**ТОМ 5**

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

**Регіональна філія «Південно-Захдна залізниця»**

ЗМІСТ

1. Вступ……………………………………………………………………………4

2. Характеристика РФ ПЗЗ АТ "Укрзалізниця"……………………………6

3. Технічний стан електричних мереж……………………………………….8

3.1. Технічний стан підстанцій 35 та 110 кВ………………………………...16

3.2. Технічний стан ліній електропередавання 35 та 110 кВ…………….…18

4. Фактичні та прогнозні обсяги попиту на електричну енергію та потужність у системі розподілу, обсяги розподілу (у т.ч. транзиту) електричної енергії мережами ОСР……………………………………………………………….19

5. Фактичні та обґрунтовані прогнозні обсяги відпуску електричної енергії виробників електричної енергії, приєднаних до системи розподілу (визначені, де необхідно, у координації з ОСП)…………………………………..21

6. Інформація щодо існуючих електроустановок виробництва електричної енергії, які приєднані до системи розподілу……………………….23

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)………………………………..24

8. Дані щодо прогнозної потужності приєднання нових електроустановок (на основі заяв про приєднання та доступної потужності в точках забезпечення потужності)…………………………………………………………………………….25

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……………….28

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………32

10.1. Необхідність реконструкції та модернізації підстанцій 35 та 110 кВ…32

10.2. Необхідність реконструкції та модернізації ПЛ 35 та 110 кВ…………33

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……………………………...34

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……………………………..35

12.1. Аналіз технічного стану РЗА на ПС 110 та 35 кВ………………………35

12.2. Необхідність реконструкції та модернізації РЗА……………………….35

12.3. Оцінка відповідності параметрів комутаційного обладнання струмам к.з………………………………………………………………………………………...39

13. Дані щодо завантаження електричних мереж напругою 20 кВ та вище в характерні періоди їх роботи для нормальних та ремонтних режимів.40

13.1. Аналіз існуючих навантажень……………………………………………40

13.2. Розрахунок перспективних навантажень………………………………..41

14. Інформація (фактичні та заплановані рівні показників) щодо якості електропостачання (комерційна якість послуг, надійність (безперервність) та якість електроенергії) та заходів, направлених на її підвищення…………………………………………………………………………….44

15. Інформащія щодо розміщення пристроїв фіксації/аналізу показників якості електроенергії та планів щодо їх встановлення……………54

16. Інформація щодо запланованого виведення обладнання системи розподілу з експлуатації та оцінка впливу такого виведення…………………..56

17. Плани в частині заходів з компенсації реактивної потужності…...57

18. Плани в частині улаштування "інтелектуального" обліку електричної енергії……………………………………………………………………58

19. Заходи з розвитку телемеханізації……………………………………..61

20. Фактичні та прогнозні витрати електроенергії в системі розподілу та заходи, направлені на їх зниження………………………………………………64

21. Аналіз переведення мереж 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ……….72

22. Заходи з впровадження мереж "Smart Grids"…………………….....73

23. Узагальнений перелік та стан мереж 0,4-10 кВ……………………...75

24. Інформація щодо об'єктів незавершеного будівництва, реконструкції та технічного переоснащення……………………………………...78

25. Інформація щодо раніше виконаних ТЕО та плани з реалізації заходів по таким ТЕО………………………………………………………………...82

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…………………………………………..83

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………………………….84

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……………………………………….106

29. Аналіз витрат та вигод (з урахуванням техніко-економічних показників) проектів з розвитку системи розподілу……………………………119

**30. Висновки………………………………………………………………...121**

# Вступ

Головні напрямки технічного розвитку регіональної філії «Південно-західна залізниця» АТ «Укрзалізниця» на період 2020-2024 роки відображені в «Плані розвитку електричних мереж напругою 35 – 154 кВ та визначення обсягів реконструкції електричних мереж напругою 0,4 – 10 кВ на 2020 - 2024 роки регіональної філії «Південно-західна залізниця» АТ «Укрзалізниця» (далі – «План розвитку»).

План формувався згідно вимог СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-103:2014на підставі аналізу виконання заходів по модернізації пристроїв електропостачання за 2014-2018 роки.

Основною метою «Плану розвитку» стало визначення шляхів і напрямків розвитку Товариства, прийняття технічних рішень, які забезпечать на встановлену перспективу попит споживачів на якісне та надійне енергопостачання, який формуєтся з урахуванням:

* 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 Компанія. Проекти, що прийняті до реалізації, узгоджені з основними напрямками розвитку єдиної енергосистеми та її станом.

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

План передбачає комплекс заходів, спрямованих на поліпшення технічного стану електричних мереж з урахуванням підготовки їх роботи в несприятливих погодних умовах, осінньо-зимовий період на найближчі роки, що поліпшить надійність та дозволить забезпечити безперервне електропостачання споживачів Компанії. До таких заходів відносяться модернізація та реконструкція кабельних та повітряних ліній, а також електрообладнання 6-110 кВ. Ряд заходів передбачає модернізацію і реконструкцію мереж з впровадженням перспективного устаткування, автоматизованих систем керування, систем релейного захисту та протиаварійної автоматики тощо.

# Характеристика регіональної філії "південно-західна залізниця" АТ "Укрзалізниця "

Нині Південно-Західна залізниця – головна транспортна артерія держави, 6166 км колії якої проходять 11-ма областями України. 94 % обсягів перевезень здійснюються електричною тягою, забезпечує електропостачання понад 24 тис. побутових та залізничних споживачів.

Залізниця, в основному, розташована на території Київської, Вінницької, Житомирської, Чернігівської, Сумської, Хмельницької та, частково, в районах Рівненської, Чернівецької, Черкаської, Полтавської та Тернопільської областей.

***До складу регіональної філії "Південно-Західна залізниця" АТ "Укрзалізниця" входять 7 виробничих підрозділів дистанцій електропостачання (ЕЧ):***

* Київське ЕЧ;
* Козятинське ЕЧ;
* Жмеринське ЕЧ;
* Коростенське ЕЧ;
* Конотопське ЕЧ;
* Дарницьке ЕЧ;
* Фастівське ЕЧ.

***Основними цілями діяльності Товариства 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 Товариства, забезпечення та задоволення економічних інтересів і соціальних потреб працівників.

***Предмет діяльності Товариства:***

* розподіл електричної енергії;
* надання послуг на оптовому ринку електричної енергії України;
* експлуатація ліній електропередач та підстанцій;
* комплексне виконання робіт по монтажу, ремонту і технічного обслуговування енергетичного устаткування і споруд;
* реконструкція, технічне переоснащення і капітальний ремонт електричних мереж, споруд, машин і механізмів;
* інше згідно із Статутом Товариства.

***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 – 110-35 кВ та 2 клас – 10-0,4 кВ).

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

Товариство є постачальником електроенергії у Київській, Вінницькій, Житомирській, Чернігівській, Сумській, Хмельницькій та, частково, в районах Рівненської, Чернівецької, Черкаської, Полтавської та Тернопільської областях. Конкурентами є незалежні постачальники електроенергії та ліцензіат за регульованим тарифом – обленерго, що обслуговують вище перераховані області.

На стан Компанії, особливо на фінансове становище, впливає платоспроможність 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 РФ ПЗЗ АТ "Укрзалізниця"

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Параметр** | **Одиниця виміру** | **2018 рік** |
| **Площа території, на якій здійснюється діяльність** | **тис.** км2 | **80** |
| **Загальна довжина електричних мереж** | **км** | **7806,64** |
| ***ПЛ 110 кВ*** | ***км*** | ***32,108*** |
| ***ПЛ 35 кВ*** | ***км*** | ***1309,09*** |
| ***КЛ 35 кВ*** | ***км*** | ***0,0*** |
| ***ПЛ 10 кВ*** | ***км*** | ***2826,25*** |
| ***КЛ 10 кВ*** | ***км*** | ***513,62*** |
| ***ПЛ 6 кВ*** | ***км*** | ***385,4*** |
| ***КЛ 6 кВ*** | ***км*** | ***2,1*** |
| ***ПЛ 0,4 кВ*** | ***км*** | ***1198,39*** |
| ***КЛ 0,4 кВ*** | ***км*** | ***1539,68*** |
| **Сумарна потужність власних трансформаторів** | **МВА** | **2390,4** |
| ***110 кВ*** | ***МВА*** | ***2307*** |
| ***35 кВ, 27,5 кВ*** | ***МВА*** | ***83,4*** |
| **Загальна кількість підстанцій** | **од.** | **40** |
| ***110 кВ*** | ***од.*** | ***36*** |
| ***35 кВ, 27,5 кВ*** | ***од.*** | ***878*** |

# 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.**

Прогноз технічного стану об'єктів електричних мереж на 2020-2024 роки наведено в **Табл. 3** (у випадку погіршення технічного стану) та в **Табл. 4** (у випадку покращення технічного стану).

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** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 2 | **ПЛ-110 (150) кВ, усього** | км (по трасі) | **32,108** | **32,108** | **32,108** | **32,108** | **32,108** |
| у доброму стані | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 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 |
| 3 | **ПЛ-35 кВ, усього** | км (по трасі) | **1 307.05** | **1 307.05** | **1 308.81** | **1 308.88** | **1 309.09** |
| у доброму стані | 1062,75 | 1053,65 | 1015,21 | 1008,28 | 953,09 |
| підлягає реконструкції | 129,3 | 126,0 | 118,6 | 110,5 | 125,0 |
| підлягає капітальному ремонту | 115,0 | 127,4 | 175,0 | 190,1 | 231,0 |
| 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) | **3 130.18** | **3 235.29** | **3 206,56** | **3 210,15** | **3 211.65** |
| у доброму стані | 2392,58 | 2495,09 | 2593,06 | 2430,75 | 1531,35 |
| підлягає реконструкції | 108,6 | 152,3 | 147,1 | 194,3 | 905,03 |
| підлягає капітальному ремонту | 610,7 | 572,5 | 448,9 | 564,7 | 748,04 |
| підлягає повній заміні | 18,3 | 15,4 | 17,5 | 20,4 | 27,23 |
| виведено з експлуатації | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 5 | **ПЛ-0,4 кВ, усього** | км (по трасі) | **1 266.664** | **1 253.97** | **1 195.95** | **1 197,149** | **1 198.39** |
| у доброму стані | 733,314 | 764,37 | 753,65 | 748,249 | 647,31 |
| підлягає реконструкції | 290,8 | 248,3 | 220,7 | 240,8 | 273,54 |
| підлягає капітальному ремонту | 227,75 | 225,6 | 210,4 | 198,6 | 259,94 |
| підлягає повній заміні | 14,8 | 15,7 | 11,2 | 9,5 | 17,6 |
| виведено з експлуатації | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 8 | **КЛ-35 кВ, усього** | км | **0.0** | **0.0** | **0.0** | **0.0** | **0.0** |
| у доброму стані | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 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 | **524.294** | **527.099** | **515,24** | **513.42** | **515,72** |
| у доброму стані | 359,694 | 373,599 | 363,94 | 376,82 | 327,52 |
| підлягає реконструкції | 110,5 | 105,8 | 117,5 | 98,9 | 125,0 |
| підлягає капітальному ремонту | 54,1 | 47,7 | 33,8 | 37,7 | 63,2 |
| 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 | **1558.87** | **1557,578** | **1 532,1** | **1 537,614** | **1 539,68** |
| у доброму стані | 1123,37 | 1098,478 | 1014,5 | 1001,614 | 914,19 |
| підлягає реконструкції | 330,1 | 346,8 | 400,1 | 410,6 | 450,38 |
| підлягає капітальному ремонту | 105,4 | 112,3 | 117,5 | 125,4 | 175,11 |
| 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. | **36** | **36** | **36** | **36** | **36** |
| у доброму стані | 11 | 14 | 18 | 16 | 5 |
| підлягає реконструкції | 18 | 14 | 12 | 11 | 20 |
| підлягає капітальному ремонту | 7 | 8 | 6 | 9 | 11 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 13 | **ПС з вищим класом напруги 35 кВ, 27,5 кВ усього** | шт. | **884** | **872** | **871** | **878** | **878** |
| у доброму стані | 802 | 792 | 791 | 797 | 792 |
| підлягає реконструкції | 64 | 59 | 64 | 58 | 60 |
| підлягає капітальному ремонту | 18 | 21 | 16 | 23 | 26 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 14 | **Трансформаторні підстанції (ТП), розподільні пункти (РП)-6 (10) кВ, усього** | шт. | **1 916** | **1 912** | **1 920** | **1 925** | **1 929** |
| у доброму стані | 503 | 505 | 1311 | 1334 | 401 |
| підлягає реконструкції | 753 | 793 | 125 | 174 | 848 |
| підлягає капітальному ремонту | 329 | 287 | 274 | 227 | 339 |
| підлягає повній заміні | 331 | 327 | 210 | 190 | 341 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 16 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 110 (150) кВ, усього** | шт. | **73** | **73** | **73** | **73** | **73** |
| у доброму стані | 64 | 72 | 70 | 72 | 62 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 9 | 1 | 3 | 1 | 8 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 17 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 35 кВ, 27,5 кВ усього** | шт. | **885** | **873** | **872** | **879** | **879** |
| у доброму стані | 736 | 721 | 704 | 681 | 623 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 128 | 134 | 145 | 164 | 326 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 21 | 18 | 23 | 34 | 70 |
| 18 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 6-10 кВ, усього** | шт. | **2882** | **2878** | **2885** | **2890** | **2894** |
| у доброму стані | 2504 | 2404 | 2317 | 2213 | 1701 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 334 | 436 | 541 | 630 | 1128 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 44 | 38 | 27 | 47 | 65 |

Табл. 3. Прогноз технічного стану об'єктів електричних мереж на 2020-2024 рр (у випадку погіршення технічного стану)

| **№ з/п** | **Назва обладнання та якісна оцінка** | **Од. виміру** | **Прогнозний технічний стан на 2020р.** | **Обсяги запланованих робіт на 2020р.** | **Прогнозний технічний стан (з урахуванням обсягів запланованих робіт) на кінець 2024 року** | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **2020р.** | **2021р.** | **2022р.** | **2023р.** | **2024р.** |
| 1 | **Повітряні лінії (ПЛ)-220 кВ, усього** | км (по трасі) | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| у доброму стані | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| підлягає реконструкції | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| підлягає повній заміні | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| виведено з експлуатації | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 2 | **ПЛ-110 (150) кВ, усього** | км (по трасі) | 32,108 | 0.0 | 32,108 | 32,108 | 32,108 | 32,108 | 32,108 |
| у доброму стані | 0.0 | 0.0 | 32,108 | 32,108 | 32,108 | 32,108 | 32,108 |
| підлягає реконструкції | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| підлягає повній заміні | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| виведено з експлуатації | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 3 | **ПЛ-35 кВ, 27,5 кВ усього** | км (по трасі) | 1 309,09 | 336,0 | 1 309,09 | 1 309,09 | 1 309,09 | 1 309,09 | 1 309,09 |
| у доброму стані | 940,09 | 0,0 | 1102,09 | 1107,49 | 1104,39 | 1108,69 | 1094,99 |
| підлягає реконструкції | 125.0 | 115,0 | 97.0 | 94.6 | 105.7 | 102.4 | 110.1 |
| підлягає капітальному ремонту | 244.0 | 221,0 | 110.0 | 107.0 | 99.0 | 98.0 | 104.0 |
| підлягає повній заміні | 0.0 | 0,0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| виведено з експлуатації | 0.00 | 0,0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 4 | **ПЛ-6 (10) кВ, усього** | км (по трасі) | 3211,65 | 853,4 | 3211,65 | 3211,65 | 3211,65 | 3211,65 | 321,65 |
| у доброму стані | 2484,15 | 0,0 | 743,6 | 744,8 | 746,2 | 747 | 748,8 |
| підлягає реконструкції | 468,2 | 657,1 | 471,5 | 471,9 | 472,4 | 472,6 | 473,4 |
| підлягає капітальному ремонту | 238,6 | 190,9 | 243,5 | 243,8 | 244,5 | 244,9 | 245,7 |
| підлягає повній заміні | 20,7 | 5,4 | 28,6 | 29,1 | 29,3 | 29,5 | 29,7 |
| виведено з експлуатації | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 5 | **ПЛ-0,4 кВ, усього** | км (по трасі) | 1198,39 | 694,1 | 1198,39 | 1198,39 | 1198,39 | 1198,39 | 1198,39 |
| у доброму стані | 757,59 | 0,0 | 699,29 | 696,69 | 694,79 | 693,59 | 690,89 |
| підлягає реконструкції | 223,5 | 510,6 | 273,8 | 274,2 | 275,3 | 275,7 | 277,4 |
| підлягає капітальному ремонту | 201,9 | 180,8 | 206,8 | 208,7 | 209,1 | 209,5 | 210,3 |
| підлягає повній заміні | 15,4 | 2,7 | 18,5 | 18,8 | 19,2 | 19,6 | 19,8 |
| виведено з експлуатації | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 6 | **Кабельні лінії (КЛ)-220 кВ, усього** | км | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| у доброму стані | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| підлягає реконструкції | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| підлягає повній заміні | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| виведено з експлуатації | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 7 | **КЛ-110 (150) кВ, усього** | км | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| у доброму стані | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| підлягає реконструкції | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| підлягає повній заміні | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| виведено з експлуатації | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 8 | **КЛ-35 кВ, усього** | км | 0,0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| у доброму стані | 0,0 | 0.0 | 0.0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| підлягає реконструкції | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| підлягає повній заміні | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| виведено з експлуатації | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 9 | **КЛ-6 (10) кВ, усього** | км | 515,72 | 175,3 | 515,72 | 515,72 | 515,72 | 515,72 | 515,72 |
| у доброму стані | 321,02 | 0,0 | 318,32 | 317,22 | 316,02 | 314,32 | 311,22 |
| підлягає реконструкції | 127,3 | 115,4 | 128,5 | 129,1 | 129,8 | 130,9 | 133,4 |
| підлягає капітальному ремонту | 67,4 | 59,9 | 68,9 | 69,4 | 69,9 | 70,5 | 71,1 |
| підлягає повній заміні | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| виведено з експлуатації | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 10 | **КЛ-0,4 кВ, усього** | км | 1539,68 | 454,1 | 1539,68 | 1539,68 | 1539,68 | 1539,68 | 1539,68 |
| у доброму стані | 937,58 | 0,0 | 929,18 | 926,48 | 923,78 | 918,68 | 910,58 |
| підлягає реконструкції | 430,9 | 305,2 | 433,8 | 434,3 | 434,8 | 435,5 | 440,7 |
| підлягає капітальному ремонту | 171,2 | 143,8 | 172,5 | 174,3 | 175,8 | 179,1 | 180,9 |
| підлягає повній заміні | 0,0 | 5,1 | 4,2 | 4,6 | 5,3 | 6,4 | 7,5 |
| виведено з експлуатації | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 11 | **Підстанції (ПС) з вищим класом напруги 220 кВ, усього** | шт. | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| у доброму стані | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| підлягає реконструкції | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| підлягає повній заміні | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 12 | **ПС з вищим класом напруги 110 (150) кВ, усього** | шт. | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 |
| у доброму стані | 27 | 31 | 27 | 26 | 25 | 25 | 24 |
| підлягає реконструкції | 9 | 1 | 9 | 9 | 10 | 10 | 11 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 4 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 13 | **ПС з вищим класом напруги 35 кВ, 27,5 кВ усього** | шт. | 878 | 86 | 878 | 878 | 878 | 878 | 878 |
| у доброму стані | 788 | 0 | 783 | 851 | 778 | 774 | 770 |
| підлягає реконструкції | 63 | 63 | 68 | 71 | 72 | 74 | 77 |
| підлягає капітальному ремонту | 27 | 23 | 27 | 28 | 28 | 30 | 31 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 14 | **Трансформаторні підстанції (ТП), розподільні пункти (РП) 6 (10) кВ, усього** | шт. | 1929 | 225 | 1929 | 1929 | 1929 | 1929 | 1929 |
| у доброму стані | 551 | 0 | 654 | 633 | 617 | 600 | 579 |
| підлягає реконструкції | 728 | 131 | 652 | 664 | 674 | 680 | 685 |
| підлягає капітальному ремонту | 319 | 93 | 299 | 305 | 307 | 311 | 316 |
| підлягає повній заміні | 331 | 1 | 324 | 327 | 331 | 338 | 349 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 15 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 220 кВ, усього** | шт. | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| у доброму стані | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| вимагають заміни з метою зниження технологічних витрат електричної енергії (ТВЕ) | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 16 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 110 (150) кВ, усього** | шт. | 73 | 3 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 |
| у доброму стані | 65 | 0 | 70 | 70 | 70 | 70 | 69 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 6 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 4 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 17 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 35 кВ, 27,5 кВ усього** | шт. | 879 | 22 | 879 | 879 | 879 | 879 | 879 |
| у доброму стані | 613 | 0 | 640 | 636 | 628 | 624 | 616 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 221 | 22 | 211 | 214 | 218 | 220 | 227 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 45 | 0 | 28 | 29 | 33 | 35 | 36 |
| 18 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 6 – 10 кВ, усього** | шт. | 2894 | 35 | 2894 | 2894 | 2894 | 2894 | 2894 |
| у доброму стані | 2013 | 0 | 1998 | 1994 | 1961 | 1986 | 1978 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 850 | 30 | 863 | 865 | 868 | 870 | 875 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 31 | 5 | 33 | 35 | 35 | 38 | 41 |

