Л-36-А0, Л-36-А2, Т-1-0, Т-2-0, С-1-1в, С-1-2, Л-36-б0, Л-36-б1 в, на сучасні трифазні роз'єднувачі, в комплекті з моторним приводом головних ножів, ручним приводам заземлюючих ножів і виносним блоком управління та оцинкованою металоконструкцією для встановлення на лежні. Для потреб організації комерційного обліку електричної енергії здійснюється заміна існуючих трансформаторів напруги ТН-1 та ТН-2, які підключаються до І та ІІ секції шин через сучасні трифазні роз'єднувачі (ТН-1-1, ТН-2-1) в комплекті з моторними приводами головних ножів, ручними приводоми заземлюючих ножів і виносним блоком управління та встановлення трьох комплектів трансформаторів струму 150 кВ на лінії Л-36А, Л-36Б, С-1. Заміна пристроїв захисту від грозових та внутрішніх перенапруг головного понижуючого трансформатору 1-Т, 2-Т та трансформаторів напруги ТН-1, ТН-2 в комплекті з ізолюючими основами, лічильниками спрацювань та вимірювачами струмів витоку. Заміна існуючих масляних вимикачів МВ Л-36А, МВ Л-36Б, МВ С-1 на елегазові з апаратурою автоматики керування та релейного захисту на базі нових мікропроцесорних пристроїв та комплектами трансформаторів струму 150 кВ. Виконання електромагнітного блокування від невірних дій оперативно-технічного персоналу проектованого устаткування ВРП-150 кВ. Заміна ошинування, ізоляції та апаратних затискачів проектованого устаткування ВРП-150 кВ.

Прив'язка телеуправління та телесигналізації положень проектованого устаткування до існуючої системи телемеханіки тягової підстанції

Улаштування точок комерційного обліку електричної енергії для визначення обсягів надходження та відпуску електричної енергії по приєднанням ПЛ-150 кВ та ПС Роздори на приєднаннях Л-36А, Л-36Б, С-1.

Заміна існуючого устаткування контрольованого пункту телемеханіки з використанням сучасних мікропроцесорних систем з можливістю працювати в складі та в протоколі існуючої системи телемеханіки, забезпечивши при цьому можливість підключення до проектованого устаткування телемеханіки цифрових вимірювальних перетворювачів значень перетоків активної та реактивної потужності та напруги на секціях шин всіх приєднань 150/35/10 кВ та передачу телеметричної інформації на вищій рівень (енергодиспетчерський пункту) дротовими та бездротовими каналами зв’язку та в ОІК АСДУ АТ ДТЕК «Дніпровські електромережі» та в ОІК АСДУ Дніпровської ЕС в протоколі ІЕС 870-5-104

**По ПС Письмене**

Заміна існуючих роз’єднувачів І та ІІ секції шин ВРП-150 кВ приєднань Л-35-А0, Л-35-А2, Т-1-0, Т-2-0, С-1-1, С-1-2, Л-35-б0, Л-35-б1 в, на сучасні трифазні роз'єднувачі, в комплекті з моторним приводом головних ножів, ручним приводам заземлюючих ножів і виносним блоком управління та оцинкованою металоконструкцією для встановлення на лежні. Для потреб організації комерційного обліку електричної енергії здійснюється встанеовлення існуючих трансформаторів напруги ТН-1 та ТН-2, які підключаються до І та ІІ секції шин через сучасні трифазні роз'єднувачі (ТН-1-1, ТН-2-1) в комплекті з моторними приводами головних ножів, ручними приводоми заземлюючих ножів і виносним блоком управління та встановлення трьох комплектів трансформаторів струму 150 кВ на лінії Л-35А, Л-35Б, С-1. Заміна пристроїв захисту від грозових та внутрішніх перенапруг головного понижуючого трансформатору 1-Т, 2-Т та трансформаторів напруги ТН-1, ТН-2 в комплекті з ізолюючими основами, лічильниками спрацювань та вимірювачами струмів витоку. Заміна існуючих масляних вимикачів МВ Л-35А, МВ Л-35Б, МВ С-1 на елегазові з апаратурою автоматики керування та релейного захисту на базі нових мікропроцесорних пристроїв та комплектами трансформаторів струму 150 кВ. Виконання електромагнітного блокування від невірних дій оперативно-технічного персоналу проектованого устаткування ВРП-150 кВ. Заміна ошинування, ізоляції та апаратних затискачів проектованого устаткування ВРП-150 кВ.

Прив'язка телеуправління та телесигналізації положень проектованого устаткування до існуючої системи телемеханіки тягової підстанції

Улаштування точок комерційного обліку електричної енергії для визначення обсягів надходження та відпуску електричної енергії по приєднанням ПЛ-150 кВ та ПС Роздори на приєднаннях Л-35А, Л-35Б, С-1

Заміна існуючого устаткування контрольованого пункту телемеханіки з використанням сучасних мікропроцесорних систем з можливістю працювати в складі та в протоколі існуючої системи телемеханіки, забезпечивши при цьому можливість підключення до проектованого устаткування телемеханіки цифрових вимірювальних перетворювачів значень перетоків активної та реактивної потужності та напруги на секціях шин всіх приєднань 150/35/10 кВ та передачу телеметричної інформації на вищій рівень (енергодиспетчерський пункту) дротовими та бездротовими каналами зв’язку та в ОІК АСДУ АТ ДТЕК «Дніпровські електромережі» та в ОІК АСДУ Дніпровської ЕС в протоколі ІЕС 870-5-104

**По ПС Чаплине**

Заміна існуючих роз’єднувачів І та ІІ секції шин ВРП-110 кВ приєднань Л-2Д-0, Л-1М-0, Л-2-0, Л-1-0, Л-2-1, Л-1-1, Т-1-0, Т-2-0, Т-1-1, Т-2-2 , на сучасні трифазні роз'єднувачі, в комплекті з моторним приводом головних ножів, ручним приводам заземлюючих ножів і виносним блоком управління та оцинкованою металоконструкцією для встановлення на лежні.. Заміна пристроїв захисту від грозових та внутрішніх перенапруг головного понижуючого трансформатору 1-Т в комплекті з ізолюючими основами, лічильниками спрацювань та вимірювачами струмів витоку. Заміна існуючих роз’єднува на ВРП-150 кВ Л-87-0 на сучасний трифазний роз'єднувач, в комплекті з моторним приводом головних ножів, ручним приводам заземлюючих ножів і виносним блоком управління та оцинкованою металоконструкцією для встановлення на лежні.

Заміна існуючих масляних вимикачів 110 кВ МВ Т-1, МВ Т-2, МВ Л-1, МВ Л-2 та відокремлювача 150 кВ ОД-3 на елегазові з апаратурою автоматики керування та релейного захисту на базі нових мікропроцесорних пристроїв та комплектами трансформаторів струму 110 кВ. Виконання електромагнітного блокування від невірних дій оперативно-технічного персоналу проектованого устаткування ВРП-110 кВ. Заміна ошинування, ізоляції та апаратних затискачів проектованого устаткування ВРП-110/150 кВ.

Заміна існуючого устаткування контрольованого пункту телемеханіки з використанням сучасних мікропроцесорних систем з можливістю працювати в складі та в протоколі існуючої системи телемеханіки, забезпечивши при цьому можливість підключення до проектованого устаткування телемеханіки цифрових вимірювальних перетворювачів значень перетоків активної та реактивної потужності та напруги на секціях шин всіх приєднань 150/35/10 кВ та передачу телеметричної інформації на вищій рівень (енергодиспетчерський пункту) дротовими та бездротовими каналами зв’язку та в ОІК АСДУ АТ ДТЕК «Дніпровські електромережі» та в ОІК АСДУ Дніпровської ЕС в протоколі ІЕС 870-5-104

1. **Технічне переоснащення ВРП-150 кВ тягової підстанції Пятихатки, обумовлено наступними чинниками.**

Тягова підстанція Пятихатки введена в експлуатацію у 1961 році.

Живлення тягової підстанції здійснюється одним вводом від ЛЕП 150 кВ Л-73 від якого живляться два дрьох обмоткові понижуючи трансформатори потужністю 40000 кВА кожний і напругою 150/35/27,5/10/6 кВ.

Від обмоток 35 кВ понижуючих трансформаторів живиться ВРП-35 кВ яке забезпечую транзит електричної енергії ПЛ-35 кВ Л-335, Л-336 в мережі АТ «ДТЕК Дніпровські електромережи». Крім того здійснюється живлення мереж тягового електропостачання 27,5 кВ та сторонніх споживачів, м. Пятихатки та прилеглої теріторії які живляться від ліній повздовжнього електропостачання 10кВ.

В якості комутаційних апаратів ВРП-150 кВ тягової підстанції Пятихатки використовується морально та фізично застарілі відокремлювачі ОД-1 та ОД-2 типу ОД-150/1000 У1 ШПО з короткозамикаамиі КЗ-1 та КЗ-2 типу КЗ-150У ШПК та пять розєднувачі з диспетчерським нйменуванням Л-73-0, Т-1-1, Т-1-0, Т-2-1, Т-2-0 типу РЛНЗ-154/1000, які введені в експлуатацію в 1961 році.

Дані комутаційні апарати відпрацювали свій нормативний ресурс. За останній час зафіксовані неодноразові виходи їх з ладу, а саме неповні фазні включення та відключення, злом та падіння ізоляторів, що приводить до порушення нормальної схеми електропостачання і незабезпечення транзиту електроенергії через шини 35 кВ тягової підстанції. Крім цього слід зазначити, що даний тип відокремлювачів та короткозамикачів на сьогоднішній день знятий з виробництва, відсутні необхідні для ремонту запасні частини та комплектуючі, що унеможливлює роботи з профілактичного відновлення обладнання. Крім того пристрої релейного захисти підстанції також морально і фізично застарілі, а системи управління захисту та автоматики були побудовані на базі шаф кодових реле та релейних захистів шестидесятих років виготовлення.

В якості пристроїв грозозахисту на вводі 150 кВ експлуатуються морально та фізично застарілі розрядники РВМГ-150, які не забезпечують відповідний захист від перенапруги ВРП-150 кВ, що негативно впливає на надійність роботи обладнання тягової підстанції.

Прилади обліку, які враховують обсяги споживання електричної енергії підстанцією при живленні по вводу ЛЕП-150 кВ Л-73, встановлені не на межі розподілу балансової та експлуатаційної відповідальності, що суперечить вимогам «Кодексу комерційного обліку електроенергії» затвердженого постановою НКРЕКП від 14.03.2018 №311 (далі Кодекс). При цьому для визначення загального споживання електричної енергії проводиться аналітичний розрахунок втрат у головних понижуючих трансформаторів ТДТНЖ-40000/154/35/27,5 який і додається до електроенергії врахованою лічильниками, встановленими зі сторони 35 кВ та 27,5 кВ. На підстанції встановлені два трьохобмоткові понижуючі трансформатори типу ТДТНЖ-40000/154/35/27,5 пристрої основного релейного захисту, управління та автоматики яких були побудовані на базі механічних пристроїв зібраних у шафах з кодовими реле, які відпрацювали свій нормативний термін експлуатації морально та фізично застарілі. Крім того в існуючій системі керування, захисту та автоматики повністю відсутні функції самодіагностики робочого стану трансформаторів. Резервний захист трансформаторів відсутній.

Таким чином з метою підвищення надійності електропостачання тягової підстанції П'ятихатки виникла потреба виконання технічне переоснащення ВРП-150 кВ тягової підстанції Пятихатки, шляхом заміни відокремлювачів типу ОД-150/1000 У1 ШПО на елегазові вимикачі 150кВ, які обладнати апаратурою автоматики, керування та релейного захисту на базі мікропроцесорних елементів, заміну застарілих роз’єднувачів типу РЛНЗ-150/1000 на сучасні трифазні комплекти роз’єднувачів типу РДЗ.2-150/1000 УХЛ1 в комплекті з моторним приводом ПДРВ головних ножів, ручними приводами заземлюючих ножів і виносним блоком управління, заміну розрядників типу РВМГ-150 (6 од.) на обмежувачі перенапруги 150 кВ (6 од.) в комплекті з ізолюючими основами та лічильниками спрацювання ОПН та вимірюванням струмів витоку та приведення комерційного обліку електричної енергії у відповідність до вимог Кодексу та ПУЕ в рамках виконання зобовязань АТ «Укрзалізниця» передбачених «Планом заходів по забезпеченню достатності обліку в точках комерційного обліку АТ «Укрзалізниця» на перетині з АТ "ДТЕК Дніпровські електромережі», виникла необхідність провести технічне переоснащення ВРП-150 кВ тягової підстанції П'ятихатки.

1. **Технічне переоснащення ВРП-150 та ЗРП-10 кВ тягової підстанції Утішна обумовлено наступними чинниками.**

Тягова підстанція Утішна введена в постійну експлуатацію у 1982 році.

Схема ВРП-150 кВ побудовано за нестандартною схемою «Два блока лінія-трансформатор с розєднувачами та не автоматною ремонтною перемичкою зі сторони линій». На підстанції встановлені два двохобмоткові понижуючі трансформатори типу ТДН-16000-150/10 кВ.

На даний час на тяговій підстанції використовується морально та фізично застаріле обладнання комутаційних апаратів ВРП-150 кВ, а саме: відокремлювачі типу ОД-150/1000 У1 (1983 р.) з короткозамикачами типу КЗ-150У1 (1983 р.), а також розєднувачі 154 (1983 р.), які відпрацювали свій нормативний термін експлуатації. В якості пристроїв захисту від грозових та внутрішніх перенапруг використовуються вентильні розрядники типу РВС, які згідно СОУ під час проведення реконструкції технічного переоснащення повинні мінятися на обмежувачі перенапруги в комплекті з ізолюючими основами, лічильниками спрацювань та вимірювачами струмів витоку.

Прилади обліку, які враховують обсяги споживання електричної енергії підстанцією при живленні по вводам ПЛ-150 В Л-ТМК-1, Л-ТМК-2 встановлені не на межі розподілу балансової та експлуатаційної відповідальності, що суперечить вимогам «Кодексу комерційного обліку електроенергії» затвердженого постановою НКРЕКП від 14.03.2018 №311 (далі Кодекс). При цьому для визначення загального споживання електричної енергії проводиться аналітичний розрахунок втрат у головних понижуючих трансформаторів ТДН 16000/150/10-700-У1, який і додається до електроенергії врахованою лічильниками, встановленими зі сторони 10 кВ. На підстанції встановлені два трьохобмоткові понижуючі трансформатори типу ТДН 16000/150/10-700-У1 пристрої основного релейного захисту, управління та автоматики яких були побудовані на базі механічних пристроїв зібраних у шафах з кодовими реле, які відпрацювали свій нормативний термін експлуатації морально та фізично застарілі. Крім того в існуючій системі керування, захисту та автоматики повністю відсутні функції самодіагностики робочого стану трансформаторів. Резервний захист трансформаторів відсутній.

Пристрої релейного захисти підстанції також морально і фізично застарілі, а системи управління захисту та автоматики були побудовані на базі шаф кодових реле та релейних захистів шестидесятих років виготовлення. Крім того в існуючій системі керування, захисту та автоматики повністю відсутні функції самодіагностики робочого стану обладнання.

Обладнання ВРП-154 кВ, 10 кВ тягової підстанції не було модернізоване з початку введення в роботу та має дефекти з причин закінчення нормативного строку експлуатації. За останній час зафіксовані багаторазові виходи з ладу та відмови обладнання ВРП-150 та 10 кВ, що приводить до порушення нормальної схеми електропостачання споживачів та сприяє розвитку аварійних ситуацій на тяговій підстанції (так найбільш показовий випадок стався 08.11.2016 р., коли в результаті технологічного порушення при спрацюванні диференційного захисту трансформаторів Т-1 та Т-2 відокремлювач ОД-2 відключився, короткозамикач КЗ-2 включився, а відокремлювач ОД-1 не відключився через неспрацювання короткозамикача КЗ-1, через що і продовжувалося підживлення точки КЗ. В результаті даного технологічного порушення було повністю знеструмлено тягову підстанцію Утішна. Ремонт застарілого обладнання ускладнюється відсутністю необхідних запасних частин та комплектуючих, що унеможливлює роботу з профілактичного відновлення обладнання, релейний захист підстанції також морально і фізично застарілий. Такий технічний стан обладнання на сьогоднішній день призвів до того, що знижена надійність електропостачання тягової підстанції та споживачів в цілому.

Таким чином з метою підвищення надійності електропостачання тягової підстанції Утішна виникла потреба виконання технічне переоснащення ВРП-150 кВ тягової підстанції Утішна, шляхом заміни відокремлювачів типу ОД-150/1000 У1 ШПО на елегазові вимикачі 150кВ, які обладнати апаратурою автоматики, керування та релейного захисту на базі мікропроцесорних елементів, заміну застарілих роз’єднувачів типу РЛНЗ-150/1000 на сучасні трифазні комплекти роз’єднувачів типу РДЗ.2-150/1000 УХЛ1 в комплекті з моторним приводом ПДРВ головних ножів, ручними приводами заземлюючих ножів і виносним блоком управління, заміну розрядників типу РВМГ-150 (6 од.) на обмежувачі перенапруги 150 кВ (6 од.) в комплекті з ізолюючими основами та лічильниками спрацювання ОПН та вимірюванням струмів витоку та приведення комерційного обліку електричної енергії у відповідність до вимог Кодексу та ПУЕ в рамках виконання зобовязань АТ «Укрзалізниця» передбачених «Планом заходів по забезпеченню достатності обліку в точках комерційного обліку АТ «Укрзалізниця» на перетині з АТ "ДТЕК Дніпровські електромережі», виникла необхідність провести технічне переоснащення ВРП-150 кВ тягової підстанції Утішна.

1. **Технічне переоснащення ВРП-150 кВ тягової підстанції Мінеральна обумовлено наступними чинниками.**

Тягова підстанція Мінеральна введена в роботу у 1968 році. Є транзитною підстанцією з ввідною напругою одного із вводів 150 кВ Л-082, другого 35кВ Л-481. На першому вводі встановлений головний понижуючий триобмотковий трансформатор типу ТДТГ-15000 150/35/10кВ. Через шини тягової підстанції 35кВ та 10кВ здійснюються сальдо-перетоки електричної енергії в мережі АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі» по ПЛ-35 кВ Л-492, Л-489, Л-488 35кВ та ПЛ-10 кВ Л-16, Л-17, КБ-1 10кВ. Здійснюється живлення мереж тягового електропостачання 3,3кВ та сторонніх споживачів, які живляться від ліній повздовжнього електропостачання 10кВ.

Прилади обліку, які враховують споживання підстанцією електричної енергії при живленні по вводу №1 150кВ Л-082, встановлені не на межі балансової належності, що суперечить вимогам «Кодексу комерційного обліку електроенергії» затвердженого постановою НКРЕКП від 14.03.2018 №311 (далі Кодекс). При цьому для визначення загального споживання електричної енергії проводиться аналітичний розрахунок втрат у головному понижуючому трансформаторі ТДТГ-15000/150/35/10, якій і додається до електроенергії врахованою електролічильниками, встановленими зі сторони 35кВ та 10кВ.

В якості комутаційного апарату на цьому вводі використовується морально та фізично застарілий відокремлювач 150 кВ типу ОД-150/600, який введений в експлуатацію в 1968 році. Даний комутаційний апарат відпрацював свій нормативний ресурс. За останній час зафіксовані неодноразові виходи його з ладу, а саме неповні фазні включення та відключення, злом та падіння ізоляторів, що приводить до порушення нормальної схеми електропостачання і незабезпечення транзиту електроенергії через шини тягової підстанції. Даний тип відокремлювача на сьогоднішній день знятий з виробництва, відсутні необхідні для ремонту запасні частини та комплектуючі, що унеможливлює ремонтні роботи роботи з відновлення обладнання. Під час проведення профілактичних випробовувань відокремлювача не має можливості проводити механічні випробовування шляхом 3-5 кратного ввімкнення та вимкнення, тому що опорні ізолятори під відокремлювачем не витримують таке динамічне навантаження і опорна конструкція руйнується (розпадається). Для виключення такого пошкодження при виведенні відокремлювача в ремонт, необхідно узгоджувати з диспетчерською службою ПАТ «ДТЕК Дніпровські електромережи» відключення ЛЕП-150кВ Л-082 150кВ, процес узгодження триває декілька місяців.

В якості пристроїв грозозахисту на вводі 150 кВ експлуатуються морально та фізично застарілі розрядники РВС-150, які не забезпечують відповідний захист від перенапруги ВРП-150кВ, що негативно впливає на надійність роботи обладнання тягової підстанції.

Також на підстанції встановлен один трьохобмотковий понижуючій трансформатор типу ТДН 16000/150/35/10 пристрої основного релейного захисту, управління та автоматики якиго були побудовані у 1969 на базі механічних пристроїв зібраних у шафах з кодовими реле, які відпрацювали свій нормативний термін експлуатації морально та фізично застарілі. Крім того в існуючій системі керування, захисту та автоматики повністю відсутні функції самодіагностики робочого стану трансформаторів. Резервний захист трансформатору відсутній.

Таким чином з метою підвищення надійності електропостачання тягової підстанції Мінеральна та приведення комерційного обліку електричної енергії у відповідність до вимог Кодексу та ПУЕ в рамках виконання зобовязань АТ «Укрзалізниця» передбачених «Планом заходів по забезпеченню достатності обліку в точках комерційного обліку АТ «Укрзалізниця» на перетині з АТ "ДТЕК Дніпровські електромережі», виникла необхідність провести технічне переоснащення ВРП-150 кВ тягової підстанції виникла потреба виконання технічне переоснащення ВРП-150 кВ тягової підстанції Мінеральна, шляхом заміни відокремлювача типу ОД-150/600 на елегазовий вимикач 150кВ, який обладнати апаратурою автоматики, керування та релейного захисту на базі мікропроцесорних елементів. Крім того виконати заміну застарілого роз’єднувача типу РЛНД-150/1000 на сучасний трифазний комплект роз’єднувачів типу РДЗ.2-110/1000 УХЛ1в комплекті з моторним приводом ПДРВ головних ножів, ручними приводами заземлюючих ножів і виносним блоком управління та встановити додатковий комплект трифазного роз’єднувача того же типу.

Для забезпечення надійного захисту від перенапруги виконати заміну розрядників типу РВС-150 (3 од.) на обмежувачі перенапруги 150кВ (3 од.) в комплекті з ізолюючими основами та лічильниками спрацювання ОПН та вимірюванням струмів витоку. Передбачити встановлення додаткових обмежувачів перенапруги для захисту трансформаторів напруги ТН-1 150кВ.

Виконання технічного переоснащення ВРУ-150кВ тягової підстанції Мінеральна поліпшить надійність електропостачання споживачів та підвищить точність обліку електроенергії, спожитої підстанцією.

1. **Технічне переоснащення ВРП-35 кВ та ЗРП-10 кВ тягової підстанції Підстепна обумовлено наступними чинниками.**

Підстанція введена в роботу у 1948 році, є транзитною підстанцією з ввідною напругою 35 кВ. Забезпечує живленням лінії ПАТ «ДТЕК Дніпровські електромережи» Л-394, Л-396, Л-395, Л-401 35кВ; Л-21, Л-22, Л-23 6 кВ, тягового електропостачання 3,3кВ; сторонніх споживачів, які живляться від ліній повздовжнього електропостачання 10кВ.

В якості комутаційних апаратів на вводах використовується морально та фізично застарілі масляні вимикачі 35 кВ типу С-35М-630, ВМД-35/630, роз’єднувачі 35 кВ типу РЛНД-35/600, масляні вимикачі 6 кВ ВМГ-133-10/600, роз’єднувачі 6 кВ типу РЛНД-6/600, які були змонтовані у 1948 році. Дані комутаційні апарати відпрацювали свій нормативний ресурс. За останній час зафіксовані неодноразові виходи їх з ладу, а саме неповні фазні включення та відключення, злом та падіння ізоляторів, завищені значення tg δ вводів МВ-35 кВ, розгерметизація баків та виникнення течії оливи МВ 35 кВ, 6 кВ, що приводить до порушення нормальної схеми електропостачання і незабезпечення транзиту електроенергії через шини тягової підстанції, зниження надійної та стійкої роботи електроустановки. Крім цього слід зазначити, що даний тип масляних вимикачів на сьогоднішній день зняті з виробництва, відсутні необхідні для ремонту запасні частини та комплектуючі, що унеможливлює роботи з профілактичного відновлення обладнання.

У зв’язку з вище наведеним виникла потреба виконання реконструкції ВРП-35кВ, 6кВ тягової підстанції Підстепне, шляхом заміни масляних вимикачів МВ-Л-394, МВ-Л-395, МВ-Л-396, МВ-Л-401 на вакуумні вимикачі та роз’єднувачів типу РЛНД-35-1000 на РГ.2-35.ІІІ/1000 35 кВ, заміни масляних вимикачів МВ-ФР-1, МВ-ФР-2, МВ-ФР-3 на вакуумні вимикачі 6кВ.

Виконання технічного переоснащення підвищить надійність електропостачання тягової підстанції Підстепне, безперебійне живлення споживачів всіх категорій та підвищить точність обліку електроенергії, спожитої підстанцією.

1. **Технічне переоснащення ВРП-35 та ЗРП-6 кВ тягової підстанції Нижньодніпровськ-Вузол обумовлено наступними чинниками.**

Тягова підстанція ПС-35/6 кВ Нижньодніпровськ-Вузол побудована та введена в експлуатацію у 1958 році. Тягова підстанції ПС-35/6 кВ Нижньодніпровськ-Вузол по напрузі 6 кВ забезпечує живлення 36 трансформаторних підстанцій 6/0,4 кВ, що належать регіональній філії «Придніпровська залізниця», 25 трансформаторних підстанцій 6/0,4 кВ, що належать споживачам, 11 трансформаторних підстанцій 6/0,4 кВ суміжного ОСР АТ «ДТЕК Дніпровські електричні мережи» та електроустановки Нижньодніпровского трубопрокатного заводу ПАТ ІНТЕРПАЙП.