Табл. 4. Прогноз технічного стану об'єктів електричних мереж на 2020-2024 рр (у випадку покращення технічного стану)

| **№ з/п** | **Назва обладнання та якісна оцінка** | **Од. виміру** | **Прогнозний технічний стан на 2020р.** | **Обсяги запланованих робіт на 2020р.** | **Прогнозний технічний стан (з урахуванням обсягів запланованих робіт) на кінець 2024 року** | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **2020р.** | **2021р.** | **2022р.** | **2023р.** | **2024р.** |
| 1 | **Повітряні лінії (ПЛ)-220 кВ, усього** | км (по трасі) | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| у доброму стані | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| підлягає реконструкції | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| підлягає повній заміні | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| виведено з експлуатації | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 2 | **ПЛ-110 (150) кВ, усього** | км (по трасі) | 32,108 | 0.0 | 32,108 | 32,108 | 32,108 | 32,108 | 32,108 |
| у доброму стані | 0.0 | 0.0 | 32,108 | 32,108 | 32,108 | 32,108 | 32,108 |
| підлягає реконструкції | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| підлягає повній заміні | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| виведено з експлуатації | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 3 | **ПЛ-35 кВ, 27,5 кВ усього** | км (по трасі) | 1 309,09 | 336,0 | 1 309,09 | 1 309,09 | 1 309,09 | 1 309,09 | 1 309,09 |
| у доброму стані | 940,09 | 0,0 | 1091,09 | 1110,49 | 1112,99 | 1116,19 | 1118,29 |
| підлягає реконструкції | 125.0 | 115,0 | 96.0 | 94.6 | 93,7 | 92,4 | 91,5 |
| підлягає капітальному ремонту | 244.0 | 221,0 | 105.0 | 104,0 | 102,4 | 100,5 | 99,3 |
| підлягає повній заміні | 0.0 | 0,0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| виведено з експлуатації | 0.00 | 0,0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 4 | **ПЛ-6 (10) кВ, усього** | км (по трасі) | 3211,65 | 853,4 | 3211,65 | 3211,65 | 3211,65 | 3211,65 | 3211,65 |
| у доброму стані | 2484,15 | 0,0 | 2470,95 | 2473,25 | 2477,45 | 2476,25 | 2481,35 |
| підлягає реконструкції | 468,2 | 657,1 | 470,5 | 469,9 | 468,4 | 467,6 | 467,1 |
| підлягає капітальному ремонту | 238,6 | 190,9 | 242,6 | 241,4 | 239,5 | 238,9 | 238,1 |
| підлягає повній заміні | 20,7 | 5,4 | 27,6 | 27,1 | 26,3 | 25,9 | 25,1 |
| виведено з експлуатації | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 5 | **ПЛ-0,4 кВ, усього** | км (по трасі) | 1198,39 | 694,1 | 1198,39 | 1198,39 | 1198,39 | 1198,39 | 1198,39 |
| у доброму стані | 757,59 | 0,0 | 703,69 | 705,69 | 709,29 | 713,09 | 717,49 |
| підлягає реконструкції | 223,5 | 510,6 | 270,8 | 270,1 | 269,1 | 267,7 | 265,4 |
| підлягає капітальному ремонту | 201,9 | 180,8 | 205,8 | 205,1 | 203,1 | 201,5 | 200,3 |
| підлягає повній заміні | 15,4 | 2,7 | 18,1 | 17,5 | 16,9 | 16,1 | 15,2 |
| виведено з експлуатації | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 6 | **Кабельні лінії (КЛ)-220 кВ, усього** | км | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| у доброму стані | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| підлягає реконструкції | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| підлягає повній заміні | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| виведено з експлуатації | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 7 | **КЛ-110 (150) кВ, усього** | км | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| у доброму стані | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| підлягає реконструкції | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| підлягає повній заміні | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| виведено з експлуатації | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 8 | **КЛ-35 кВ, усього** | км | 0,0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| у доброму стані | 0,0 | 0.0 | 0.0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| підлягає реконструкції | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| підлягає повній заміні | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| виведено з експлуатації | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 9 | **КЛ-6 (10) кВ, усього** | км | 515,72 | 175,3 | 515,72 | 515,72 | 515,72 | 515,72 | 515,72 |
| у доброму стані | 321,02 | 0,0 | 320,32 | 321,52 | 322,82 | 327,12 | 331,22 |
| підлягає реконструкції | 127,3 | 115,4 | 127,5 | 127,1 | 126,5 | 124,1 | 122,4 |
| підлягає капітальному ремонту | 67,4 | 59,9 | 67,9 | 67,1 | 66,4 | 64,5 | 62,1 |
| підлягає повній заміні | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| виведено з експлуатації | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 10 | **КЛ-0,4 кВ, усього** | км | 1539,68 | 454,1 | 1539,68 | 1539,68 | 1539,68 | 1539,68 | 1539,68 |
| у доброму стані | 937,58 | 0,0 | 934,38 | 937,28 | 940,78 | 945,98 | 956,58 |
| підлягає реконструкції | 430,9 | 305,2 | 430,8 | 429,3 | 427,8 | 425,5 | 420,7 |
| підлягає капітальному ремонту | 171,2 | 143,8 | 170,5 | 169,3 | 167,8 | 165,1 | 159,9 |
| підлягає повній заміні | 0,0 | 5,1 | 4,0 | 3,8 | 3,3 | 3,1 | 2,5 |
| виведено з експлуатації | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 11 | **Підстанції (ПС) з вищим класом напруги 220 кВ, усього** | шт. | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| у доброму стані | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| підлягає реконструкції | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| підлягає повній заміні | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 12 | **ПС з вищим класом напруги  110 (150) кВ, усього** | шт. | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 |
| у доброму стані | 27 | 31 | 28 | 28 | 29 | 30 | 30 |
| підлягає реконструкції | 9 | 1 | 8 | 8 | 7 | 6 | 6 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 13 | **ПС з вищим класом напруги 35 кВ, 27,5 кВ усього** | шт. | 878 | 86 | 878 | 878 | 878 | 878 | 878 |
| у доброму стані | 788 | 0 | 789 | 793 | 795 | 799 | 806 |
| підлягає реконструкції | 63 | 63 | 65 | 63 | 62 | 60 | 55 |
| підлягає капітальному ремонту | 27 | 23 | 24 | 22 | 21 | 19 | 17 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 14 | **Трансформаторні підстанції (ТП), розподільні пункти (РП) 6 (10) кВ, усього** | шт. | 1929 | 225 | 1929 | 1929 | 1929 | 1929 | 1929 |
| у доброму стані | 551 | 0 | 690 | 727 | 755 | 815 | 860 |
| підлягає реконструкції | 728 | 131 | 630 | 625 | 616 | 601 | 587 |
| підлягає капітальному ремонту | 319 | 93 | 290 | 279 | 269 | 252 | 239 |
| підлягає повній заміні | 331 | 1 | 319 | 298 | 289 | 261 | 243 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 15 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 220 кВ, усього** | шт. | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| у доброму стані | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| вимагають заміни з метою зниження технологічних витрат електричної енергії (ТВЕ) | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 16 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 110 (150) кВ, усього** | шт. | 73 | 3 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 |
| у доброму стані | 65 | 0 | 71 | 71 | 72 | 73 | 73 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 6 | 3 | 2 | 2 | 1 | 0 | 0 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 17 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 35 кВ, 27,5 кВ усього** | шт. | 879 | 22 | 879 | 879 | 879 | 879 | 879 |
| у доброму стані | 613 | 0 | 648 | 660 | 673 | 694 | 707 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 221 | 22 | 206 | 198 | 187 | 170 | 161 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 45 | 0 | 25 | 21 | 19 | 15 | 11 |
| 18 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 6 – 10 кВ, усього** | шт. | 2894 | 35 | 2894 | 2894 | 2894 | 2894 | 2894 |
| у доброму стані | 2013 | 0 | 2003 | 2012 | 2022 | 2033 | 2045 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 850 | 30 | 860 | 853 | 847 | 839 | 830 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 31 | 5 | 31 | 29 | 25 | 22 | 19 |

## Технічний стан підстанцій 35 та 110 кВ

В підпорядкуванні регіональна філія "Південно-Західна залізниця" АТ "Укрзалізниця" знаходиться 36 ПС 110 кВ сумарною трансформаторною потужністю 2307,0 МВА та 878 ПС 35 кВ та 27,5 кВ сумарною трансформаторною потужністю 83,4 МВА.

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

Терміни експлуатації трансформаторів 110 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:

* трансформатори, що відпрацювали більше 50 років:
* трансформатори 110 кВ – 23 шт.;
* трансформатори 35 кВ, 27,5 кВ – 527 шт.;
* трансформатори, що відпрацювали від 40 до 49 років:
* трансформатори 110 кВ – 14 шт.;
* трансформатори 35 кВ, 27,5 кВ – 123 шт.;
* трансформатори, що відпрацювали від 30 до 39 років:
* трансформатори 110 кВ – 22 шт.;
* трансформатори 35 кВ, 27,5 кВ – 53 шт.;
* трансформатори, що відпрацювали від 25 до 29 років:
* трансформатори 110 кВ – 3 шт.;
* трансформатори 35 кВ, 27,5 кВ – 88 шт.;
* трансформатори, що не потребують заміни:
* трансформатори 110 кВ – 42 шт..

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

Терміни експлуатації вимикачів 35 кВ, 27,5 наведено в **Додатку Г. Табл. 5.**

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

Згідно норм існує потреба в заміні ВД/КЗ на вимикачі та заміна масляних вимикачів на елегазові для 110 кВ. Потреба в першочерговій реконструкції високовольтного обладнання в період до 2024 року становить:

* ВД/КЗ та вимикачі, що відпрацювали більше 50 років:
* ВД/КЗ-110 кВ – 12 шт.;
* масляні вимикачі 110 кВ – 14 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ, 27,5 кВ – 90 шт.;
* масляні вимикачі 10 (6) кВ – 493 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 40 до 49 років:
* масляні вимикачі 110 кВ – 15 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ, 27,5 кВ – 21 шт.;
* масляні вимикачі 10 кВ – 115 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 30 до 39 років:
* масляні вимикачі 110 кВ – 20 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ, 27,5 кВ – 9 шт.;
* масляні вимикачі 10(6) кВ – 49 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 25 до 29 років:
* масляні вимикачі 110 кВ – 2 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ, 27,5 кВ – 15 шт.;
* масляні вимикачі 10(6) кВ – 82 шт.;
* вимикачі, що не потребують заміни:
* елегазові вимикачі 110 кВ – 14 шт.;
* вакуумні вимикачі 35(27,5) кВ – 27 шт.;
* вакуумні вимикачі 10 кВ – 270 шт..

## Технічний стан ліній електропередавання 35 та 110 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 110 кВ.

В **Додатку Г. Табл. 8** наведений аналіз технічного стану ЛЕП напругою 27,5 кВ.

Реконструція чи технічне переоснащення обладнання ведеться явно в недостатньому об'ємі, в результаті чого кількість обладнання, яке відпрацювало свій нормативний ресурс працездатності, буде збільшуватися з кожним роком. Це стає причиною процесу ненадійності електромережевого потенціалу служби електропостачання Південно-західної 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 галузі 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.

ліз технічного стану ЛЕП напругою 35 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 РФ «Південно-Західна залізниця» електроспоживання електричної енергії залишається практично на одному рівні. Спостерігається тенденція зменшення обсягів споживання промислових підприємств, але при цьому за цей період спостерігається зростання електроспоживання за рахунок споживання електроенергії комунально-побутовим господарством, транспортом, 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 РФ "Південно-Західна залізниця" на період до 2024 року.

Табл. 5. Фактичні дані щодо споживання електричної енергії

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Найменування** | **Фактичні дані по роках /млн.кВтг/** | | | | |
| **2014** | **2015** | **2016** | **2017** | **2018** |
| **1** | **Споживання електроенергії (брутто)** | **1517** | **1404** | **1646** | **1701** | **1750** |
| (+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в % | -2 | -7 | +17 | +3 | +3 |
| **1.1** | **Споживання електроенергії (нетто)** | **1461** | **1375** | **1566** | **1623** | **1657** |
| (+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в % | -3 | -6 | +14 | +4 | +2 |
|  | у тому числі: |  |  |  |  |  |
| 1.1.1 | Промисловість | 168 | 123 | 136 | 142 | 161 |
| 1.1.2 | Сільгоспспоживачі | 40 | 39 | 22 | 22 | 22 |
| 1.1.3 | Транспорт | 1128 | 1076 | 1267 | 1316 | 1319 |
| 1.1.4 | Комунально-побутові споживачі | 68 | 67 | 75 | 79 | 91 |
| 1.1.5 | Інші непромислові споживачі | 3 | 3 | 5 | 5 | 5 |
| 1.1.6 | Населення | 47 | 47 | 55 | 52 | 52 |
| **1.2** | **Витрати електроенергії на власні потреби ОСР** | 3 | 3 | 3 | 4 | 4 |
| **1.4** | **Витрати електроенергії на її транспортування в мережах ОСР** | 37 | 33 | 80 | 79 | 93 |
| у відсотках до надходження електроенергії в мережу | 2,4 | 2,3 | 4,8 | 4,6 | 5,3 |

Табл. 6. 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)** | **1803** | **1832** | **1861** | **1891** | **1921** | **1952** |
| (+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в % | +3 | +1,6 | +1,6 | +1,6 | +1,6 | +1,6 |
| **1.1** | **Споживання електроенергії (нетто)** | **1707** | **1734** | **1762** | **1790** | **1792** | **1821** |
| (+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в % | +3 | +1,6 | +1,6 | +1,6 | +1,6 | +1,6 |
|  | у тому числі: |  |  |  |  |  |  |
| 1.1.1 | Промисловість | 166 | 169 | 172 | 175 | 178 | 181 |
| 1.1.2 | Сільгоспспоживачі | 23 | 23 | 24 | 24 | 24 | 24 |
| 1.1.3 | Транспорт | 1359 | 1381 | 1403 | 1425 | 1448 | 1471 |
| 1.1.4 | Комунально-побутові споживачі | 94 | 95 | 96 | 97 | 98 | 99 |
| 1.1.5 | Інші непромислові споживачі | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 |
| 1.1.6 | Населення | 53 | 54 | 55 | 56 | 57 | 58 |
| **1.2** | **Витрати електроенергії на власні потреби ОСР** | 3,9 | 4 | 4,1 | 4,2 | 4,3 | 4,4 |
| **1.4** | **Витрати електроенергії на її транспортування в мережах ОСР** | 95 | 96 | 97 | 98 | 99 | 100 |
| у відсотках до надходження електроенергії в мережу | 5,3 | 5,2 | 5,2 | 5,2 | 5,2 | 5,1 |

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

Встановлена потужність електростанцій, що видають електричну енергію в електричні мережі регіональної філії «Південно-Західна залізниця» за звітний період з 2016 по 2018 роки наведена в таблиці 5.1

**Таблиця 5.1** – Встановлена потужність електростанцій у 2016-2018 роках

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ з/п** | **Найменування** | **Встановлена потужність електростанцій, МВт по роках звітного періоду** | | |
| **2016** | **2017** | **2018** |
| ***Київська обл.*** | | | | |
| 1 | Трипільська ТЕЦ | 1800 | 1800 | 1800 |
| 2 | Дарницька ТЕЦ | 160 | 160 | 160 |
| ***Чернігівська область*** | | | | |
| 3 | Чернігівська ТЕЦ | 210 | 210 | 210 |

Діючих джерел відновлювальної енергії станом на 01.01.2019 по регіональній філії «Південно-західна залізниця» не має.