Від підстанції отримують електричне живлення об’єкти 36 крупних споживачів структурних підрозділів АТ «Укрзалізниця» таких як, локомотивне депо Нижньодніпровськ Вузол, вагонне депо Нижньодніпровськ Вузол серед яких є споживачі першої категорії надійності, а саме – пристрої СЦБ (система центрального блокування) та зв’язку, електрична тяга та понад 5000 побутових споживачів житломасиву Північний Самарського району м. Дніпро. У відповідності з укладеними договорами сумарна дозволена до використання потужність електроустановок споживачів електричної енергії становить **71008,933 кВт**.

До цього часу непобутові споживачі не використовували в повному обсязі надану їм дозволену договірну потужність. Однак, останнім часом зафіксовано збільшення споживання непобутовими споживачами в рамках виданої дозволеної до використання потужності, зрість власного споживання повязується зі збільшенням кількості використання побутової техніки.

Для електрозабезпечення електроустановок споживачів електричної енергії розташованих на території залізничного вузла станції Нижньодніпровськ-Вузол на підстанції встановлені два районні трансформатори: 1-Т типу ТДНС 10000/35/6 та 2-Т типу ТДНС 16000/35/6, які живлять секції шин 6 кВ РП та ЗРП-6 кВ тягової підстанції.

За схемою нормального режиму роботи тягової підстанції районними трансформаторами забезпечується живлення фідерних ліній та трансформаторних підстанцій 6/0,4 кВ приєднаних до секцій шин 6 кВ РП та ЗРП-6кВ підстанції згідно переліку наведеному у таблиці 1.

**Таблиця 1**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Диспетчерське найменування фідерної ліній | Найменування трансформаторних підстанцій 6/0,4 кВ, що живляться від фідерної лінії | Дозволена потужність відповідно до договорів, кВт |
| **І секція шин від трансформатору 1-Т типу ТДНС 10000/35/6** | | |
| ТСН-61 | ТСН-1 РП-6 кВ | 180 відключен в резерве |
| ФР-1 | ТП-ЦМРБ 6/0,4 | 160 |
| ФР-3 | ТП-23 6/0,4 | 16013,765 |
| ФР-13 | ТП-ЦРП-1 6/0,4 | 5800,263 |
| ФР-15 | ТП-21 6/0,4 | 7372,13 |
| **І секція шин ЗРП-6 кВ** | | |
| ФР-7 | ТП-15-ІІ 6/0,4 | 4249,15 |
| ФР-5 | Нижньодніпровский трубопрокатний завод ПАО ИНТЕРПАЙПввод №1 | резерв |
| ТСН-61-1 | ТСН-1 ЗРП-6 кВ | 25,0 відключен в резерве |
| **Всього** | | **33595,308** |
| **ІІ секція шин від трансформатору 2-Т типу ТДНС 16000/35/6** | | |
| ТСН-62 | ТСН-2 РП-6 кВ | 180 |
| ФР-4 | ТП-6 6/0,4 | 5083,95 |
| ФР-6 | ТП-ЦРП-2 6/0,4 | 3090,0 |
| Ф-ПЕ-1 | Живлення ЛЕП-6 кВ ПЕ-1 | 400 |
| ФР-12 | ТП-9 6/0,4 | 4684,23 |
| ФР-16 | ТП-18 6/0,4 | 10363,83 |
| **ІІ секція шин ЗРП-6 кВ** | | |
| ФР-10 | ТОВ "МОНОПАК" | 500 |
| ФР-8 | ТП-13 6/0,4 | 2392,14 |
| ФР-6 | Нижньодніпровский трубопрокатний завод ПАО ИНТЕРПАЙПввод №2 | - (7190) |
| ФР-2 | КТП-19 6/0,4 | 1999,475 |
| ТСН-61-2 | ТСН-2 ЗРП-6 кВ | 25 |
| ФР-12 | ТОВ «АВ Інвест Групп» | 350 |
| Ф-14 | ТОВ «Альтаір Д» | резерв |
| **Всього** | | **37413,625** |

Проведеним аналізом за період з 2016 по 2018 та три місяці 2019 року обсягів трансформації електричної енергії на шини 6 кВ тягової підстанції Нижньодніпровськ –Вузол встановлено, що обсяги споживання електричної енергії та потужності споживачами щороку збільшуються, так у 2016 року річний обсяг споживання складав - 74 671 992, 0 кВт\*годин, у 2017 обсяг становить - 74 838 305,0 кВт\*годин, у 2018 - 79 399 526,0 кВт\*годин

За результатами зимових режимних замірів за останні три роки спостерігається збільшення навантаження районних трансформаторів, що наведено у таблиці 2.

**Таблиця 2**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Потужність  трансформатора  (кВА) | Період вимірювання | Навантаження силового трансформатора, МВА | | |
| 2016 | 2017 | 2018 |
| І секція шин від трансформатору 1-Т типу ТДНС 10000/35/6 | ЛІТО | 7,7 | 8,1 | 8,9 |
| ЗИМА | 8,4 | 9,0 | 9,5 |
| ІІ секція шин від трансформатору 2-Т типу ТДНС 16000/35/6 | ЛІТО | 7,1 | 7,3 | 8,1 |
| ЗИМА | 7,8 | 8,2 | 8,8 |

За результатами проведених аналізів встановлено, що на сьогоднішній день не забезпечується резервування потужності по секціям шин 6 кВ у разі виникнення технологічного порушення пов’язаного з несправністю або виведення у ремонт одного з районних трансформаторів. Тобто підстанція потребує здійснення планування та розвитку системи розподілу з метою своєчасного забезпечення необхідної пропускної спроможності системи розподілу згідно з наявними, прогнозними потребами Користувачів (замовників) та забезпечення надійної, безпечної, ефективної експлуатації системи розподілу, відповідності якості електропостачання встановленим вимогам.

Крім вище зазначеного на території залізничного вузла станції Нижньодніпровськ-Вузол розташовано ряд трансформаторних підстанцій 6 кВ регіональної філії «Придніпровська залізниця», а саме ТП-4, ТП-14, РП-16 які за нормальною схемою дані трансформаторні підстанції живляться від мереж підстанції ВАТ «Дніпропетровський стрілочний завод». Внаслідок постійного збільшення власного виробництва, ВАТ «Дніпропетровський стрілочний завод» обмежив регіональній філії «Придніпровська залізниця» дозволену потужність до 2 МВА (відповідно до договору про технічне забезпечення №452/ОГЕ від 16 серпня 2010). При цьому проведеним аналізом даних обсягів електроспоживання та потужності споживачів, що живляться від трансформаторних підстанцій 6 кВ ТП-4, ТП-14, РП-16 залізниці необхідно 4 МВА для забезпечення потужностей споживачів дозволених до використання.

Тому для забезпечення надійного та сталого електропостачання споживачів прийнято рішення про перерозподіл потужності та перевід живлення електроустановок споживачів приєднаних до ТП-14, РП-16 та І секції шин ТП-4, від Ф-3 РУ-6 кВ підстанції Нижньодніпровськ-Вузол через ТП-23 та ТП-19.

Таким чином для забезпечення надійного електропостачання споживачів, ліквідації дефіциту потужності підстанції Нижньодніпровськ-Вузол виникла необхідність модернізації ВРУ 35 кВ та ЗРУ 6 кВ підстанції Нижньодніпровськ-Вузол шляхом заміни районного трансформатору типу ТД 10000/35/6 на більш потужний, заміни комутаційного обладнання, кабельні лінії КЛ-6 кВ, від трансформаторів 2Т 3АСБ-3х240 L=110м., від 1Т АСБ-3х240 + СБ 3х185 L=110м. які працюють з максимальним навантаженням та часто виходять з ладу та релейного захисту, про, що відповідно розроблена у 2018 році проектно-кошторисна документація.

Крім того в якості комутаційних апаратів на вводах використовується морально та фізично застарілі масляні вимикачі 35 кВ типу С-35М-630, ВМД-35/630, роз’єднувачі 35 кВ типу РЛНД-35/600, які були змонтовані у 1958 році. Дані комутаційні апарати відпрацювали свій нормативний ресурс. За останній час зафіксовані неодноразові виходи їх з ладу, а саме неповні фазні включення та відключення, злом та падіння ізоляторів, завищені значення tg δ вводів МВ-35 кВ, що приводить до порушення нормальної схеми електропостачання і незабезпечення транзиту електроенергії через шини тягової підстанції, зниження надійної та стійкої роботи електроустановки. Крім цього слід зазначити, що дані типи масляних вимикачів на сьогоднішній день зняті з виробництва, відсутні необхідні для ремонту запасні частини та комплектуючі, що унеможливлює роботи з профілактичного відновлення обладнання.

Враховуючи вище викладене в рамках Схеми розвитку передбачається заміна існуючих роз’єднувачів І та ІІ системи шин ВРП-35 кВ приєднань Л-341-0, Л-341-1, Л-341-2, Л-342-0, Л-342-1, Л-342-2, Л-397-0, Л-397-1, Л-397-2, М-31-1, М-31-2, Т-31-1, Т-31-2, Т-32-1, Т-32-2, Т-33-1, Т-33-2, ТН-31-1, ТН-32-2, РВС-31-1, РВС-32-2, ОПН-33-1, РВС-34,2 на сучасні трифазні роз'єднувачі, в комплекті з моторним приводом головних ножів, ручним приводам заземлюючих ножів і виносним блоком управління та оцинкованою металоконструкцією для встановлення на лежні. Для потреб організації комерційного обліку електричної енергії здійснюється замына існуючих трансформаторів напруги ТН-31 та ТН-32, які підключаються до І та ІІ систем шин та встановлення семи комплектів трансформаторів струму 35 кВ на лінії Л-341, Л-342, Л-397, М-31, Т-31, Т-32, Т-33. Заміна пристроїв захисту від грозових та внутрішніх перенапруг головного понижуючого трансформатору 1-Т, 2-Т, 3-Т та трансформаторів напруги ТН-31, ТН-32 в комплекті з ізолюючими основами, лічильниками спрацювань та вимірювачами струмів витоку. Заміна існуючих масляних вимикачів МВ Л-341, МВ Л-342, МВ Л-397, МВ М-31, МВ Т-31, МВ Т-32, МВ Т-33 на вакуумні з апаратурою автоматики керування та релейного захисту на базі нових мікропроцесорних пристроїв та комплектами трансформаторів струму 35 кВ. Виконання електромагнітного блокування від невірних дій оперативно-технічного персоналу проектованого устаткування ВРП-35 кВ. Заміна ошинування, ізоляції та апаратних затискачів проектованого устаткування ВРП-35 кВ.

Прив'язка телеуправління та телесигналізації положень проектованого устаткування до існуючої системи телемеханіки тягової підстанції

Заміна існуючого устаткування контрольованого пункту телемеханіки з використанням сучасних мікропроцесорних систем з можливістю працювати в складі та в протоколі існуючої системи телемеханіки, забезпечивши при цьому можливість підключення до проектованого устаткування телемеханіки цифрових вимірювальних перетворювачів значень перетоків активної та реактивної потужності та напруги на секціях шин всіх приєднань 35/6 кВ та передачу телеметричної інформації на вищій рівень (енергодиспетчерський пункту) дротовими та бездротовими каналами зв’язку та в ОІК АСДУ АТ ДТЕК «Дніпровські електромережі» та в ОІК АСДУ Дніпровської ЕС в протоколі ІЕС 870-5-104

1. **Технічне переоснащення ВРП-35-6 кВ тягової підстанції Верхівцеве обумовлено наступними чинниками.**

Тягова підстанція Верхівцеве є транзитною підстанцією з ввідною напругою 35 кВ. Введена вона в роботу у 1958 році та забезпечує електроживленням лінії АТ «ДТЕК Дніпропетровські електромережи» Л-366, Л-368 та Л-16, Л-17, (Верхньодніпровський РЕМ), ФР-6 (військова частина), ФР-1,2,3,4,5,7, (населення, залізничні та сторонні споживачі); тягового електропостачання 3,3кВ; сторонніх споживачів, які живляться від ліній повздовжнього електропостачання 6 кВ.

Для забезпечення потреб споживачів Верхівцевського залізничного вузла у збільшенні потужності потрібна заміна районних трансформаторів ТМ-4000/35/6 на ТМ-10000/35/6 та добудова ІІІ секції шин в РП-6 кВ, так як кількості існуючих комірок РП-6 кВ недостатньо для розвитку розподільчих мереж.

Пристрої основного релейного захисту, управління та автоматики яких були побудовані на базі механічних пристроїв відпрацювали свій нормативний термін експлуатації морально та фізично застарілі. Крім того в існуючій системі керування, захисту та автоматики повністю відсутні функції самодіагностики робочого стану трансформаторів. Резервний захист трансформаторів відсутній.

На ВРП-35 кВ тягової підстанції Верхвцеве в якості комутаційних апаратів використовуються масляні вимикачі типу ВМД-35 1959 р. виготовлення, роз’єднувачі 35 кВ, які відпрацювали нормативний термін експлуатації та морально і фізично застарілі. Масляні вимикачі мають корозійні пошкодження та протікання оливи з баків вимикачів та опорних фланців прохідних ізоляторів. Запасні частини для виконання капітальних ремонтів масляних вимикачів не виготовляються. Роз'єднувачі 35 кВ мають корозійні пошкодження опорних та рухомих елементів, а також числені механічні дефекти фарфорових ізолюючих елементів, що викликані перевищенням нормативного терміну експлуатації обладнання.

На ВРП-35 кВ тягової підстанції Верхвцеве будівельна частина виконана із збірних залізобетонних елементів які мають числені відшарування бетону, корозію металевої арматури, розтріскування бетону опорних елементів ВРП-35 кВ.

На ВРП-35 кВ тягової підстанції Верхвцеве дивертори грозозахисту виконані з металевих зварних конструкцій, які відпрацювали свій нормативний термін експлуатації та мають числені корозійні пошкодженя, ремонт яких неможливий.

Таким чином, на тяговій підстанції Верхівцеве, виникла необхідність провести технічне переоснащення ВРП-35-6 кВ тягової підстанції Верхівцеве в частині: заміни будівельної частини, заміни масляних вимикачів, заміни роз’єднувачів, заміни грозозахисту, заміни районних трансформаторів 35/6, виконання технічного переоснащення існуючого комплексу РЗА, добудова ІІІ –ї секції шин 6 кВ.

1. **Технічне переоснащення ВРП-35 кВ тягової підстанції Сухачівка обумовлено наступними чинниками.**

Тягова підстанція Сухачівка є транзитною підстанцією з ввідною напругою 35 кВ. Введена вона в роботу у 1958 році та забезпечує електроживленням лінії АТ «ДТЕК Дніпропетровські електромережи» Л-431 та ФР-5,8,3,4,2,7,1, (Дніпровських міських ЕМ); тягового електропостачання 3,3кВ; сторонніх споживачів, які живляться від ліній повздовжнього електропостачання 6 кВ.

Для забезпечення потреб споживачів м. Дніпро (транзит ДМЕМ) у збільшенні потужності потрібна заміна районних трансформаторів ТМ-4000/35/10 на ТМ-10000/35/10, так як потужностей існуючих трансформаторів 35/6 кВ недостатньо для розвитку розподільчих мереж.

Для завершення робіт по проекту «Будівництво повітряної лінії 6 кВ на дільниці Сухачівка-Дніпро-Вантажний, Дніпропетровська область» передбачено будівництво ВРП-6 кВ з встановленням на фундаменті трансформатору ТМ-2500/10/6-У1 та комірки КРУЗ-6 кВ, а також заміна комірки «Резерв» на КСО-272ЭД в приміщенні ЗРП-10 кВ, та прокладання кабельної лінії від комірки КСО-272ЭД до ТМ-2500/10/6-У1.

Пристрої основного релейного захисту, управління та автоматики, які були побудовані на базі механічних пристроїв відпрацювали свій нормативний термін експлуатації морально та фізично застарілі. Крім того в існуючій системі керування, захисту та автоматики повністю відсутні функції самодіагностики робочого стану трансформаторів. Резервний захист трансформаторів відсутній.

На ВРП-35 кВ тягової підстанції Сухачівка в якості комутаційних апаратів використовуються масляні вимикачі типу ВМД-35 1959 р. виготовлення, роз’єднувачі 35 кВ, які відпрацювали нормативний термін експлуатації та морально і фізично застарілі. Масляні вимикачі мають корозійні пошкодження та протікання оливи з баків вимикачів та опорних фланців прохідних ізоляторів. Запасні частини для виконання капітальних ремонтів масляних вимикачів не виготовляються. Роз'єднувачі 35 кВ мають корозійні пошкодження опорних та рухомих елементів, а також числені механічні дефекти фарфорових ізолюючих елементів, що викликані перевищенням нормативного терміну експлуатації обладнання.

На ВРП-35 кВ тягової підстанції Сухачівка будівельна частина виконана із металевих зварних елементів які мають числені відшарування зварних швів, корозію металевих елементів (основних несучих елементів) корозію фундаментних болтів та арматури, розтріскування бетону опорних елементів ВРП-35 кВ.

На ВРП-35 кВ тягової підстанції Сухачівка дивертори грозозахисту виконані з металевих зварних конструкцій, які відпрацювали свій нормативний термін експлуатації та мають числені корозійні пошкодженя, ремонт яких неможливий.

Таким чином, на тяговій підстанції Сухачівка, виникла необхідність провести технічне переоснащення ВРП-35 кВ тягової підстанції Верхівцеве в частині: заміни будівельної частини, заміни масляних вимикачів, заміни роз’єднувачів, заміни грозозахисту, заміни районних трансформаторів 35/10, виконання технічного переоснащення існуючого комплексу РЗА.

1. **Технічне переоснащення ВРП-35 кВ тягової підстанції Верхньодніпровськ обумовлено наступними чинниками.**

Тягова підстанція Верхньодніпровськ є транзитною підстанцією з ввідною напругою 35 кВ. Введена вона в роботу у 1958 році та забезпечує електроживленням лінії АТ «ДТЕК Дніпропетровські електромережи» Л-328А, Л-368, Л-459, Л-367 та Л-16, Л-17, (Верхньодніпровський РЕМ), ФР-1,2,3,4,5, (населення, залізничні та сторонні споживачі); тягового електропостачання 3,3кВ; сторонніх споживачів, які живляться від ліній повздовжнього електропостачання 6 кВ.

Пристрої основного релейного захисту, управління та автоматики яких були побудовані на базі механічних пристроїв відпрацювали свій нормативний термін експлуатації морально та фізично застарілі. Крім того в існуючій системі керування, захисту та автоматики повністю відсутні функції самодіагностики робочого стану трансформаторів. Резервний захист трансформаторів відсутній.

На ВРП-35 кВ тягової підстанції Верхньодніпровськ в якості комутаційних апаратів використовуються масляні вимикачі типу ВМД-35 1959 р. виготовлення, роз’єднувачі 35 кВ, які відпрацювали нормативний термін експлуатації та морально і фізично застарілі. Масляні вимикачі мають корозійні пошкодження та протікання оливи з баків вимикачів та опорних фланців прохідних ізоляторів. Запасні частини для виконання капітальних ремонтів масляних вимикачів не виготовляються. Роз'єднувачі 35 кВ мають корозійні пошкодження опорних та рухомих елементів, а також числені механічні дефекти фарфорових ізолюючих елементів, що викликані перевищенням нормативного терміну експлуатації обладнання.

На ВРП-35 кВ тягової підстанції Верхньодніпровськ будівельна частина виконана із металевих зварних елементів які мають числені відшарування зварних швів, корозію металевих елементів (основних несучих елементів) корозію фундаментних болтів та арматури, розтріскування бетону опорних елементів ВРП-35 кВ.

На ВРП-35 кВ тягової підстанції Верхвцеве дивертори грозозахисту виконані з металевих зварних конструкцій, які відпрацювали свій нормативний термін експлуатації та мають числені корозійні пошкодженя, ремонт яких неможливий.

Таким чином, на тяговій підстанції Верхньодніпровськ, виникла необхідність провести технічне переоснащення ВРП-35 кВ тягової підстанції Верхівцеве в частині: заміни будівельної частини, заміни масляних вимикачів, заміни роз’єднувачів, заміни грозозахисту, заміни районних трансформаторів 35/6, виконання технічного переоснащення існуючого комплексу РЗА.

1. **Технічне переоснащення ВРП-35 кВ тягової підстанції Воскобійня обумовлено наступними чинниками.**

Тягова підстанція Воскобійня є транзитною підстанцією з ввідною напругою 35 кВ. Введена вона в роботу у 1985 році та забезпечує електроживленням лінії АТ «ДТЕК Дніпропетровські електромережи» Л-328, Л-328А; тягового електропостачання 3,3кВ; сторонніх, залізничних споживачів, та населення, які живляться від ліній повздовжнього електропостачання 6 кВ.

Для забезпечення потреб споживачів у надійності електропостачання потрібне встановлення другого районного трансформатора ТМ-1800/35/6 6

Пристрої основного релейного захисту, управління та автоматики яких були побудовані на базі механічних пристроїв відпрацювали свій нормативний термін експлуатації морально та фізично застарілі. Крім того в існуючій системі керування, захисту та автоматики повністю відсутні функції самодіагностики робочого стану трансформаторів. Резервний захист трансформаторів відсутній.

На ВРП-35 кВ тягової підстанції Воскобійня в якості комутаційних апаратів використовуються масляні вимикачі типу С-35 1985 р. виготовлення, роз’єднувачі 35 кВ, які відпрацювали нормативний термін експлуатації та морально і фізично застарілі. Масляні вимикачі мають корозійні пошкодження та протікання оливи з баків вимикачів та опорних фланців прохідних ізоляторів. Запасні частини для виконання капітальних ремонтів масляних вимикачів не виготовляються. Роз'єднувачі 35 кВ мають корозійні пошкодження опорних та рухомих елементів, а також числені механічні дефекти фарфорових ізолюючих елементів, що викликані перевищенням нормативного терміну експлуатації обладнання.

Таким чином, на тяговій підстанції Воскобійня, виникла необхідність провести технічне переоснащення ВРП-35 кВ тягової підстанції Воскобійня в частині: заміни масляних вимикачів, заміни роз’єднувачів, заміни грозозахисту, встановлення районного трансформатора 35/6, виконання технічного переоснащення існуючого комплексу РЗА.

1. **Технічне переоснащення ВРП-35 кВ тягової підстанції Славгород обумовлено наступними чинниками.**

Тягова підстанції Славгород введена в роботу у 1965 році, є транзитною підстанцією з ввідною напругою 35 кВ. Заживлена від ліній ПАТ «ДТЕК Дніпровські електромережи» ПЛ-35кВ Л-443 ПС «Синельникове-тягова» – ПС «Славгород – тягова», Л-442 ПС «Синельникове-тягова» – ПС «Славгород – тягова» та лінії ПЛ-35кВ ПАТ «Запоріжжяобленерго» Л-652 ПС «Вільнянськ -150кВ» – ПС « Славгород – тягова». Забезпечує живлення транзитних ліній ПЛ-35кВ ПАТ «Запоріжжяобленерго»: Л-653 ПС « Славгород – тягова» - ПС «Батраки -35кВ», Л-654 ПС « Славгород – тягова» - ПС «Солене -35кВ», ПЛ-35кВ Л-654 ПС « Славгород – тягова» - ПС «САЗ» та живлення транзитних ліній ПАТ «ДТЕК Дніпровські електромережи» КПЛ-10кВ Л-1, Л-2, Л-3, Л-4, тягового електропостачання 3,3кВ; сторонніх споживачів, які живляться від ліній повздовжнього електропостачання 10кВ.

В якості комутаційних апаратів на вводах використовується морально та фізично застарілі масляні вимикачі 35 кВ типу С-35М-630, ВМД-35/630, роз’єднувачі 35 кВ типу РЛНД-2-35/600, РЛНД-1а-35/600, які були змонтовані у 1965 році. Дані комутаційні апарати відпрацювали свій нормативний ресурс. За останній час зафіксовані неодноразові виходи їх з ладу, а саме неповнофазні включення та відключення, злом та падіння ізоляторів, завищені значення tg δ вводів МВ-35 кВ, розгерметизація баків та виникнення течії оливи МВ 35 кВ, 10 кВ, що приводить до порушення нормальної схеми електропостачання і незабезпечення транзиту електроенергії через шини тягової підстанції, зниження надійної та стійкої роботи електроустановки. Крім цього слід зазначити, що даний тип масляних вимикачів на сьогоднішній день знятий з виробництва, відсутні необхідні для ремонту запасні частини та комплектуючі, що унеможливлює роботи з профілактичного відновлення обладнання.

У зв’язку з вище наведеним виникла потреба виконання реконструкції ВРП-35кВ, ЗРП-10кВ тягової підстанції Славгород, шляхом заміни масляних вимикачів Л-САЗ, ВМ РТ-1, ВМ РТ-2 , С-31, ВМ АТ-1, Л-442, Л-652, Л-653, Л-443,

ВМ ТСН-2, Л-654, ВМ ТСН-1, ВМ АТ-2 типу ВМД-35/630, С-35М-630 на вакуумні вимикачі та роз’єднувачі типу РЛНД-2-35/600, РЛНД-1а-35/600 на роз’єднувачі РДЗ 2-35/1000 УХЛ1, РДЗ 1-35/1000 УХЛ1, також необхідна заміна вимірювальних трансформаторів струму та напруги 35кВ.

Виконання технічного переоснащення підвищить надійність електропостачання тягової підстанції Славгород, безперебійне живлення споживачів всіх категорій та підвищить точність обліку електроенергії, спожитої підстанцією.

1. **Технічне переоснащення ВРП-35 кВ тягової підстанції Девладово обумовлено наступними чинниками.**

Тягова підстанція Девладово введена в експлуатацію у 1960 році, живиться від двох вводів 35 кВ Л-341 та Л-342 та здійснює сальдо-перетоки електричної енергії в мережі АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі» лініями Л-343, Л-344, Л-ЩБЗ-31, Л-МКТ-31, Л-299, а також забезпечує електропостачання тягового блоку 3,3 кВ та сторонніх споживачів, які живляться від ліній повздовжнього електропостачання 10 кВ.