Основним джерелом електричної енергії, підключеним до електричних мереж регіональної філії «Південно-західна залізниця» є Трипільська ТЕЦ, за рахунок якої виробляється 57% електроенергії регіону.

Враховуючи величину навантаження (абсолютного та суміщеного максимуму) та встановлену потужність генеруючих джерел в регіоні, а також величину звітного електроспоживання та обсяги виробництва електроенергії власними джерелами визначено, що баланси потужності та баланси електроенергії обленерго складаються з дефіцитом.

В умовах дефіциту потужності власних джерел надійність електропостачання споживачів в значній мірі залежить від:

* технічного стану підстанцій 330/110 кВ, які забезпечують транзит потужності до розподільчих мереж ОСР, в тому числі від технічного стану обладнання, встановленого на цих підстанціях та пропускної спроможності автотрансформаторних зв’язків 330/110 кВ;
* технічного стану електростанцій ОЕС України, від яких живляться підстанції магістральних електричних мереж.

Основними джерелами електроенергії регіональна філія «Південно-Західна залізниця» є магістральні підстанції з вищою напругою 330 кВ:

* Шостка-330 – де в експлуатації знаходяться два автотрансформатори 330/110 кВ потужністю по 200 МВА кожний;
* Конотоп-330 – де встановлено три автотрансформатори 330/110 кВ по 125 МВА;
* Козятин-330 – де встановлено два автотрансформатори 330/110 кВ по 205 МВА;
* Ніжин-330 – де встановлено два автотрансформатори 330/110 кВ 200 МВА;
* Вінницька-330 – де в експлуатації знаходяться два автотрансформатори 330/110 кВ потужністю по 200 МВА кожний;
* Бар-330 – де в експлуатації знаходяться два автотрансформатори 330/110 кВ потужністю по 125 МВА кожний;
* Хмельницька-330 – де в експлуатації знаходяться три автотрансформатори 330/110 кВ потужністю по 125 МВА кожний;
* Бровари-330 - де в експлуатації знаходяться два автотрансформатори 330/110 кВ потужністю по 200 МВА кожний;
* Славутич-300 - де в експлуатації знаходяться два автотрансформатори 330/110 кВ потужністю по 125 МВА кожний.

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

В даному розділі наведено інформацію щодо електроустановок виробництва електричної енергії області. Основним джерелом потужності в Київської та Чернігівської області є магістральні підстанції: Трипільська ТЕЦ, Дарницька ТЕЦ, Чернігівська ТЕЦ. Також, до розподільчих мереж області приєднано незначних обсяг генеруючих потужностей.

Інформація щодо діючих генеруючих джерел приєднаних до розподільчих мереж регіональної філії «Південно-західна залізниця» АТ "Укрзалізниця" наведена в таблиці.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Назва станції** | **Встановлена потужність, МВт** | **Підстанція на яку здійснюється видача потужності** |
| ***Київська обл.*** | | |
| Трипільська ТЕЦ | 1800 | ТПЖ-10 кВ Трипілля |
| Дарницька ТЕЦ | 160 | ТП-10 кВ Дарниця |
| Харківська обл. | | |
| Чернігівська ТЕЦ | 210 | Тягові ПС-110 кВ Чернігів |
| **Всього** | **2170** |  |

# 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)

На сьогоднішній день Київської, Вінницької, Житомирської, Чернігівської, Сумської, Хмельницької областях характеризуються незначним розвитком впровадження генерації з використанням відновлювальних джерел енергії.

Станом на 01.01.2019 по регіональній філії «Південно-західна залізниця» АТ "Укрзалізниця" видано технічних умов на приєднання для ВДЕ сумарною потужністю **32 МВт**.

Детальний перелік виданих технічних умов на приєднання об'єктів ВДЕ 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 3,3 МВт та 17,1 МВт ТУ на нестандартні приєднання.

В **Додатку Г. Табл. 10**зведено дані щодо виданих ТУ на стандартні та нестандартні приєднання потужності по регіональній філії «Південно-західна залізниця» 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 **Табл. 7.**

Аналіз виданих ТУ показав що значний приріст навантаження спостерігається в Київській, Дарницькій, Жмеринській та Козятинській дистанціях електропостачання.

Для забезпечення нових споживачів джерелами потужності планами регіональної філії «Південно-західна залізниця» АТ «Укрзалізниця» передбачене будівництво тягових ПС 110 кВ "Овруч" та "Житичі", а також реконструкція існуючих ПС.

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

| **№ п/ п** | **Джерело живлення,  ПС 20-150 кВ** | **Встан. пот-сть ПС, МВт** | **Величина навант., МВт, зима/літо** | | **Сумарна потужність замовлена до приєднання (чинні ТУ), МВт** | | | **Реалізовані ТУ, МВт** | | | | | | | | | **Заплановані заходи зі створення резерву потужності у ПРСР** | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **Всього** | | | **у т. ч. оплачено/ проавансовано** | **2014** | | **2015** | | **2016** | | **2017** | | **2018** |  | | | |
| **Вінницька обл.** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | ПС «Козятин-тяга» | 51,52 | 2,09/14,28 | | 0,5718 | 0,0699 | | 0,0085 | 0,006 | | 0,0217 | | 0,02 | | 0,0137 | | Не заплановано |
| 2 | ПС «Сосонка-тяга» | 32,2 | 15,0/9,884 | | 2,43 | 0,003 | | 0,003 | 0 | | 0 | | 0 | | 0 | | Не заплановано |
| 3 | ПС «Тюшки-тяга» | 32,2 | 15,0/5,003 | | 0,2072 | 0,1687 | | 0 | 0 | | 0 | | 0 | | 0,1687 | | Не заплановано |
| 4 | ПС «Подільська-тяга» | 51,52 | 7,626/13,428 | | 0,4355 | 0,6092 | | 0,049 | 0,1692 | | 0,135 | | 0,195 | | 0,061 | | Не заплановано |
| 5 | ПС «Рахни-тяга» | 51,52 | 10,4/13,42 | | 0,0065 | 0,0065 | | 0,0065 | 0 | | 0 | | 0 | | 0 | | Не заплановано |
| **Житомирська область** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 6 | ПС «Чуднів-тяга» | 40,572 | 10,01/9,35 | | 0 | 0 | | 0 | 0 | | 0 | | 0 | | 0 | | Не заплановано |
| 7 | ПС "Іскорость" | 40,572 | 19,4/19,4 | | 0,0277 | 0,0283 | | 0,01 | 0,01 | | 0,001 | | 0,005 | | 0,0023 | | Не заплановано |
| 8 | ПС "Головки" | 32,2 | 1,8/1,8 | | 0 | 0,0065 | | 0 | 0,0015 | | 0 | | 0 | | 0,005 | | Не заплановано |
| 9 | ПС "Звягель" | 32,2 | 2,6/2,6 | | 0 | 0 | | 0 | 0 | | 0 | | 0 | | 0 | | Не заплановано |
| 10 | ПС Житичі | 32 | 1,7/1,2 | | 0 | 0 | | 0 | 0 | | 0 | | 0 | | 0 | | Не заплановано |
| 11 | ПС «Брівки» | 51,52 | 4,8/3,8 | | 0,005 | 0 | | 0 | 0 | | 0 | | 0 | | 0 | | Не заплановано |
| **Київська область** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 12 | ПС «Боярка-тяга» | 8,1144 | 10,09/18,09 | | 0,0685 | 0,045 | | 0 | 0 | | 0 | | 0,045 | | 0 | | Додатково встановлення Т-3 40 МВА |
| 13 | ПС «Буча-тяга» | 51,52 | /25,177 | | 0,518 | 0,158 | | 0 | 0 | | 0,116 | | 0,022 | | 0,02 | | Додатково встановлення Т-3 40 МВА |
| 14 | ПС «Підгірці-тяга» | 32,2 | 37,3/37.3 | | 1,559 | 1,159 | | 0 | 0 | | 0,68 | | 0,079 | | 0,4 | | Не заплановано |
| 15 | ПС «Новосілки-тяга» | 25,76 | 12,5/12,5 | | 1,4863 | 0,728 | | 0 | 0 | | 0,279 | | 0,279 | | 0,17 | | Не заплановано |
| 16 | ПС «Тетерів-тяга» | 25,76 | 8,952/8,952 | | 0,7032 | 0,3568 | | 0 | 0 | | 0,2485 | | 0,005 | | 0,1033 | | Не заплановано |
| 17 | ПС «Київ-Волинський» | 5,796 | 11,46 /11.464 | | 6,321 | 0,453 | | 0 | 0 | | 0,0125 | | 0,4405 | | 0 | | Не заплановано |
| 18 | ПС «Мотовилівка» | 6,44 | 2,97/0,178 | | 0,124 | 0 | | 0 | 0 | | 0 | | 0 | | 0 | | Не заплановано |
| 19 | ПС “Бобрик” | 40,572 | 6,072/6,072 | | 0,352 | 0,213 | | 0,018 | 0,005 | | 0 | | 0,16 | | 0,03 | | Не заплановано |
| 20 | ПС “Баришівка” | 32,2 | 13,6/11,44 | | 0,63 | 0,1137 | | 0 | 0,0537 | | 0,05 | | 0,005 | | 0,005 | | Не заплановано |
| 21 | ПС “Яготин” | 23 | 0,594/0,594 | | 0 | 0,022 | | 0 | 0 | | 0,022 | | 0 | | 0 | | Не заплановано |
| 22 | ПС «Фастів» | 51,52 | 22,32/22,38 | | 0,009 | 0,025 | | 0 | 0,016 | | 0,003 | | 0 | | 0,006 | | Не заплановано |
| 23 | ПС «Сухоліси» | 51,52 | 5,2/5,2 | | 0,018 | 0,022 | | 0 | 0,019 | | 0,003 | | 0 | | 0 | | Не заплановано |
| 24 | ПС «Миронівка» | 40,572 | 22,0/17,717 | | 0,16 | 0,15 | | 0 | 0 | | 0,026 | | 0,12 | | 0,004 | | Не заплановано |
| **м. Київ** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 25 | ПС “Дарниця” | 51,52 | 36,1/12,76 | | 0,7173 | 2,96845 | | 2,57615 | 0,109 | | 0,165 | | 0,003 | | 0,1153 | | Не заплановано |
| **Сумська область** | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 26 | ПС Хутір-Михайлівський | 40,572 | 6,25/2,797 | | 0 | 0,052 | | 0 | 0,032 | | 0,02 | | 0 | | 0 | | Не заплановано |
| 27 | ПС Терещенська | 51,52 | 46,98/31,704 | | 0,024 | 0,005 | | 0,005 | 0 | | 0 | | 0 | | 0 | | Не заплановано |
| 28 | ПС Мельня | 40,572 | 14,3/7,46 | | 0 | 0,34122 | | 0,34122 | 0 | | 0 | | 0 | | 0 | | Не заплановано |
| 29 | ПС Ворожба | 29,44 | 12,58/5,968 | | 0 | 0 | | 0 | 0 | | 0 | | 0 | | 0 | | Не заплановано |
| **Хмельницька область** | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 30 | ПС «Полонне-тяга» | 51,52 | 6,55/14,56 | | 0 | 0,018 | | 0 | 0,018 | | 0 | | 0 | | 0 | | Не заплановано |
| 31 | ПС «Славута-тяга» | 52,164 | 0,523/13,65 | | 0 | 0 | | 0 | 0 | | 0 | | 0 | | 0 | | Не заплановано |
| 32 | ПС «Комарівці-тяга» | 32,2 | 7,3/6,0 | | 0,024 | 0 | | 0 | 0 | | 0 | | 0 | | 0 | | Не заплановано |
| 33 | ПС «Гречани-тяга» | 51,52 | 13/6,602 | | 0,157 | 0,2222 | | 0,0033 | 0,1819 | | 0,003 | | 0,033 | | 0,001 | | Не заплановано |
| 30 | ПС «Полонне-тяга» | 51,52 | 6,55/14,56 | | 0 | 0,018 | | 0 | 0,018 | | 0 | | 0 | | 0 | | Не заплановано |
| **Чернігівська область** | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 34 | ПС “Носівка” | 52,164 | 5,2/5,2 | | 3,5 | 0 | | 0 | 0 | | 0 | | 0 | | 0 | | Не заплановано |
| 35 | ПС “ Неданчичі ” | 32,2 | 10,9/8,03 | | 0,05 | 0 | | 0 | 0 | | 0 | | 0 | | 0 | | Не заплановано |
| 36 | ПС “ Чернігів ” | 32,2 | 2,596/2,596 | | 0,29444 | 1,86711 | | 1,65547 | 0,1512 | | 0,02 | | 0,01744 | | 0,023 | | Не заплановано |
| 37 | ПС Бахмач | 52,164 | 10,0/11.12 | | 0,013 | 0,012 | | 0,003 | 0,004 | | 0,005 | | 0 | | 0 | | Не заплановано |
| 38 | ПС Крути | 51,52 | 25,176/14.92 | | 0 | 0 | | 0 | 0 | | 0 | | 0 | | 0 | | Не заплановано |
| \* - навантаження для зими за день режимних замірів 19 грудня 2018 (17-00), для літа за день режимних замірів 19 червня 2019 року (20-00). | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Дані по ПС 35, що заживлені від ПС110 в частині реалізованої і проавансованої/проплаченої потужності враховано в даних по ПС 110 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| \* - навантаження для зими за день режимних замірів 19 грудня 2018 (17-00), для літа за день режимних замірів 19 червня 2019 року (20-00). | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

# 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 ОСР АТ "Укрзалізниця" регіональної філії «Південно-Західна залізниця» до мереж ОСП та інших ОСР наведено в таблиці нижче:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **ОСП/ОСР** | **Назва ПС** | **Приєднання** | **Клас напруги, кВ** |
| ДП НЕК «Укренерго» | ПЛ 330 кВ "Козятин" | АТ-1-110 | 110 |
| ПЛ 330кВ «Шепетівка» | АТ-1-110 | 110 |
| АТ-1-110 | 110 |
| ПЛ 330кВ «Лісова» | АТ-1-110 | 110 |
| АТ-1-110 | 110 |
| ПС 330кВ «Шостка» | АТ-1-110 | 110 |
| АТ-1-110 | 110 |
| ПС 330кВ «Конотоп» | АТ-1-110 | 110 |
| АТ-1-110 | 110 |
| АТ-1-110 | 110 |
| ПС 330кВ «Ніжин» | АТ-1-110 | 110 |
| ПЛ 330кВ «Білоцерківська» | АТ-1-110 | 110 |
| АТ-1-110 | 110 |
| ПС 330кВ «Вінницька» | АТ-1-110 | 110 |
| ПС 330 кВ "Козятин" | АТ-1-110 | 110 |
| ПС 330кВ «Бар» | АТ-1-110 | 110 |
| ПС 330кВ «Хмельницька» | АТ-1-110 | 110 |
| ПС 330кВ «Бровари» | АТ-1-110 | 110 |
| ПС 330кВ «Бобровиця» | АТ-1-110 | 110 |
| АТ-1-110 | 110 |
| ПС 330кВ «Ніжин» | АТ-1-110 | 110 |
| ПС 330кВ «Славутич» | АТ-1-110 | 110 |
| ПС 330кВ «Чернігів» | АТ-1-110 | 110 |
| ПЛ 330кВ «Трипільська ТЕС» | АТ-1-110 | 110 |
| АТ «Вінницяобленерго» | ПЛ 110кВ «Глухівці» | АТ-1-110 | 110 |
| ПЛ-110кВ «Жмеринка» | АТ-1-110 | 110 |
| АТ-1-110 | 110 |
| ПЛ-110кВ «Тульчин» | АТ-1-110 | 110 |
| ПЛ-110кВ «Шаргород» | АТ-1-110 | 110 |
| ПЛ-110кВ «Турбів» | АТ-1-110 | 110 |
| ПЛ-110кВ «Калинівка» | АТ-1-110 | 110 |
| АТ «Житомиробленерго» | ПЛ-110кВ «Фастів» | АТ-1-110 | 110 |
| ПЛ-110кВ «Почуйки» | АТ-1-110 | 110 |
| ПЛ-110кВ «Житомир» | АТ-1-110 | 110 |
| АТ-1-110 | 110 |
| ПЛ-110кВ «Новоград» | АТ-1-110 | 110 |
| ПЛ-110кВ «Козятин» | АТ-1-110 | 110 |
| АТ «Київобленерго» | ПЛ-110кВ «Рось» | АТ-1-110 | 110 |
| ПрАТ «Київобенерго» | ПС-110кВ «Бориспіль» | АТ-1-110 | 110 |
| ПС-330кВ «Березань» | АТ-1-110 | 110 |
| ПС-110кВ «Яготи» | АТ-1-110 | 110 |
| ПЛ-110кВ «Ново-Київська» | АТ-1-110 | 110 |
| АТ-1-110 | 110 |
|  | ПЛ-110кВ «Північна» | АТ-1-110 | 110 |
| АТ-1-110 | 110 |
| АТ «Сумиобленерго» | ПЛ-110кВ «Свеса» | АТ-1-110 | 110 |
| ПЛ-110кВ «Кролевець» | АТ-1-110 | 110 |
| ПЛ-110кВ «Білопілля-Дяківка» | АТ-1-110 | 110 |
| АТ «Хмельницькобленерго» | ПЛ-110кВ «Солодовий завод» | АТ-1-110 | 110 |
| АТ «Чернігівобленерго» | ПЛ-110кВ «Плиски» | АТ-1-110 | 110 |
| АТ-1-110 | 110 |
| ДТЕК «Київськіелектромережі» | ПЛ-110кВ «Вулкан» | АТ-1-110 | 110 |
| ПС-110кВ «Позняки» | АТ-1-110 | 110 |

Дані щодо перетоків через точки приєднання ОСР АТ "Укрзалізниця" регіональної філії «Південно-Західна залізниця» до мереж ОСП та інших ОСР наведено в таблиці нижче.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **ОСП/**  **ОСР** | **Назва ПС** | **Приєднання** | **Клас напруги, кВ** | **Літо максимум, МВт** | | | | |  | **Зима максимум, МВт** | | | |
| **2016** | **2017** | **2018** | ***2020 (персп.)*** | ***2024 (персп.)*** | **2016** | **2017** | **2018** | ***2020 (персп.)*** | ***2024 (персп.)*** |
| НЕК Укренерго | ПЛ 330 кВ "Козятин" | АТ-1-110 | 110 | 69 | 71 | 72 | 74 | 77 | 92 | 89 | 91 | 90 | 95 |
| ПЛ 330кВ «Шепетівка» | АТ-1-110 | 110 | 2 | 2 | 3 | 4 | 4 | 5 | 5 | 4 | 5 | 6 |
| АТ-1-110 | 110 | 8 | 9 | 8 | 8 | 10 | 15 | 17 | 16 | 16 | 18 |
| ПЛ 330кВ «Лісова» | АТ-1-110 | 110 | 14 | 13 | 16 | 17 | 19 | 21 | 21 | 18 | 25 | 26 |
| АТ-1-110 | 110 | 1 | 2 | 1 | 2 | 3 | 3 | 4 | 3 | 3 | 5 |
| ПС 330кВ «Шостка» | АТ-1-110 | 110 | 27 | 28 | 30 | 36 | 45 | 51 | 50 | 63 | 88 | 95 |
| АТ-1-110 | 110 | 13 | 16 | 17 | 19 | 24 | 46 | 50 | 61 | 69 | 87 |
| ПС 330кВ «Конотоп» | АТ-1-110 | 110 | 13 | 16 | 17 | 19 | 24 | 46 | 50 | 61 | 69 | 87 |
| АТ-1-110 | 110 | 12 | 19 | 22 | 29 | 31 | 68 | 51 | 59 | 63 | 67 |
| АТ-1-110 | 110 | 98 | 101 | 109 | 112 | 129 | 175 | 175 | 179 | 190 | 215 |
| ПС 330кВ «Ніжин» | АТ-1-110 | 110 | 13 | 15 | 19 | 22 | 26 | 51 | 51 | 52 | 54 | 62 |
| ПЛ 330кВ «Білоцерківська» | АТ-1-110 | 110 | 5 | 5 | 6 | 8 | 9 | 24 | 28 | 26 | 28 | 30 |
| АТ-1-110 | 110 | 2 | 4 | 4 | 6 | 8 | 15 | 21 | 24 | 24 | 29 |
| ПС 330кВ «Вінницька» | АТ-1-110 | 110 | 0,2 | 0,3 | 0,8 | 1 | 1,2 | 4,9 | 4,7 | 5,1 | 5,3 | 5,9 |
| ПС 330 кВ "Козятин" | АТ-1-110 | 110 | 0,2 | 0,4 | 0,8 | 1 | 1,1 | 3,4 | 3,5 | 3,6 | 3,8 | 4,1 |
| ПС 330кВ «Бар» | АТ-1-110 | 110 | 0,6 | 0,6 | 0,9 | 1,1 | 1,6 | 5,6 | 5,8 | 5,8 | 5,9 | 6,4 |
| ПС 330кВ «Хмельницька» | АТ-1-110 | 110 | 1,2 | 1,3 | 1,3 | 1,5 | 1,8 | 7,3 | 7,5 | 7,4 | 7,6 | 8,1 |
| ПС 330кВ «Бровари» | АТ-1-110 | 110 | 2,1 | 2,1 | 2,5 | 2,9 | 3,5 | 15,3 | 17 | 18,3 | 19,5 | 20,7 |
| ПС 330кВ «Бобровиця» | АТ-1-110 | 110 | 2,1 | 2,1 | 2,5 | 2,9 | 3,5 | 15,3 | 17 | 18,3 | 19,5 | 20,6 |
| АТ-1-110 | 110 | 2,3 | 2,1 | 2,6 | 2,9 | 3,6 | 11,3 | 10,2 | 12,8 | 13,1 | 14,6 |
| ПС 330кВ «Ніжин» | АТ-1-110 | 110 | 2,3 | 2,1 | 2,6 | 2,9 | 3,6 | 11,3 | 10,8 | 12,5 | 12,9 | 14,3 |
| ПС 330кВ «Славутич» | АТ-1-110 | 110 | 0,1 | 0,1 | 0,5 | 0,6 | 1 | 1,9 | 1,9 | 1,9 | 1,7 | 2,1 |
| ПС 330кВ «Чернігів» | АТ-1-110 | 110 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,8 | 0,9 | 4,2 | 4,2 | 4,1 | 4,7 | 5,2 |
| ПЛ 330кВ «Трипільська ТЕС» | АТ-1-110 | 110 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,8 | 0,9 | 4,22 | 3,76 | 4,02 | 5,12 | 6,14 |
| ВОЕ | ПЛ 110кВ «Глухівці» | АТ-1-110 | 110 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,8 | 0,9 | 1 | 1 | 2 | 2 | 3 |
| ПЛ-110кВ «Жмеринка» | АТ-1-110 | 110 | 1,2 | 1,2 | 1,4 | 2,1 | 2,5 | 13,8 | 12,9 | 13,9 | 14,7 | 15,1 |
| АТ-1-110 | 110 | 1,2 | 1,2 | 1,4 | 2,1 | 2,5 | 13,8 | 12,9 | 13,9 | 14,7 | 15,1 |
| ПЛ-110кВ «Тульчин» | АТ-1-110 | 110 | 2,4 | 2,5 | 2,4 | 2,8 | 3 | 11,9 | 12,4 | 12,1 | 13,7 | 14,1 |
| ПЛ-110кВ «Шаргород» | АТ-1-110 | 110 | 2,4 | 2,5 | 2,4 | 2,8 | 3 | 11,9 | 12,4 | 12,1 | 13,7 | 14,1 |
| ПЛ-110кВ «Турбів» | АТ-1-110 | 110 | 0,6 | 0,6 | 0,9 | 1,1 | 1,6 | 3,4 | 3,5 | 3,6 | 3,6 | 3,9 |
| ПЛ-110кВ «Калинівка» | АТ-1-110 | 110 | 0,6 | 0,6 | 0,9 | 1,1 | 1,6 | 3,4 | 3,5 | 3,6 | 3,6 | 3,9 |
| ЖОЕ | ПЛ-110кВ «Фастів» | АТ-1-110 | 110 | 0,2 | 0,3 | 0,8 | 1 | 1,2 | 1 | 1 | 2 | 2 | 3 |
| ПЛ-110кВ «Почуйки» | АТ-1-110 | 110 | 1,2 | 1,2 | 1,4 | 2,1 | 2,5 | 13 | 15 | 13 | 14 | 16 |
| ПЛ-110кВ «Житомир» | АТ-1-110 | 110 | 2,3 | 2,1 | 2,6 | 2,9 | 3,6 | 11 | 11 | 9 | 12 | 13 |
| АТ-1-110 | 110 | 14 | 13 | 16 | 17 | 19 | 21 | 20 | 22 | 23 | 25 |
| ПЛ-110кВ «Новоград» | АТ-1-110 | 110 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,8 | 0,9 | 6 | 4 | 4 | 6 | 7 |
| ПЛ-110кВ «Козятин» | АТ-1-110 | 110 | 4 | 4 | 6 | 7 | 10 | 21 | 28 | 29 | 30 | 31 |
| КОЕ | ПЛ-110кВ «Рось» | АТ-1-110 | 110 | 4 | 4 | 6 | 7 | 10 | 23 | 25 | 25 | 27 | 30 |
| ПрАТКОЕ | ПС-110кВ «Бориспіль» | АТ-1-110 | 110 | 3 | 2 | 4 | 5 | 7 | 21,1 | 22,4 | 25,5 | 26,7 | 29 |
| ПС-330кВ «Березань» | АТ-1-110 | 110 | 3 | 2 | 4 | 5 | 7 | 21,1 | 22,4 | 25,5 | 26,7 | 29 |
| ПС-110кВ «Яготи» | АТ-1-110 | 110 | 0,1 | 0,1 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | 1,6 | 1,6 | 1,7 | 1,8 |
| ПЛ-110кВ «Ново-Київська» | АТ-1-110 | 110 | 9 | 10 | 12 | 13 | 15 | 35,9 | 34,7 | 39,8 | 51,5 | 55 |
| АТ-1-110 | 110 | 1 | 1 | 2 | 4 | 5 | 11,81 | 10,42 | 10,95 | 11,2 | 15 |
| ПЛ-110кВ «Північна» | АТ-1-110 | 110 | 1,2 | 1,5 | 1,9 | 2,6 | 3,8 | 11,97 | 37,03 | 40,87 | 41,92 | 45 |
| АТ-1-110 | 110 | 0,1 | 0,1 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 11,29 | 11,97 | 12,36 | 12,38 | 15 |
| СОЕ | ПЛ-110кВ «Свеса» | АТ-1-110 | 110 | 13 | 15 | 19 | 22 | 26 | 51 | 50 | 63 | 88 | 95 |
| ПЛ-110кВ «Кролевець» | АТ-1-110 | 110 | 11 | 13 | 19 | 25 | 31 | 46 | 50 | 61 | 69 | 87 |
| ПЛ-110кВ «Білопілля-Дяківка» | АТ-1-110 | 110 | 1 | 1 | 2 | 3 | 5 | 10 | 10 | 12 | 13 | 15 |
| ХОЕ | ПЛ-110кВ «Солодовий завод» | АТ-1-110 | 110 | 0,1 | 0,1 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 3 | 4 | 4 | 4 | 5 |
| ЧОЕ | ПЛ-110кВ «Плиски» | АТ-1-110 | 110 | 29 | 37 | 41 | 45 | 55 | 175 | 175 | 179 | 198 | 215 |
| АТ-1-110 | 110 | 12 | 16 | 17 | 19 | 22 | 51 | 51 | 52 | 46 | 62 |
| ДТЕК Київськіелектромережі | ПЛ-110кВ «Вулкан» | АТ-1-110 | 110 | 5 | 6 | 6 | 8 | 10 | 26,8 | 30 | 29,2 | 30,1 | 33 |
| ПС-110кВ «Позняки» | АТ-1-110 | 110 | 5 | 6 | 6 | 8 | 10 | 26,8 | 30 | 29,2 | 30,1 | 33 |

# 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 кВ

Враховуючи термін експлуатації трансформаторів необхідно провести наступну заміну трансформаторів:

* трансформатори, що відпрацювали більше 40 років:
* трансформатори 110 кВ – 43 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 47шт.;
* трансформатори, що відпрацювали від 35 до 39 років:
* трансформатори 150 кВ – 6 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 10 шт.;
* трансформатори, що відпрацювали від 30 до 34 років:
* трансформатори 150 кВ – 11 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 10 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 кВ. Потреба в першочерговій реконструкції високовольтного обладнання в період до 2024 року становить:

* ВД/КЗ та вимикачі, що відпрацювали більше 40 років:
* ВД/КЗ-110 кВ – 12 шт.;
* ВД/КЗ-35 кВ – 0 шт.;
* масляні вимикачі 110 кВ – 51 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ –18 шт.;
* масляні вимикачі 27,5 кВ (ДПР) – 39 шт
* масляні вимикачі 10(6) кВ – 198 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 35 до 39 років:
* масляні вимикачі 110 кВ – 20 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ –2 шт.;
* масляні вимикачі 27,5 кВ (ДПР) – 0 шт
* масляні вимикачі 10(6) кВ – 41 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 30 до 34 років:
* масляні вимикачі 110 кВ – 0 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 2 шт.;
* масляні вимикачі 27,5 кВ (ДПР) – 0 шт
* масляні вимикачі 10(6) кВ – 27 шт.;

Планом розвитку заплановані заходи по модернізації існуючих тягових підстанцій.

Реконструкція розподільчих підстанцій 35-110 кВ відбувається за рахунок комплексного підходу до виконання заходів. Першочергово виконується модернізація обладнання, що відпрацювало свій експлуатаційний ресурс, має дефекти в роботі, не забезпечує надійності роботи мереж та призводить до завищених втрат.

Заплановано проведення технічного переоснащення ПС 35-110 кВ з заміною застарілих силових трансформаторів, що обумовлено дефіцитом потужності та відпрацювали свій експлуатаційний ресурс, не мають можливості регулювання напруги під навантаженням та мають завищені втрати на сучасні силові трансформатори в комплекті з мікропроцесорним захистом та автоматикою. Планом розвитку передбачена заміна 3 силових трансформаторів 110 кВ та 3 трансформаторів 35 кВ, подальша робота яких впливає на надійність та безаварійність електропостачання і монтаж другого силового трансформатора на ТП Кременчук.

З метою підвищення надійності роботи електричних мереж, їх керування та захисту передбачається проведення ряду заходів з заміною застарілих, масляних вимикачів 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" в електричних мережах з напругою 110 кВ застосовуються елегазові та вакуумні вимикачі. В мережах з напругою 35 кВ передбачаються вакуумні вимикачі. Монтаж та заміна вимикачів 35-110 кВ планується в комплексі з модернізацією пристроїв РЗА та ПА з використанням сучасного обладнання з можливістю автоматичного керування, телевимірювання та телесигналізації.

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 27,5 та 110 кВ

## Необхідність реконструкції та модернізації ПЛ 27,5 та 110 (150) кВ

Планом розвитку намічені значні обсяги з будівництва та реконструкції елементів мереж 27,5-110 кВ РФ «Південно – Західна залізниця», пов’язані з необхідністю переулаштування існуючих мереж, які не відповідають вимогам до надійного електропостачання споживачів.

Згідно аналізу технічного стану ПЛ-27,5 та 110 кВ, першочергової реконструкції потребують наступні ПЛ:

* Будівництво ЛЕП-35кВ Київського вузла дільниці Боярка- Київ-Буча-Дарниця-Підгірці;
* Реконструкція лінія ДПР-27,5кВ на дільниці Полонне - Шепетівка - Кривин;
* Реконструкція ДПР-27,5 кВ із заміною проводів на дільниці Хутір-Михайлівський-Конотоп – Ніжин.

# 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

11.1 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 регіональної філії «Південна залізниця» АТ «Укрзалізниця» не передбачені.

# 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 та 35 кВ

Для забезпечення надійного функціонування захистів об’єктів регіональної філії «Південно-Західна залізниця» АТ «Укрзалізниця» конче необхідно заміна електромеханічних елементів захистів на мікропроцесорні, які не потребують складного, регулярного налагодження, спрощується перевірка. Для забезпечення надійної телеметрії, телекерування і таке інше, потрібен якісний Інтернет на усіх підстанціях та диспетчерських пунктах.

## Необхідність реконструкції та модернізації РЗА

Станом на 01.01.2019 року в дистанціях електропостачання регіональної філії «Південно-Західна залізниця» АТ «Укрзалізниця» в експлуатації знаходиться 650 комплектів релейного захисту. Найстаріші пристрої захисту працюють з 1963 року. В основному заявлений термін роботи пристроїв РЗА, як правило становить 25 років. Понад 25 років відпрацювало 95 % всіх пристроїв РЗА. Частка електромеханічних реле складає понад 90 % всіх пристроїв РЗА. Мікропроцесорні пристрої складають близько 3%.

Виходячи з вищевикладеного необхідно прискорити темпи реконструкції пристроїв РЗА.

Для мережі 110 кВ необхідно використовувати сучасні мікропроцесорні пристрої РЗА, які мають не тільки функції захистів та автоматики, а й визначення місця пошкодження та підтримують протокол ІЕС-61.850 для віддаленого доступу до пристрою, з достатньо високим рівнем захищеності від несанкціонованого доступу, для запобігання диверсій в електричних мережах компанії. Пристрої РЗА необхідно під’єднати 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 кВ сучасні пристрої захисту іноземних виробників, які забезпечують виконання всіх викладених вимог.

Стосовно пристроїв захисту для мережі 35-10 (6) 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 «Південно-Західна залізниця» АТ «Укрзалізниця», доцільно використання пристроїв захисту виробників, що знаходяться в даному регіоні. Це ПАТ «КИЇІПРИЛАД», ТОВ «РЗА СИСТЕМЗ», ТОВ «РЕЛСІС» та інші.

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

Реконструкція пристроїв РЗА на об’єктах електричних мереж необхідно проводитися в комплексі з заміною комутаційного обладнання.

Плани щодо реконструкції пристроїв РЗА сторони 110 кВ підстанцій з вищою напругою 110 кВ наведено в таблиці .

Табл. Перелік та орієнтовні терміни реконструкції РЗА та ПА на ПС 110 кВ

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№**  **п/п** | **Об’єкт системи розподілу** | **Вид будівництва** | **Рік реалізації заходів** | | | | |
| 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
| 1 | ПС 110/27,5/10 кВ "Хутір-Михайлівський" | реконструкція |  | Х | Х |  |  |
| 2 | ПС 110/27,5/10 кВ "Терещенська" | реконструкція |  | Х | Х |  |  |
| 3 | ПС 110/35/27,5 кВ "Житичи" (ШЗАТ-110 кВ Т-1, Т-2, кВ) | нове будівництво |  | Х | Х |  |  |
| 4 | ПС 110/27,5/10 кВ "Головки» (ШЗАТ-110 кВ Т-1, Т-2, ШЗАСВ-110 кВ) | реконструкція | Х |  |  |  |  |
| 5 | ПС 110/35/10 кВ "Іскорость" (ШЗАТ-110 кВ Т-1, Т-2, кВ) | реконструкція | Х |  |  |  |  |

- Застосування мікропроцесорного приладу вітчизняного виробництва типу «Діамант» дозволяє підвищити надійність роботи мереж 110 кВ і значно знизити експлуатаційні витрати на виконання планових перевірок та прискорити аналіз аварійних подій.

- Заплановані заходи на 2020-2024 рр. з технічного переоснащення ПС із заміною електромеханічних захистів ДФЗ на мікропроцесорний захист типу Діамант.

- Дообладнання пристроями резервного захисту РЗТ-403 силових трансформаторів типу ТДТНЖ-110/27,5/10 кВ тягових ПС «Сосонка-тяга», «Тюшки-тяга», «Подільська-тяга», «Рахни-тяга», «Комарівці-тяга» та «Гречани-тяга».

- Для чого встановити 12 комплектів резервного захисту РЗТ-403 для тягових трансформаторів Т-1,2, що дозволить при незначних витратах істотно підвищити надійність системи захисту у зоні ближнього резервування захистів трансформатора в разі їх відмови.

- Реконструкція тягової підстанції Терещенська Сумської обл., с.м.т. Вороніж, вул. Тидня, б/н, ЕЧЕ-15

- Панелі ДФЗ-201 фізично і морально застарілі (термін використання обладнання такого типу – 25 років, а експлуатується 30 - 40 років). Характеристики захисту ДФЗ-201 не відповідають сучасним вимогам РЗА у частині чутливості захистів та швидкодії, крім того у ДФЗ-201 відсутня самодіагностика, яка дозволяє запобігти відказу захисту або хибній дії у разі несправності елементів захисту.

- Для основного захисту та автоматики вимикача ПЛ-110 кВ «Оболоньє» та резервних захистів вимикачів ПЛ-110 кВ Шостка Ц-1, ПЛ-110 кВ Шостка Ц-2, ПЛ-110 кВ Конотоп та ПЛ-110 кВ Кролевець передбачається пристрій захисту РС830-ДЗ виробництва «РЗА Системс».