Обладнання тягової підстанції на ВРУ-35 кВ вичерпало свій нормативний строк експлуатації та морально застаріло: в якості комутаційних апаратів використовується морально та фізично застарілі масляні вимикачі 35 кВ типів С-35М-630-10 та ВМД-35/600, роз’єднувачі 35 кВ типу РНДЗ-2-35/630 та РНДЗ-1б-35/600, розрядники РВС-35. За останній час зафіксовані неодноразові виходи їх з ладу, а саме неповні фазні включення та відключення, завищені значення tg δ вводів МВ-35 кВ, розгерметизація баків та виникнення течії оливи МВ 35 кВ, що приводить до порушення нормальної схеми електропостачання і зниження надійності забезпечення транзиту електроенергії через шини тягової підстанції, порушення стійкої роботи електроустановки.

Крім цього слід зазначити, що масляняні вимикачі типів С-35М-630-10 та ВМД-35/600 на сьогоднішній день зняті з виробництва, а необхідні для ремонту запасні частини та комплектуючі відсутні, що унеможливлює роботи з профілактичного відновлення обладнання. Крім того пристрої релейного захисту підстанції також морально і фізично застарілі, а системи управління захисту та автоматики були побудовані на базі шаф кодових реле та релейних захистів шестидесятих років виготовлення.

У зв’язку з вище наведеним виникла потреба виконання реконструкції ВРП-35 кВ тягової підстанції Девладово, шляхом заміни масляних вимикачів МВ-35 Л-ЩБЗ-31, МВ-35 Л-МКТ-31, МВ В-341, МВ В-342, МВ Л-299, МВ-35 Л-343, МВ-35 Л-344, МС-31, МВ-35 ТР-1, МВ-35 ТР-2, МВ-35 ТСН-1, МВ-35 ТСН-2, МВ-35 АТ-1, МВ-35 АТ-2 на вакуумні вимикачі, роз’єднувачів типу РНДЗ-2-35/630 та РНДЗ-1б-35/600 на РГ.2-35.ІІІ/1000 35 кВ. Перелічене обладнання обладнати апаратурою автоматики, телемеханіки та РЗА на базі мікропроцесорних елементів з підключенням діючої системи телекерування та телесигналізації.

Виконання технічного переоснащення підвищить надійність електропостачання тягової підстанції Девладово, безперебійне живлення споживачів всіх категорій та підвищить точність обліку електроенергії, спожитої підстанцією.

1. **Технічне переоснащення ВРП-35 кВ тягової підстанції Божедарівка обумовлено наступними чинниками.**

Тягова підстанція Божедарівка введена в експлуатацію у 1960 році, живиться від двох вводів 35 кВ Л-353 та Л-354 та здійснює сальдо-перетоки електричної енергії в мережі АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі» лініями Л-384, Л-385, Л-345, а також забезпечує електропостачання тягового блоку 3,3кВ та сторонніх споживачів, які живляться від ліній повздовжнього електропостачання 10 кВ.

Обладнання тягової підстанції на ВРУ-35кВ вичерпало свій нормативний строк експлуатації та морально застаріло: в якості комутаційних апаратів використовується морально та фізично застарілі масляні вимикачі 35 кВ типів С-35М-630-10 та ВМД-35/600, роз’єднувачі 35 кВ типу РНДЗ-2-35/630 та РНДЗ-1б-35/600, розрядники РВС-35. За останній час зафіксовані неодноразові виходи їх з ладу, а саме неповні фазні включення та відключення, завищені значення tg δ вводів МВ-35 кВ, розгерметизація баків та виникнення течії оливи МВ 35 кВ, що приводить до порушення нормальної схеми електропостачання і зниження надійності забезпечення транзиту електроенергії через шини тягової підстанції, порушення стійкої роботи електроустановки.

Крім цього слід зазначити, що масляняні вимикачі типів С-35М-630-10 та ВМД-35/600 на сьогоднішній день зняті з виробництва, а необхідні для ремонту запасні частини та комплектуючі відсутні, що унеможливлює роботи з профілактичного відновлення обладнання. Крім того пристрої релейного захисту підстанції також морально і фізично застарілі, а системи управління захисту та автоматики були побудовані на базі шаф кодових реле та релейних захистів шестидесятих років виготовлення.

У зв’язку з вище наведеним виникла потреба виконання реконструкції ВРП-35 кВ тягової підстанції Божедарівка, шляхом заміни масляних вимикачів МВ-35 Л-384, МВ-35 Л-385, МВ-35 В-345, МВ-35 В-354А, МВ-35 В-353, МС-31, МВ-35 ТР-1, МВ-35 ТР-2, МВ-35 ТСН-1, МВ-35 ТСН-1, МВ-35 АТ-1, МВ-35 АТ-2 на вакуумні вимикачі, роз’єднувачів типу РНДЗ-2-35/630 та РНДЗ-1б-35/600 на РГ.2-35.ІІІ/1000 35 кВ. Перелічене обладнання обладнати апаратурою автоматики, телемеханіки та РЗА на базі мікропроцесорних елементів з підключенням діючої системи телекерування та телесигналізації.

Виконання технічного переоснащення підвищить надійність електропостачання тягової підстанції Божедарівка, безперебійне живлення споживачів всіх категорій та підвищить точність обліку електроенергії, спожитої підстанцією.

1. **Технічне переоснащення ВРП-35 кВ тягової підстанції Милорадівка обумовлено наступними чинниками.**

Тягова підстанція Милорадівка введена в експлуатацію у 1960 році, живиться від двох вводів 35 кВ Л-343 та Л-344 та здійснює сальдо-перетоки електричної енергії в мережі АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі» лініями Л-345, Л-350, а також забезпечує електропостачання тягового блоку 3,3кВ та сторонніх споживачів, які живляться від ліній повздовжнього електропостачання 10 кВ.

Обладнання тягової підстанції на ВРУ-35 кВ вичерпало свій нормативний строк експлуатації та морально застаріло: в якості комутаційних апаратів використовується морально та фізично застарілі масляні вимикачі 35 кВ типів С-35М-630-10 та ВМД-35/600, роз’єднувачі 35 кВ типу РНДЗ-2-35/630 та РЛНД-1а-35/600, розрядники РВС-35. За останній час зафіксовані неодноразові виходи їх з ладу, а саме неповні фазні включення та відключення, завищені значення tg δ вводів МВ-35 кВ, розгерметизація баків та виникнення течії оливи МВ 35 кВ, що приводить до порушення нормальної схеми електропостачання і зниження надійності забезпечення транзиту електроенергії через шини тягової підстанції, порушення стійкої роботи електроустановки.

Крім цього слід зазначити, що масляняні вимикачі типів С-35М-630-10 та ВМД-35/600 на сьогоднішній день зняті з виробництва, а необхідні для ремонту запасні частини та комплектуючі відсутні, що унеможливлює роботи з профілактичного відновлення обладнання. Крім того пристрої релейного захисту підстанції також морально і фізично застарілі, а системи управління захисту та автоматики були побудовані на базі шаф кодових реле та релейних захистів шестидесятих років виготовлення.

У зв’язку з вище наведеним виникла потреба виконання реконструкції ВРП-35 кВ тягової підстанції Милорадівка, шляхом заміни масляних вимикачів МВ-35 ТР-2, МВ-35 АТ-1, МВ-35 АТ-2 МВ-35 ВВ-345, МВ-35 ВВ-343, МВ-35 ВВ-344, МВ-35 ВВ-350, МС-31, МВ-35 ТСН-1, МВ-35 ТСН-2 на вакуумні вимикачі, роз’єднувачів типу РНДЗ-2-35/630 та РЛНД-1а-35/600 на РГ.2-35.ІІІ/1000 35 кВ. Перелічене обладнання обладнати апаратурою автоматики, телемеханіки та РЗА на базі мікропроцесорних елементів з підключенням діючої системи телекерування та телесигналізації.

Виконання технічного переоснащення підвищить надійність електропостачання тягової підстанції Милорадівка, безперебійне живлення споживачів всіх категорій та підвищить точність обліку електроенергії, спожитої підстанцією.

1. **Технічне переоснащення ВРП-35 кВ тягової підстанції Кривий Ріг Головний обумовлено наступними чинниками.**

Тягова підстанція Кривий Ріг Головний введена в експлуатацію у 1960 році, живиться від трьох вводів 35 кВ Л-КЗГО-31, Л-КЗГО-32, Л-346, а також забезпечує електропостачання тягового блоку 3,3 кВ та сторонніх споживачів, які живляться від ліній повздовжнього електропостачання 6 кВ.

Обладнання тягової підстанції на ВРУ-35 кВ вичерпало свій нормативний строк експлуатації та морально застаріло: в якості комутаційних апаратів використовується морально та фізично застарілі масляні вимикачі 35 кВ типів ВМГ-133 та ВМГ-10-1000-20, роз’єднувачі 35 кВ типу РНДЗ-2-35/630, РЛНД-1а-35/600 та РНДЗ-1б-35/600, розрядники РВС-35. За останній час зафіксовані неодноразові виходи їх з ладу, а саме неповні фазні включення та відключення, завищені значення tg δ вводів МВ-35 кВ, розгерметизація баків та виникнення течії оливи МВ 35 кВ, що приводить до порушення нормальної схеми електропостачання і зниження надійності забезпечення транзиту електроенергії через шини тягової підстанції, порушення стійкої роботи електроустановки.

Крім цього слід зазначити, що масляняні вимикачі типів ВМГ-133 та ВМГ-10-1000-20 на сьогоднішній день зняті з виробництва, а необхідні для ремонту запасні частини та комплектуючі відсутні, що унеможливлює роботи з профілактичного відновлення обладнання. Крім того пристрої релейного захисту підстанції також морально і фізично застарілі, а системи управління захисту та автоматики були побудовані на базі шаф кодових реле та релейних захистів шестидесятих років виготовлення.

У зв’язку з вище наведеним виникла потреба виконання реконструкції ВРП-35 кВ тягової підстанції Кривий Ріг Головний, шляхом заміни масляних вимикачів МВ В-КЗГО-31, МВ В-КЗГО-32, МВ В-346, МС-31, МВ-35 ТР-1, МВ-35 ТР-2, МВ-35 ТСН-1, МВ-35 ТСН-2, МВ-35 АТ-1, МВ-35 АТ-2 на вакуумні вимикачі, роз’єднувачів типу РНДЗ-2-35/630 та РНДЗ-1б-35/600 на РГ.2-35.ІІІ/1000 35 кВ. Перелічене обладнання обладнати апаратурою автоматики, телемеханіки та РЗА на базі мікропроцесорних елементів з підключенням діючої системи телекерування та телесигналізації.

Виконання технічного переоснащення підвищить надійність електропостачання тягової підстанції Кривий Ріг Головний, безперебійне живлення споживачів всіх категорій та підвищить точність обліку електроенергії, спожитої підстанцією.

1. **Технічне переоснащення ВРП-35 кВ та ЗРП-10 кВ тягової підстанції Варварівка обумовлено наступними чинниками.**

Тягова підстанція Варварівка введена в експлуатацію у 1965 році, живиться від двох вводів 35 кВ Л-430 та Л-446 та здійснює сальдо-перетоки електричної енергії в мережі АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі» лінією Л-445, тягова мережа 3,3 кВ; залізничні споживачі І-ї та ІІ-ї категорій електроприймачів; споживачі ІІІ-ї категорії – 4 побутових споживача, соціально значимі споживачі відсутні, юридичні особи споживачі - відсутні.

Обладнання тягової підстанції на ВРУ-35кВ та ЗРУ-10кВ вичерпало свій нормативний строк експлуатації та морально застаріло. З початку монтажу тягової підстанції електропостачання 2-ї секції шин 10кВ здійснювалось від другого районного трансформатора типу ТДНС-1000, який належав ДВЕС ПАТ ДТЕК «Дніпрообленерго». У 2006 році він був демонтований власником і на даний час живлення секції шин 10 кВ тягової підстанції від шин 35кВ здійснюється одним районним трансформатором типу ТМ-4000 35/10кВ 1972 року введення в експлуатацію. При цьому від шин 10кВ здійснюється електропостачання споживачів І-ї та І-ї особливих категорій електроприймачів, яким не забезпечується резервне безперебійне електропостачання. Крім того, останнім часом на ст. Варварівка відновлюють роботу промислові підприємства, діяльність яких була призупинена, а електропостачання відбувалось від мереж Павлоградської дистанції електропостачання. У зв’язку з чим виникла необхідність у розвитку мереж дистанції за рахунок проведення технічного переоснащення обладнання тягової підстанції Варварівка, для чого необхідно розробити проектно-кошторисну документацію. В проекті передбачити на стороні 35кВ заміну 5 одиниць масляних вимикачів типу ВМД-35 (МВ Л-430, МВ Л-446, МВ Л-445, МВ С-31, МВ РТ-31) на сучасні трифазні вакуумних вимикачі 35кВ, в комплекті з приводом, шафою управління та обладнанні апаратурою автоматики, телемеханіки та РЗА на базі мікропроцесорних елементів, а також заміну розрядників РВС-35 на обмежувачі перенапруги 35кВ та трансформаторів напруги ЗНОМ-35 на сучасні. Крім того передбачити встановлення на шинах 35кВ приладів здатних знімати профіль навантаження лінії в залежності від часу доби та інтегрувати дані до існуючої системи АСКУЕ

- Для забезпечення резервного живлення , встановити другий районний трансформатор необхідної потужності, з монтажем всього необхідного обладнання, а саме:

- зі сторони 35кВ встановити: трифазні вакуумних вимикачі 35 кВ в комплекті з приводом та шафою управління, триполюсний роз’єднувач 35 кВ в комплекті з заземлюючими ножами, моторним приводом ПДРВ головних ножів, ручними приводами заземлюючих ножів і виносним блоком управління;

- зі сторони 10кВ встановити комутаційний модуль з вакуумним вимикачем на напругу 10 кВ типу ВВ/TEL-10-12,5/1000 У2 та лінійний роз’єднувач 10 кВ.

Для забезпечення розподілення від 2 секції шин встановити комутаційний модуль з вакуумним вимикачем на напругу 10кВ типу ВВ/TEL-10-12,5/1000 У2, два роз’єднувача 10кВ з заземлюючими ножами.

Перелічене обладнання обладнати апаратурою автоматики, телемеханіки та РЗА на базі мікропроцесорних елементів з підключенням діючої системи телекерування та телесигналізації.

Виконання технічного переоснащення ВРУ-35 кВ та ЗРУ-10 кВ тягової підстанції Варварівка підвищить надійність роботи тягової підстанції та електропостачання.

1. **Технічне переоснащення ВРП-35 тягової підстанції Зайцево обумовлено наступними чинниками.**

Тягова підстанція Зайцеве введена в експлуатацію у 1965 році. Електропостачання підстанції здійснюється від мереж АТ «ДТЕК Високовольтні мережі» Л-421 та Л-441 35 кВ. Підстанція є транзитною\_ здійснює перетоки електричної енергії між ввідними лініями Л-421 та Л-441 35 кВ. Обладнання тягової підстанції на ВРУ-35кВ та ЗРУ-10кВ вичерпало свій нормативний строк експлуатації та морально застаріло В якості комутаційних апаратів на вводах використовується морально та фізично застарілі масляні вимикачі 35 кВ типу ВМД-35/600, роз’єднувачі 35 кВ типу РЛНД-35/600, які були змонтовані у 1965 році. Дані комутаційні апарати відпрацювали свій нормативний ресурс. За останній час зафіксовані неодноразові виходи їх з ладу, а саме неповні фазні включення та відключення, злом та падіння ізоляторів, завищені значення tg δ вводів МВ-35 кВ, розгерметизація баків та виникнення течії оливи МВ 35 кВ, що приводить до порушення нормальної схеми електропостачання, зниження надійної та стійкої роботи електроустановки. Крім цього слід зазначити, що даний тип масляних вимикачів на сьогоднішній день зняті з виробництва, відсутні необхідні для ремонту запасні частини та комплектуючі, що унеможливлює роботи з профілактичного відновлення обладнання.

У зв’язку з вище наведеним виникла потреба виконання реконструкції ВРП-35кВ, тягової підстанції Зайцеве, шляхом заміни масляних вимикачів МВ Л-421;В ТВП1 35;В ТРН1 35; МВ С-31; МВ Л-441; В ТВП2 35;В ТРН2 35 на на сучасні трифазні вакуумних вимикачі 35кВ, в комплекті з приводом, шафою управління і обладнанні апаратурою автоматики, телемеханіки та РЗА на базі мікропроцесорних елементів, а також заміну розрядників РВС-35 на обмежувачі перенапруги 35кВ та трансформаторів напруги ЗНОМ-35 і трансформаторів струму ТФНД-35М-400/5 на сучасні. Крім того передбачити встановлення на шинах 35кВ приладів здатних знімати профіль навантаження лінії в залежності від часу доби та інтегрувати дані до існуючої системи АСКУЕ та шляхом заміни роз’єднувачів типу РЛНДЗ-2-35/600; РЛНДЗ-1а-35/600; РЛНД-2-35/600; РЛНД-1а-35/600.

Виконання технічного переоснащення підвищить надійність електропостачання тягової підстанції Зайцеве, безперебійне живлення споживачів всіх категорій та підвищить точність обліку електроенергії, спожитої підстанцією.

**Запорізька область**

1. **Технічне переоснащення ВРП-150 кВ тягової підстанції Таврийск обумовлено наступними чинниками.**

ПС «Таврійськ– тягова» є опорною підстанцією з ввідною напругою 150 кВ, введена у експлуатацію 31.12.1969р. ПС «Таврійськ – тягова» має значення тому, що замикає транзит ліній 150 кВ ПАТ «Запоріжжяобленерго» між ПС-330 кВ «ДД», ПС-330кВ «Молочанська» і ПС-150 кВ «Ферегат» Дніпровської ЕС. Підстанція забезпечує стабільне електропостачання шести транзитних ліній 35кВ ПАТ «Запоріжжяобленерго»: ЛЕП – 647 ПС «Таврійськ – тягова» - ПС «1132км-тягова», ЛЕП-837 ПС «Таврійськ – тягова» - ПС «Бурчацьк-35кВ» , ЛЕП- 841 ПС «Таврійськ – тягова» - ПС «Василівка -35кВ», ЛЕП-648 ПС «Таврійськ – тягова» - ПС «1132км-тягова», ЛЕП-847 ПС «Таврійськ – тягова» - ПС «Напорна-35кВ», ЛЕП-844 ПС «Таврійськ – тягова» - ПС «Василівка -35кВ» .

Обладнання ПС «Таврійськ – тягова» вичерпало нормативний термін експлуатації, мають місце відмови в роботі обладнання ВРП-150кВ.

В зв’язку з цим виникла термінова потреба технічного переоснащення ВРП-150 кВ ПС «Таврійськ – тягова» шляхом заміни масляного вимикача С-1 типу У-220-2000-25У1, відокремлювача з короткозамикачем ОТ-1 з КЗ-1 типів ОД-150/1000 У1 та КЗ-150У ШПК на елегазові вимикачі, заміни роз’єднувачів типу РЛНД-2-150/1000 ВРУ-150кВ на нові з дистанційним керуванням, встановлення трансформаторів струму типу ТФЗМ-150 та заміни трансформаторів напруги типу НКФ -220-58У1 на нові, заміни релейного захисту та автоматики трьохобмоточних трансформаторів Т-1, Т-2 на мікропроцесорний захист, організації комерційного обліку на межі балансової належності у відповідності з вимогами Кодексу комерційного обліку електроенергії затверджений постановою НКРЕ № 311 від 14.03.2018р..

1. **Технічне переоснащення ВРП-150 кВ тягової підстанції Якимівка та тягової підстанції Сокологірна обумовлено наступними чинниками.**

Тягові підстанції Якимівка, Сокологірне та Партизани є системо твірними підстанціями через ВРП - 150 кВ яких здійснюються сальдо-перетоки електроенергії з Дніпровьскої ЕС в Південну ЕС через каскад підстанцій, а саме: ПС-330 кВ «Мелітопольська» - ПС-150кВ «Якимівка-тягова» - ПС-150 кВ «Сокологірне - тягова» - ПС-150 кВ «Партизани –тягова» - ПС-150кВ «Новотроїцька» - ПС -150кВ «Дудчино» - ПС 330 кВ «Каховська». Сальдо-перетоки електроенергії між ВРП-150 кВ вище зазначених ПС здійснюється ПЛ-150 кВ які належать ПАТ «Запоріжжяобленерго». Тягові підстанції Якимівка, Сокологірне є транзитні підстанції.

З ВРП-150кВ тягової підстанції Якимівка здійснюється транзит електричної енергії в ЛЕП-150 кВ Л-178 до ПС-150кВ «Сокологірне-тягова», а в ЛЕП-150кВ Л-176 до ПС-330 кВ «Мелітопольська». В якості комутаційних апаратів в робочій перемичці ВРП-150кВ використовується масляний вимикач У-220-10 1970 р. виготовлення та роз’єднувачі РНД-1а-150/1000 1970р. виготовлення, які відпрацювали нормативний термін експлуатації та морально та фізично застарілі. В лінійних комірках Л-176-0 та Л-178-0 використовуються морально та фізично застарілі роз’єднувачі РНД-2-150/1000 1970 року виготовлення . Тягова підстанції Якимівка укомплектована застарілими пристроями релейного захисту ЛЕП-150 кВ типу ЕПЗ 16.36.

З ВРП-150кВ тягової підстанції Сокологірне здійснюється транзит електричної енергії в ЛЕП-150 кВ Л-179 до ПС-150кВ «Партизани-тягова» та в ЛЕП-150кВ Л-177 до ПС-330 кВ «Мелітопольська». В якості комутаційних апаратів в робочій перемичці ВРП-150кВ використовується масляний вимикач У-220-10 1971р. виготовлення та роз’єднувачі РНД-1а-150/1000 1971р. виготовлення, які відпрацювали нормативний термін експлуатації та морально та фізично застарілі..

В лінійних комірках Л-177-0 та Л-179-0 використовуються морально та фізично застарілі роз’єднувачі РНД-2-150/1000 1971р. виготовлення. Тягова підстанція Сокологірне укомплектована застарілими пристроями релейного захисту ЛЕП-150 кВ типу ЕПЗ 16.36.

25.05.18р. мало місце технологічне порушення масляного вимикача С-1 ВРП-150кВ типу У-220-10 з причини вичерпання ресурсу, що зафіксовано у акті технологічного порушення від 04.06.2018р.

В комірках Т-1 та Т-2 тягової підстанції Якимівка та в якості комутаційного апарата використовуються відокремлювачі ОТ-1, ОТ-2 типу ОД-150М/630 з короткозамикачами КЗ-1, КЗ-2 КЗ-150М 1970 р. виготовлення, які відпрацювали нормативний термін експлуатації та морально і фізично застаріліі та роз’єднувачі типу РНД-1б-150/1000.

В комірках Т-1 та Т-2 тягової підстанції Сокологірне та в якості комутаційного апарата використовуються відокремлювачі ОТ-1, ОТ-2 типу ОД-150М/630 з короткозамикачами КЗ-1, КЗ-2 типу КЗ-150М 1971 р. виготовлення, які відпрацювали нормативний термін експлуатації та морально і фізично застаріліі та роз’єднувачі РНД-1б-150/1000.

Крім того облік сальдо-перетоків електроенергії електричної енергії через шини 150 кВ тягових підстанцій Якимівка, Сокологірне відсутній, що не відповідає вимогам діючих нормативно-технічних документів, а саме «Кодексу комерційного обліку електроенергії» затвердженого постановою НКРЕКП від 14.03.2018 №311.

Таким чином виникла необхідність провести технічне переоснащення ВРП-150 кВ тягових підстанцій Якимівка, Сокологірне в наступних обсягах:

**По ВРП-150 кВ ПС Якимівка**

Заміна масляного вимикача С-1 типу У-220-10, відокремлювачів з короткозамикачами ОТ-1, ОТ-2 з КЗ-1, КЗ-2 типу ОД-150М/630 та КЗ-150М на три елегазові вимикачі, заміни роз’єднувачів типу РЛНД-2-150/1000, РНД-1б-150/1000 РНД-1а-150/1000 ВРУ-150кВ на нові з дистанційним керуванням, встановлення трансформаторів струму типу ТФЗМ-150 в комірках С-1, Т-1, Т-2, ремонтній перемичці та заміни трансформаторів напруги типу НКФ -220-58У1 на нові. Монтаж основного та резервного мікропроцесорного захисту та автоматики ПЛ-176, ПЛ-178 та ВЧ каналів зв’язку . Організація комерційного обліку на межі балансової належності у відповідності з вимогами Кодексу комерційного обліку електроенергії затверджений постановою НКРЕ № 311 від 14.03.2018р..

**По ВРП-150 кВ ПС Сокологірне**

Заміна масляного вимикача С-1 типу У-220-10, відокремлювачів з короткозамикачами ОТ-1, ОТ-2 з КЗ-1, КЗ-2 типу ОД-150М/630 та КЗ-150М на три елегазові вимикачі, заміни роз’єднувачів типу РЛНД-2-150/1000, РНД-1б-150/1000 РНД-1а-150/1000 ВРУ-150кВ на нові з дистанційним керуванням, встановлення трансформаторів струму типу ТФЗМ-150 в комірках С-1, Т-1, Т-2, ремонтній перемичці та заміни трансформаторів напруги типу НКФ -220-58У1 на нові. Монтаж основного та резервного мікропроцесорного захисту та автоматики ПЛ-177, ПЛ-179 та ВЧ каналів зв’язку. Організація комерційного обліку на межі балансової належності у відповідності з вимогами Кодексу комерційного обліку електроенергії затверджений постановою НКРЕ № 311 від 14.03.2018р..

ПС «Якимівка – тягова» є транзитною підстанцією з ввідною напругою 150 кВ, введена у експлуатацію 05.01.1971році. Підстанція має значення тому, що замикає транзит ліній 150 кВ між ПС-150 кВ «Мелітополь-330» і ПС-150 кВ «Партизани-150», забезпечує стабільне електропостачання трьох транзитних ліній 35кВ ПАТ «Запоріжжяобленерго»: живлення підстанцій «Якимівка с\х -35кВ» по Л-861, Л-862 та «Полянівка-35кВ» по Л-863, має перспективи розвитку.

Обладнання ПС «Якимівка – тягова» вичерпало нормативний термін експлуатації, мають місце відмови в роботі обладнання ВРП-150кВ.

На тяговій підстанції Якимівка в роботі два трьхобмоточних трансформатора 150/35/10 кВ (2х25 МВА), режим роботи узгоджений з ПАТ «Запоріжжяобленерго» та Дніпровською ЕС, при цьому при відключенні одного із трансформаторів від устроїв РЗА схема живлення транзитних ліній 35кВ ПАТ «Запоріжжяобленерго», та споживачів 10кВ автоматично переключається (АВР на секційних вимикачах С-11 та С-31) на працюючий трансформатор. У зв’язку з тим, що відсутні комутаційні апарати (вимикачі) на стороні 150кВ трьохобмоточних трансформаторів, неможливо організувати АВР трансформаторів при виведенні із роботи в резерв одного трансформатора на цій тяговій підстанції. Тому виведення із роботи в резерв одного трьохобмоточного трансформатора приведе до довготривалих перерв ( більш години на виконання перемикань при визові чергового електромеханіка із дому) в електропостачанні споживачів 1 категорії по надійності електропостачання (тяга, устрої СЦБ) та транзитних ліній 35кВ ПАТ «Запоріжжяобленерго» при аварійному відключенні працюючого трансформатора..

В зв’язку з цим виникла термінова потреба технічного переоснащення ВРП-150 кВ ПС Якимівка шляхом заміни масляного вимикача С-1 типу У-220-10, відокремлювачів з короткозамикачами ОТ-1, ОТ-2 з КЗ-1, КЗ-2 типу ОД-150М630 та КЗ-150М на три елегазові вимикачі, заміни роз’єднувачів типу РЛНД-2-150/1000 ВРУ-150кВ на нові з дистанційним керуванням, встановлення трансформаторів струму типу ТФЗМ-150 та заміни трансформаторів напруги типу НКФ -220-58У1 на нові, заміни релейного захисту та автоматики на мікропроцесорний та організації комерційного обліку на межі балансової належності у відповідності з вимогами Кодексу комерційного обліку електроенергії затверджений постановою НКРЕ № 311 від 14.03.2018р..

Виконання технічного переоснащення підвищить надійність електропостачання ПС Якимівка та приведе до зменшення технологічних втрат при організації АВР трьохобмоточних трансформаторів.

1. **Технічне переоснащення ВРП-35 кВ тягової підстанції Вільнянськ обумовлено наступними чинниками.**

Підстанція введена в роботу у 1965 році, є транзитною підстанцією з ввідною напругою 35 кВ. Заживлена від ліній ПАТ «Запоріжжяобленерго» повітряними лініями ПЛ-35кВ: Л-651 ПС «Вільнянськ -150кВ» – ПС «Вільнянськ – тягова», Л-755 ПС «Вільнянськ -150кВ» – ПС «Вільнянськ – тягова», Л-309 ПС «ДД» – ПС «Вільнянськ – тягова», Л-311 ПС «ДД» - ПС «Вільнянськ – тягова». Забезпечує живлення транзитних ліній ПЛ-35кВ ПАТ «Запоріжжяобленерго»: Л-733 ПС «Вільняськ– тягова» - ПС «Шевченковская-35кВ», Л-734 ПС «Вільняськ– тягова» - ПС «Шевченковская-35кВ», тягового електропостачання 3,3кВ; сторонніх споживачів, залізничних та сторонніх споживачів, які живляться від ліній повздовжнього електропостачання 10кВ.

В якості комутаційних апаратів на вводах використовується морально та фізично застарілі масляні вимикачі 35 кВ типу С-35М-630, ВМД-35/630, ВТ-35/800, роз’єднувачі 35 кВ типу РЛНД-2-35/600, РЛНД-1а-35/600, РЛНД-1б-35/600 які були змонтовані у 1965 році. Дані комутаційні апарати відпрацювали свій нормативний ресурс. За останній час зафіксовані неодноразові виходи їх з ладу, а саме неповнофазні включення та відключення, злом та падіння ізоляторів, завищені значення tg δ вводів МВ-35 кВ, розгерметизація баків та виникнення течії оливи МВ 35 кВ, що приводить до порушення нормальної схеми електропостачання і незабезпечення транзиту електроенергії через шини тягової підстанції, зниження надійної та стійкої роботи електроустановки. Крім цього слід зазначити, що даний тип масляних вимикачів на сьогоднішній день знятий з виробництва, відсутні необхідні для ремонту запасні частини та комплектуючі, що унеможливлює роботи з профілактичного відновлення обладнання.

У зв’язку з вище наведеним виникла потреба виконання реконструкції ВРП-35кВ тягової підстанції Вільнянськ, шляхом заміни масляних вимикачів Л-311, Л-309, С-31, ВМ ТСН-1, ВМ ТСН-2, ВМ АТ-1, ВМ АТ-2, ВМ РТ-1, Л-651, Л-734, Л-755, ВМ РТ-2, Л-733 типу ВМД-35/630, С-35М-630, ВТ-35/800 на вакуумні вимикачі та роз’єднувачів типу РЛНД-2-35/600, РЛНД-1а-35/600, РЛНД-1б-35/600 на РДЗ 2-35/1000 УХЛ1, РДЗ 1-35/1000 УХЛ1, також необхідна заміна вимірювальних трансформаторів струму та напруги 35кВ.

Виконання технічного переоснащення підвищить надійність електропостачання тягової підстанції Вільнянськ , безперебійне живлення споживачів всіх категорій та підвищить точність обліку електроенергії, спожитої підстанцією.

**Херсонська область**

1. **Технічне переоснащення ВРП-150 кВ тягової підстанції Партизани обумовлено наступними чинниками.**

ПС «Партизани– тягова» є опорною підстанцією з ввідною напругою 150 кВ, введена у експлуатацію 21.12.1970році. Підстанція має значення тому, що через її ВРП-150кВ здійснюються сальдо-перетоки електроенергії з Дніпровьскої ЕС в Південну ЕС через каскад підстанцій, а саме: ПС-330 кВ «Мелітопольська» - ПС-150кВ «Якимівка-тягова» - ПС-150 кВ «Сокологірне - тягова» - ПС-150 кВ «Партизани –тягова» - ПС-150кВ «Новотроїцька» - ПС -150кВ «Дудчино» - ПС 330 кВ «Каховська». Сальдо-перетоки електроенергії між ВРП-150 кВ вище зазначених ПС здійснюється ПЛ-150 кВ які належать ПАТ «Запоріжжяобленерго»,

ПАТ “ЕК “Херсонобленерго”.

ПС «Партизани – тягова» забезпечує стабільне електропостачання п’яти транзитних ліній 35кВ живлення підстанцій «Салькове-тягова-35кВ», «Партизани с\х-35кВ», «Генічеськ-35кВ», «Приазовська-35кВ» ПАТ “ЕК “Херсонобленерго”, має перспективи розвитку.

На тяговій підстанції Партизани в роботі два трьхобмоточних трансформатора 150/35/10 кВ (2х25 МВА)

Обладнання ВРП-154 кВ тягової підстанції Партизани не було модернізоване з початку введення в роботу та має дефекти з причин закінчення нормативного строку експлуатації. За останній час зафіксовані багаторазові виходи з ладу та відмови обладнання ВРП-150, ремонт застарілого обладнання ускладнюється відсутністю необхідних запасних частин та комплектуючих, що унеможливлює роботу з профілактичного відновлення обладнання, релейний захист підстанції також морально і фізично застарілий. Такий технічний стан обладнання на сьогоднішній день призвів до того, що знижена надійність електропостачання тягової підстанції та споживачів в цілому.

25.05.2018р. мало місце технологічне порушення масляного вимикача Л-178 ВРП-150кВ типу У-220-10 з причини вичерпання ресурсу,що зафіксовано у акті технологічного порушення від 04.06.18р.

В зв’язку з цим виникла термінова потреба технічного переоснащення ВРП-150 кВ ПС Партизани шляхом заміни відокремлювачів ОТ-1, ОТ-2 ОД-150М/630 на елегазові вимикачі, масляних вимикічів Л-178, Л-179, Н-4, С-1, Ш-1 типу У-220-10 на елегазові вимикачі, заміни роз’єднувачів типу РЛНД-2-150/1000 ВРП-150кВ на нові з дистанційним керуванням, встановлення трансформаторів струму типу ТФЗМ-150 та заміни трансформаторів напруги типу НКФ -220-58У1 на нові. Монтаж основного та резервного мікропроцесорного захисту та автоматики ПЛ-178, ПЛ-179, Н-4 та ВЧ каналів зв’язку. Монтаж деференційного захисту шин ВРУ-150кВ.

**Харківська область**

1. **Технічне переоснащення ВРП-150 кВ тягової підстанції Самійлівка обумовлено наступними чинниками.**

Тягова підстанція Самійлівка введена в роботу у 1965 році. В якості комутаційних апаратів ВРП-110 кВ тягової підстанції Самійлівка використовується морально та фізично застарілі відокремлювачі ОД-1 та ОД-2 типу ОД-110/600 з короткозамикачами КЗ-1 типу КЗ-110-3 та розєднувачі з диспетчерським нйменуванням В1 та В2 з двома заземлюючими ножами типу РЛНД-2/110/600, які введені в експлуатацію в 1965 році.

Дані комутаційні апарати відпрацювали свій нормативний ресурс. За останній час зафіксовані неодноразові виходи його з ладу, а саме неповні фазні включення та відключення, злом та падіння ізоляторів, що приводить до порушення нормальної схеми електропостачання і незабезпечення транзиту електроенергії через шини тягової підстанції. Крім цього слід зазначити, що даний тип відокремлювача на сьогоднішній день знятий з виробництва, відсутні необхідні для ремонту запасні частини та комплектуючі, що унеможливлює роботи з профілактичного відновлення обладнання.

В якості пристроїв грозозахисту на вводах 110 кВ експлуатуються морально та фізично застарілі розрядники РВС-110, які не забезпечують відповідний захист від перенапруги ВРП-110кВ, що негативно впливає на надійність роботи обладнання тягової підстанції.

Для потреб організації комерційного обліку електричної енергії використовуються два комплекти трансформаторів напруги типу НКФ-110 та трансформатори струму типу ТФЗН-110 кВ.

Трансформатори напруги приєднані до ВРП-110 кВ без використання роз’єднувачів , чим порушено вимоги ПУЕ.

У зв’язку з вище наведеним виникла потреба виконання технічне переоснащення ВРП-110 кВ тягової підстанції Самійлівка, шляхом заміни відокремлювачів типу ОД-110/600 на елегазові вимикачі 110кВ, які обладнати апаратурою автоматики, керування та релейного захисту на базі мікропроцесорних елементів. Крім того виконати заміну застарілого роз’єднувача типу РЛНД-2/110/600 на сучасний трифазний комплект роз’єднувачів типу РДЗ.2-110/1000 УХЛ1в комплекті з моторним приводом ПДРВ головних ножів, ручними приводами заземлюючих ножів і виносним блоком управління та встановити додатковий комплект трифазного роз’єднувача того же типу. Для забезпечення надійного захисту від перенапруги виконати заміну розрядників типу РВС-110 (6 од.) на обмежувачі перенапруги 110кВ (6 од.) в комплекті з ізолюючими основами та лічильниками спрацювання ОПН та вимірюванням струмів витоку. Передбачити встановлення додаткових роз’єднувачів для підключення трансформаторів напруги.

Виконання технічного переоснащення ВРП-110 кВ тягової підстанції Самійлівка поліпшить надійність електропостачання споживачів та підвищить точність обліку електроенергії, спожитої підстанцією.

1. **Заміна акумуляторних батарей та шаф живлення власних потреб постійного струму тягових підстанцій**

На тягових підстанціях застосовується мережа постійного струму напругою 110 (220) В (мал 1).



Мал.1 Схема шафи живлення власних потреб підстанції постійного струму

До системи постійного оперативного струму підключаються наступні навантаження:

- пристрої захисту й автоматики всіх приєднань;

- загальнопідстанційна сигналізація;

- аварійне освітлення будівель тягових підстанцій;

- апаратура зв’язку (резервне живлення);

- охорона й пожежна сигналізація (резервне живлення );

- апаратура телемеханіки;

- вхідні кола логічних реле земляного захисту;

- блокування, включаючі котушки вимикачів змінного струму з електромагнітним приводом.

Напруга на шинах ВП постійного струму подається від автономного джерела живлення акумуляторної батареї й зарядно – підзарядних пристроїв (ЗПП). Акумуляторна батарея комплектом виводів з’єднана автоматичним вимикачем зі збірними шинами включення (ШВ) напругою 245 В . Перевищення напруги проти номінального 220 В необхідно для забезпечення номінальної напруги на затисках котушки включення внаслідок втрати напруги при протіканні струму включення від шин 245 В через автоматичні вимикачі, що живлять коло включення вимикачів РП 10, 27,5 , 35 кВ кола двигунів приводів роз’єднувачів і вимикачів ВРП – 110 кВ. Живлення кожного із приєднань двостороннє. Надійна робота кіл керування сигналізації й захист залежить від надійної ізоляції шин постійного струму. Для автоматичного контролю ізоляції шин постійного струму й сигналізації про замикання на землю встановлюється реле контролю ізоляції. Вольтметр з перемикачем служить для виміру напругу на кожній із секцій збірних шин постійного струму. Для виміру струму в одному з полюсів комплекту виводів акумуляторної батареї передбачений амперметр.

Режим роботи акумуляторної батареї. При нормальній роботі підстанції акумуляторна батарея й відповідні перетворювачі включені паралельно. Навантаження мережі постійного струму становлять лише сигнальні лампи положення комутаційних апаратів і реле з підтягнутим якорем. Відповідні цьому навантаження тривалий струм нормального режиму приймає на себе перетворювач, приєднаний до мережі власних потреб змінного струму 380/220 В. Батарея заряджена, але є також споживачем енергії. Через неї проходить невеликий підзарядний струм, що компенсує саморозряд. Час від часу при спрацьовуванні приводів вимикачів на тривалій струм накладаються струми, на які перетворювач не розрахований. Ці короткочасні струми приймає на себе батарея, на короткий час вона переходить у режим розряду. Під режимом роботи акумуляторної батареї розуміють метод її заряду й метод розряду. Тобто застосовують метод «постійного підзаряду». Сутність його полягає в тім, що спочатку акумуляторну батарею заряджають вів дох зарядно-підзарядних пристроїв (ЗПП) до відповідної величини ємності й стійкої напруги на один елемент для даного типу акумуляторів. Після цього акумуляторна батарея й один ЗПП працюють паралельно на навантаження підключених споживачів. Робота акумуляторної батареї по режиму постійного підзаряду забезпечує надійність живлення оперативних кіл, тому що батарея перебуває завжди в зарядженому стані.

Таким чином акумуляторна батарея є одним з найважливіших елементів електротехнічного обладнання тягової підстанції, який забезпечує надійність всієї тягової підстанції при виникненні аварійної ситуації повязаної зі зникненням живлячої напруги.

На тягових підстанція регіональної філії «Придніпровька залізниця» використовуються акумуляторна батарея з рідким електролітом переважна більшість яких типу СК-6-8-10-16 та 20 з зарядно підзарядними пристроями. Нормативний термін експлуатації яких встановлений заводом-виробником складає 15 років при цьому фактичний термін експлуатації перевищує у більшести з ніх майже у 4 рази допустимого).

Загальний перелік існуючих акумуляторних батарей наведено у таблиці 1.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Назва ЕЧЕ | Тип акумуляторної батареї | Тип та потужність підзарядного агрегату | Рік монтажу | Ємність АБ, А·год | Кількість елементів АБ | Напруга оперативних кіл, В |
|
| **Дніпропетровська область** | | | | | | | |
| Виробничий підрозділ «Нікопольська дистанція електропостачання» | | | | | | | |
| 1 | ЕЧЕ-2 Канцерівка | СК-6 | ВУ-110/24 | 1952 | 216 | 56 | 110 |
| Виробничий підрозділ «Дистанція електропостачання Нижньодніпровськ-Вузол» | | | | | | | |
| 2 | ЕЧЕ-83 Ігрень | С-6 (Курск) | ВАЗП 380/260 5 кВт | 2002 | 220 | 108 | 220 |
| 3 | ЕЧЕ-17 Іларіонове | 6OPzS420 | ВУ-2М, 2,64 кВт | 2005 | 420 | 64 | 110 |
| Виробничий підрозділ «Верхівцевська дистанція електропостачання» | | | | | | | |
| 4 | ЕЧЕ-12 Запоріжжя Камянске | СК-8 | ВУ-2м-110 | 1980 | 288 | 58 | 110 |
| 5 | ЕЧЕ-16 Дніпропетровськ-вантажний | відсутня | ВУ-24/220 | 1971 | - | 2 | - |
| Виробничий підрозділ «Криворізька дистанція електропостачання» | | | | | | | |
| 6 | ЕЧЕ-8 П'ятихатки | СК-8 | ЗПУ-2, 10 кВт | 2006 | 288 | 62 | 110 |
| 7 | ЕЧЕ-23 Божедарівка | СК-6 | ВУ-2М, 4 кВт | 1982 | 216 | 55 | 110 |
| 8 | ЕЧЕ-26 Кривий Ріг Гол. | СК-6 | ВАЗП, 20 кВт | 1983 | 216 | 54 | 110 |
| 9 | ЕЧЕ-28 Зав'ялівка | С-6 | ВУ-2М, 4 кВт | 1996 | 216 | 64 | 110 |
| 10 | ЕЧЕ-29 Рядова | СК-6 | ВУ-2М, 4 кВт | 1961 | 216 | 55 | 110 |
| 11 | ЕЧЕ-30 Грекувата | С-6 | ВУ-2М, 4 кВт | 1983 | 216 | 55 | 110 |
| Виробничий підрозділ «Павлоградська дистанція електропостачання» | | | | | | | |
| 12 | ЕЧЕ-34 Варварівка | CК-6 | ВУ-110/24, 2,64кВт | 1965 | 216 | 64 | 110 |
| 13 | ЕЧЕ-35 Павлоград | CК-6 | ЗПУ-2 | 1989 | 216 | 64 | 110 |
| 14 | ЕЧЕ-36 Зайцеве | CК-6 | ЗПУ-2, ВУ-110/24 - 2,64кВт | 1965 | 216 | 64 | 110 |
| 15 | ЕЧЕ-44 Мінеральна | CК-6 | ВУ-110/24, 2,64кВт | 1968 | 216 | 69 | 110/148 |
| 16 | ЕЧЕ-45 Богуславський | CК-6 | ВУ-110/24, 2,64кВт | 1969 | 216 | 69 | 110/148 |
| 17 | ЕЧЕ-46 Миколаївка | CК-6 | ЗПУ-2, ВУ-110/24 -2,64кВт | 1968 | 216 | 69 | 110/148 |
| 18 | ЕЧЕ-47 Слов'янка | СК-10 | ЗПУ-2, ВУ-110/24 - 2,64кВт | 1968 | 360 | 69 | 110/148 |
| **Запорізька область** | | | | | | | |
| Виробничий підрозділ «Запорізька дистанція електропостачання» | | | | | | | |
| 19 | ЕЧЕ-38 Вільнянськ | СК-6 | ВУ-110/24А 2,6кВт-1од. | 1989 | 216 | 62 | 110 |
| 20 | ЕЧЕ-1 Запоріжжя Ліве | СК-6 | ВУ-110/24А 2,6кВт-1од. | 1973 | 216 | 62 | 110 |
| 21 | ЕЧЕ-39 Запоріжжя -1 | СК-6 | ВУ-110/24А 2,6кВт-1од. | 1990 | 216 | 64 | 110 |
| 22 | ЕЧЕ -49 1132км | 6ОPzS-420 | ВУ-110/24А 2,6кВт-2од. | 2004 | 420 | 64 | 110 |
| 23 | ЕЧЕ-50 Таврійськ | СК-16 | ВУ-110/24А 2,4кВт-1шт.; ВАЗП-380/260-40/80УХЛ4-1-(20кВА) 1шт.; ВСА-5А-2шт | 2003 | 560 | 117 | 220 |
| 24 | ЕЧЕ-53 Мелітополь | СК-6 | ВУ-110/24А 2,6кВт-2од. | 2002 | 216 | 62 | 110 |
| 25 | ЕЧЕ-55 Сокологірна | СК-8 | ВУ-110/24; 4 кВА | 1998 | 288 | 69 | 110-148-220 |
| **Херсонська область** | | | | | | | |
| Виробничий підрозділ «Запорізька дистанція електропостачання» | | | | | | | |
| 26 | ЕЧЕ-56 Партизани | СК-20 | ВУ-110/24; 4 кВА | 1970 | 720 | 118 | 110-148-220 |
| 27 | ЕЧЕ-57 Салькове | СК-6 | ВУ-110/24; 5 кВА | 1970 | 132 | 65 | 110 |
| 28 | ЕЧЕ-58 Чонгар | СК-6 | ВУ-110/24; 4 кВА | 1970 | 111 | 65 | 110 |
| **Донецька область** | | | | | | | |
| Виробничий підрозділ «Павлоградська дистанція електропостачання» | | | | | | | |
| 29 | ЕЧЕ-48 Роз'їзд 5 км | СК-10 | ЗПУ-2, ВУ-110/24 - 2,64кВт | 1968 | 360 | 69 | 110/148 |

Дані акумуляторні батареї мають дефекти з причин закінчення нормативного строку експлуатації, що підтверджується дефектними Актами складеними за результатами технічного обслуговування. Акумуляторні батареї не тримають своєї ємності, у деяких банках візуально спостерігається значна кількість шламу від відпрацьованих пластин і розпаду сепарації, на перемичках та болтових з’єднаннях видно окис з послідуючим руйнуванням болтових з’єднань, знижена розрядна та зарядна напруга, знижена густина електроліту, підвищена температура електроліту. При експлуатації батарей спостерігається розпад та окислення пластин та їх хвостовиків, деякі елементи акумуляторної батареї закорочені через розпад плюсових пластин. Крім того використання застарілихо зарядно-підзарядного пристроів додатково знижує надійність роботи акумуляторної батареї та в цілому роботи підстанції.

Виходячи з вищевикладеного акумуляторні батареї з зарядно-підзарядним пристроєм потребуєть негайної заміни на нові герметизовані акумуляторні батареї.

Використання сучасної герметизованої акумуляторної батареї компенсує витрати на ремонт системи примусової вентиляції, придбання та встановлення газоаналізаторів в приміщеннях тягової підстанції, витрати на регулярне обслуговування акумуляторної батареї (АКБ не потребує обслуговування), а також виключається можливість виділення і накопичення водню (вибухонебезпечний газ) в приміщенні акумуляторної батареї. Також слід звернути увагу на те, що експлуатація і функціонування тягової підстанції електропостачання стає безпечним для робочого персоналу АТ «Укрзалізниця» в цілому.

Таким чином Схемою розвитку передбачено технічне переоснащення джерел живлення мережі постійного струму, які спричиняють обмеження або неналежну якість роботи тягових підстанцій.

1. **Технічне переоснащення програмно-аппаратних засобів оперативно-інформаційного технологічного комплексу автоматизованої системи енергодиспетчерського управління режимами роботи електричних мереж дистанцій електропостачання.**

В електроенергетиці України діє єдина централізована система оперативно-диспетчерського управління (ОДУ) вироб­ництвом, передаванням, розподілом та постачанням електричної енергії. Централізована диспетчерська система об'єднує роботу всіх рівнів ОДУ, що діють в об'єднаній енергосистемі України (ОЕС України).

Централізоване диспетчерське управління поширюється на всі суб'єкти підприємницької діяльності електроенергетики, об'є­кти яких підключені до ОЕС України.

Усі суб'єкти (об'єкти) електроенергетики незалежно від їх­ньої відомчої належності та форми власності зобов'язані викону­вати всі вимоги нормативно-технічних, нормативно-правових і організаційно-розпорядчих документів Центрального органу управління в електроенергетиці України, які забезпечують надій­ну роботу і стійкість ОЕС України та централізоване ОДУ.

В ОЕС України оперативно-диспетчерське керування повинно бути організоване за ієрархічною структурою, що передбачає розподіл функцій оперативного керування між окремими рівнями, а також обов'язкову підпорядкованість нижчих рівнів оперативного керування вищим. Організаційну структуру оперативно-диспетчерського керування в ОЕС України від рівня НЕК "Укренерго" до рівня енергопостачальних компаній і електростанцій системного значення енерго-генерувальних компаній (ТЕС з енергоблоками, АЕС, ГЕС Дніпровського та Дністровського каскадів) визначає НЕК "Укренерго" як орган вищого рівня оперативно-диспетчерського управління ОЕС України, уповноважений Мінпаливенерго.

Структуру оперативного керування на енергооб'єктах несистемного значення в енергогенерувальних і енергопостачальних компаніях або самостійних суб'єктів електроенергетики встановлює керівництво цих енергокомпаній (суб'єктів) з дотриманням вимог Правил технічної експлуатації станцій та систем і за узгодженням з регіональними ЕЕС.

Функції оперативного керування виконують:

- в ОЕС України - диспетчерська служба НЕК "Укренерго";

- в ЕЕС - центральна диспетчерська служба (ЦДС) ЕЕС, а в структурних підрозділах ЕЕС магістральних електричних мережах (МЕМ) оперативно-диспетчерська служба (ОДС) або оперативно-диспетчерські групи (ОДГ) МЕМ, оперативний персонал підстанцій 220 кВ і вище;

- в енергопостачальній компанії-диспетчерська служба енергокомпанії, диспетчерські служби електромереж або ОДГ районів електричних мереж (РЕМ), оперативний персонал підстанцій 110-150 кВ, оперативний персонал генерувальних джерел енергопостачальної компанії.

По рівню ієрархії організаційна структура та форма оперативно-диспетчерського управління Укрзалізниці розподільними електричними мережами встановлена наступним чином.

Вищим рівнем оперативно-диспетчерського управління розподільними електричними мережами Укрзалізниці є Центральний енерго-дисчерський пункт Укрзалізниці (ЦЕДП УЗ).