- Для основного захисту обхідного вимикача ОВ-110 кВ використовується основний захист ПЛ типу L030 «Діамант». В якості резервного захисту та автоматики вимикача ОВ-110 кВ передбачається пристрій захисту РС830-ДЗ виробництва «РЗА Системс».

- Для захисту силових трансформаторів Т-1,2 передбачається встановлення шаф захисту та автоматики силового трансформатора типу ШЗА-УТР-110. До складу шафи входять три комплекти захисту та автоматики: пристрій диференційного захисту трансформатора РС830-ДТЗ, пристрій струмового захисту трансформатора, автоматики і керування вимикача вводу ВН РС830-ДЗ та пристрій автоматичного керування РПН РС83-В4.

- Для захисту Вв-1,2-10 кВ буде використаний мікропроцесорний захист РС83-АВ2, який забезпечує 4-х ступеневий направлений струмовий захист від замикань на землю, ПРВВ, АПВ та ЗМН.

- Для захисту СВ-10 кВ та фідерів 10 кВ буде використаний мікропроцесорний захист РС83-А2М, який забезпечує 4-х ступеневий направлений струмовий захист від замикань на землю, ПРВВ, АПВ.

- Для захисту Ф-СЦБ-1,2 буде використаний мікропроцесорний захист МРЗС-05.

**Технічне переоснащення з заміною панелей резервних електромеханічних захистів**

Заміна фізично та морально застарілих панелей резервного захисту ПЛ 110 кВ на МПП типу «Діамант». Панелі резервного захисту (60-70 років минулого століття) фізично і морально застарілі (термін використання обладнання такого типу – 25 років, а експлуатується 30 - 40 років). Елементи панелей підлягали кільком реконструкціям.

Застосування мікропроцесорного приладу типу «Діамант» дозволяє підвищити надійність роботи мереж 110 кВ і значно знизити експлуатаційні витрати на виконання планових перевірок.

Заплановані заходи на 2020-2024 рр. щодо заміни панелей резервних електромеханічних захистів на ПС 110-150 кВ на шафу с ПМ РЗА «Діамант L010» приведено в таблиці

**Таблиця - Технічне переоснащення ПС 110 кВ із заміною електромеханічних захистів ДФЗ на мікропроцесорний захист типу Діамант на 2020-2024рр.**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ***№***  ***з/п*** | ***Назва об’єкта*** | ***Характеристика ПС*** | ***2020 р.*** | | ***2021 р.*** | | ***2022 р.*** | | ***2023 р.*** | | ***2024 р.*** | |
| ***Напруга, кВ*** | ***Проект, тис. грн*** | ***Роботи, тис. грн*** | ***Проект, тис. грн*** | ***Роботи, тис. грн*** | ***Проект, тис. грн*** | ***Роботи, тис. грн*** | ***Проект, тис. грн*** | ***Роботи, тис. грн*** | ***Проект, тис. грн*** | ***Роботи, тис. грн*** |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 1 | ПС «Чуднів-Волинський» | 110/35/27,5/10 | 1500,0 | — |  | 15000,0 | — | — | — | — | — | — |
| 2 | ПС «Полонне» | 110/35/27,5/10/6 | — | — | 1200,0 | 12000,0 | — | — | — | — | — | — |
| 3 | Телемеханізація Вапнярськеенергодиспетчерське коло | ТМК “ЛОЗА” | 200,0 | — | — | 100000,0 | — | — | — | — | — | — |
| 4 | Телемеханізація Козятинське енергодиспетчерське коло | ТМК “ЛОЗА” | 200,0 | — | — | 100000,0 | — | — | — | — | — | — |
| 5 | Резервний захист силових трансформаторів типу ТДТНЖ-25000/110 ПС “Сосонка-тяга” | РЗТ-403 | Існує робочій проект | 80,0 | — | — | — | — | — | — | — | — |
| 6 | Резервний захист силових трансформаторів типу ТДТНЖ-25000/110 та 40000/110 ПС “Тюшки-тяга”, “Подільська-тяга”, “Рахни-тяга” “Комарівці-тяга” та “Гречани-тяга” | РЗТ-403 | 200,0 | 160,0 | — | 240,0 | — | — | — | — | — | — |
| 7 | Технічне переоснащення Реєстратори аварійних подій тягових ПС “Сосонка-тяга”, “Тюшки-тяга”,  “Подільська-тяга”, “Рахни-тяга”, “Комарівці-тяга” та “Гречани-тяга”. | ІДК “Регіна” | — | — | 200,0 | 120000,0 | — | — | — | — | — | — |
| 8 | Проектування технічного переоснащення тягової підстанції Миронівка , Київська обл., м. Миронівка, вул. Елеваторна, 1б | 110/35/27,5 | — | — | 2800,0 | — | — | — | — | — | — | — |
| 9 | Проектування технічного переоснащення тягової підстанції Бровки , Житомирська обл., Андрушівський р-н, с. Бровки Перші , вул. 1-го травня, 46 | 110/35/27,5 | — | — | 500,0 | — | — | — | — | — | — | — |
| 10 | Заміна електромеханічних захистів ПЛ-110 кВ на мікропроцесорний захист типу «Діамант» ПС «Чуднів-Волинський» ПЛ-110 Житомир | 110 | — | — | — | — | 162,25 | — | — | — | — | — |
| 11 | Заміна електромеханічних захистів ПЛ-110 кВ на мікропроцесорний захист типу «Діамант» ПС «Чуднів-Волинський» ПЛ-110 Шепетівка | 110 | — | — | — | — | 162,25 | — | — | — | — | — |

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

Дані щодо існуючих максимальних струмів КЗ для максимального режиму, який відповідає увімкненому стану всіх генераторів та ліній електропередачі (мережа 110 кВ прийнята в замкненому режимі) наведені в **Додатку Г. Табл. 18**.

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

## Аналіз існуючих навантажень

В даному розділі наведені дані щодо існуючих навантажень мінімуму/максимуму літа та зими 2014-2018 років. Основним джерелом потужності в РФ «Південно-Західна залізниця» є підстанції: ПС 330 кВ "Конотоп", ПС 330 кВ "Шостка" та ПС 330 кВ "Ніжин", ПС 330 кВ “Вінниця”, ПС 330 “Бар”, ПС 330 “Хмельницьк”, ПС 330 “Бровари”, ПС 330 “Славутич”.



Рис. 1. Графік зміни максимальних зимових навантажень за період 2014-2018 років

Як бачимо на Рис. 1, в період з 2014 по 2016 спостерігається ріст навантаження, після 2016 року відбувається незначне зменшення навантаження.

Необхідно відмітити, що по ПС 35 кВ наведено тільки дані максимуму зимових навантажень 2014-2018 років, оскільки згідно даних РФ "Південно-Західна залізниця" при проведенні літніх та зимових замірів параметрів режиму мережі, згідно до листів енергосистеми заміри навантаження на класі напруги 35 кВ виконувались у повному обсязі на 17-00 зими. На всі інші контрольні години зими і літа навантаження фіксувалось тільки по шинах 35кВ підстанцій вищою напругою 110 кВ та інших приєднань 35 кВ, які вимикаються згідно з ГАВ, СГАВ, САВН, АЧР.

Дані щодо замірних навантажень для кожної підстанції наведено в **Додатку Г. Табл. 19**, **Табл. 20**, **Табл. 21**, **Табл. 22** та **Табл. 23**.

## Розрахунок перспективних навантажень.

Розрахунок перспективних навантажень РФ «Південно-Західна залізниця» 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.

Згідно даних щодо структури споживання електроенергії за 2016-2018 роки частка населення складає 3 %, всіх інших споживачів 97%. Враховуючи те, що дані щодо структури споживання в розрізі підстанцій відсутні, приймаємо цю пропорцію для всіх підстанцій.

Тоді максимальний перспективний відносний приріст по кожній окремій ПС розрахуємо так:

Далі по кожній ПС порівнюємо отриманий розрахунковий річний темп приросту навантаження з цим граничним значенням. Якщо приріст більший (наприклад, 5%), замість нього застосовуємо темп росту 1,03%, якщо ні – приймаємо розрахунковий.

В зв'язку з складною економічною ситуацією в країні, реалізація всіх ТУ на 100% малоймовірна, тому, враховуючи також коефіцієнт неоднозначності, було прийнято більш реальний на даний час показник на рівні 15%.

Згідно планів щодо реконструкції обʾєктів РФ «Південно-Західна залізниця» до 2024 року заплановано:

* реконструкція РУ 110 кВ на ПС 110 кВ «Козятин-тяга»,
* реконструкція РУ 110 кВ на ПС 110 кВ «Тюшки-тяга»,
* реконструкція РУ-110кВ ПС «Подільська-тяга»,
* реконструкція РУ 110 кВ на ПС 110 кВ «Рахни-тяга»,
* реконструкція РУ 110,35,27,5,10,6 кВ на ПС 110 кВ «Чуднів-тяга»,
* реконструкція РУ-110, 35, 27,5, 10кВ ПС «Боярка» з встановленням третього додаткового трансформатора,
* реконструкція РУ-110, 35, 27,5, 10кВ ПС «Буча» з встановленням третього додаткового трансформатора,
* реконструкція РУ-110, 27,5,10кВ ПС «Підгірці»
* реконструкція РУ-27,5, 10кВ на ПС «Новосілки»,
* реконструкція РУ-35,10,35 на ПС -35кВ «Київ-Волинський»,
* реконструкція РУ 110,35,27,5,10кВ на ПС 110 кВ «Миронівка»,
* реконструкція РУ 110,35кВ на ПС 110 кВ «Хутір-Михайлівський»,
* реконструкція РУ 110,35 кВ на ПС «Терещенська»,
* реконструкція РУ 110,35 кВ «Мельня»,
* реконструкція РУ 110,35,27,5,10,6 кВ на ПС 110 кВ "Чуднів-тяга»,
* реконструкція РУ -27,5, 10 на ВРП-27,5кВ «Конотоп»,
* реконструкція РУ-110,35,10кВ на ПС «Бахмач»
* реконструкція РУ-110,35 кВ на ПС «Крути».

Необхідно відмітити, що по ПС 35 кВ наведено тільки дані максимуму зимових навантажень 2014-2018 років, оскільки згідно даних РФ "Південно-Західна залізниця" при проведенні літніх та зимових замірів параметрів режиму мережі, згідно до листів енергосистеми заміри навантаження на класі напруги 35 кВ виконувались у повному обсязі на 17-00 зими. На всі інші контрольні години зими і літа навантаження фіксувалось тільки по шинах 35кВ підстанцій вищою напругою 110 кВ та інших приєднань 35 кВ, які вимикаються згідно з ГАВ, СГАВ, САВН, АЧР.

Тому, навантаження для максимуму/мінімуму літа та мінімуму зими розраховувались пропорційно, взявши за основу навантаження ПС 35 кВ максимуму зими, та зводились до навантажень шин 35 кВ ПС 110 кВ.

Перспективні навантаження ПС 110 кВ наведені в **Додатку Г. Табл. 24**, **Табл. 25**, **Табл. 26** та **Табл. 27**.

Перспективні навантаження ПС 35 кВ наведені в **Додатку Г. Табл. 28**, **Табл. 29**, **Табл. 30** та **Табл. 31**.

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

Згідно Кодексу систем розподілу, який затверджений Постановою НКРЕКП №310 від 14 березня 2018 року, Товариство повинно дотримуватися затверджених Регулятором показників якості електропостачання, які характеризують рівень надійності (безперервності) електропостачання, комерційної якості надання послуг з розподілу електричної енергії та якості електричної енергії.

Надійність (безперервність) електропостачання характеризується кількістю, тривалістю перерв в електропостачанні та обсягом недовідпущеної електричної енергії.

Надійність (безперервність) електропостачання характеризується такими показниками:

1. Індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIDI);
2. Індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIFI);
3. Індекс середньої частоти коротких перерв в електропостачанні в системі (MAIFI);
4. Розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (ENS).

Параметри якості електричної енергії в точках приєднання споживачів у нормальних умовах експлуатації мають відповідати параметрам, визначеним у ДСТУ EN50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загального призначення» (далі-ДСТУ EN 50160:2014).

Показники щодо якості електропостачання (комерційна якість послуг, надійність/безперервність та якість електроенергії) визначає «Порядок забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання», затверджений постановою НКРЕКП від 12.06.2018 р №375. Дотримання цих показників надається до НКРЕКП за формами звітності, затвердженими постановою від 12.06.2018р №374 (рівні показників вказані в формах звітності):

* №12-НКРЕКП(квартальна) «Звіт щодо показників комерційної якості надання послуг з розподілу електричної енергії»;
* №11-НКРЕКП(квартальна) «Звіт щодо показників надійності (безперервності) електропостачання»;

Фактичні показники комерційної якості надання послуг з розподілу електричної енергії по регіональні філії «Південно-Західна залізниця» за 1-2 квартал 2018 р. приведено в таблиці 10.1, за 3-4 квартал 2018 р. в таблиці 10.2

Фактичні показники надійності (безперервності) електропостачання по регіональні філії «Південно-Західна залізниця» за 2018 р. приведено в таблиці 10.3.

Таблиця 10.1 - Фактичні показники комерційної якості надання послуг з розподілу електричної енергії за 1-2 квартал 2018 р

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ***Код послуги*** | ***Тип послуги*** | ***Код рядка*** | ***Загальна кількість звернень*** | ***Кількість наданих   послуг*** | ***Кількість ненаданих  послуг*** | ***Строк  виконання послуги визначений законодавством*** | ***Середній строк надання послуги*** | ***Кількість послуг, час виконання яких перевищив установлені строки*** | ***Відсоток послуг, час виконання яких перевищив установлені терміни, %*** |
| А | Б | В | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| S1 | Приєднання до мереж системи розподілу: | 010 | 1 | 1 | 0 |  | 10,00 |  |  |
| S1.1 | видача технічних умов на приєднання разом з проектом договору про приєднання: | 015 | 1 | 1 | 0 |  | 10,00 |  |  |
| S1.1.1 | стандартне приєднання (пункт 4.5.5\*) | 020 | 0 |  |  | 10 роб. днів |  |  |  |
| S1.1.2 | нестандартне приєднання (без необхідності погодження ТУ з ОСП) (пункт 4.5.6\*) | 025 | 1 | 1 | 0 | 10 роб. днів | 10,00 |  |  |
| S1.1.3 | нестандартне приєднання (з необхідністю погодження ТУ з ОСП) (пункт 4.5.6\*) | 030 | 0 |  |  | 20 роб. днів |  |  |  |
| S1.2 | подання робочої напруги для проведення випробувань електрообладнання (пункт 4.7.6\*) | 035 | 0 | 0 | 0 |  | 0,00 |  |  |
| S1.2.1 | не потребує припинення електропостачання інших Користувачів | 040 | 0 |  |  | 5 роб. днів |  |  |  |
| S1.2.2 | потребує припинення електропостачання інших Користувачів | 045 | 0 |  |  | 10 роб. днів |  |  |  |
| S1.3 | підключення електроустановок Замовника до електричної мережі (пункт 4.8.4\*) | 050 | 0 | 0 | 0 |  | 0,00 |  |  |
| S1.3.1 | не потребує припинення електропостачання інших Користувачів | 055 | 0 |  |  | 5 роб. днів |  |  |  |
| S1.3.2 | потребує припинення електропостачання інших Користувачів | 060 | 0 |  |  | 10 роб. днів |  |  |  |
| S2 | Видача: | 065 | 0 | 0 | 0 |  | 0,00 |  |  |
| S2.1 | паперового примірника укладеного договору про надання послуг з розподілу (пункт 2.1.4\*\*) | 070 | 0 |  |  | 3 роб. дні |  |  |  |
| S2.2 | підписаного ОСР паспорту точки розподілу (пункт 2.1.4\*\*) | 075 | 0 |  |  | 10 роб. днів |  |  |  |
| S3 | Відновлення електроживлення електроустановки споживача: | 080 | 0 | 0 | 0 |  | 0,00 |  |  |
| S3.1 | яка була відключена за заявою споживача (пункт 11.5.11\*, пункт 7.13\*\*) | 085 | 0 |  |  | 5 роб. днів |  |  |  |
| S3.2 | яка була відключена за ініціативою ОСР (пункт 11.5.23\*, пункт 7.12\*\*) | 090 | 0 | 0 | 0 |  | 0,00 |  |  |
| S3.2.1 | у міській місцевості | 095 | 0 |  |  | 3 роб. дні |  |  |  |
| S3.2.2 | у сільській місцевості | 100 | 0 |  |  | 5 роб. днів |  |  |  |
| S3.3 | яка була відключена за зверненням електропостачальника (пункт 7.12\*\*) | 105 | 0 | 0 | 0 |  | 0,00 |  |  |
| S3.3.1 | у міській місцевості | 110 | 0 |  |  | 3 роб. дні |  |  |  |
| S3.3.2 | у сільській місцевості | 115 | 0 |  |  | 5 роб. днів |  |  |  |
| S4 | Перевірка лічильника (пункт 6.11 розділу XIII \*\*\*) | 120 | 0 |  |  | 20 днів |  |  |  |
| S5 | Розгляд звернень/скарг/претензій споживачів: | 125 | 0 | 0 | 0 |  | 0,00 |  |  |
| S5.1 | розгляд звернень/скарг/претензій споживачів (пункт 13.1.4\*) | 130 | 0 |  |  | 30 днів |  |  |  |
| S5.2 | розгляд звернень/скарг/претензій споживачів (якщо під час розгляду звернення необхідно здійснити технічну перевірку або провести експертизу засобу обліку) (пункт 13.1.4\*) | 135 | 0 |  |  | 45 днів |  |  |  |
| S5.3 | розгляд звернень споживачів щодо перевірки правильності рахунку за послуги з розподілу електричної енергії (пункт 13.1.4\*) | 140 | 0 |  |  | 5 роб. днів |  |  |  |
| S5.4 | розгляд скарг (претензій) щодо якості електричної енергії (пункт 13.2.1\*) | 145 | 0 | 0 | 0 |  | 0,00 |  |  |
| S5.4.1 | якщо вимірювання параметрів якості електричної енергії не проводяться | 150 | 0 |  |  | 15 днів |  |  |  |
| S5.4.2 | у разі проведення вимірювань параметрів якості електричної енергії | 155 | 0 |  |  | 30 днів |  |  |  |
| S5.5 | розгляд звернень Споживачів щодо відшкодування збитків, завданих внаслідок недотримання ОСР показників якості електропостачання (пункт 13.3.1\*) | 160 | 0 |  |  | 30 днів |  |  |  |
| **Разом** | | 165 | 1 | 1 | 0 |  | 10,00 | 0 | 0,00% |