У межах управління розподільними електричними мережами регіональної філії «Придніпровська залізниця» встановлено три рівнева система управління, яка складається з наступних від найнижчого до найвищого рівнів:

1. Нижній рівень процесу управління є рівень контрольованого пункту (КП) (тягові підстанції, розподільчі та трансформаторні підстанції).

2. Основним (базовим) рівнем системи оперативно-технологічного управління режимами роботи розподільних елект­ричними мережами є рівень оперативно-диспетчерського апарату дистанції електропостачання (ЕЧЦ) якій є базовим рівнем в системі оперативно-технологічного управління залізничних електроме­реж, та який входить як послідовна ланка у вертикальній системі централізованого оперативно-диспетчерського управління режи­мами роботи виробництва, передаванням та постачанням елект­ричної енергії розподільними елект­ричними мережами залізниць України. Базовий рівень системи оперативно-технологічного управління режимами роботи розподільних елект­ричних мереж складається з наступних участкових енергодиспетчерських кіл:

* 1 Нікопольського диспетчерського кола (ЕЧЦ-1) Нікопольскої дистанції електропостачання;
* 2 Нижньодніпровськ-Вузол диспетчерського кола (ЕЧЦ-2) дистанції електропостачання Нижньодніпровськ-Вузол;
* 3 Чаплинського диспетчерського кола (ЕЧЦ-2) дистанції електропостачання Нижньодніпровськ-Вузол;
* 4 Верхівцевського диспетчерського кола (ЕЧЦ-3) Верхівцевської дистанції електропостачання;
* 5 Дніпровського диспетчерського кола (ЕЧЦ-3) Верхівцевської дистанції електропостачання;
* 6 диспетчерського кола Північь (ЕЧЦ-4) Запорізької дистанції електропостачання;
* 7 диспетчерського кола Центр (ЕЧЦ-4) Запорізької дистанції електропостачання;
* 8 диспетчерського кола Південь (ЕЧЦ-4) Запорізької дистанції електропостачання;
* 9 Долинсько-Верхівцевського диспетчерського кола (ЕЧЦ-6) Криворізької дистанції електропостачання;
* 10 П'ятихатського диспетчерського кола (ЕЧЦ-6) Криворізької дистанції електропостачання;
* 11 Павлоградського диспетчерського кола (ЕЧЦ-7) Павлоградської дистанції електропостачання;

3. Наступним найвищим рівнем оперативно-диспетчерського управ­ління є рівень Дорожнього енерго-диспетчерського пункту (ЕДП). ЕДП у системі оперативно-диспетчерського управління, є вищим рівнем по відношенню до ЕЧЦ, але з обмеженням оперативного управління, до складу якого входить Дорожній енерго-диспетчерський пункт (ЕДП) та група режимів.

Станом на 2018 рік регіональною філією «Придніпровська залізниця» експлуатується 4 різні типи апаратних комплексів автоматизованих систем телемеханіки, а саме: СТ-62, Лісна, Лоза, Граніт мікро, та 2 типи апаратно-програмних комплексів участкових енергодиспетчерських кіл ЕЧЦ різних виробників (ДІУС ВІНК та Автоматика сервіс). Дані щодо стану телемеханізації контрольованих пунктів наведено в **Додатку Г. Табл. 29.**

На сьогоднішній день 78 % апаратних комплексів діючих системи телемеханіки контрольованих пунктів є морально та фізично застарілими, їх ремонтопридатність зводиться до нуля, оскільки елементна база, на яких вона реалізована знята з виробництва 10-25 років тому, а сучасні електронні компоненти, які мають на кілька позицій вищі технічні характеристики, не можуть замінити ті, які вийшли з ладу.

Таким чином Планом розвитку передбачено технічне переоснащення програмно-аппаратних засобів оперативно-інформаційного технологічного комплексу автоматизованої системи енергодиспетчерського управління режимами роботи електричних мереж регіональної філії «Придніпровська залізниця».

# Пооб'єктний перелік проектів з нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення елементів системи розподілу рівня напруги 20 кВ і вище з зазначенням відповідного обсягу інвестицій і сроків виконання впродовж наступних 5 календарних років

Джерелами фінансування заходів, передбачених в Плані розвитку, є амортизація, прибуток від ліцензійної діяльності, плата за приєднання до електромереж та інші джерела (штрафи, пені, розрахунок за реактивну енергію тощо.) на рівні, який затверджено в існуючому тарифі АТ «Укрзалізниця».

Вартість заходів Плану розвитку визначена орієнтовно, згідно цін рівня 2019 р., всі інфляційні та інші зміни повинні враховуватися при її щорічному перегляді.

План розвитку передбачає вирішення найбільш складних проблем енергопостачання.

Враховуючи термін експлуатації трансформаторів необхідно провести наступну заміну трансформаторів:

**Дніпропетровська область**

* трансформатори, що відпрацювали більше 50 років:
* трансформатори 150 кВ – 9 шт.;
* трансформатори 110 кВ – 5 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 71 шт.;
* трансформатори, що відпрацювали від 40 до 49 років:
* трансформатори 150 кВ – 3 шт.;
* трансформатори 110 кВ – 0 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 21 шт.;
* трансформатори, що відпрацювали від 30 до 39 років:
* трансформатори 150 кВ – 4 шт.;
* трансформатори 110 кВ – 0 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 18 шт.;
* трансформатори, що відпрацювали від 25 до 29 років:
* трансформатори 150 кВ – 1 шт.;
* трансформатори 110 кВ – 0 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 5 шт.;

**Запорізька область**

* трансформатори, що відпрацювали більше 50 років:
* трансформатори 150 кВ – 4 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 19 шт.;
* трансформатори, що відпрацювали від 40 до 49 років:
* трансформатори 150 кВ – 5 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 7 шт.;
* трансформатори, що відпрацювали від 30 до 39 років:
* трансформатори 35 кВ – 5 шт.;

**Херсонська область**

* трансформатори, що відпрацювали більше 50 років:
* трансформатори 150 кВ – 2 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 1 шт.;
* трансформатори, що відпрацювали від 40 до 49 років:
* трансформатори 150 кВ – 5 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 7 шт.;

**Харківська область**

* трансформатори, що відпрацювали більше 50 років:
* трансформатори 110 кВ – 2 шт.;

**Донецька область**

* трансформатори, що відпрацювали більше 50 років:
* трансформатори 110 кВ – 2 шт.;

Згідно норм існує потреба в заміні ВД/КЗ на вимикачі та заміна масляних вимикачів на вакуумні для напруги 10-35 кВ та на елегазові для 110 (150) кВ. Потреба в першочерговій реконструкції високовольтного обладнання в період до 2024 року становить:

**Дніпропетровська область**

* ВД/КЗ та вимикачі, що відпрацювали більше 50 років:
* ВД/КЗ-150 кВ – 7 шт.;
* ВД/КЗ-110 кВ – 1 шт.;
* масляні вимикачі 150 кВ – 7 шт.;
* масляні вимикачі 110 кВ – 4 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 255 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 384 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 40 до 49 років:
* масляні вимикачі 35 кВ – 20 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 46 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 30 до 39 років:
* масляні вимикачі 150 кВ – 2 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 26 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 68 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 25 до 29 років:
* вакуумні вимикачі 10 кВ – 5 шт.;
* вимикачі, що не потребують заміни:
* елегазові вимикачі 150 кВ – 18 шт.;
* елегазові вимикачі 110 кВ – 3 шт.;
* вакуумні вимикачі 35 кВ – 2 шт.;
* вакуумні вимикачі 10 кВ – 20 шт.

**Запорізька область**

* ВД/КЗ та вимикачі, що відпрацювали більше 50 років:
* ВД/КЗ-150 кВ – 7 шт.;
* масляні вимикачі 150 кВ – 1 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 64 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 176 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 40 до 49 років:
* масляні вимикачі 150 кВ – 1 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 13 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 30 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 30 до 39 років:
* масляні вимикачі 35 кВ – 5 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 16 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 25 до 29 років:
* масляні вимикачі 150 кВ – 1 шт.;
* вимикачі, що не потребують заміни меньш 25 років:
* елегазові вимикачі 150 кВ – 5 шт.;

**Херсонська область**

* ВД/КЗ та вимикачі, що відпрацювали більше 50 років:
* ВД/КЗ-150 кВ – 2 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 9 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 5 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 40 до 49 років:
* масляні вимикачі 150 кВ – 5 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 16 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 14 шт.;
* вимикачі, що не потребують заміни меньш 25 років:
* вакуумні вимикачі 10 кВ – 12 шт.

**Харківська область**

* ВД/КЗ та вимикачі, що відпрацювали більше 50 років:
* ВД/КЗ-110 кВ – 2 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 4 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 9 шт.;

**Донецька область**

* ВД/КЗ та вимикачі, що відпрацювали більше 50 років:
* масляні вимикачі 110 кВ – 1 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 10 шт.;
* вимикачі, що не потребують заміни меньш 25 років:
* елегазові вимикачі 110 кВ – 2 шт.;

Оновлення обладнання ведеться явно в недостатньому об'ємі, в результаті чого кількість обладнання, яке відпрацювало свій проектний ресурс працездатності, буде збільшуватися з кожним роком. Це стає причиною процесу деградації електромережевого потенціалу служби електропостачання Південної залізниці. Експлуатація зношеного обладнання призводить до збільшення частоти і тривалості планових і аварійних ремонтів, що в свою чергу призводить до збільшення кількості збоїв в енергопостачанні, до погіршення техніко-економічних показників окремих підприємств і галузей в цілому. Враховуючи те, що для реконструкції і технічного переоснащення діючих підстанцій необхідні значні фінансові інвестиції та довгий період часу, збільшення кількості об'єктів, які відпрацювали свій ресурс працездатності буде загрожувати здатності галузі забезпечувати безперебійну роботу.

Масове старіння електромережевих об'єктів і обладнання приводить до значного збільшення затрат на підтримання роботоздатності ПЛ і ПС, підвищеного використання техніки, конструкцій, матеріалів, збільшенню чисельності обслуговуючого персоналу для проведення планових та позапланових оглядів, поточних і аварійних ремонтів.

Виконання комплексної реконструкції об'єктів дозволить, крім підвищення надійності і працездатності магістральних мереж, істотно знизити втрати потужності за рахунок застосування обладнання з кращими техніко-економічними показниками, зменшити витрати на обслуговування об'єктів, вивільнити обслуговуючий персонал.

Абсолютна більшість силового обладнання об’єктів електричних мереж (ТС, ТН, вимикачі, роз’єднувачі тощо) може бути замінена без утворення ремонтної схеми об’єкту. Роботи з реконструкції обладнання мають виконуватися в період мінімальних навантажень енергосистеми (міжсезоння) та опрацьовуватися з режимної точки зору в аспекті короткострокового планування. Приймаючи до уваги відносно невелику тривалість робіт із заміни комутаційного устаткування (не більше двох тижнів) протягом ремонтного періоду в межах одного об’єкту може бути виконано заміну орієнтовно 3-4 одиниць устаткування. Наголошуємо на необхідності виконання комплексної заміни устаткування комірки при плануванні модернізації об’єкту для виключення загального збільшення терміну виконання реконструкції при рознесеній в часових межах заміні окремих елементів комірки, що призводить до складності та неможливості планування робіт із заміни обладнання на суміжних об’єктах електричних мереж.

Загальна інформація по будівництву, реконструкції, технічному переоснащення та етапів виконання заходів ПРСР наведено у таблиці 28.1 нижче.

Табл. 27. Загальна інформація по будівництву, реконструкції, технічному переоснащення та етапів виконання заходів ПРСР

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Назва ПС** | **Місцезнаходження ПС, Область (район)** | **Тип ПС** | **Клас напруги, кВ** | **Тип обладнання** | **Кількість** | **Обладнання, що потребує заміни** | **Причина реконструкції** | | **Рік заміни обладнання** | **Орієнтовні капіталовкладення, млн. грн.** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | | **9** | **10** |
| ***Дніпропетровська область*** | | | | | | | | | | |
| **Структурний підрозділ «Нікопольська дистанція електропостачання» (ЕЧ-1)** | | | | | | | | | | |
| ЕЧЕ-7 Батуринська 150/35/10/6/3,3 | м. Кривий Ріг, вул. Параджанова 25б | Тягова, опорна |  |  |  | **Проектні роботи** | **в наявності** | |  | 23,9 |
| 150 | Трансформатор напруги VPU-170 | 6 | Встановлення трансформатору напруги | Морально застаріле обладнання | | 2020 |
| 150 | Роз’єднувач трьохполюсний з одним заземл. ножем СВее-N 245 –ІІІ-25 | 6 | Встановлення роз’єднувача трьохполюсного | Морально застаріле обладнання | | 2020 |
| 150 | Обмежувач перенапруг ОПН-П-150-110-10-750-ІІІ-УХЛ1 | 6 | Встановлення обмежувача перенапруг | Морально застаріле обладнання | | 2020 |
| 150 | Трансформатор струму AGU-170 | 12 | Встановлення трансформатора струму AGU-170 | Морально застаріле обладнання | | 2020 |
| 150 | Елегазовий вимикач LTB 170 D1 | 2 | Відокремлювач ОД-1(600), КЗ-1(1000) короткозамикач | Морально застаріле обладнання | | 2020 |
| 150 | Роз’єднувач трьохполюсний з одним заземл. ножем РГ,1а-150.ІІІ/1000 УХЛ1 | 2 | Роз’єднувач РЛНД-220-1000 | Морально застаріле обладнання | | 2020 |
| 150 | Обмежувач перенапруг PEXLIM Q 144 ХН170 | 6 | Розрядник РВТ -1 | Морально застаріле обладнання | | 2020 |
| ЕЧЕ-7 Батуринська 150/35/10/6/3,3 | м. Кривий Ріг, вул. Параджанова 25б | Тягова, опорна | 150 | Шина опорна ШО -150 | 9 | Шина опорна ШО -150 | Морально застаріле обладнання | | 2020 |  |
| 35 | Вимикач вакуумний ВР35НСМ-35-20/1600 УХЛ1 | 3 | Вимикач масляний МКП-35-1000 | Морально застаріле обладнання | | 2020 |
| 35 | Трансформатор струму ТФЗМ-35 600/5 | 6 | Трансформатор струму ТФМ -600/5 | Морально застаріле обладнання | | 2020 |
| 35 | Трансформатор струму ТФЗМ-35, 300/5 | 3 | Встановлення трансформаторів струму ТФЗМ-35, 300/5 | Морально застаріле обладнання | | 2020 |
| 35 | Роз’єднувач триполюсний з двома заземлюючими ножами РГ-2-35.ІІІ/1000 УХЛ1 | 2 | Роз’єднувач триполюсний РЛНД-35-1000 | Морально застаріле обладнання | | 2020 |
| 6 | Вимикач вакуумний ВВ/TEL-10-20/1600 У2 | 2 | Вимикач масляний ВМГ-133 | Морально застаріле обладнання | | 2020 |
| 6 | Трансформатор струму з литою ізоляцією ТОЛ-10-ІМ УХЛ1, 1500/5 | 6 | Трансформатор струму ТПОЛ (600/5) 100/5 | Морально застаріле обладнання | | 2020 |
|  | Роз’єднувачі на ВРП-35 кВ | 28 | Заміна роз’єднувачів на ВРП-35 кВ | Морально застаріле обладнання | | 2020 |
|  |  |  |  |  |  | **Проектні роботи** | **в наявності** | |  |  |
| ЕЧЕ-5 Підстепна  35/10/6/3,3 | ст. Підстепна, вул. Центральна 1а | Тягова | 35 | Вимикач вакуумний 35 кВ ВР35НСМ-35-25/16003/0У1 | 9 | Масляний вимикач ВДМ-35/630 | Морально застаріле обладнання | | 2020 | 31,7 |
| 35 | Роз’єднувач триполюсний з двома заземлюючими ножами РГП-2-35/1000УХЛ1 | 12 | Роз’єднувач триполюсний РЛНД-2-35/600 | Морально застаріле обладнання | | 2020 |
| 35 | Роз’єднувач триполюсний з одним заземлюючим ножем РГП-1а-35/1000УХЛ1 | 5 | Роз’єднувач триполюсний РЛНД-1-35/600 | Морально застаріле обладнання | | 2020 |
| 35 | Роз’єднувач триполюсний з одним заземлюючим ножем РГП-1б-35/1000УХЛ1 | 2 | Роз’єднувач триполюсний РЛНД-1-35/600 | Морально застаріле обладнання | | 2020 |
| 35 | Трансформатор напруги НАМИ35-УХЛ1 | 6 | Трансформатор напруги НОМ-35/600 | Морально застаріле обладнання | | 2020 |
| 35 | Обмежувач перенапруги з датчиком струму витоку та реєстром спрацьовування | 6 | Розрядник РВ-35 | Морально застаріле обладнання | | 2020 |
| 6 | Вимикач вакуумний ВВ/ТЕL-10-20/630 У2 | 5 | Вимикач масляний ВМП-10 | Морально застаріле обладнання | | 2020 |
| 6 | Трансформатор струму ТПЛ-10-М-4 | 10 | Трансформатор струму ТПЛ-10 | Морально застаріле обладнання | | 2020 |
| ЕЧЕ-5 Підстепна  35/10/6/3,3 |  |  | 6 | Роз’єднувач триполюсний з одним заземлюючим ножем РВЗ 10/630 | 9 | Роз’єднувач триполюсний РВТ-6/400 | Морально застаріле обладнання | | 2020 |  |
| 6 | Трансформатор Напруги НАМИТ-6 | 6 | Трансформатор Напруги НАМИ | Морально застаріле обладнання | | 2020 |
| 6 | Обмежувач перенапруг ОПН-6/550 | 6 | Розрядник РПВ-6 | Морально застаріле обладнання | | 2020 |
| **Структурний підрозділ «Дистанція електропостачання Нижньодніпровськ-Вузол» (ЕЧ-2)** | | | | | | | | | | |
| ЕЧЕ-18 Синельникове  150/35/10/3,3  ЕЧЕ-18 Синельникове  150/35/10/3,3  ЕЧЕ-18 Синельникове  150/35/10/3,3 | Дніпропетровсь ка обл., м. Синельникове, вул. Уютна, 18  Дніпропетровсь ка обл., м. Синельникове, вул. Уютна, 18  Дніпропетровсь ка обл., м. Синельникове, вул. Уютна, 18 | Тягова,  опорна |  |  |  | **Проектні роботи** | **в наявності** | |  |  |
| 150 | Вимикач МКП-220 | 1 | Заміна масляного вимикача МВ Л-36 | Морально застаріле обладнання, нормативний термін експлуатації | | 2020 | 1,318 |
| 150 | LTB-170 | 2 | Встановлення двох елегазових вимикачів на приєднання Л-36 Роздори, Л-35 Письмена | Передбачається робочим проектом | | 2020 | 2,636 |
| 150 | роз'єднувач РЛНД-150 | 12 | Заміна 12 роз'єднувачів 150 кВ | Морально застаріле обладнання | | 2020 | 11,269 |
| 150 | ALSTOM | 4 | Встановлення 4-х роз'єднувачів на приєднаннях Л-36 Роздори, Л-35 Письмена та на двох приєднаннях трансформаторів напруги 150 кВ | Передбачити робочим проектом | | 2020 | 3,756 |
| Тягова,  опорна | 150 | РВС-150 | 6 | Заміна 6 одиниць розрядників на обмежувач перенапруги ОПН-150 | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2020 | 0,692 |
| 150 | АВВ | 8 | Встановлення 8-ми одиниць обмежувач перенапруги ОПН-150. З них 6 одиниць на приєднаннях трансформаторів напруги та 2 од. в нуль силових трансформаторів | Передбачити робочим проектом | | 2020 | 0,923 |
| 150 | комплект трансформаторів струму | 3 | Заміна трьох комплектів трансформаторів струму на приєднаннях 150 кВ Л-36, Л-35, С-1 | Морально застаріле обладнання | | 2020 | 4,448 |
| 150 | комплект трансформаторів струму | 2 | Встановлення двох комплектів трансформаторів струму на приєднаннях Л-36 Роздори, Л-35 | Передбачається в проектному рішенні згідно вимого ПУЕ | | 2020 | 2,965 |
| 150 | Ошинування 150 кВ (м) | 900 | Виконання робіт з ошинування ВРУ-150 кВ підстанції 1250 м | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2020 | 1,747 |
| Тягова,  опорна | 150 | стійка «Лісна» | 1 | Прив'язка телеуправління та телесигналізації положень проектованого устаткування до існуючої системи телемеханіки тягової підстанції ВРУ-150 кВ | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2020 | 0,923 |
| 150 | комплект трансформаторів напруги | 2 | Встановлення 2 комплектів трансформаторів напруги | Передбачається в проектному рішенні згідно вимого ПУЕ | | 2020 | 2,471 |
|  |  |  |  |  |  |  | **Загальна вартість** | | | **33,148** |
| ЕЧЕ-19 Роздори  150/35/10/3,3 | Дніпропетровська обл., Синельниківський район , вул. Робоча, 1 | Тягова,  транзитна |  |  |  | **Проектні роботи** |  | | 2021 | **0,5** |
| 150 | Вимикач МКП-220 | 3 | Заміна масляних вимикачів в кількості 3-ох на приєднаннях Л-36А, Л-36Б, С-1 | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2022 | 3,954 |
| 150 | роз'єднувач РЛНД-150 | 8 | Заміна 8 роз'єднувачів 150 кВ | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2022 | 7,512 |
| 150 | ALSTOM | 2 | Встановлення 2-х роз'єднувачів на двох приєднаннях трансформаторів напруги 150 кВ | Передбачити робочим проектом | | 2022 | 1,878 |
| ЕЧЕ-19 Роздори  150/35/10/3,3 | Дніпропетровська обл., Синельниківський район , вул. Робоча, 1 | Тягова,  транзитна | 150 | РВС-150 | 6 | Заміна 6 од. розрядників на обмежувач перенапруги ОПН-150 | Морально застаріле обладнання, нормативний термін експлуатації | | 2022 | 0,690 |
| 150 | АВВ | 6 | Встановлення 6 одиниць обмежувач перенапруги ОПН-150 на приєднаннях трансформаторів напруги | Передбачити робочим проектом | | 2022 | 0,690 |
| 150 | комплект трансформаторів струму | 3 | Встановлення 3 комплектів трансформаторів струму | Передбачається в проектному рішенні згідно вимого ПУЕ | | 2022 | 4,448 |
| 150 | комплект трансформаторів напруги | 2 | Встановлення 2 комплектів трансформаторів напруги | Передбачається в проектному рішенні згідно вимого ПУЕ | | 2022 | 2,471 |
| 150 | Ошинування 150 кВ (м) | 800 | Виконання робіт з ошинування ВРУ-150 кВ підстанції 850 м | Морально застаріле обладнання | | 2022 | 1,553 |
| 150 | стійка «Лісна» | 1 | Прив'язка телеуправління та телесигналізації положень проектованого устаткування до існуючої системи телемеханіки тяг. підстанції ВРУ-150 кВ | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2022 | 0,677 |
|  |  |  |  |  |  |  | **Загальна вартість** | | | **24,373** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | | **9** | **10** |
| ЕЧЕ-20 Письмена  150/35/10/3,3 | Дніпропетровська обл., Васильківський район , вул. Гагаріна, 3 | Тягова,  транзитна |  |  |  | **Проектні роботи** |  | | **2021** | **0,5** |
| 150 | Вимикач МКП-220 | 3 | Заміна масляних вимикачів в кількості 3-ох на приєднаннях Л-35А, Л-35Б, С-1 | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2023 | 3,954 |
| 150 | роз'єднувач РЛНД-150 | 8 | Заміна 8 роз'єднувачів 150 кВ | Морально застаріле обладнання, нормативний термін експлуатації | | 2023 | 7,512 |
| 150 | ALSTOM |  | Встановлення 2-х роз'єднувачів на дфох приєднаннях трансформаторів напруги 150 кВ | Передбачити робочим проектом | | 2023 | 1,878 |
| 150 | РВС-150 | 6 | Заміна 6 одиниць розрядників на обмежувач перенапруги ОПН-150 | Морально застаріле обладнання, нормативний термін експлуатації | | 2023 | 0,690 |
| 150 | АВВ |  | Встановлення 6 одиниць обмежувач перенапруги ОПН-150 на приєднаннях трансформаторів напруги | Передбачити робочим проектом | | 2023 | 0,690 |
| 150 | комплект трансформаторів струму |  | Встановлення 3 комплектів трансформаторів струму | Передбачається в проектному рішенні згідно вимого ПУЕ | | 2023 | 4,448 |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | | **9** | **10** |
| ЕЧЕ-20 Письмена  150/35/10/3,3 | Дніпропетровська обл., Васильківський район , вул. Гагаріна, 3 | Тягова,  транзитна | 150 | комплект трансформаторів напруги |  | Встановлення 2 комплектів трансформаторів напруги | Передбачається в пректому рішенні згідно вимого ПУЕ | | 2023 | 2,471 |
| 150 | Ошинування 150 кВ (м) | 800 | Виконання робіт з ошинування ВРУ-150 кВ підстанції 850 м | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2023 | 1,553 |
| 150 | стійка «Лісна» | 1 | Прив'язка телеуправління та телесигналізації положень проектованого устаткування до існуючої системи телемеханіки тягової підстанції ВРУ-150 кВ | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2023 | 0,677 |
|  |  |  |  |  |  |  | **Загальна вартість** | | | **24,373** |
| ЕЧЕ-22 Чаплине  150/110/35/  10/3,3 | Дніпропетровська обл., Васильківський район , вул. Дарвіна, 3б | Тягова,  опорна |  |  |  | **Проектні роботи** |  | | **2022** | **0,5** |
| 110 | Вимикач МКП-110 | 4 | Заміна 4 масляних вимикачів на приєднаннях Л-1, Л-2, Т-1, Т-2 | Морально застаріле обладнання, нормативний термін експлуатації | | 2024 | 5,272 |
| 150 | ОД-3 150 | 1 | Заміна відокремлювача 150 кВ на елегазовий вимикач | Морально застаріле обладнання, нормативний термін експлуатації | | 2024 | 1,318 |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | | **9** | **10** |
| ЕЧЕ-22 Чаплине  150/110/35/  10/3,3 | Дніпропетровська обл., Васильківський район , вул. Дарвіна, 3б | Тягова,  опорна | 110 | роз'єднувач РЛНД-110 | 12 | Заміна 10 роз'єднувачів 110 кВ | Морально застаріле обладнання, нормативний термін експлуатації | | 2024 | 9,390 |
| 150 | роз'єднувач РЛНД-150 | 1 | Заміна 1 роз'єднувача 150 кВ | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2024 | 0,939 |
| 110 | РВС-150 | 6 | Заміна 3 одиниць розрядників на обмежувач перенапруги ОПН-150 | Морально застаріле обладнання, нормативний термін експлуатації | | 2024 | 0,345 |
| 110 | Ошинування 150 кВ (м) | 830 | Виконання робіт з ошинування ВРУ-150 кВ підстанції 830 м | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2024 | 1,611 |
| 110 | стійка Лісна | 1 | Прив'язка телеуправління та телесигналізації положень проектованого устаткування до існуючої системи телемеханіки тягової підстанції ВРУ-150 кВ | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2024 | 0,758 |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | | **9** | **10** |
| ЕЧЕ-22 Чаплине  150/110/35/  10/3,3 | Дніпропетровська обл., Васильківський район , вул. Дарвіна, 3б | Тягова,  опорна | 150 | комплект трансформаторів струму |  | Встановлення 2 комплектів трансформаторів струму на приєднаннях Т-1, Т-2 | Передбачається в проектному рішенні згідно вимого ПУЕ | | 2024 | 2,965 |
|  |  |  |  |  |  |  | **Загальна вартість** | | | **23,099** |
| ЕЧЕ-15 Нижньодніпровськ-Вузол  35/6/3,3 | м. Дніпро, вул. Іларіонівська, 1 | Тягова, транзитна |  |  |  | **Проектні роботи** |  | | **2018** | **0,3** |
| 35 | Вимикач МКП-35 | 7 | Заміна 7 масляних вимикачів на приєднаннях Л-341, Л-342, Л-397, М-31, Т-31, Т-32, Т-33 | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2021 | 3,150 |
| 35 | роз'єднувач РЛНД-35 | 23 | Заміна 23 роз'єднувачів 35 кВ на першій та другій сисемі шин 35 кВ | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2021 | 8,050 |
| 35 | РВС-35 | 9 | Заміна 12 одиниць розрядників на обмежувач перенапруги ОПН-35 | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2021 | 0,480 |
| 35 | Ошинування 35 кВ (м) | 950 | Виконання робіт з ошинування ВРУ-35 кВ підстанції 970 м | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2021 | 1,320 |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | | **9** | **10** |
| ЕЧЕ-15 Нижньодніпровськ-Вузол  35/6/3,3 | м. Дніпро, вул. Іларіонівська, 1 | Тягова, транзитна | 35 | стійка Лісна | 1 | Прив'язка телеуправління та телесигналізації положень проектованого устаткування до існуючої системи телемеханіки тягової підстанції ВРУ-150 кВ | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2021 | 0,700 |
| 35 | комплект трансформаторів струму | 7 | Заміна 7 комплектів трансформаторів струму на приєднаннях Л-341, Л-342, Л-397, М-31, Т-31, Т-32, Т-33 | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2021 | 0,350 |
|  |  |  |  |  |  |  | **Загальна вартість** | | | **14,350** |
| **Структурний підрозділ «Верхівцевська дистанція електропостачання» (ЕЧ-3)** | | | | | | | | | | |
| ЕЧЕ-10 Верхівцеве  35/6/3,3 | Дніпропетровська обл., Верхньодніпровський район | Тягова, транзитна |  |  |  |  | Проектні роботи | | 2021 | 0,5 |
| 35 | вимикач | 8 | Вимикачі у комплекті з РЗА та ПА | В експлуатації більше 50 років | | 2022 | 9,7 |
| 35 | роз’єднувач | 15 | Роз’єднувачі | В експлуатації більше 50 років | | 2022 | 3,9 |
| 35 | ВРУ | 1 | Будівельна частина та блискавкозахист | В експлуатації більше 50 років | | 2022 | 1,2 |
| 6 | вимикач | 8 | Вимикачі у комплекті з РЗА та ПА | В експлуатації більше 50 років | | 2022 | 3,9 |
| 6 | РП-6кВ | 1 | - | Будівництво ІІІ секції шин | | 2022 | 1,8 |
|  |  |  |  |  |  |  | **Загальна вартість:** | | | **42,1** |
| ЕЧЕ-11 Верхньодніпровськ  35/6/3,3 | Дніпропетровська обл., Верхньодніпровський район | Тягова, транзитна |  |  |  |  | Проектні роботи | | 2022 | 0,5 |
| 35 | вимикач | 7 | Вимикачі у комплекті з РЗА та ПА | В експлуатації більше 50 років | | 2023 | 8,5 |
| 35 | роз’єднувач | 22 | Роз’єднувачі | В експлуатації більше 50 років | | 2023 | 5,7 |
| 35 | ВРУ | 1 | Будівельна частина та блискавкозахист | В експлуатації більше 50 років | | 2023 | 1,2 |
|  |  |  |  |  |  |  | **Загальна вартість:** | | | **15,4** |
| ЕЧЕ-82 Воскобійня  35/6/3,3 | Дніпропетровська обл., Криничанський район | Тягова, транзитна |  |  |  |  | Проектні роботи | | 2022 | 0,5 |
| 35 | вимикач | 6 | Вимикачі у комплекті з РЗА та ПА | В експлуатації більше 50 років | | 2023 | 7,3 |
| 35 | роз’єднувач | 10 | Роз’єднувачі | В експлуатації більше 50 років | | 2023 | 2,6 |
| 35 | ВРУ | 1 | Будівельна частина та блискавкозахист | В експлуатації більше 50 років | | 2023 | 1,2 |
|  |  |  |  |  |  |  | **Загальна вартість** | | | **13,8** |
| ЕЧЕ-13 Сухачівка  35/10/3,3 | Дніпропетровська обл., м. Дніпро | Тягова, транзитна |  |  |  |  | Проектні роботи | | 2021 | 0,5 |
| 35 | вимикач | 6 | Вимикачі у комплекті з РЗА та ПА | В експлуатації більше 50 років | | 2022 | 7,3 |
| 35 | роз’єднувач | 20 | Роз’єднувачі | В експлуатації більше 50 років | | 2022 | 5,2 |
| 35 | ВРУ | 1 | Будівельна частина та блискавкозахист | В експлуатації більше 50 років | | 2022 | 1,2 |
| 6 | вимикач | 3 | Вимикачі у комплекті з РЗА та ПА | В експлуатації більше 50 років | | 2022 | 1,5 |
|  |  |  |  |  |  |  | **Загальна вартість** | | | **13,8** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | | **9** | **10** |
| **Структурний підрозділ «Запорізька дистанція електропостачання» (ЕЧ-4)** | | | | | | | | | | |
| ЕЧЕ-37 Славгород | Дніпропетровська обл., Синельниківський район, смт. Славгород, Залізнична, 101 | Тягова, транзитна |  |  |  | **Проектні роботи** |  | **2021** | | **0,5** |
| 35 | Масляні вимикачі Л-САЗ,  ВМ РТ-1,ВМ РТ-2, С-31, ВМ АТ-1, Л-442, Л-652, Л-653, Л-443,  ВМ ТСН-2, Л-654, ВМ ТСН-1, ВМ АТ-2 типу ВМД-35/630, С-35М-630 | 13 | Заміна масляних вимикачів Л  на 13 вакуумних вимикача | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально та фізично застарілі | **2022** | | 4,2 |
| 35 | Роз’єднувачів типу РЛНД-2-35/600, РЛНД-1а-35/600 | 22 | Заміна роз’єднувачів на 22 нових роз’єднувачі  РДЗ 2-35/1000 УХЛ1 та РДЗ 1-35/1000 УХЛ1. | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально та фізично застарілі | **2022** | | 1,4 |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | | **10** |
| ЕЧЕ-37 Славгород | Дніпропетровська обл., Синельниківський район, смт. Славгород, Залізнична, 101 | Тягова, транзитна | 35 | Монтаж 22 трансформаторів струму ТФЗМ-35 | 22 | Монтаж 22 трансформаторів струму ТФЗМ-35 | Передбачається в проектному рішенні згідно вимого ПУЕ | 2022 | | 1,0 |
| 35 | Трансформатори напруги ЗНОМ-35 – 6фаз. | 6 | заміна 6 трансформаторів напруги ЗНОМ-35 на нові | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально та фізично застарілі | 2022 | | 0,4 |
|  |  |  |  |  |  |  | **Загальна вартість** | | | **7,5** |
| **Структурний підрозділ «Криворізька дистанція електропостачання» (ЕЧ-6)** | | | | | | | | | | |
| ЕЧЕ-8 П’ятихатки  150/35/27,5/  10/6/3,3 | Дніпропетровська область, м. П’ятихатки, вул. Клименка, 108-б | Тягова, опорна |  |  |  | **Проектні роботи** |  | | **2020** | **0,5** |
| 150 | Відокремлювач короткозамикачем | 2 | ОД-1 з КЗ-1;  ОД-2 з КЗ-2 на елегазові вимикачі | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2022 | 5,5 |
| 150 | Роз’єднувач | 4 | Заміна  РЛНЗ-150 | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2022 | 3,6 |
| 150 | РВС-150 | 6 | Заміна 6 одиниць розрядників на обмежувач перенапруги ОПН-150 | Морально застаріле обладнання, нормативний термін експлуатації | | 2022 | 0,692 |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | | **9** | **10** |
| ЕЧЕ-8 П’ятихатки  150/35/27,5/  10/6/3,3 | Дніпропетровська область, м. П’ятихатки, вул. Клименка, 108-б | Тягова, опорна | 150 | комплект трансформаторів струму | 2 | Встановлення комплектів трансформаторів струму на приєднаннях 150 кВ | Відсутній облік на 150 кВ на межі розподілу балансової та експлуатаційної відповідаль-ності | | 2022 | 4,448 |
| 150 | Ошинування 150 кВ (м) | 700 | Виконання робіт з ошинування ВРУ-150 кВ підстанції | Морально застаріле обладнання, нормативний термін експлуатації | | 2022 | 1,358 |
| 150 | апаратура автоматики, телеуправління, керування та релейного захисту | 1 | Прив'язка автоматики, релейного захисту, телеуправління та телесигналізації положень проектован-ного устаткування, до існуючої системи телемеханіки тягової підстанції ВРУ-150кВ. Передбачити в системі керування, захисту та автоматики функції самодіагностики робочого стану трансформаторів | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2022 | 0,923 |
| 150 | комплект трансформаторів напруги | 2 | Встановлення 2 комплектів трансформаторів напруги | Відсутній облік на 150 кВ на межі розподілу балансової та експлуатаційної відповідальності | | 2022 | 2,471 |
|  |  |  |  |  |  |  | **Загальна вартість** | | | **19,492** |
| ЕЧЕ-79 Утішна  150/10/3,3 | Дніпропетровська область, Казанківський р-н,  с. Утішне,  вул. Залізнична, 3 | Тягова, відпаєчна |  |  |  | **Проектні роботи** | **В наявності** | |  |  |
| 150 | Відокремлювач короткозамикачем | 2 | ОД-1 з КЗ-1;  ОД-2 з КЗ-2 на елегазові вимикачі | Нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2021 | 5,5 |
| 150 | Роз’єднувач | 6 | Заміна  РЛНЗ-150 | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2021 | 5,4 |
| 150 | РВС-150 | 6 | Заміна 6 одиниць розрядників на обмежувач перенапруги ОПН-150 | Нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2021 | 0,692 |
| 150 | комплект трансформаторів струму | 2 | Встановлення комплектів трансформаторів струму на приєднаннях 150 кВ | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2021 | 4,448 |
| 150 | Ошинування 150 кВ (м) | 700 | Виконання робіт з ошинування ВРУ-150 кВ підстанції | Морально застаріле обладнання | | 2021 | 1,358 |
| ЕЧЕ-79 Утішна  150/10/3,3 | Миколаївська область, Казанківський р-н,  с. Утішне,  вул. Залізнична, 3 | Тягова, відпаєчна | 150 | апаратура автоматики, телеуправління, керування та релейного захисту | 1 | Прив'язка автоматики, релейного захисту, телеуправління та телесигналізації положень проектованого устаткування, до існуючої системи телемеханіки тягової підстанції ВРУ-150 кВ. Передбачити в системі керування, захисту та автоматики функції самодіагностики робочого стану трансформаторів | Вичерпано нормативний термін експлуатації та мають морально і фізично застарілий вигляд | | 2021 | 0,923 |
| 150 | комплект трансформаторів напруги | 2 | Встановлення 2 комплектів трансформаторів напруги | Відсутній облік на 150 кВ на межі розподілу балансової та експлуатаційної відповідальності | | 2021 | 2,471 |
|  |  |  |  |  |  |  | **Загальна вартість** | | | **21,292** |
| ЕЧЕ-23 Божедарівка  35/10/3,3 | Дніпропетровська область, Криничанський р-н, смт Божедарівка, ст. Божедарівка, 10 | Тягова, опорна |  |  |  | **Проектні роботи** |  | | **2022** | **0,5** |
| 35 | Вимикач на приєднаннях МВ-35 Л-384, МВ-35 Л-385, МВ-35 В-345, МВ-35 В-354А, МВ-35 В-353, МС-31, МВ-35 ТР-1, МВ-35 ТР-2, МВ-35 ТСН-1, МВ-35 ТСН-1, МВ-35 АТ-1, МВ-35 АТ-2 | 12 | Заміна масляних вимикачів | Вичерпано нормативний термін експлуатації та мають морально і фізично застарілий вигляд | | 2023 | 17,4 |
| 35 | роз'єднувач | 20 | Заміна роз'єднувачів 35 кВ | Морально застаріле обладнання | | 2023 | 10,2 |
| 35 | РВС-35 | 6 | Заміна розрядників РВС-35 на обмежувачі перенапруги ОПН-35 | Морально застаріле обладнання | | 2023 | 0,46 |
| 35 | Ошинування 35 кВ (м) | 800 | Виконання робіт з ошинування ВРУ-35 кВ | Морально застаріле обладнання, нормативний термін експлуатації | | 2023 | 1,552 |
| ЕЧЕ-23 Божедарівка  35/10/3,3 | Дніпропетровська область, Криничанський р-н, смт Божедарівка, ст. Божедарівка, 10 | Тягова, опорна | 35 | апаратура автоматики, телеуправління, керування та релейного захисту | 1 | Прив'язка автоматики, релейного захисту, ТУ та ТС положень проектованого устат-кування, до існуючої системи телемеханіки тяг. підст. ВРУ-35 кВ. Передбачити в системі керування, захисту та автоматики функції самодіагностики робочого стану трансформаторів | Вичерпано нормативний термін експлуатації та мають морально і фізично застарілий вигляд | | 2023 | 0,923 |
|  |  |  |  |  |  |  | **Загальна вартість** | | | **31,035** |
|  |  |  |  |  |  |  |  | |  |  |
| ЕЧЕ-24 Милорадівка  35/10/3,3 | Дніпропетровська область, Криничанський район , смт. Милорадівка  вул. Залізнична, 40 | Тягова, транзитна |  |  |  | **Проектні роботи** |  | | **2023** | **0,5** |
| 35 | Вимикач | 11 | Заміна масляних вимикачів на приєднаннях  МВ ТР-1,  МВ-35 ТР-2, МВ-35 АТ-1, МВ-35 АТ-2 МВ-35 ВВ-345, МВ-35 ВВ-343, МВ-35 ВВ-344, МВ-35 ВВ-350, МС-31,  МВ-35 ТСН-1, МВ-35 ТСН-2 | Вичерпано нормативний термін експлуатації та мають морально і фізично застарілий вигляд | | 2024 | 15,95 |
| 35 | роз'єднувач | 17 | Заміна роз'єднувачів 35 кВ | Морально застаріле обладнання | | 2024 | 8,5 |
| ЕЧЕ-24 Милорадівка  35/10/3,3 | Дніпропетровська область, Криничанський район , смт. Милорадівка  вул. Залізнична, 40 | Тягова, транзитна | 35 | РВС-35 | 6 | Заміна розрядників РВС-35 на обмежувачі перенапруги ОПН-35 | Морально застаріле обладнання | | 2024 | 0,46 |
| 35 | Ошинування 35 кВ (м) | 600 | Виконання робіт з ошинування ВРУ-35 кВ | Морально застаріле обладнання | | 2024 | 1,164 |
| 35 | комплект трансформаторів струму | 3 | Встановлення комплектів трансформаторів струму на приєднаннях 35 кВ Л-343, Л-344, Л-345 | Відсутній облік на 35 кВ на межі розподілу балансової та експлуатаційної відповідальності | | 2024 | 4,2 |
| 35 | апаратура автоматики, телеуправління, керування та релейного захисту | 1 | Прив'язка автоматики, релейного захисту, телеуправління та телесигналізації положень проектованого устаткування, до існуючої системи телемеханіки тягової підстанції ВРУ-35 кВ. Передбачити в системі керування, захисту та автоматики функції самодіагностики робочого стану трансформаторів | Вичерпано нормативний термін експлуатації та мають морально і фізично застарілий вигляд | | 2024 | 0,923 |
|  |  |  |  |  |  |  | **Загальна вартість** | | | **31,697** |
| ЕЧЕ-25 Девладове  35/10/3,3 | Дніпропетровська область, Софіївський район , с. Девладове  вул. Чкалова, 116-в | Тягова, транзитна |  |  |  | **Проектні роботи** |  | | **2023** | **0,5** |
| 35 | Вимикач | 14 | Заміна масляних вимикачів на приєднаннях  МВ-35 Л-ЩБЗ-31, МВ-35 Л-МКТ-31,  МВ В-341,  МВ В-342,  МВ Л-299,  МВ-35 Л-343, МВ-35 Л-344, МС-31,  МВ-35 ТР-1, МВ-35 ТР-2, МВ-35 ТСН-1, МВ-35 ТСН-2, МВ-35 АТ-1, МВ-35 АТ-2 | Вичерпано нормативний термін експлуатації та мають морально і фізично застарілий вигляд | | 2024 | 20,3 |
| 35 | роз'єднувач | 22 | Заміна роз'єднувачів 35 кВ | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2024 | 11,5 |
| 35 | РВС-35 | 6 | Заміна розрядників РВС-35 на обмежувачі перенапруги ОПН-35 | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2024 | 0,46 |
| 35 | Ошинування 35 кВ (м) | 900 | Виконання робіт з ошинування ВРУ-35 кВ | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2024 | 1,746 |
| ЕЧЕ-25 Девладове  35/10/3,3 | Дніпропетровська область, Софіївський район , с. Девладове  вул. Чкалова, 116-в | Тягова, транзитна | 35 | апаратура автоматики, телеуправління, керування та релейного захисту | 1 | Прив'язка автоматики, релейного захисту, телеуправління та телесигналізації положень проектованого устаткування, до існуючої системи телемеханіки тягової підстанції ВРУ-35 кВ. Передбачити в системі керування, захисту та автоматики функції самодіагностики робочого стану трансформаторів | Вичерпано нормативний термін експлуатації та мають морально і фізично застарілий вигляд | | 2024 | 0,923 |
|  |  |  |  |  |  |  | **Загальна вартість** | | | **35,429** |
| ЕЧЕ-26 Кривий Ріг Головний  35/6/3,3 | Дніпропетровська область, м. Кривий Ріг,  вул. Тягова підстанція, 9 | Тягова, транзитна |  |  |  | **Проектні роботи** |  | | **2023** | **0,5** |
| 35 | Вимикач | 11 | Заміна масляних вимикачів на приєднаннях  МВ В-КЗГО-31, МВ В-КЗГО-32, МВ В-346, МС-31, МВ-35 ТР-1, МВ-35 ТР-2, МВ-35 ТСН-1, МВ-35 ТСН-2, МВ-35 АТ-1, МВ-35 АТ-2 | Вичерпано нормативний термін експлуатації та мають морально і фізично застарілий вигляд | | 2024 | 15,95 |
| 35 | роз'єднувач | 17 | Заміна роз'єднувачів 35 кВ | Морально застаріле обладнання | | 2024 | 8,5 |
| ЕЧЕ-26 Кривий Ріг Головний  35/6/3,3 | Дніпропетровська область, м. Кривий Ріг,  вул. Тягова підстанція, 9 | Тягова, транзитна | 35 | РВС-35 | 6 | Заміна розрядників РВС-35 на обмежувачі перенапруги ОПН-35 | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2024 | 0,46 |
| 35 | Ошинування 35 кВ (м) | 700 | Виконання робіт з ошинування ВРУ-35 кВ | Вичерпано нормативний термін експлуатації та мають морально і фізично застарілий вигляд | | 2024 | 1,358 |
| 35 | апаратура автоматики, телеуправління, керування та релейного захисту | 1 | Прив'язка автоматики, релейного захисту, телеуправління та телесигналізації положень проектованого устаткування, до існуючої системи телемеханіки тягової підстанції ВРУ-35 кВ. Передбачити в системі керування, захисту та автоматики функції самодіагностики робочого стану трансформаторів | Вичерпано нормативний термін експлуатації та мають морально і фізично застарілий вигляд | | 2024 | 0,923 |
|  |  |  |  |  |  |  | **Загальна вартість** | | | **27,691** |
| **Структурний підрозділ «Павлоградська дистанція електропостачання» (ЕЧ-7)** | | | | | | | | | | |
| ЕЧЕ-44 Мінеральна  150/35/10/3,3 | Дніпропетровська область, Павлоградській район, с. Мінеральні води, вул. Заводська, 8 | Тягова, транзитна |  |  |  | **Проектні роботи** | **В наявності** | |  |  |
| 150 | ВГТ-150 | 1 | Встановлення елегазового вимикача 150кВ приєднанні Л-082 150кВ | Передбачено в проектному рішенні | | 2021 | 0,731 |
| 150 | Триполюсний роз'єднувач РЛНД-150 | 1 | Заміна роз'єднувача 150 кВ | Морально застаріле обладнання | | 2021 | 1,641 |
| 150 | ОПН-150 | 3 | Встановлення 3-х одиниць обмежувачів перенапруги ОПН-150 | Передбачено в проектному рішенні | | 2021 | 0,374 |
| 150 | Комплект трансформаторів струму | 1 | Заміна комплекту трансформаторів струму 150кВ | Морально застаріле обладнання | | 2021 | 0,817 |
| 150 | Комплект трансформаторів напруги |  | Встановлення комплекту трансформаторів напруги 150кВ | Передбачається в проектному рішенні згідно вимого ПУЕ | | 2021 | 0,716 |
| 150 | Ошинування 150 кВ (м) | 250 | Виконання робіт з ошинування ВРУ-150 кВ підстанції 250 м | Морально застаріле обладнання | | 2021 | 0,025 |
| 150 | стійка Лісна | 1 | Прив'язка телеуправління та телесигналізації положень проект-тованого устат-кування до існуючої системи телеме-ханіки тягової під-станції ВРУ-150 кВ | Вичерпано нормативний термін експлуатації та мають морально і фізично застарілий вигляд | | 2021 | 0,758 |
|  |  |  |  |  |  |  | **Загальна вартість** | | | **5,062** |
| ЕЧЕ-34 Варварівка  35/10/3,3 | Дніпропетровська область, Юр’ївський район, с. Варварівка, вул. Пристанційна, 3 | Тягова, транзитна |  |  |  | **Проектні роботи** | **В наявності** | |  |  |
| 35 | Трансформатор 35/10кВ | 1 | трансформатор | Встановлення 1-го районного трансформатору на напругу 35/10кВ | | 2021 | 8,156 |
| 35 | Вимикач ВМД-35 | 6 | Заміна масляних вимикачів в кількості 7-ох на приєднаннях Л-430, Л-446, Л-445, С-31, РТ-1, РТ-2 | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2021 | 2,293 |
| 35 | Роз'єднувач РЛНД-35 | 13 | Заміна 13-ти роз'єднувачів 35 кВ | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2021 | 1,032 |
| 35 | РВС-35 | 6 | Заміна 6 одиниць розрядників на обмежувач перенапруги ОПН-35 | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2021 | 0,169 |
| 35 | комплект трансформаторів напруги | 2 | Заміна 2-х комплектів трансформаторів струму | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2021 | 0,608 |
| ЕЧЕ-34 Варварівка  35/10/3,3 | Дніпропетровська область, Юр’ївський район, с. Варварівка, вул. Пристанційна, 3 | Тягова, транзитна | 35 | комплект трансформаторів напруги |  | Встановлення 2 комплектів трансформаторів напруги | Передбачається в проектному рішенні згідно вимого ПУЕ | | 2021 | 0,217 |
| 35 | Ошинування 35 кВ (м) | 800 | Виконання робіт з ошинування ВРУ-35 кВ підстанції 800 м | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2021 | 0,177 |
| 10 | Вимикач масляний 10кВ | 6 | Заміна 6-ти масляних вимикачів 10кВ | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2021 | 1,233 |
| 10 | Роз’єднувач 10кВ | 6 | Заміна 6-ти комплектів роз’єднувачів 10кВ на сучасні | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2021 | 0,061 |
|  |  |  |  |  |  |  | **Загальна вартість** | | | **13,946** |
|  |  |  |  |  |  | **Проектні роботи** |  | | **2022** | **0,5** |
| ЕЧЕ-36 Зайцеве  35/10/3,3 | Дніпропетровська область, Синельниківський район, с Зайцеве, вул. Привокзальна, 5 | Тягова, транзитна | 35 | Вимикач ВМД-35 | 7 | Заміна масляних вимикачів в кількості 7-ох на приєднаннях Л-421, Л-441, С-31, РТ-1, РТ-2, ТВП1, ТВП2 | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально і фізично застарілий вигляд | | 2023 | 2,675 |
| ЕЧЕ-36 Зайцеве  35/10/3,3 | Дніпропетровська область, Синельниківський район, с Зайцеве, вул. Привокзальна, 5 | Тягова, транзитна | 35 | Роз'єднувач РЛНД-35 | 12 | Заміна 12 роз'єднувачів 35 кВ на приєднаннях Л-421, Л-441, С-31, РТ-1, РТ-2, ТВП1, ТВП2 | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2023 | 0,953 |
| 35 | РВС-35 | 6 | Заміна 6 одиниць розрядників на обмежувач перенапруги ОПН-35 | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2023 | 0,169 |
| 35 | комплект трансформаторів струму | 2 | Заміна 2-х комплектів трансформаторів струму на приєднаннях Л-441 та Л-421 | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2023 | 0,608 |
| 35 | комплект трансформаторів напруги |  | Заміна 2-х комплектів трансформаторів напруги | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2023 | 0,217 |
| 35 | Ошинування 35 кВ (м) | 800 | Виконання робіт з ошинування ВРУ-35 кВ підстанції 800 м | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2023 | 0,050 |
| ЕЧЕ-36 Зайцеве  35/10/3,3 | Дніпропетровська область, Синельниківський район, с Зайцеве, вул. Привокзальна, 5 | Тягова, транзитна | 35 | стійка Лісна | 1 | Прив'язка телеуправління та телесигналізації положень проектованого устаткування до існуючої системи телемеханіки тягової підстанції ВРУ-150 кВ | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2023 | 0,677 |
|  |  |  |  |  |  |  | **Загальна вартість** | | | **5,849** |
| ***Запорізька область*** | | | | | | | | | | |
| **Структурний підрозділ «Запорізька дистанція електропостачання» (ЕЧ-4)** | | | | | | | | | | |
| ЕЧЕ-50 Таврійськ  150/35/10/3,3 | Запорізька область, Василівський район., м. Василівка, пров. Єсеніна, 1Б | Тягова, опорна |  |  |  | **Проектні роботи** |  | | **2022** | **0,5** |
| 150 | Вимикач С-1 типу У-220-2000-25У1 | 1 | Заміна масляного вимикача С-1 типу  У-220-2000-25У1  на елегазовий вимикач типу LTB 170 D1/B фірми АВВ | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2023 | 1,5 |
| 150 | Відокремлювач з короткозамикачем ОТ-1 з КЗ-1 типів ОД-150/1000 У1 та КЗ-150У ШПК | 2 | Заміна відокремлювача з короткозамикачем ОТ-1 з КЗ-1 типів ОД-150/1000 У1 та КЗ-150У ШПК на два елегазовий вимикач | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2023 | 1,5 |
| ЕЧЕ-50 Таврійськ  150/35/10/3,3 | Запорізька область, Василівський район., м. Василівка, пров. Єсеніна, 1Б | Тягова, опорна | 150 | роз'єднувачі  РЛНД-150/1000-2шт,  РЛНД-1Б-150/1000-5шт.,  РЛНД-2-150/1000-3шт. | 10 | Заміна  10 роз'єднувачів 150 кВ на роз'єднувачі триполюсні  220 кВ CBee-N  245-III-25 | Морально застаріле обладнання, нормативний термін експлуатації | | 2023 | 6,8 |
| 150 | Монтаж роз'єднувачів триполюсних  220 кВ CBee-N  245-III-25 – 2шт. | 3 | Роз’єднувач | Передбачається в проектному рішенні згідно вимого ПУЕ | | 2023 | 2,1 |
| 150 | РВС-150 | 12 | Заміна 12 одиниць розрядників на обмежувачі перенапруги ОПН-П-  150/110/10/750-III-УХЛ1 | Морально застаріле обладнання, нормативний термін експлуатації | | 2023 | 0,75 |
| 150 | Монтаж комплектів трансформаторів струму AGU-  170 150 кВ оливо наповнений | 18 | Трансформатори струму | Передбачається в проектному рішенні згідно вимого ПУЕ | | 2023 | 6,0 |
| 150 | НКФ -220-58У1  9шт. (фаз) | 9 | заміни 9од. трансформаторів напруги типу НКФ -220-58У1 на 9 трансформаторів напруги однополюсних електромагнітних  VPU-170 150/0,1/0,1/0,1 | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально та фізично застарілі | | 2023 | 3,0 |
| 150 | Ошинування 150 кВ (м) | 1120 | Виконання робіт з ошинування ВРУ-150 кВ підстанції 1120м | Морально застаріле обладнання | | 2023 | 0,1 |
| ЕЧЕ-50 Таврійськ  150/35/10/3,3 | Запорізька область, Василівський район., м. Василівка, пров. Єсеніна, 1Б | Тягова, опорна | – | Схеми РЗАіТ | 1 | Заміна релейного захисту та пристроїв управління та автоматики понижуючих триобмоточних трансформаторів Т-1, Т-2 на мікропроцесорний захист з функцією самодіагностики робочого стану трансформаторів.  Заміна шаф вторинної комутації. Прив'язка телеуправління та телесигналізації положень проектованого устаткування до існуючої системи телемеханіки тягової підстанції ВРУ-150 кВ | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально та фізично застарілі | | 2023 | 30,818 |
|  |  |  |  |  |  |  | **Загальна вартість** | | | **52,568** |
| ЕЧЕ-54 Якимівка  150/35/10/3,3 | Запорізька область, смт Якимівка, вул.  Богдана Хмельницького,  58Б | Тягова, транзитна |  |  |  | **Проектні роботи** | **в наявності** | |  |  |
| 150 | Вимикач  У-220-10 | 1 | Заміна масляного вимикача С-1 типу  У-220-10 на елегазовий вимикач типу LTB 170 D1/B фірми АВВ | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально і фізично застарілий вигляд | | 2021 | 1,5 |
| ЕЧЕ-54 Якимівка  150/35/10/3,3 | Запорізька область, смт Якимівка, вул. Богдана Хмельницького,  58Б | Тягова, транзитна | 150 | Заміна  відокремлювачів з короткозамикачами ОТ-1, ОТ-2 з КЗ-1, КЗ-2 типу ОД-150М630 та типу КЗ-150М на два елегазові вимикачі | 2 | Встановлення двох елегазових вимикачів типу LTB 170 D1/B фірми АВВ на приєднаннях  Т-1, Т-2 | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2021 | 3,0 |
| 150 | Роз'єднувачі  РНД-1б-150/1000-4шт.,  РНД-2-150/1000-2 шт.;  РНД-1а-150/1000- 2 шт. | 8 | Заміна  8 роз'єднувачів 150 кВ на роз'єднувачі триполюсні  220 кВ CBee-N  245-III-25 | Вичерпано нормативний термін експлуатації та мають морально і фізично застарілий вигляд | | 2021 | 5,3 |
| 150 | Монтаж роз’єднувачів триполюсних  220 кВ CBee-N  245-III-25 – 2шт. | 2 | Роз’єднувачі | Передбачається в проектному рішенні згідно вимого ПУЕ | | 2021 | 1,5 |
| 150 | РВС-150 | 12 | Заміна 12 одиниць розрядників на обмежувачі перенапруги ОПН-П-  150/110/10/750-III-УХЛ1 | Вичерпано нормативний термін експлуатації та мають морально і фізично застарілий вигляд | | 2021 | 0,6 |
| 150 | Монтаж комплектів трансформаторів струму AGU-  170 150 кВ оливо наповнений | 12 | Трансформатор струму однополюсний AGU-  170 150 кВ оливо наповнений | Передбачається в проектному рішенні згідно вимого ПУЕ | | 2021 | 4,0 |
| ЕЧЕ-54 Якимівка  150/35/10/3,3 | Запорізька область, смт Якимівка, вул. Богдана Хмельницького,  58Б | Тягова, транзитна | 150 | НКФ -220-58У1  6шт. (фаз) | 6 | заміни двох трансформаторів напруги типу НКФ -220-58У1 на 6 трансформаторів напруги однополюсних електромагнітних  VPU-170 150/0,1/0,1/0,1 | Вичерпано нормативний термін експлуатації та мають морально і фізично застарілий вигляд | | 2021 | 2,0 |
| 150 | Ошинування 150 кВ (м) | 1690 | Виконання робіт з ошинування ВРУ-150 кВ підстанції 1690 м | Вичерпано нормативний термін експлуатації та мають морально і фізично застарілий вигляд | | 2021 | 0,1 |
| 0,110 | Схеми РЗАіТ | 1 | Монтаж нових схем захисту, автоматики та управління ПЛ, вимикачів, шин ВРУ-150кВ на базі мікропроцесорної техніки. Заміна шаф вторинної комутації. Прив'язка ТУ та ТС положень проектованого устаткування до існуючої системи телемеханіки тяг. підст. ВРУ-150 кВ | Вичерпано нормативний термін експлуатації та мають морально і фізично застарілий вигляд | | 2021 | 30,979 |
|  |  |  |  |  |  |  | **Загальна вартість** | | | **48,979** |
| ЕЧЕ-55 Сокологірне  150/35/10/3,3 | Запорізька область, Якимівський район,  с. Розівка, пер. Таврійський, буд. 18 | Тягова, транзитна |  |  |  | **Проектні роботи** | **в наявності** | |  |  |
| 150 | Вимикач  У-220-10 | 1 | Заміна масляного вимикача С-1 типу  У-220-10 на елегазовий вимикач типу LTB 170 D1/B фірми АВВ | Морально застаріле обладнання, нормативний термін експлуатації | | 2022 | 1,5 |
| 150 | заміна  відокремлювачів з короткозамикачами ОТ-1, ОТ-2 з КЗ-1, КЗ-2 типу ОД-150М630 та типу КЗ-150М на два елегазові вимикачі | 2 | Встановлення двох елегазових вимикачів типу LTB 170 D1/B фірми АВВ на приєднаннях  Т-1. Т-2 | Вичерпано нормативний термін експлуатації та мають морально і фізично застарілий вигляд | | 2022 | 3,0 |
| 150 | роз'єднувачі  РНД-1б-150/1000 -4 шт.,  РНД-2-150/1000-2 шт.;  РНД-1а-150/1000- 2 шт. | 8 | Заміна  8 роз'єднувачів 150 кВ на роз'єднувачі триполюсні  220 кВ CBee-N  245-III-25 | Вичерпано нормативний термін експлуатації та мають морально і фізично застарілий вигляд | | 2022 | 5,3 |
| 150 | Монтаж роз'єднувачів триполюсних  220 кВ CBee-N  245-III-25 – 2шт. | 2 | Роз’єднувачі | Передбачається в проектному рішенні згідно вимого ПУЕ | | 2022 | 1,5 |
| 150 | РВС-150 | 12 | Заміна 12 одиниць розрядників на обмежувачі перенапруги ОПН-П-  150/110/10/750-III-УХЛ1 | Нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2022 | 0,6 |
|  |  |  | 150 | Монтаж комплектів трансформаторів струму AGU-  170 150 кВ оливо наповнений | 12 | Трансформатор струму однополюсний AGU-  170 150 кВ оливо наповнений | Передбачається в проектному рішенні згідно вимого ПУЕ | | 2022 | 4,0 |
| ЕЧЕ-55 Сокологірне  150/35/10/3,3 | Запорізька область, Якимівський район,  с. Розівка, пер. Таврійський, буд. 18 | Тягова, транзитна | 150 | НКФ -220-58У1  6шт. (фаз) | 6 | заміни двох трансформаторів напруги типу НКФ -220-58У1 на 6 тр-рів напруги однополюсних електромагнітних  VPU-170 150/0,1/0,1/0,1 | Вичерпано нормативний термін експлуатації та мають морально і фізично застарілий вигляд | | 2022 | 2,0 |
| 150 | Ошинування 150 кВ (м) | 1120 | Виконання робіт з ошинування ВРУ-150 кВ підстанції 1120м | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2022 | 0,1 |
| – | Схеми РЗАіТ | 1 | Монтаж нових схем захисту, автоматики та управління ПЛ, вимикачів, шин ВРУ-150кВ на базі мікропроцесорної техніки. Заміна шаф вторинної комутації. Прив'язка ТУ та ТС положень проекто-ваного устаткування до існуючої системи телемеханіки тяг. підст. ВРУ-150 кВ | Вичерпано нормативний термін експлуатації та мають морально і фізично застарілий вигляд | | 2022 | 30,818 |
|  |  |  |  |  |  |  | **Загальна вартість** | | | **48,818** |
| ЕЧЕ-38 Вільнянськ  35/10/3,3 | Запорізька обл., Вільнянський район, м. Вільнянськ, вул. Елеваторна, 12Б | Тягова, транзитна |  |  |  | **Проектні роботи** |  | | **2023** | **0,5** |
| 35 | Масляні вимикачі Л-311, Л-309, С-31, ВМ ТСН-1, ВМ ТСН-2, ВМ АТ-1, ВМ АТ-2,  ВМ РТ-1, Л-651, Л-734, Л-755, Л-733 типу ВМД-35/630, С-35М-630, ВТ-35/800 | 12 | Заміна масляних вимикачів Л-311, Л-309, С-31, ВМ ТСН-1, ВМ ТСН-2, ВМ АТ-1, ВМ АТ-2, ВМ РТ-1, Л-651, Л-734, Л-755, Л-733 типу ВМД-35/630, С-35М-630, ВТ-35/800 на 12 вакуумних вимикача | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2024 | 3,8 |
| 35 | роз’єднувачі типу РЛНД-2-35/600, РЛНД-1а-35/600, РЛНД-1б-35/600 | 22 | заміна роз’єднувачів типу РЛНД-2-35/600, РЛНД-1а-35/600, РЛНД-1б-35/600 на 22 роз’єднувача типу РДЗ 150/1250 УХЛ1 та РДЗ 1-150/1250 УХЛ1 | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2024 | 1,4 |
| 35 | Монтаж 20 трансформаторів струму ТФЗМ-35 | 20 | Монтаж 20 трансформаторів струму ТФЗМ-35 | Передбачається в проектному рішенні згідно вимого ПУЕ | | 2024 | 0,9 |
| 35 | Трансформатори напруги ЗНОМ-35 – 6фаз. | 6 | заміна 6 трансформаторів напруги ЗНОМ-35 на нові | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2024 | 0,4 |
|  |  |  |  |  |  |  | **Загальна вартість** | | | **7,0** |
| ***Херсонська область*** | | | | | | | | | | |
| **Структурний підрозділ «Запорізька дистанція електропостачання» (ЕЧ-4)** | | | | | | | | | | |
| ЕЧЕ-56 Партизани | Херсонська область, Генічеський район, с. Рикове, вул.  Заводська, буд. 36а | Тягова, опорна |  |  |  | **Проектні роботи** | **в наявності** | |  |  |
| 150 | Вимикач С-1 типу  У-220-10 (МВ Л-178, Л-179,  Н-4, С-1, Ш-1) | 5 | Заміна масляних вимикачів  типу У-220-10 на п’ять елегазових вимикачів типу LTB 170 D1/B фірми АВВ | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2020 | 8,0 |
| ЕЧЕ-56 Партизани | Херсонська область, Генічеський район, с. Рикове, вул.  Заводська, буд. 36а | Тягова, опорна | 150 | відокремлювачі ОТ-1,ОТ-2 типу ОД-150М/630 на два елегазові вимикачі | 2 | заміна відокремлювачів ОТ-1, ОТ-2 типу ОД-150М/630 на два елегазові типу LTB 170 D1/B фірми АВВ на приєднаннях  Т-1. Т-2 | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2020 | 3,0 |
| 150 | роз'єднувачі  РНД-1а-150/1000 - 11 шт.,  РНД-2-150/1000 –  5 шт.; | 16 | Заміна  16 роз'єднувачів 150 кВ на роз'єднувачі триполюсні  220 кВ CBee-N  245-III-25 | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2020 | 5,3 |
| 150 | Розрядники  РВС-150 | 12 | Заміна  12 одиниць розрядників на обмежувачі перенапруги ОПН-П-  150/110/10/750-III-УХЛ1 | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2020 | 0,6 |
| 150 | Монтаж комплектів трансформаторів струму AGU-  170 150 кВ оливо наповнений | 21 | Трансформатори струму | Передбачається в проектному рішенні згідно вимого ПУЕ | | 2020 | 6,0 |
| 150 | Трансформатори напруги НКФ -220-58У1  6шт. (фаз) | 7 | Заміна тр-рів напруги типу НКФ -220-58У1 на 7 трансформаторів напруги однополюсних електромагнітних  VPU-170 150/0,1/0,1/0,1 | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2020 | 2,3 |
| ЕЧЕ-56 Партизани | Херсонська область, Генічеський район, с. Рикове, вул.  Заводська, буд. 36а | Тягова, опорна | 150 | Ошинування 150 кВ (м) | 1950 | Виконання робіт з ошинування ВРУ-150 кВ підстанції 1950 м | Вичерпано нормативний термін експлуатації та мають морально і фізично застарілий вигляд | | 2020 | 0,2 |
| 0,110 | Схеми РЗАіТ | 1 | Монтаж нових схем захисту, автоматики та управління ПЛ, вимикачів, шин ВРУ-150кВ на базі мікропроцесорної техніки.  Заміна шаф вторинної комутації, кабелів.  Прив'язка телеуправління та телесигналізації положень проектованого устаткування до існуючої системи телемеханіки тягової підстанції ВРУ-150 кВ | Вичерпано нормативний термін експлуатації та мають морально і фізично застарілий вигляд | | 2020 | 62,3 |
|  |  |  |  |  |  |  | **Загальна вартість** | | | **87,700** |
| ***Харківська область*** | | | | | | | | | | |
| **Структурний підрозділ «Павлоградська дистанція електропостачання» (ЕЧ-7)** | | | | | | | | | | |
| ЕЧЕ-33 Самійлівка  110/35/10/3,3 | Харківська область, Близнюківський район, с. Самійлівка, вул. Садова, 83а | Тягова, транзитна |  |  |  | **Проектні роботи** | **відсутні** | | **2022** | **0,5** |
| 110 | ВД/КЗ | 2 | Заміна відокремлювачів з короткозамикачами ОД-1 КЗ-1, ОД-2 КЗ-2 на елегазові вимикачі 110кВ | Морально застаріле обладнання | | 2024 | 1,463 |
| 110 | роз'єднувач РЛНД-110 | 6 | Заміна 6 роз'єднувачів 110 кВ | Вичерпано нормативний термін експлуатації та мають морально і фізично застарілий вигляд | | 2024 | 3,283 |
| 110 | РВС-110 | 6 | Заміна 6 одиниць розрядників на обмежувач перенапруги ОПН-110 | Вичерпано нормативний термін експлуатації та мають морально і фізично застарілий вигляд | | 2024 | 0,374 |
| 110 | комплект трансформаторів струму | 2 | Заміна двох комплектів тр-рів струму на приєднаннях 110 кВ ПЛ 110кВ Ввід 1-Лозова-110 кВ та ПЛ 110кВ Ввід 2-Лозова-110 кВ | Вичерпано нормативний термін експлуатації, морально застаріле обладнання | | 2024 | 1,636 |
| ЕЧЕ-33 Самійлівка  110/35/10/3,3 | Харківська область, Близнюківський район, с. Самійлівка, вул. Садова, 83а | Тягова, транзитна | 110 | Ошинування 110 кВ (м) | 900 | Виконання робіт з ошинування ВРУ-110 кВ підстанції 900 м | Вичерпано нормативний термін експлуатації та мають морально і фізично застарілий вигляд | | 2024 | 0,150 |
| 110 | стійка Лісна | 1 | Прив'язка телеуправління та телесигналізації положень проектованого устаткування до існуючої системи телемеханіки тягової підстанції ВРУ-110 кВ | Вичерпано нормативний термін експлуатації та мають морально і фізично застарілий вигляд | | 2024 | 0,923 |
| 150 | комплект трансформаторів напруги |  | Встановлення 2 комплектів трансформаторів напруги | Передбачити в проектному рішенні згідно вимого ПУЕ | | 2024 | 1,433 |
|  |  |  |  |  |  |  | **Загальна вартість** | | | **21,292** |