Таблиця 10.2 - Фактичні показники комерційної якості надання послуг з розподілу електричної енергії за 3-4 квартал 2018 р

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ***Код послуги*** | ***Тип послуги*** | ***Код рядка*** | ***Загальна кількість звернень*** | ***Кількість наданих   послуг*** | ***Кількість ненаданих  послуг*** | ***Строк  виконання послуги визначений законодавством*** | ***Середній строк надання послуги*** | ***Кількість послуг, час виконання яких перевищив установлені строки*** | ***Відсоток послуг, час виконання яких перевищив установлені терміни, %*** |
| А | Б | В | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| S1 | Приєднання до мереж системи розподілу: | 010 | 13 | 13 | 0 |  | 4,31 |  |  |
| S1.1 | видача технічних умов на приєднання разом з проектом договору про приєднання: | 015 | 13 | 13 | 0 |  | 4,31 |  |  |
| S1.1.1 | стандартне приєднання (пункт 4.5.5\*) | 020 | 5 | 5 | 0 | 10 роб. днів | 1,60 |  |  |
| S1.1.2 | нестандартне приєднання (без необхідності погодження ТУ з ОСП) (пункт 4.5.6\*) | 025 | 8 | 8 | 0 | 10 роб. днів | 6,00 |  |  |
| S1.1.3 | нестандартне приєднання (з необхідністю погодження ТУ з ОСП) (пункт 4.5.6\*) | 030 | 0 |  |  | 20 роб. днів |  |  |  |
| S1.2 | подання робочої напруги для проведення випробувань електрообладнання (пункт 4.7.6\*) | 035 | 0 | 0 | 0 |  | 0,00 |  |  |
| S1.2.1 | не потребує припинення електропостачання інших Користувачів | 040 | 0 |  |  | 5 роб. днів |  |  |  |
| S1.2.2 | потребує припинення електропостачання інших Користувачів | 045 | 0 |  |  | 10 роб. днів |  |  |  |
| S1.3 | підключення електроустановок Замовника до електричної мережі (пункт 4.8.4\*) | 050 | 0 | 0 | 0 |  | 0,00 |  |  |
| S1.3.1 | не потребує припинення електропостачання інших Користувачів | 055 | 0 |  |  | 5 роб. днів |  |  |  |
| S1.3.2 | потребує припинення електропостачання інших Користувачів | 060 | 0 |  |  | 10 роб. днів |  |  |  |
| S2 | Видача: | 065 | 2 | 2 | 0 |  | 3,00 |  |  |
| S2.1 | паперового примірника укладеного договору про надання послуг з розподілу (пункт 2.1.4\*\*) | 070 | 2 | 2 | 0 | 3 роб. дні | 3,00 | 1 | 50,00% |
| S2.2 | підписаного ОСР паспорту точки розподілу (пункт 2.1.4\*\*) | 075 | 0 |  |  | 10 роб. днів |  |  |  |
| S3 | Відновлення електроживлення електроустановки споживача: | 080 | 0 | 0 | 0 |  | 0,00 |  |  |
| S3.1 | яка була відключена за заявою споживача (пункт 11.5.11\*, пункт 7.13\*\*) | 085 | 0 |  |  | 5 роб. днів |  |  |  |
| S3.2 | яка була відключена за ініціативою ОСР (пункт 11.5.23\*, пункт 7.12\*\*) | 090 | 0 | 0 | 0 |  | 0,00 |  |  |
| S3.2.1 | у міській місцевості | 095 | 0 |  |  | 3 роб. дні |  |  |  |
| S3.2.2 | у сільській місцевості | 100 | 0 |  |  | 5 роб. днів |  |  |  |
| S3.3 | яка була відключена за зверненням електропостачальника (пункт 7.12\*\*) | 105 | 0 | 0 | 0 |  | 0,00 |  |  |
| S3.3.1 | у міській місцевості | 110 | 0 |  |  | 3 роб. дні |  |  |  |
| S3.3.2 | у сільській місцевості | 115 | 0 |  |  | 5 роб. днів |  |  |  |
| S4 | Перевірка лічильника (пункт 6.11 розділу XIII \*\*\*) | 120 | 0 |  |  | 20 днів |  |  |  |
| S5 | Розгляд звернень/скарг/претензій споживачів: | 125 | 0 | 0 | 0 |  | 0,00 |  |  |
| S5.1 | розгляд звернень/скарг/претензій споживачів (пункт 13.1.4\*) | 130 | 0 |  |  | 30 днів |  |  |  |
| S5.2 | розгляд звернень/скарг/претензій споживачів (якщо під час розгляду звернення необхідно здійснити технічну перевірку або провести експертизу засобу обліку) (пункт 13.1.4\*) | 135 | 0 |  |  | 45 днів |  |  |  |
| S5.3 | розгляд звернень споживачів щодо перевірки правильності рахунку за послуги з розподілу електричної енергії (пункт 13.1.4\*) | 140 | 0 |  |  | 5 роб. днів |  |  |  |
| S5.4 | розгляд скарг (претензій) щодо якості електричної енергії (пункт 13.2.1\*) | 145 | 0 | 0 | 0 |  | 0,00 |  |  |
| S5.4.1 | якщо вимірювання параметрів якості електричної енергії не проводяться | 150 | 0 |  |  | 15 днів |  |  |  |
| S5.4.2 | у разі проведення вимірювань параметрів якості електричної енергії | 155 | 0 |  |  | 30 днів |  |  |  |
| S5.5 | розгляд звернень Споживачів щодо відшкодування збитків, завданих внаслідок недотримання ОСР показників якості електропостачання (пункт 13.3.1\*) | 160 | 0 |  |  | 30 днів |  |  |  |
| **Разом** | | 165 | 15 | 15 | 0 |  | 4,14 | 1 | 6,67% |

Таблиця 10.3 – Показники надійності електропостачання за 2018 рік

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Рівень напруги | Код рядка | Індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні (SAIDI), хв. | | | | | | | Індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні (SAIFI) | | | | | | |
| заплановані перерви | | незаплановані (аварійні) перерви | | | | **усього** | заплановані перерви | | незаплановані (аварійні) перерви | | | | **усього** |
| з попередженням | без попередження | з вини інших ліцензіатів або споживачів | форс-мажорні обставини | з вини інших осіб | технологічні порушення в мережах ліцензіата | з попередженням | без попередження | з вини інших ліцензіатів або споживачів | форс-мажорні обставини | з вини інших осіб | технологічні порушення в мережах ліцензіата |
| A | Б | 010 | 020 | 030 | 040 | 050 | 060 | **065** | 070 | 080 | 090 | 100 | 110 | 120 | **125** |
| 110 / 154 кВ | 005 |  |  |  |  |  |  | **0,0** |  |  |  |  |  |  | **0,00** |
| 27,5 - 35 кВ | 010 | 108,7 | 5,0 |  |  |  | 0,2 | **113,8** | 0,40 | 0,04 |  |  |  | 0,00 | **0,44** |
| 6 - 20 кВ | 015 | 312,0 | 18,0 | 1,5 | 35,8 | 3,1 | 29,6 | **399,9** | 1,10 | 0,36 | 0,06 | 0,18 | 0,01 | 0,18 | **1,88** |
| У тому числі у міських населених пунктах | 020 | 243,5 | 9,7 | 0,0 | 14,6 |  | 3,5 | **271,3** | 0,89 | 0,12 | 0,00 | 0,06 |  | 0,03 | **1,09** |
| у сільських населених пунктах | 025 | 552,8 | 47,2 | 6,5 | 110,1 | 13,8 | 121,4 | **851,8** | 1,86 | 1,20 | 0,26 | 0,60 | 0,03 | 0,70 | **4,64** |
| 0,4 кВ | 030 | 134,9 | 7,8 |  | 3,6 |  | 4,5 | **150,8** | 0,51 | 0,03 |  | 0,00 |  | 0,01 | **0,55** |
| У тому числі у міських населених пунктах | 035 | 119,1 | 4,6 |  | 2,8 |  | 5,7 | **132,3** | 0,46 | 0,02 |  | 0,00 |  | 0,01 | **0,49** |
| у сільських населених пунктах | 040 | 190,8 | 18,6 |  | 6,5 |  |  | **216,0** | 0,70 | 0,08 |  | 0,01 |  |  | **0,78** |
| **Усього** | **045** | **555,6** | **30,7** | **1,5** | **39,4** | **3,1** | **34,2** | **664,5** | **2,01** | **0,43** | **0,06** | **0,18** | **0,01** | **0,19** | **2,87** |

Продовження таблиці 10.3

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (ENS), тис. кВт•год | | | | | | | Індекс середньої частоти коротких перерв в електропостачанні (MAIFI) | | | | | | | Кількість точок продажу електричної енергії, одиниць | Споживання електричної енергії, тис.кВт·год\*\* |
| заплановані перерви | | незаплановані (аварійні) перерви | | | | **усього** | заплановані перерви | | незаплановані (аварійні) перерви | | | | **усього** |
| з попередженням | без попередження | з вини інших ліцензіатів або споживачів | форс-мажорні обставини | з вини інших осіб | технологічні порушення в мережах ліцензіата | з попередженням | без попередження | з вини інших ліцензіатів або споживачів | форс-мажорні обставини | з вини інших осіб | технологічні порушення в мережах ліцензіата |
| 130 | 140 | 150 | 160 | 170 | 180 | **185** | 190 | 200 | 210 | 220 | 230 | 240 | **245** | 250 | 260 |
|  |  |  |  |  |  | **0,0** |  |  |  |  |  |  | **0,000** |  |  |
| 136,1 | 56,9 |  |  |  | 1,1 | **194,1** |  |  |  |  |  |  | **0,000** | 17 | 51264,901 |
| 82,6 | 7,4 | 0,1 | 4,2 | 0,3 | 3,8 | **98,4** | 0,011 | 0,339 |  |  |  | 0,055 | **0,405** | 188 | 42084,034 |
| 63,1 | 2,5 | 0,0 | 2,1 |  | 1,1 | **68,7** | 0,014 | 0,148 |  |  |  | 0,028 | **0,189** | 93 | 29166,543 |
| 19,5 | 4,9 | 0,1 | 2,2 | 0,3 | 2,8 | **29,7** |  | 1,012 |  |  |  | 0,151 | **1,163** | 95 | 12917,491 |
| 14,0 | 0,6 |  | 0,5 |  | 0,7 | **15,8** |  |  |  |  |  |  | **0,000** | 21 508 | 122520,376 |
| 11,3 | 0,4 |  | 0,3 |  | 0,7 | **12,7** |  |  |  |  |  |  | **0,000** | 16 792 | 109465,666 |
| 2,8 | 0,2 |  | 0,1 |  |  | **3,1** |  |  |  |  |  |  | **0,000** | 4 716 | 13054,710 |
| **232,8** | **64,9** | **0,1** | **4,7** | **0,3** | **5,7** | **308,4** | **0,011** | **0,339** | **0,000** | **0,000** | **0,000** | **0,055** | **0,405** | **21 713** | **215869,311** |

Постановою НКРЕКП №392 від 14.06.2018 р. «Про затвердження цільових показників надійності (безперервності) електропостачання на 2018 рік» для регіональні філії «Південно-Західна залізниця» були затверджені наступні показники надійності:

* Індекс середньої тривалості перерв (технологічні порушення в мережах ліцензіата та заплановані без попередження споживача) в електропостачанні в системі на рівнях напруги до 0,4-20 кВ для міських населених пунктів на більше – 402 хвилин, фактичні показники за 2018 рік – 403,6 хвилин;
* Індекс середньої тривалості перерв (технологічні порушення в мережах ліцензіата та заплановані без попередження споживача) в електропостачанні в системі на рівнях напруги до 0,4-20 кВ для сільських населених пунктів на більше – 744 хвилин, фактичні показники за 2018 рік – 1067,8 хвилин.

На 2019 рік для регіональні філії «Південно-Західна залізниця» Постановою №692 від 11.05.2019 р. затверджені наступні показники:

* Індекс середньої тривалості перерв (технологічні порушення в мережах ліцензіата та заплановані без попередження споживача) в електропостачанні в системі на рівнях напруги до 0,4-20 кВ для міських населених пунктів на більше – 375 хвилин;
* Індекс середньої тривалості перерв (технологічні порушення в мережах ліцензіата та заплановані без попередження споживача) в електропостачанні в системі на рівнях напруги до 0,4-20 кВ для сільських населених пунктів на більше – 688 хвилин.

Для зниження планових показників SAIDI в регіональні філії «Південно-Західна залізниця» на 2020-2024 р. розробляються та впроваджуються наступні заходи:

1. Визначено електроустановки, технологічні порушення на яких дали найбільший приріст по SAIDI, з подальшим розробленням та впровадженням заходів, які спрямовані на зниження показників аварійності.
2. Організовано процес планування, що забезпечує своєчасне (не менше, ніж за 10 днів до виконання робіт) попередження клієнтів про планові відключення за допомогою ЗМІ.
3. Організація системи моніторингу ефективності планування, шляхом зменшення планових робіт без попередження в загальному обсязі планових робіт.
4. Своєчасне та якісне виконання планових робіт з технічного обслуговування та капітального ремонту об’єктів електромереж.
5. Усунення аварійних дефектів в найкоротший час, проведення протиаварійної роботи.
6. Подальша телемеханізація та автоматизація об’єктів електропостачання.
7. Оптимізація та резервування схем живлення. Відновлення та будівництво кольцуючих зв’язків у мережі 6-10 кВ.
8. Організація аварійно-відновлювальних бригад для цілодобового ремонту КЛ 0,4-10кВ в міських мережах.
9. Введення окремих мобільних бригад для здійснення 100 % огляду та дефектування обладнання з використанням тепло візійного контролю. Придбання обладнання для організації мобільних робочих місць та дистанційному обміну інформацією з наявною базою даних (дефекти обладнання, схеми, компоновка, замір навантаження, тощо).
10. Встановлення реклоузерів за для підвищення надійності електропостачання, та зменшення часу локалізації пошкодження мережі. Основні покази для застосування:

* наявність протяжної лінії з великою кількістю споживачів та ділянками, що мають особливості проходження (яри, лісові масиви, дачі, тощо).
* наявність категорійних споживачів
* дублювання лінійних вимикачів на абонентських підстанціях, де відсутній черговий персонал, а час прибуття виїзної бригади перевищує кілька годин.

1. Використання системи SmartGrid на лінійних вимикачах підстанції та реклоузерах в комплексі з оптимізацією схем живлення, за для мінімізації кількості знеструмлених споживачів та часу їх знеструмлення.
2. Реконструкція протяжних ліній 0,4 кВ з встановленням розвантажувальних ТП.
3. Реконструкція ліній 0,4кВ з заміною неізольованого проводу на СІП.

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

На сьогоднішній день прилади фіксації/аналізу показників якості електроенергії на підстанціях РВ ПЗЗ АТ "Укрзалізниця» не встановлені.

Для виконання вимог п. 6.3.4 4 КСР необхідно придбати 36 комплекти стаціонарних багатофункціональних вимірювачів якості електричної енергії РМАС770, 21 переносних пристроїв (трьохфазний аналізатор якості електричної енергії МІ2892), технічні характеристики яких дозволяють проводити вимірювання ПЯЕ у відповідності з вимогами ДСТУ EN 50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загального призначення» та ДСТУ IEC 6100-4-30:2010 «Електромагнітна сумісність. Частина 4-30. Методи випробування та вимірювання. Вимірювання показників якості електричної енергії».

Графік встановлення приладів фіксації/аналізу показників якості електроенергії наведений нижче.

| **№п/п** | **Назва підстанції** | **Кількість приладів** |
| --- | --- | --- |
| **2021 рік** | | **4** |
| 1 | Буча 110 | 1 |
| 2 | Бахмач 110 | 2 |
| 3 | Миронівка 110 | 1 |
| **2022 рік** | | **5** |
| 1 | Козятин 110 | 2 |
| 2 | «Подільська-тяга» 110 | 1 |
| 3 | Чернігів 110 | 1 |
| 4 | Конотоп 110 | 1 |
| **2023 рік** | | **8** |
| 1 | Боярка 110 | 2 |
| 2 | Бобрик 110 | 1 |
| 3 | Рахни-тяга 110 | 1 |
| 4 | Крути 110 | 1 |
| 5 | Хутір-Михайлівський 110 | 2 |
| 6 | Славута-тяга 110 | 1 |
| **2024 рік** | | **8** |
| 1 | Баришівка 110 | 1 |
| 2 | Носівка 110 | 1 |
| 3 | Тюшки-тяга 110 | 2 |
| 4 | Чуднів-тяга 110 | 1 |
| 5 | Мельня 110 | 1 |
| 6 | Підгірці 110 | 1 |
| 7 | Новосілки 110 | 1 |
| **2025 рік** | | **11** |
| 1 | Дарниця 110 | 1 |
| 2 | Неданчичі 110 | 1 |
| 3 | Терещенська 110 | 2 |
| 4 | Київ-Волинський 35 | 1 |
| 5 | Звягель 110 | 1 |
| 6 | Сухоліси 110 | 1 |
| 7 | Фастів 110 | 1 |
| 8 | Тетерів 110 | 1 |
| 9 | Сосонка-тяга 110 | 1 |
| 10 | Комарівці- тяга 110 | 1 |

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

По регіональній філії «Південно-західна залізниця» АТ «Укрзалізниця» виведення обладнання системи розподілу з експлуатації на 2020-2024 не запланована.

# Плани в частині заходів з компенсації реактивної потужності

З метою зменшення втрат в мережах РФ «Південно-Західна залізниця», у період 2020-2024 рр. планується введення в експлуатацію блоків компенсації холостого ходу тягових трансформаторів 110кВ.

З урахуванням специфіки залізничного транспорту (однофазне навантаження, яке в свою чергу призводить до зсуву кута фаз в мережах 110кВ), найбільш оптимальним, як з технічної, так і з економічної точки зору, рішенням для тягових підстанцій є компенсація реактивної потужності з боку 27,5кВ.