**Табл.28. Узагальнена інформація про заміну комутаційного обладнання на ПС 35 -150 кВ (Категорія заходу відповідно до п. 3.2.6 Кодексу систем розподілу – 1, 6).**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Вид робіт** | **Кількість обладнання, що підлягає заміні по рокам** | | | | | |
| 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | **всього** |
| 1 | Заміна масляних вимикачів 150 кВ на елегазові вимикачі з апаратурою автоматики керування та релейного захисту на базі нових мікропроцесорних пристроїв | 1 | 1 | 4 | 4 | 0 | **10** |
| 2 | Встановлення нових елегазових вимикачів 150 кВ з апаратурою автоматики керування та релейного захисту на базі нових мікропроцесорних пристроїв | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | **2** |
| 3 | Заміна ОД/КЗ 150 кВ на елегазові вимикачі з апаратурою автоматики керування та релейного захисту на базі нових мікропроцесорних пристроїв | 2 | 5 | 4 | 2 | 1 | **14** |
| 4 | Заміна масляних вимикачів 110 кВ на елегазові вимикачі з апаратурою автоматики керування та релейного захисту на базі нових мікропроцесорних пристроїв | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | **4** |
| 5 | Заміна ОД/КЗ 110 кВ на елегазові вимикачі з апаратурою автоматики керування та релейного захисту на базі нових мікропроцесорних пристроїв | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | **2** |
| 6 | Заміна існуючих роз’єднувачів 150 кВ на сучасні трифазні роз'єднувачі, в комплекті з моторним приводом головних ножів, ручним приводам заземлюючих ножів і виносним блоком управління та оцинкованою металоконструкцією. | 14 | 15 | 20 | 18 | 1 | **68** |
| 7 | Встановлення нових сучасних роз’єднувачів 150 кВ в комплекті з моторним приводом головних ножів, ручним приводам заземлюючих ножів і виносним блоком управління та оцинкованою металоконструкцією. | 10 | 2 | 4 | 5 | 0 | **21** |
| 8 | Заміна існуючих роз’єднувачів 110 кВ на сучасні трифазні роз'єднувачі, в комплекті з моторним приводом головних ножів, ручним приводам заземлюючих ножів і виносним блоком управління та оцинкованою металоконструкцією. | 0 | 0 | 0 | 0 | 16 | **16** |
| 9 | Встановлення нових сучасних роз’єднувачів 110 кВ в комплекті з моторним приводом головних ножів, ручним приводам заземлюючих ножів і виносним блоком управління та оцинкованою металоконструкцією. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | **0** |
| 10 | Заміна на ВРП-150 кВ пристроїв захисту від грозових та внутрішніх перенапруг головного понижуючого трансформатору та трансформаторів напруги в комплекті з ізолюючими основами, лічильниками спрацювань та вимірювачами струмів витоку. | 12 | 21 | 24 | 18 | 0 | **75** |
| 11 | Встановлення на ВРП-150 кВ пристроїв захисту від грозових та внутрішніх перенапруг головного понижуючого трансформатору та трансформаторів напруги в комплекті з ізолюючими основами, лічильниками спрацювань та вимірювачами струмів витоку. | 14 | 0 | 6 | 6 | 0 | **26** |
| 12 | Заміна на ВРП-110 кВ пристроїв захисту від грозових та внутрішніх перенапруг головного понижуючого трансформатору та трансформаторів напруги в комплекті з ізолюючими основами, лічильниками спрацювань та вимірювачами струмів витоку. | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | **15** |
| 13 | Встановлення на ВРП-110 кВ пристроїв захисту від грозових та внутрішніх перенапруг головного понижуючого трансформатору та трансформаторів напруги в комплекті з ізолюючими основами, лічильниками спрацювань та вимірювачами струмів витоку. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | **0** |
| 14 | Заміна трансформаторів струму на ВРП-150 кВ | 9 | 0 | 0 | 0 | 0 | **9** |
| 15 | Встановлення трансформаторів струму на ВРП-150 кВ | 18 | 21 | 27 | 27 | 0 | **93** |
| 16 | Заміна трансформаторів напруги на ВРП-150 кВ | 0 | 6 | 6 | 9 | 0 | **21** |
| 17 | Встановлення трансформаторів напруги на ВРП-150 кВ | 12 | 9 | 9 | 6 | 0 | **36** |
| 18 | Заміна трансформаторів струму на ВРП-110 кВ | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | **6** |
| 19 | Встановлення трансформаторів струму на ВРП-110 кВ | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | **6** |
| 20 | Заміна трансформаторів напруги на ВРП-110 кВ | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | **6** |
| 21 | Встановлення трансформаторів напруги на ВРП-110 кВ | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | **0** |
| 22 | Заміна масляних вимикачів 35 кВ на ваккумні вимикачі з апаратурою автоматики керування та релейного захисту на базі нових мікропроцесорних пристроїв | 12 | 13 | 27 | 32 | 48 | **132** |
| 23 | Заміна існуючих роз’єднувачів 35 кВ на сучасні трифазні роз'єднувачі, в комплекті з моторним приводом головних ножів, ручним приводам заземлюючих ножів і виносним блоком управління та оцинкованою металоконструкцією. | 21 | 36 | 57 | 64 | 78 | **256** |
| 24 | Заміна на ВРП-35 кВ пристроїв захисту від грозових та внутрішніх перенапруг в комплекті з ізолюючими основами, лічильниками спрацювань та вимірювачами струмів витоку. | 6 | 18 | 0 | 12 | 18 | **54** |
| 25 | Заміна трансформаторів струму на ВРП-35 кВ | 9 | 18 | 0 | 4 | 0 | **31** |
| 26 | Встановлення трансформаторів струму на ВРП-35 кВ | 0 | 0 | 22 | 0 | 26 | **48** |
| 27 | Заміна трансформаторів напруги на ВРП-35 кВ | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | **30** |
| 28 | Встановлення трансформаторів напруги на ВРП-35 кВ | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | **0** |
| 29 | Заміна масляних вимикачів 6 кВ на ваккумні вимикачі з апаратурою автоматики керування та релейного захисту на базі нових мікропроцесорних пристроїв | 7 | 6 | 3 | 8 | 0 | **24** |
| 30 | Заміна існуючих роз’єднувачів 6(10) кВ | 6 | 6 | 0 | 0 | 0 | **12** |
| 31 | Заміна ОПН 6 (10) кВ | 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | **6** |
| 32 | Заміна трансформаторів струму 6(10) кВ | 16 | 0 | 0 | 0 | 0 | **16** |
|  | **Разом** | **183** | **183** | **219** | **221** | **233** | **1039** |

**Таблиця 29. – Узагальнена інформація про необхідність у капіловкладеннях для замін акумуляторних батарей з зарядно-пядзарядним присроем та системи постійного оперативного струму на ПС 35-150 кВ**

**(Категорія заходу відповідно до п. 3.2.6 Кодексу систем розподілу – 2).**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Об’єкт системи розподілу | Кількість елементів АБ | Напруга оперативних кіл, В | Вид будівництва (технічне переснащення) | Рік реалізації заходів | | | | | Всього тис грн без ПДВ |
| 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
| **Дніпропетровська область** | | | | | | | | | | |
| 1 | ЕЧЕ-83 Ігрень | 102 | 220 | технічне переснащення |  |  |  |  | 2300,0 | 2300,0 |
| 2 | ЕЧЕ-17 Іларіонове | 64 | 110 | технічне переснащення |  | 1250,0 |  |  |  | 1250,0 |
| 3 | ЕЧЕ-12 Запоріжжя Камянске | 58 | 110 | технічне переснащення | 1300,0 |  |  |  |  | 1300,0 |
| 4 | ЕЧЕ-16 Дніпропетровськ-вантажний | 0 | 0 | технічне переснащення |  |  |  | 1500,0 |  | 1500,0 |
| 5 | ЕЧЕ-8 П'ятихатки | 62 | 110 | технічне переснащення |  |  |  | 1250,0 |  | 1250,0 |
| 6 | ЕЧЕ-23 Божедарівка | 55 | 110 | технічне переснащення |  | 1150,0 |  |  |  | 1150,0 |
| 7 | ЕЧЕ-26 Кривий Ріг Гол. | 54 | 110 | технічне переснащення |  |  | 1150,0 |  |  | 1150,0 |
| 8 | ЕЧЕ-28 Зав'ялівка | 64 | 110 | технічне переснащення |  |  |  |  | 1250,0 | 1250,0 |
| 9 | ЕЧЕ-29 Рядова | 55 | 110 | технічне переснащення | 1150,0 |  |  |  |  | 1150,0 |
| 10 | ЕЧЕ-30 Грекувата | 55 | 110 | технічне переснащення |  |  | 1150,0 |  |  | 1150,0 |
| 11 | ЕЧЕ-34 Варварівка | 64 | 110 | технічне переснащення | 1250,0 |  |  |  |  | 1250,0 |
| 12 | ЕЧЕ-35 Павлоград | 64 | 110 | технічне переснащення |  |  |  | 1250,0 |  | 1250,0 |
| 13 | ЕЧЕ-36 Зайцеве | 64 | 110 | технічне переснащення |  |  |  | 1250,0 |  | 1250,0 |
| 14 | ЕЧЕ-44 Мінеральна | 69 | 110/148 | технічне переснащення |  |  | 1350,0 |  |  | 1350,0 |
| 15 | ЕЧЕ-45 Богуславський | 69 | 110/148 | технічне переснащення |  | 1350,0 |  |  |  | 1350,0 |
| 16 | ЕЧЕ-46 Миколаївка | 69 | 110/148 | технічне переснащення |  |  | 1350,0 |  |  | 1350,0 |
| **Запорізька область** | | | | | | | | | | |
| 17 | ЕЧЕ-2 Канцерівка | 64 | 110 | технічне переснащення | 1150,0 |  |  |  |  | 1150,0 |
| 18 | ЕЧЕ-38 Вільнянськ | 62 | 110 | технічне переснащення |  |  |  |  | 1250,0 | 1250,0 |
| 19 | ЕЧЕ-1 Запоріжжя Ліве | 62 | 110 | технічне переснащення |  |  |  |  | 1250,0 | 1250,0 |
| 20 | ЕЧЕ-39 Запоріжжя -1 | 64 | 110 | технічне переснащення |  |  |  |  | 1250,0 | 1250,0 |
| 21 | ЕЧЕ-49 1132км | 64 | 110 | технічне переснащення | 1500,0 |  |  |  |  | 1500,0 |
| 22 | ЕЧЕ-50 Таврійськ | 117 | 220 | технічне переснащення |  |  |  | 2500,0 |  | 2500,0 |
| 23 | ЕЧЕ-53 Мелітополь | 62 | 110 | технічне переснащення |  | 1250,0 |  |  |  | 1250,0 |
| 24 | ЕЧЕ-55 Сокологірна | 69 | 110/148 | технічне переснащення |  |  | 1350,0 |  |  | 1350,0 |
| **Херсонська область** | | | | | | | | | | |
| 25 | ЕЧЕ-56 Партизани | 118 | 110/148 | технічне переснащення |  | 2500,0 |  |  |  | 2500,0 |
| 26 | ЕЧЕ-57 Салькове | 65 | 110 | технічне переснащення |  |  |  |  | 1260,0 | 1260,0 |
| 27 | ЕЧЕ-58 Чонгар | 65 | 110 | технічне переснащення |  |  |  |  | 1260,0 | 1260,0 |
| **Донецька область** | | | | | | | | | | |
| 28 | ЕЧЕ-48 Роз'їзд 5 км | 69 | 110/148 | технічне переснащення |  |  | 1350,0 |  |  | 1350,0 |
|  | **Разом** | | | | **6350,0** | **7500,0** | **7700,0** | **7750,0** | **9820,0** | **39120,0** |

**Таблиця 30. – Узагальнена інформація про необхідність у капіловкладеннях для заміни пристроїв телемеханіки на ПС 35-150 кВ**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **ПC, ЗТП, РП, ЦРП** | **Телемеханіка, що планується до встановлення** | **Рік впровадження** | **Обсяги капіталовкладення, тис. грн. без ПДВ** |
|
| **Диспетчерські кола Північь та Центр (ЕЧЦ-4) Запорізької дистанції електропостачання** | | | **7540,0** |
| Енергодиспетчерський пункт диспетчерського кола Північ | Лоза | 2020 | 3000,0 |
| ПС 35/10 кВ Славгород | Лоза | 2020 | 90,0 |
| ПС 35/6 кВ «Вільнянськ» | Лоза | 2020 | 90,0 |
| ПС 35/10 кВ «Запоріжжя-1» | Лоза | 2020 | 90,0 |
| ПС 35/10 кВ «Запорізька Січ» | Лоза | 2020 | 90,0 |
| ПС 35/10/6 кВ «Запоріжжя Ліве» | Лоза | 2020 | 90,0 |
| Енергодиспетчерський пункт диспетчерського кола Центр | Лоза | 2020 | 3000,0 |
| ПС 35/6 кВ «1132 км» | Лоза | 2020 | 90,0 |
| ПС 35/10 кВ «Пришиб» | Лоза | 2020 | 90,0 |
| ПС 35/10 кВ Мелітополь | Лоза | 2020 | 90,0 |
| ПС 35/10 «Салькове» | Лоза | 2020 | 90,0 |
| ПС 35/10 «Чонгар» | Лоза | 2020 | 90,0 |
| Розроблення ПКД "Технічного переоснащення програмно-аппаратних засобів оперативно-інформаційного технологічного комплексу автоматизованої системи енергодиспетчерського управління режимами роботи електричних мереж Криворізького регіону регіональної філії "Придніпровська залізниця" | | 2020 | 280,0 |
| Розроблення проектно-кошторисної документації: "Технічного переоснащення програмно-аппаратних засобів оперативно-інформаційного технологічного комплексу автоматизованої системи енергодиспетчерського управління режимами роботи електричних мереж Дніпровського регіону регіональної філії "Придніпровська залізниця" | | 2020 | 360,0 |
| **Диспетчерські кола Нижньодніпровськ-Вузол та Чаплино (ЕЧЦ-2) дистанції електропостачання Нижньодніпровськ-Вузол** | | | **10530,0** |
| Енергодиспетчерський пункт диспетчерського кола Нижньодніпровськ-Вузол | Лоза | 2021 | 3000,0 |
| Енергодиспетчерський пункт диспетчерського кола Чаплино | Лоза | 2021 | 3000,0 |
| ПС 35/10 кВ «Іларіонове» | Лоза | 2021 | 90,0 |
| ПС 35/6 кВ «Н.Д.-Вузол» | Лоза | 2021 | 90,0 |
| ПС 35/10 «Новомосковськ» | Лоза | 2021 | 90,0 |
| ПС 150/35/10 «Письменна» | Лоза | 2021 | 90,0 |
| ПС 150/35/10 «Роздори» | Лоза | 2021 | 90,0 |
| ПС 150/35/10 «Синельникове» | Лоза | 2021 | 90,0 |
| ПС 150/35/10 «Ульянівка» | Лоза | 2021 | 90,0 |
| ПС 35/10 «Ігрень» | Лоза | 2021 | 90,0 |
| ПС 150/110/35/10 «Чаплине» | Лоза | 2021 | 90,0 |
| Енергодиспетчерський пункт диспетчерського кола Нікополь | Лоза | 2021 | 3000,0 |
| ПС 35/10 кВ «Апостолово» | Лоза | 2021 | 90,0 |
| ПС 35/10 кВ «Підстепна» | Лоза | 2021 | 90,0 |
| ПС 35/6 кВ «Нікополь» | Лоза | 2021 | 90,0 |
| ПС 35/10 кВ «Марганець» | Лоза | 2021 | 90,0 |
| ПС 35/10 кВ «Мирова» | Лоза | 2021 | 90,0 |
| ПС 35/10 «Канцерівка» | Лоза | 2021 | 90,0 |
| ПС 35/10 «Тік» | Лоза | 2021 | 90,0 |
| ПС 35/10 «Чортомлик» | Лоза | 2021 | 90,0 |
| **Диспетчерські кола Верхівцево та Дніпро (ЕЧЦ-3) Верхівцевської дистанції електропостачання** | | | **6900,0** |
| Енергодиспетчерський пункт диспетчерського кола Верхівцево | Лоза | 2022 | 3000,0 |
| Енергодиспетчерський пункт диспетчерського кола Дніпро | Лоза | 2022 | 3000,0 |
| ПС 35/6 кВ «Железнякове» | Лоза | 2022 | 90,0 |
| ПС 35/6 кВ «Верхівцеве» | Лоза | 2022 | 90,0 |
| ПС 35/6 кВ «Верхньодніпровськ» | Лоза | 2022 | 90,0 |
| ПС 35/6 кВ «Баглій» | Лоза | 2022 | 90,0 |
| ПС 35/6 кВ «Плотина» | Лоза | 2022 | 90,0 |
| ПС 35/10 кВ «Балівка» | Лоза | 2022 | 90,0 |
| ПС 35/6 кВ «Воскобійня» | Лоза | 2022 | 90,0 |
| ПС 35/10 кВ «Сухачівка» | Лоза | 2022 | 90,0 |
| ПС 6 кВ «Горяїнове» | Лоза | 2022 | 90,0 |
| ПС 6 кВ «Карнаухівка» | Лоза | 2022 | 90,0 |
| **Диспетчерські кола Долинсько-Верхівцевський та П'ятихатський (ЕЧЦ-6) Криворізької дистанції електропостачання** | | | **7350,0** |
| Енергодиспетчерський пункт диспетчерського кола Долинсько-Верхівцевський | Лоза | 2023 | 3000,0 |
| Енергодиспетчерський пункт диспетчерського кола П'ятихатський | Лоза | 2023 | 3000,0 |
| ПС 150/35/6 кВ «П’ятихатки» | Лоза | 2023 | 90,0 |
| ПС 35/6 кВ «Кривий Ріг Головний» | Лоза | 2023 | 90,0 |
| ПС 35/10 кВ «Інгулець» | Лоза | 2023 | 90,0 |
| ПС 150/35/10 кВ «Мусіївка» | Лоза | 2023 | 90,0 |
| ПС 10 кВ «Червоний Шахтар» | Лоза | 2023 | 90,0 |
| ПС 6 кВ «ЮГОК» | Лоза | 2023 | 90,0 |
| ПС 6 кВ «Вечірній Кут» | Лоза | 2023 | 90,0 |
| ПС 150/10 кВ «Утішна» | Лоза | 2023 | 90,0 |
| ПС 35/10 кВ «Божедарівка» | Лоза | 2023 | 90,0 |
| ПС 35/10 кВ «Милорадівка» | Лоза | 2023 | 90,0 |
| ПС 35/10 кВ «Девладове» | Лоза | 2023 | 90,0 |
| ПС 35/10 кВ «Савро» | Лоза | 2023 | 90,0 |
| ПС 35/10 кВ «Зав’ялівка» | Лоза | 2023 | 90,0 |
| ПС 35/10 кВ «Рядова» | Лоза | 2023 | 90,0 |
| ПС 35/10 кВ «Саксагань» | Лоза | 2023 | 90,0 |
| **Диспетчерське коло Павлоград (ЕЧЦ-7) Павлоградської дистанції електропостачання та Дорожній енерго-диспетчерський пункт** | | | **6310,0** |
| Енергодиспетчерський пункт диспетчерського кола Павлоград | Лоза | 2024 | 3000,0 |
| ПС 35/10 кВ «Варварівка» | Лоза | 2024 | 90,0 |
| ПС 35/10 кВ «Павлоград» | Лоза | 2024 | 90,0 |
| ПС 35/10 кВ «Зайцеве» | Лоза | 2024 | 90,0 |
| ПС 150/35/10 кВ «Мінеральна» | Лоза | 2024 | 90,0 |
| ПС 35/10 кВ «Богуславський» | Лоза | 2023 | 90,0 |
| ПС 35/10 «Миколаївка» | Лоза | 2024 | 90,0 |
| ПС 110/10 кВ «Слов’янка» | Лоза | 2024 | 90,0 |
| ПС 110/10 кВ «Самійлівка» | Лоза | 2024 | 90,0 |
| ПС 110/10 кВ «Роз’їзд 5 км» | Лоза | 2024 | 90,0 |
| Енерго-диспетчерський пункт дорожнього рівня | Лоза | 2024 | 2500,0 |
| **Разом:** | | | **38630,0** |

**28.2. Будівництво та реконструкція ЛЕП 35-110 кВ.**

В межах регіональної філії «Придніпровська залізниця» Планом перспективного розвитку на прогнозний 2020-2025 р.р. будівництво нових або реконструкція існуючих ЛЕП 35-150 кВ не передбачено

# Аналіз витрат та вигод (з урахуванням техніко-економічних показників) проектів з розвитку системи розподілу

Ефективність капітальних вкладень у розвиток електричних мереж від реалізації заходів Плану розвитку системи розподілу регіональної філії «Придніпровська залізниця» на період 2002-2024 р.р. за сумарними витратами і результатами здійснюється згідно ГКД 340.000.001-95 та ГКД 340.000.002-97.

Даним розділом визначається загальноекономічна ефективність від реалізації/впровадження інвестицій передбачених Планом розвитку заходів у цілому для філії. Загальні пооб’єктні витрати за проектом Плану розвитку оператора системи розподілу регіональної філї «Придніпровська залізниця» визначалися відповідно до нормативного документу СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44:2011 "Укрупнені показники вартості підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ" та за проектно-кошторисною документацією розробленою по оеркмих обєктах.

Так як впровадження інвестиційної програми виконується на протязі року і поточні показники постійні на протязі всього розрахункового періоду, то основним крітеріальним показником вважаємо інтегральний ефект Пдс, рентабельність інвестицій Rі і термін окупності Ток (п. 2.14 ГКД 340.000.002-97).

Критерієм загальної ефективності реалізації заходів Плану розвитку є позитивне значення Пдс (інтегральний ефект):

Згідно формули:

Пдс = (Прт + Арт) / Е – К, де:

Прт – прогнозований чистий прибуток;

Арт–амортизаційні відрахування на реновацію;

Е – процента ставка Національного банку України, Е=0,18;

К – капітальні вкладення, які заплановані в 2020-2024 роках;

Прт - дорівнює балансовому прибутку з відрахуванням податку на прибуток та оплати процентів за кредит.

Прт = Пбт – Нпт – Варт.

Прогнозований чистий прибуток на 2020-2024 роки

Прт = 0 тис. грн.

Прогнозовані амортизаційні відрахування на реновацію на 2020-2024 роки

Арт = 251 653 тис. грн.

Капітальні вкладення, які заплановані в 2020-2024 роках

К = 803 150 тис. грн.

Розраховуємо показник ефективності капіталовкладень (інтегральний ефект)

Пдс = (0+251 653)/0,18 – 803 150 = 594 922,22

За результатом розрахунку отримуємо позитивне значення Пдс.

Рентабельність інвестицій Rі (проста норма прибутку):

Рентабельність інвестицій повинен бути Ri> Е

Ri - являє собою відношення прибутку (без відрахування амортизації і з додаванням ліквідної або залишкової вартості Лт=910 602) до капітальних вкладень:

Rі = (Прт + Арт + Лт) /К

Розраховуємо рентабельність інвестицій

Rі = (0+251 653+910 602)/ 594 922,0= 1,44

Rі = 1,44 > Е = 0,18

Термін окупності Ток дорівнює оберненій величині рентабельності інвестиційRі, при цьомуТок = Тп, де Тп– період повернення капіталу

Ток= 1/Rі = 1/1,44 = 0,694

Для статистичних задач розрахунковий період дорівнює

Тр = 1/Е = 1/0,18 = 5,56

Критерій ефективності повинен бути Ток<Тр,

Згідно отриманих результатів розрахунків Ток = 0,18 <Тр = 0,694

В результаті проведених розрахунків отримуємо позитивний інтегральний ефект та виконання критеріїв рентабельності інвестицій і терміну окупності, що свідчить про ефективність реалізації Плану розвитку системи розподілу регіональної філії «Придніпровська залізниця» на період 2020 – 2024 рр.

# Висновки

Регіональна філія «Придніпровська залізниця» здійснює свою діяльність, на теріторії Дніпропетровської, Запорізької, Херсонської (Генічеський район), Харківської (Лозовський район) та Донецької (Покровський район) областей України. Регіональна філія «Придніпровська залізниця» забезпечує електропостачання понад 25 тис. споживачів, з яких близько 18 тис. побутові споживачі.

Господарську діяльність з розподілу електричної енергії у складі регіональної філії «Придніпровська залізниця» забезпечує господарство електропостачання. До складу якого на сьогоднішній день входять 6 дистанцій електропостачання, які утримують на балансі розподільні електромережі розташовані на теріторії наступних адміністративно-теріторіальних одиниц:

* Нікопольська дистанція електропостачання (Дніпропетровська область та Запорізький район Запорізької області);
* Нижньодніпровськ-Вузол дистанція електропостачання (Дніпропетровська область та Красноградський та Зачепилівський райони Харківської області);
* Верхівцевська дистанція електропостачання (Дніпропетровська область);
* Криворізька дистанція електропостачання (Дніпропетровська область);
* Павлоградська дистанція електропостачання (Дніпропетровська, Лозовський район Харківської області та Покровський район Донецької області);
* Запорізька дистанція електропостачання (Синельніковський район Дніпропетровської області, Запорізькаобласть та Генічеський район Херсонської області);

Перспективний план є приблизною оцінкою обсягу робіт, переліку проектів та обсягів фінансування, необхідних для призупинення процесу старіння мереж філії та підвищення надійності електропостачання до світового рівня. План є орієнтовним, може бути змінений оскільки засновується на сьогоднішній оцінці технічного стану мереж та існуючих сьогодні прогнозах зростання навантаження, які можуть переглядатися.

Крім того, визначення цін на виконання робіт і вартість матеріалів та обладнання на будівництво та реконструкцію електричних мереж протягом 2020-2024 рр. є надзвичайно складним.

Згідно аналізу технічного стану розподільчих мереж потребує реконструкції наступне обладнання:

**Дніпропетровська область**

* трансформатори, що відпрацювали більше 50 років:
* трансформатори 150 кВ – 9 шт.;
* трансформатори 110 кВ – 5 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 71 шт.;
* трансформатори, що відпрацювали від 40 до 49 років:
* трансформатори 150 кВ – 3 шт.;
* трансформатори 110 кВ – 0 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 21 шт.;
* трансформатори, що відпрацювали від 30 до 39 років:
* трансформатори 150 кВ – 4 шт.;
* трансформатори 110 кВ – 0 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 18 шт.;
* трансформатори, що відпрацювали від 25 до 29 років:
* трансформатори 150 кВ – 1 шт.;
* трансформатори 110 кВ – 0 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 5 шт.;

**Запорізька область**

* трансформатори, що відпрацювали більше 50 років:
* трансформатори 150 кВ – 4 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 19 шт.;
* трансформатори, що відпрацювали від 40 до 49 років:
* трансформатори 150 кВ – 5 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 7 шт.;
* трансформатори, що відпрацювали від 30 до 39 років:
* трансформатори 35 кВ – 5 шт.;

**Херсонська область**

* трансформатори, що відпрацювали більше 50 років:
* трансформатори 150 кВ – 2 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 1 шт.;
* трансформатори, що відпрацювали від 40 до 49 років:
* трансформатори 150 кВ – 5 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 7 шт.;

**Харківська область**

* трансформатори, що відпрацювали більше 50 років:
* трансформатори 110 кВ – 2 шт.;

**Донецька область**

* трансформатори, що відпрацювали більше 50 років:
* трансформатори 110 кВ – 2 шт.;

Згідно норм існує потреба в заміні ВД/КЗ на вимикачі та заміна масляних вимикачів на вакуумні для напруги 10-35 кВ та на елегазові для 110 (150) кВ. Потреба в першочерговій реконструкції високовольтного обладнання в період до 2024 року становить:

**Дніпропетровська область**

* ВД/КЗ та вимикачі, що відпрацювали більше 50 років:
* ВД/КЗ-150 кВ – 7 шт.;
* ВД/КЗ-110 кВ – 1 шт.;
* масляні вимикачі 150 кВ – 7 шт.;
* масляні вимикачі 110 кВ – 4 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 255 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 384 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 40 до 49 років:
* масляні вимикачі 35 кВ – 20 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 46 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 30 до 39 років:
* масляні вимикачі 150 кВ – 2 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 26 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 68 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 25 до 29 років:
* вакуумні вимикачі 10 кВ – 5 шт.;
* вимикачі, що не потребують заміни:
* елегазові вимикачі 150 кВ – 18 шт.;
* елегазові вимикачі 110 кВ – 3 шт.;
* вакуумні вимикачі 35 кВ – 2 шт.;
* вакуумні вимикачі 10 кВ – 20 шт.

**Запорізька область**

* ВД/КЗ та вимикачі, що відпрацювали більше 50 років:
* ВД/КЗ-150 кВ – 7 шт.;
* масляні вимикачі 150 кВ – 1 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 64 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 176 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 40 до 49 років:
* масляні вимикачі 150 кВ – 1 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 13 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 30 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 30 до 39 років:
* масляні вимикачі 35 кВ – 5 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 16 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 25 до 29 років:
* масляні вимикачі 150 кВ – 1 шт.;
* вимикачі, що не потребують заміни меньш 25 років:
* елегазові вимикачі 150 кВ – 5 шт.;

**Херсонська область**

* ВД/КЗ та вимикачі, що відпрацювали більше 50 років:
* ВД/КЗ-150 кВ – 2 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 9 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 5 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 40 до 49 років:
* масляні вимикачі 150 кВ – 5 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 16 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 14 шт.;
* вимикачі, що не потребують заміни меньш 25 років:
* вакуумні вимикачі 10 кВ – 12 шт.

**Харківська область**

* ВД/КЗ та вимикачі, що відпрацювали більше 50 років:
* ВД/КЗ-110 кВ – 2 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 4 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 9 шт.;

**Донецька область**

* ВД/КЗ та вимикачі, що відпрацювали більше 50 років:
* масляні вимикачі 110 кВ – 1 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 10 шт.;
* вимикачі, що не потребують заміни меньш 25 років:
* елегазові вимикачі 110 кВ – 2 шт.

Як показав аналіз завантаження трансформаторів на підстанціях регіональної філії «Придніпровська залізниця», в зв'язку з недостатньою трансформаторною потужністю заміни потребують на більш потужні наступні трансформатори:

* Т-1 потужністю 10 МВА на ПС 35/6 кВ "Нижньодніпровськ-Вузол" (в експлуатації 28 років);
* Т-1 потужністю 1,6 МВА та Т-2 потужністю 2,5 МВА на ПС 35/6 кВ "Дніпропетровськ-Вантажний" (Т-1 в експлуатації 43 роки та Т-2 в експлуатації 10 років), шляхом переміщення трансформаторів Т-1 та Т-2 потужністю 6,3 МВА кожний з ПС 35/6 кВ "Гребля" (в експлуатації 43 роки);
* Т-1 потужністю 1,8 МВА на ПС 35/6 кВ "Воскобійня" (Т-1 в експлуатації 29 років), резервний трансформаторі відсутній.

Капіталовкладення необхідні для реалізації реконструкції та нового будівництва становлять:

* **загалом капіталовкладення в мережі 35-150 кВ за період 2020-2024 років – 934,7 млн.грн.;**
* 2020 рік – 211,63 млн.грн.;
* 2021 рік – 100,37млн.грн.;
* 2022 рік – 170,68 млн.грн.;
* 2023 рік – 165,45 млн.грн.;
* 2024 рік – 162,34млн.грн.;
* **капіловкладеннях для замін акумуляторних батарей з зарядно-пядзарядним присроем – 39,12 млн.грн.**
* **необхідні капіталовкладення для розвитку ТМ – 38,63 млн.грн.**
* **необхідні капіталовкладення для реконструкції інтелектуальних приладів обліку – 14,8 млн.грн.**

Виконання програми перспективного розвитку до 2024 року дасть можливість:

* перейти на значно вищий ступінь сталої роботи системи і надійного та якісного електропостачання споживачів;
* скоротити технологічні витрати електроенергії на її транспортування електромережами 0,4-110 кВ;
* скоротити витрати на обслуговування, контроль і ревізію обладнання;
* за рахунок впровадження вакуумних та елегазових вимикачів:
* підвищити комутаційний і механічний ресурс;
* мінімізувати вимоги до обслуговування;
* виключити можливість забруднення довкілля;
* скоротити експлуатаційні витрати;
* зменшити пожежо- та вибухонебезпеку.
* за рахунок впровадження релейного захисту на мікропроцесорній основі підвищити надійність роботи електроустаткування і обсяг точок мережі, що контролюються.