* Підстанція «Боярка-тяга» 110/35/27,5/10 в 2015 році компенсація реактивної потужності вийшла з ладу. Потребує заміни конденсаторна батарея
* Підстанція «Буча-тяга» 110/35/27,5/10 через довгий термін експлуатації понад - 40 років потребує заміни конденсаторна батарея.
* Підстанція «Славута-тяга» 110/27,5/10 в 2013 році компенсація реактивної потужності вийшла з ладу.
* Підстанція «Чуднів-тяга» 110/35/27,5/10 через перекос напруги по фазам «А» і «В» потребує встановлення компенсації реактивної потужності.
* Підстанція «Козяти-тяга» 110/27,5/10 через довгий термін експлуатації понад - 40 років потребує заміни конденсаторна батарея

Потужності блоків компенсації холостого ходу силових трансформаторів на рівні напруги 27,5кВ в залежності від потужності трансформатора вказані в таблиці.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Назва підстанції | Потужність трансформатору, мВА | Потужність блоку компенсації ХХ, кВАр |
| п/ст. «Боярка-тяга» 110/35/27,5/10 | 2х40,5 | 4500 |
| п/ст. «Буча-тяга» 110/35/27,5/10 | 2х40 | 3000 |
| п/ст. «Козятин-тяга» 110/27,5/10 | 2х40 | 4500 |
| п/ст. «Чуднів-тяга» 110/35/27,5/10 | 2х31,5 | 2500 |
| п/ст. «Славута-тяга» 110/27,5/10 | 2х40,5 | 3000 |

# Плани в частині улаштування "інтелектуального" обліку електричної енергії

Одним із важливих напрямків розвитку діяльності РФ «Південно-Західна 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 РФ «Південно-Західна залізниця» для визначення кількості електроенергії відпущеної споживачам, значну частину складають лічильники індукційного типу з класом точності 2 та 2,5.

Індукційні електролічильники мають ряд недоліків:

* По-перше, не виконуються вимоги вертикального розташування лічильників, що викликає додаткову погрішність для лічильника класу точності 2 та 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 та 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.

Для прикладу, якщо по інвестиційній програмі буде щороку виділятися не менше 1200 однофазних лічильників з передачею даних (PLC), то кількість засобів обліку з класом точності 2 та 2,5 буде зменшуватися приблизно на 800 приладів обліку. Враховуючи те, що коштів на придбання додаткових лічильників виділятися не буде, Товариство зможе вилучити лічильники з класом точності 2 та 2,5 в кількості 10000 (станом на 01.01.2019 р.) приблизно за 8 років. Для того, щоб Товариство змогло вилучити лічильники з класом точності 2 та 2,5 впродовж 5 років, необхідно щороку виділяти по інвестиційній програмі не менше 2500 електронно-механічних лічильників.

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).

.

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 АТ «Укрзалізниця».

Впровадження системи АСКОЕ РФ «Південно-Західна 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.

Для організації автоматизованої системи обліку електроенергії у мережах 0,4 кВ планується застосування приладів обліку, які обладнано PLC-модемами та/або 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 РФ «Південно-Західна 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. 8. 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 PLC передачі даних | шт. | 6 | 6 | 10 | 6 | 4 |
| Однофазні лічильники з функцією PLC передачі даних | шт. | 1200 | 1200 | 2000 | 1200 | 800 |
| Трифазні лічильники з функцією PLC передачі даних (прямого включення) | шт. | 20 | 20 | 30 | 20 | 15 |
| Трифазні лічильники з функцією GSM передачі даних (трансформаторного включення) | шт. | 10 | 10 | 15 | 10 | 5 |
| Трифазні лічильники з функцією GSM передачі даних (прямого включення) | шт. | 20 | 20 | 40 | 20 | 20 |

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 та її складові.** На мережах залізниць регіональної філії «Південно-західна залізниця» АТ «Укрзалізниця» технічними засобами диспетчерського управління обладнано 15 енергодиспетчерських кіл дистанцій електропостачання з них 12 диспетчерських кіл із застарілими системами телемеханіки, які потребують заміни в першу чергу.

В експлуатації знаходяться 5 різних типів систем телемеханіки: СТ-62, Лісна, Лоза, Граніт ж.д., Граніт мікро, та 4 типи АРМів ЕЧЦ різних виробників (ДІУС ВІНК, Автоматика сервіс, ТОВ «Техсистеми»).

Відповідно до ГКД 34.20.507-2003, одною з головних завданьавтоматизовані системи диспетчерського управління євирішення завдань оперативно-диспетчерського управління. АСДУ можуть функціонувати як самостійні системи в межах структурних підрозділів залізниць, у межах залізниць та в цілому Укрзалізниці. На сьогоднішній день 77% діючих системителемеханіки 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.

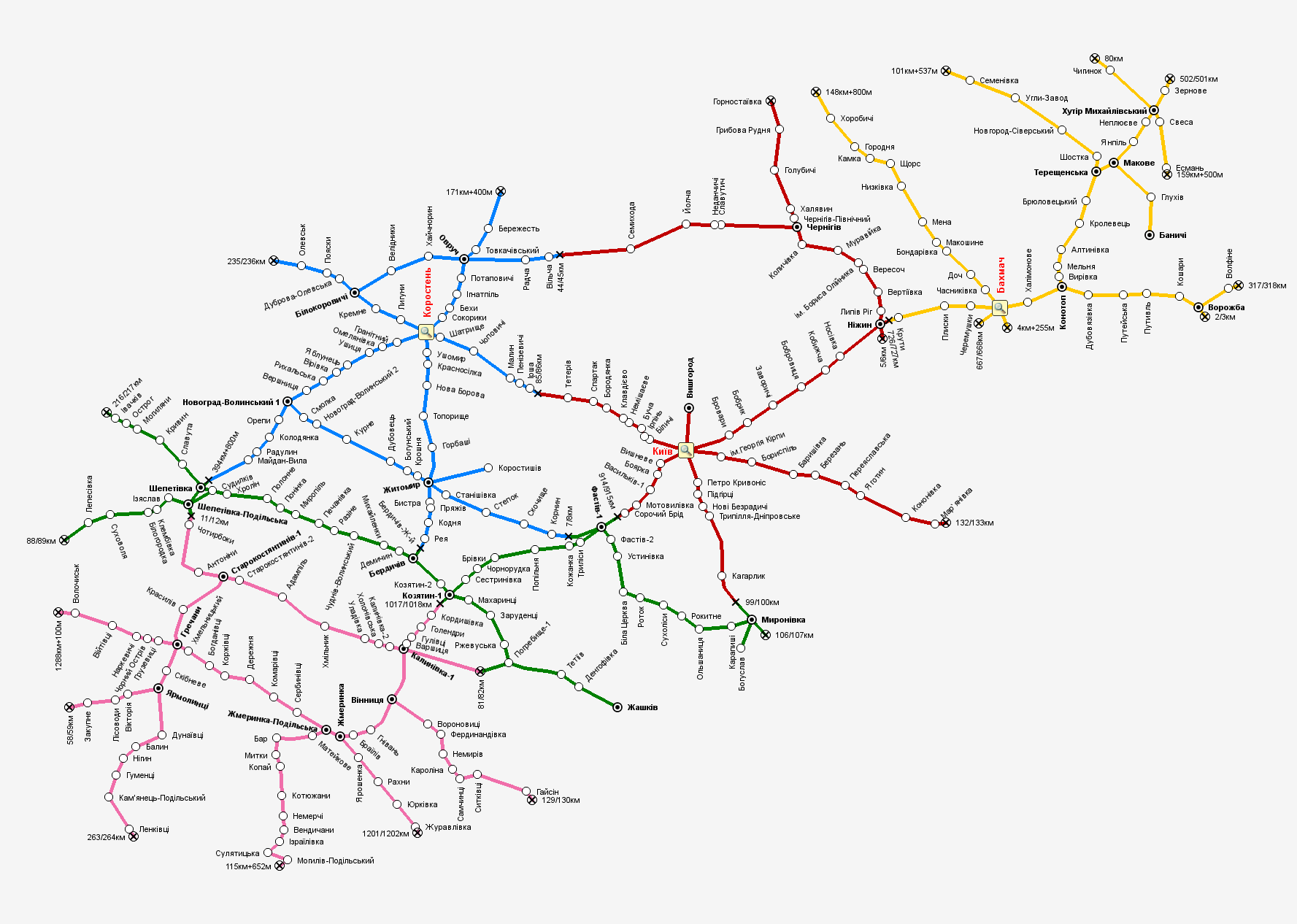
Робота по заміні систем телемеханіки була розпочата в 2016 році. Згідно програми впровадження технічних засобів у систему оперативно-диспетчерського управління ПАТ «Укрзалізниця» (системи телемеханіки, АРМ, ОІК) на 2016-2027 роки в 2015-2016 роках була розроблена проектно-кошторисна документація по технічному переоснащенню Тетерівського, Коростенського телемеханічних енергодиспетчерских кіл.

Станом на 2019 рік в оперативному управлінні рівня ЕЧ експлуатуються наступні системи:

|  |  |
| --- | --- |
| Дистанція електропостачння | Система телемеханіки |
| ЕЧ-1 Київська | Граніт-ЖД |
| ЕЧ-2 Козятинська | Лісна |
| ЕЧ-3 Жмеринська | Лісна, Граніт-ЖД, Граніт-мікро |
| ЕЧ-4 Коростенська | Лісна, Граніт-мікро |
| ЕЧ-5 Конотопська | Лісна, Лоза |
| ЕЧ-6 Дарницька | ЕСТ-62, Граніт-ЖД |
| ЕЧ-7 Фастівська | Лісна |

Дані щодо стану телемеханізації наведно в **Додатку Г. Табл. 32.**

Рис. 2. Схема телемеханізації



У зв’язку з моральним старінням та фізичним зносом систем телемеханіки доцільно провести модернізацію існуючих систем телемеханіки на сучасну мікропроцесорну, що дозволить підвищити рівень оперативності управління та отримання інформації про стан електричного обладнання, використавши додаткові параметри та сигнали.

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

| **ПC, ЗТП, ПСК, станції, НВ по дистанціям електропостачння** | **Клас напруги** | **Наявність телемеханіки та каналу зв'язку на даний час** | **Телемеханіка, що планується до встановлення** | **Канал, що планується до встановлення** | **Рік впровадження** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|
| ЕЧ-2 Козятинська | 110/27,5/10 кВ | Лісна, кабель | Лоза | кабель | 2021 |
| ЕЧ-3 Жмеринська | 110/35/27,5/10 кВ | Лісна, кабель | Лоза | кабель | 2020 |
| ЕЧ-4 Коростенська | 110/35/27,5/10 кВ | Лісна, кабель | Лоза | кабель | 2020 |
| ЕЧ-5 Конотопська | 110/35/27,5/10 кВ | Лісна, кабель | Лоза | кабель | 2023 |
| ЕЧ-6 Дарницька | 11035/27,5/10 кВ | ЕСТ-62, кабель | Лоза | кабель | 2024 |
| ЕЧ-7 Фастівська | 110/35/27,5кВ | Лісна, кабель | Лоза | кабель | 2025 |

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

Основними причинами значних фактичних втрат електроенергії в електромережах регіональної філії «Південно-Західна залізниця» 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. Рівне, 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 РФ «Південно-Західна залізниця» 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.

В таблиці 15.1 наведені прогнозовані значення фактичних технологічних витрат електроенергії (далі ФТВЕ) в мережах регіональної філії «Південно-Західна залізниця» на період 2020-2024 рр. Ці дані сформовані на базі даних структури балансу філії за попередні роки та з урахуванням наступних чинників:

Таблиця 15.1 Фактичні технологічні втрати електроенергії

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Рік** | **2020** | **2021** | **2022** | **2023** | **2024** |
| Сальдоване надходження, млн. кВт\*год | 3 918,55 | 4114,48 | 4320,20 | 4536,21 | 4763,02 |
| Фактичні ТВЕ, млн. кВт\*год | 95,07 | 99,83 | 104,82 | 110,06 | 115,56 |
| Фактичні ТВЕ, % | 2,43% | 2,41% | 2,46% | 2,47% | 2,43% |

**20.1 Організаційно-технічні заходи по зниженню ТВЕ**

Організаційно-технічні заходи (ОТЗ) розробляються згідно галузевого нормативного документу «Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження» (ГНД 34.09.204-2004).

Організаційні заходи – це заходи, які забезпечують зниження втрат електроенергії за рахунок оптимізації схем і режимів роботи електричних мереж і електростанцій, удосконалювання їх технічного обслуговування.

Технічні заходи – це заходи щодо будівництва і реконструкції електричних мереж, що забезпечують зниження втрат електроенергії.

В регіональній філії «Південно-Західна залізниця» виконуються заходи, що наведені нижче в таблиці 15.2.

Таблиця 15.2 Основні організаційно-технічні заходи по зниженню ТВЕ

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № | Назва заходу | Примітка |
| **Організаційні заходи** | | |
| 1 | Вимкнення трансформаторів у режимах малих навантажень на  2-х тр-них підстанціях. | Захід виконують у випадку, якщо зменшення втрат неробочого ходу перевищує збільшення навантажувальних втрат, що відбувається при цьому. Таке вимкнення може здійснюватися як у години нічних провалів навантаження, так і в періоди його сезонного зниження. |
| 2 | Вимкнення тр-ів з сезонним навантаженням. |
| 3 | Вирівнювання навантажень фаз в ел. мережах 0.4 кВ. | Нерівномірне навантаження фаз не тільки збільшує втрати електроенергії у лініях 0,38 кВ, але й створює додаткові втрати за рахунок проходження струму по нульовому проводу. Вирівнювання навантажень фаз в електричних мережах 0,38 кВ у випадку систематичної несиметрії роблять шляхом переключення частини абонентів з перевантажених фаз на недовантажені. |
| 4 | Усунення неякісних з'єднань проводів ліній . | Наявність перехідного опору контактних з’єднань проводів та іншого обладнання понад нормовану величину приводить до збільшення технологічних витрат електричної енергії в мережі. У зв’язку із зазначеним виникає необхідність виявлення неякісних контактних з’єднань шляхом застосування відповідних технічних засобів (проведенням балансів електроенергії, застосуванням тепловізорів тощо) або проведення вибіркових замірів електричного опору контактних з’єднань в електричній мережі з наступним усуненням перевищення опору з’єднань. |
| 5 | Зниження витрат електроенергії на власні потреби підстанцій. | Економія витрат електроенергії на власні потреби забезпечується раціоналізацією режимів роботи електрообігріву виробничого приміщення підстанцій та обігріву приводів вимикачів ВРУ, оптимізацією режимів роботи вентиляторів обдуву трансформаторів тощо. Заплановане зниження витрат електроенергії на власні потреби підстанцій визначається, враховуючи досвід минулих років і прогнозованого обсягу заходів з економії витрат електроенергії на власні потреби за плановий період. |
| 7 | Оптимізація місць розмикання ПЛ 6-35 кВ із 2-им живленням | Захід виконують для оптимізації місць розмикання ПЛ із 2-им живленням. |
| **Технічні заходи** | | |
| 7 | Замiна вiдгалуження ПЛ-0,4 кВ до будинків. | Фактичне зниження втрат електроенергії під час проведення цього заходу визначається сумою знижень втрат у відгалуженнях. |
| 8 | Замiна пеpевантажених силових тр-рiв. | Заміну перевантажених трансформаторів на підстанціях здійснюють якщо коефіцієнт завантаження трансформаторів (у відносних одиницях, далі – в.о.) більше верхньої межі економічно доцільного завантаження. |
| 9 | Замiна недовантажених силових тр-рiв . | Заміна недовантаженого трансформатора, у разі неможливості його вимкнення, трансформатором меншої потужності здійснюється, якщо прогнозований на 4-5 років коефіцієнт його завантаження в режимі найбільших навантажень менше нижньої межі економічно доцільних завантажень, а установлення трансформатора меншої потужності не призведе до його перевантаження в нормальному (а для двотрансформаторних підстанцій – і в післяаварійному) режимі. |
| 10 | Заміна проводів на перевантажених лініях. Замiна неізольованих проводів ПЛ на самоутримний ізольований провід (СІП) | Фактичне зниження втрат електроенергії, за рахунок збільшення перетину проводу |
| 11 | Переведення електричних мереж  з 6кВ на 10 кВ. | Фактичне зниження втрат електроенергії, за рахунок збільшення класу напруги |
| 12 | Встановлення загальнопід"їздних шаф обліку | Фактичне зниження втрат електроенергії, за рахунок зниження втручання в системи обліку |
| 13 | Монтаж загальнопід"їздних контролерів збору даних | Фактичне зниження втрат електроенергії, за рахунок зниження втручання в системи обліку та якісного збору даних |

В таблиці 15.3 показано прогноз проведення організаційно-технічних заходів на 2020-2024 р.

Таблиця 15.3. – Прогноз проведення організаційно-технічних заходів на 2020-2024рp.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Типовий перелік** | **Рік** | | | | |
| **ОТЗ** | **2020** | **2021** | **2022** | **2023** | **2024** |
| **1. Організаційні заходи** | **11773,31** | **12088,34** | **12553,48** | **12743,61** | **13205,96** |
| 1.1. Оптимізація місць розмикання ПЛ 6-35 кВ із 2-им живленням | 1,09 | 1,11 | 1,14 | 1,16 | 1,18 |
| 1.2. Вимкнення тр-рів у режимах малих навантажень. Вимкнення тр-рів на ПС із сезон. навантаженням. | 6 302,20 | 6 540,26 | 6 746,63 | 6857,27 | 7 103,13 |
| 1.3. Вирівнювання навантажень фаз в ЕМ 0,38 кВ. | 1 346,28 | 1 402,34 | 1596,19 | 1 613,49 | 1714,82 |
| 1.4. Усунення неякісних з'єднань проводів ліній. | 0,58 | 0,59 | 0,60 | 0,63 | 0,65 |
| 1.5. Зниження витрат е.е. на власні потреби підстанцій. | 4123,16 | 4144,04 | 4208,92 | 4 271,06 | 4386,18 |
| **2. Технічні заходи** | **2467,41** | **2537,32** | **2582,98** | **2620,46** | **2670,34** |
| 2.1. Заміна проводів на перевантажених лініях. | 550,63 | 563,64 | 576,91 | 590,45 | 604,26 |
| 2.2. Замiна неізольованих проводів ПЛ на самоутримний ізольований провід (СІП) | 468,50 | 475,67 | 492,99 | 500,45 | 521,06 |
| 2.3. Заміна відгалужень від ПЛ 0,38 кВ до будинків. | 14,17 | 14,28 | 14,61 | 14,90 | 15,12 |
| 2.4. Заміна перевантажених силових тр-рів. | 152,02 | 168,48 | 169,01 | 171,61 | 173,28 |
| 2.5. Установлення і введення в експлуатацію нових силових тр-рів на діючих підстанціях. | 864,61 | 889,91 | 895,51 | 901,42 | 903,64 |
| 2.6. Заміна недовантажених силових тр-рів. | 202,35 | 208,10 | 214,57 | 220,06 | 229,18 |
| 2.7. Переведення електричних мереж з 6 на 10 кВ. | 215,13 | 217,24 | 219,38 | 221,57 | 223,80 |
| **Всього по організаційно-технічним заходам.** | **14240,72** | **14625,66** | **15136,46** | **15364,07** | **15876,3** |

Таким чином, завдяки проведенню представлених організаційно-технічних заходів, впродовж 2020-2024 рр., буде досягнуто зниження ТВЕ до 15876,3 тис. кВт. год.

Таблиця 15.4. Графік виконання технічних заходів на зниження ТВЕ.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **2020 рік** | | | | |
| ***Назва заходів інвестиційної програми*** | ***Одиниця виміру*** | ***Вартість одиниці продукції (тис. грн. без ПДВ)*** | ***Усього*** | |
| ***кількість*** | ***тис. грн. без ПДВ*** |
|
| Заміна трифазні лічильники типу МТХ з PLС модулем або аналог | шт | 3,7 | 968 | 3581,6 |
| Придбання лічильників з модулем дистанційного зчитування (GSM, GPRS) типу МТХ або аналог | шт | 5,83 | 957 | 5579,31 |
| Заміна ТС-110 | шт | 114,5 | 6 | 687,0 |
| Заміна ТН-110 | шт | 119,05 | 6 | 714,3 |
| Заміна ТС-35 | шт | 45,0 | 15 | 675,0 |
| Заміна ТС-10 | шт | 7,5 | 165 | 1237,5 |
| Заміна ТН-10 | шт | 10,50 | 35 | 367,5 |
| Заміна 0,66 з 16-річним міжповірочним інтервалом | шт | 0,89 | 450 | 399,38 |
| Впровадження АСКОЕ побут (з лічильниками ел.енергії з PLC модулем), в тому числі: | об | 1,49 | 1082 | 1609,48 |
| Лічильник однофазний багатотарифний з PLS модулем | шт | 1,3 | 1082 | 1406,6 |
|  |  |  |  |  |
| Лічильник трифазний багатотарифний з PLS модулем | шт | 2,84 | 33 | 93,56 |
| **Усього по розділу 2** |  |  |  | **14851,07** |
| **2021 рік** | | | | |
| ***Назва заходів інвестиційної програми*** | ***Одиниця виміру*** | ***Вартість одиниці продукції (тис. грн. без ПДВ)*** | ***Усього*** | |
| ***кількість*** | ***тис. грн. без ПДВ*** |
|
| Заміна трифазні лічильники типу МТХ з PLС модулем або аналог | шт. | 4,07 | 1065 | 4334,55 |
| Придбання лічильників з модулем дистанційного зчитування (GSM, GPRS) типу МТХ або аналог | шт. | 6,41 | 1053 | 6752,89 |
| Заміна ТС-110 | шт. | 125,95 | 7 | 881,65 |
| Заміна ТН-110 | шт. | 130,96 | 7 | 916,69 |
| Заміна ТС-35 | шт. | 49,50 | 17 | 841,50 |
| Заміна ТС-10 | шт. | 8,25 | 181 | 1493,25 |
| Заміна ТН-10 | шт. | 11,55 | 39 | 450,45 |
| Заміна 0,66 з 16-річним міжповірочним інтервалом | шт. | 0,98 | 495 | 484,61 |
| Впровадження АСКОЕ побут (з лічильниками ел.енергії з PLC модулем), в тому числі: | шт. | 1,64 | 1190 | 1950,41 |
| Лічильник однофазний багатотарифний з PLS модулем | шт. | 1,43 | 1190 | 1701,70 |
| Лічильник трифазний багатотарифний з PLS модулем | шт. | 3,12 | 36 | 112,46 |
| **Усього по розділу 2** |  |  |  | **19920,15** |
| **2022 рік** | | | | |
| ***Назва заходів інвестиційної програми*** | ***Одиниця виміру*** | ***Вартість одиниці продукції (тис. грн. без ПДВ)*** | ***Усього*** | |
| ***кількість*** | ***тис. грн. без ПДВ*** |
|
| Заміна трифазні лічильники типу МТХ з PLС модулем або аналог | шт | 4,48 | 1172 | 5247,04 |
| Придбання лічильників з модулем дистанційного зчитування (GSM, GPRS) типу МТХ або аналог | шт | 7,05 | 1158 | 8168,88 |
| Заміна ТС-110 | шт | 138,55 | 8 | 1108,36 |
| Заміна ТН-110 | шт | 144,05 | 8 | 1152,40 |
| Заміна ТС-35 | шт | 54,45 | 9 | 1034,55 |
| Заміна ТС-10 | шт | 9,08 | 199 | 1805,93 |
| Заміна ТН-10 | шт | 12,71 | 43 | 546,32 |
| Заміна 0,66 з 16-річним міжповірочним інтервалом | шт | 1,08 | 544 | 585,83 |
| Впровадження АСКОЕ побут (з лічильниками ел.енергії з PLC модулем), в тому числі: | об | 1,80 | 1309 | 2360,00 |
| Лічильник однофазний багатотарифний з PLS модулем | шт | 1,57 | 1309 | 2059,06 |
| Лічильник трифазний багатотарифний з PLS модулем | шт | 3,44 | 40 | 137,46 |
| **Усього по розділу 2** |  |  |  | **24205,82** |
| **2023** | | | | |
| ***Назва заходів інвестиційної програми*** | ***Одиниця виміру*** | ***Вартість одиниці продукції (тис. грн. без ПДВ)*** | ***Усього*** | |
| ***кількість*** | ***тис. грн. без ПДВ*** |
|
| Заміна трифазні лічильники типу МТХ з PLС модулем або аналог | шт. | 4,92 | 1289 | 6347,94 |
| Придбання лічильників з модулем дистанційного зчитування (GSM, GPRS) типу МТХ або аналог | шт. | 7,76 | 1273 | 9878,14 |
| Заміна ТС-110 | шт. | 152,40 | 9 | 1371,60 |
| Заміна ТН-110 | шт. | 158,46 | 9 | 1426,10 |
| Заміна ТС-35 | шт. | 59,90 | 21 | 1257,80 |
| Заміна ТС-10 | шт. | 9,98 | 219 | 2186,17 |
| Заміна ТН-10 | шт. | 13,98 | 47 | 656,85 |
| Заміна 0,66 з 16-річним міжповірочним інтервалом | шт. | 1,18 | 598 | 708,38 |
| Впровадження АСКОЕ побут (з лічильниками ел.енергії з PLC модулем), в тому числі: | шт. | 1,98 | 1440 | 2855,79 |
| Лічильник однофазний багатотарифний з PLS модулем | шт. | 1,73 | 1440 | 2491,63 |
| Лічильник трифазний багатотарифний з PLS модулем | шт. | 3,78 | 44 | 166,32 |
| **Усього по розділу 2** |  |  |  | **29346,71** |
| **2024** | | | | |
| ***Назва заходів інвестиційної програми*** | ***Одиниця виміру*** | ***Вартість одиниці продукції (тис. грн. без ПДВ)*** | ***Усього*** | |
| ***кількість*** | ***тис. грн. без ПДВ*** |
|
| Заміна трифазні лічильники типу МТХ з PLС модулем або аналог | шт. | 5,42 | 1418 | 7681,55 |
| Придбання лічильників з модулем дистанційного зчитування (GSM, GPRS) типу МТХ або аналог | шт. | 8,54 | 1400 | 11949,98 |
| Заміна ТС-110 | шт. | 167,64 | 10 | 1676,39 |
| Заміна ТН-110 | шт. | 174,30 | 10 | 1743,01 |
| Заміна ТС-35 | шт. | 65,88 | 23 | 1515,34 |
| Заміна ТС-10 | шт. | 10,98 | 241 | 2646,36 |
| Заміна ТН-10 | шт. | 15,37 | 52 | 799,40 |
| Заміна 0,66 з 16-річним міжповірочним інтервалом | шт. | 1,30 | 658 | 857,41 |
| Впровадження АСКОЕ побут (з лічильниками ел.енергії з PLC модулем), в тому числі: | шт. | 2,18 | 1584 | 3455,51 |
| Лічильник однофазний багатотарифний з PLS модулем | Шт. | 1,90 | 1584 | 3014,87 |
| Лічильник трифазний багатотарифний з PLS модулем | шт. | 4,16 | 48 | 199,59 |
| **Усього по розділу 2** |  |  |  | **35539,42** |
| **Всього на 5 років** |  |  |  |  |

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

Переведення мереж 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ регіональної філії «Південно-західна 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.

Наразі РФ «Південно-Західна залізниця» АТ «Укрзалізниця» здійснює впровадження "розумних мереж" за наступними напрямками:

* створення нових та інтеграція існуючих засобів моделювання стану та складу електричних мереж; впровадження єдиної інтегрованої платформи з засобами моделювання ОЕС; Впровадження у складі SCADA (або її аналог) засобів, які в реальному часі здатні оцінювати стан мереж, планувати та прогнозувати результати розширених функцій управління тощо; впровадження сервісів, що здійснюватимуть моделювання та аналіз режимів для ділянок та компонентів розподільчих мереж, прогнозування в реальному часі тощо;
* впровадження засобів моніторингу та управління розподіленою генерацією (в тому числі, джерел генерації встановленою потужністю до 1 МВт), включаючи ВДЕ, впровадження технологій віртуальних електростанцій;
* створення засобів моніторингу режимів та підтримки прийняття рішень в складних аварійних ситуаціях;
* пілотне впровадження сучасних засобів та систем моніторингу перехідних режимів (WAMS) для покращення оцінювання поточних режимів, перевірки та уточнення розрахункових моделей (в тому числі у реальному часі);
* участь у формуванні єдиної інтегрованої інформаційної інфраструктури (мережі передачі даних, сервери та датацентри) у складі модернізованої ОЕС України; забезпечення необхідних обчислювальних потужностей та мережевих ресурсів для збору та обробки даних, моделювання, планування тощо; участь у створенні платформи хмарних сервісів для учасників ОЕС.
* надання рекомендацій щодо формування нормативно-законодавчої бази, розробка типових технічних рішень та базового інформаційно-технічного забезпечення систем управління попитом (Demand Response), що забезпечуватиме регулювання та балансування навантажень.
* 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.
* впровадження сучасних пристроїв релейного захисту та автоматики;
* впровадження "інтелектуального" обліку електричної енергії (АСКОЕ);
* впровадження сучасних засобів телемеханізації та зв’язку.

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

Загальний стан мережі 0,4-10 кВ РФ «Південно-Західна залізниця».

Табл. 9. Протяжність ЛЕП 0,4-10 кВ станом на 01.01.2019 рік

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Клас напруги ПЛ,КЛ** | **Протяжність, всього (км)** | | | | | | | | | | |
| **На 01.01.2018р** | | | | | | **На 01.01.2019р** | | | | |
| **по трасі** | | | **по колу** | | | **по трасі** | | | **по колу** | |
| **ПЛ 6 та 10кВ** | **3210,147** | | | **3212,514** | | | **3211,647** | | | **3214,140** | |
| **ПЛ 0,4кВ** | **1197,149** | | | **1201,390** | | | **1198,390** | | | **1203,43** | |
| **КЛ 6 та 10кВ** | **513,419** | | | **515,111** | | | **517,724** | | | **519,236** | |
| **КЛ 0,4кВ** | **1537,614** | | | **1539,912** | | | **1539,678** | | | **1543,1232** | |
| **Всього** | **6458,329** | | | **6468,927** | | | **6467,439** | | | **6477,9292** | |
| **Клас напруги ПЛ,КЛ** | **Введено в експлуатацію** | | **Прийнято на баланс** | | | **Враховано при інвентаризації** | | | **Списано** | | |
|
| **по трасі** | **по колу** | **по трасі** | | **по колу** | **по трасі** | | **по колу** | **по трасі** | | **по колу** |
| **ПЛ 6 та 10кВ** | **1,5** | **1,626** | **1,5** | | **1,626** | **0** | | **0** | **0** | | **0** |
| **ПЛ 0,4кВ** | **1,241** | **6,281** | **1,241** | | **6,281** | **0** | | **0** | **0** | | **0** |
| **КЛ 6 та 10кВ** | **4,305** | **5,817** | **4,305** | | **5,817** | **0** | | **0** | **0** | | **0** |
| **КЛ 0,4кВ** | **2,064** | **3,213** | **2,064** | | **3,213** | **0** | | **0** | **0** | | **0** |
| **Всього** | **9,11** | **16,936** | **9,11** | | **16,936** | **0** | | **0** | **0** | | **0** |

Табл. 10. Кількість дефектних елементів, що знаходяться в експлуатації   
за станом на 1 січня 2019 року

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Найменування елемента** | **ПЛ 6-10 кВ і ТП 6-10/0,38 кВ** | **ПЛ 0,38 кВ** |
| **1. Приставки дерев'яні, шт** | **1536** | **3653** |
| **2. Стояки дерев'яні, шт** | **1536** | **3653** |
| **3. Приставки залізобетонні, шт** | **0** | **67** |
| **4. Опори залізобетонні, шт** | **1010** | **354** |
| **5. Ізолятори, шт** | **517** | **97** |
| **6. Провід неізольований, км.** | **450** | **56** |
| **7. Трансформатори з терміном служби понад 25 років, шт** | **2526** | **0** |
| **8. Автоматичні вимикачі 0,38 кВ, шт** | **253** | **0** |

Табл. 11. Середня комплексна оцінка технічного стану об'єктів

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Найменування об'єкта** | **Всього** | **Оцінка технічного стану** | | | |
| **добрий** | **задовільний** | **незадовільний** | **непридатний** |
| **ПЛ 6-10 кВ, км** | **3211,647** | **385,40** | **2569,32** | **192,70** | **64,23** |
| **ТП 6-10/0,38 кВ, шт** | **1929** | **231** | **1543** | **116** | **39** |
| **ПЛ 0,38 кВ, км** | **1198,39** | **143,81** | **958,71** | **71,90** | **23,97** |

Табл. 12. ТП 10(6)/0,4 кВ по РФ «Південно-Західна залізниця»

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Клас напруги** | **Кількість, всього (шт)** | | **Введено в експл.** | **Прийнято на баланс** | **Враховано при інвентаризації** | **Списано** |
| **станом на 01.01.2018** | **станом на 01.01.2019** |
| **10/0,4** | | | | | | |
| **ТП** | **382** | **384** | **2** | **2** | **0** | **0** |
| **КТП** | **1513** | **1518** | **5** | **5** | **0** | **0** |
| **РП** | **15** | **15** | **0** | **0** | **0** | **0** |
| **Всього** | **1910** | **1917** | **7** | **7** | **0** | **0** |
| **6/0,4** | | | | | | |
| **ТП** | **12** | **12** | **0** | **0** | **0** | **0** |
| **КТП** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** |
| **ЩТП** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** |
| **РП** | **3** | **3** | **0** | **0** | **0** | **0** |
| **Всього** | **12** | **12** | **0** | **0** | **0** | **0** |
| ***Разом*** | **1922** | **1929** | **7** | **7** | **0** | **0** |

Табл. 13. Оцінка технічного стану мереж 0,4-10 кВ

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Найменування енергооб`єктів** | **Од. вим.** | **Всього** | **Оцінка технічного стану мереж 0,4-10 кВ РФ "Південно Західна залізниця" станом на 01.01.2019р.** | | | |
| **Добрий** | **Задовільний** | **Незадовільний** | **Непридатний** |
| **ПЛ 6-10 кВ** | **км** | **3211,647** | **385,40** | **2569,32** | **192,70** | **64,23** |
| ЕЧ-1 Київ | **км** | **444,494** | **53,34** | **355,60** | **26,67** | **8,89** |
| ЕЧ-2 Казатин | **км** | **293,503** | **35,22** | **234,80** | **17,61** | **5,87** |
| ЕЧ-3 Жмеринка | **км** | **873,302** | **104,80** | **698,64** | **52,40** | **17,47** |
| ЕЧ-4 Коростень | **км** | **821,94** | **98,63** | **657,55** | **49,32** | **16,44** |
| ЕЧ-5 Конотоп | **км** | **559,852** | **67,18** | **447,88** | **33,59** | **11,20** |
| ЕЧ-6 Дарница | **км** | **177,238** | **21,27** | **141,79** | **10,63** | **3,54** |
| ЕЧ-7 Фастів | **км** | **41,318** | **4,96** | **33,05** | **2,48** | **0,83** |
| **ПЛ-0,4 кВ** | **км** | **1198,39** | **143,81** | **958,71** | **71,90** | **23,97** |
| ЕЧ-1 Київ | **км** | **172,186** | **20,66** | **137,75** | **10,33** | **3,44** |
| ЕЧ-2 Казатин | **км** | **243,49** | **29,22** | **194,79** | **14,61** | **4,87** |
| ЕЧ-3 Жмеринка | **км** | **195,263** | **23,43** | **156,21** | **11,72** | **3,91** |
| ЕЧ-4 Коростень | **км** | **176,519** | **21,18** | **141,22** | **10,59** | **3,53** |
| ЕЧ-5 Конотоп | **км** | **207,935** | **24,95** | **166,35** | **12,48** | **4,16** |
| ЕЧ-6 Дарница | **км** | **131,116** | **15,73** | **104,89** | **7,87** | **2,62** |
| ЕЧ-7 Фастів | **км** | **71,881** | **8,63** | **57,50** | **4,31** | **1,44** |
| **ТП-10(6)/0,4 кВ** | **шт.** | **1929** | **231** | **1543** | **116** | **39** |
| ЕЧ-1 Київ | **шт.** | **166** | **20** | **133** | **10** | **3** |
| ЕЧ-2 Казатин | **шт.** | **184** | **22** | **147** | **11** | **4** |
| ЕЧ-3 Жмеринка | **шт.** | **438** | **53** | **350** | **26** | **9** |
| ЕЧ-4 Коростень | **шт.** | **712** | **85** | **570** | **43** | **14** |
| ЕЧ-5 Конотоп | **шт.** | **228** | **27** | **182** | **14** | **5** |
| ЕЧ-6 Дарница | **шт.** | **154** | **18** | **123** | **9** | **3** |
| ЕЧ-7 Фастів | **шт.** | **47** | **6** | **38** | **3** | **1** |

Орієнтовний обсяг капіталовкладень необхідний для реконструкції розподільчих мереж 0,4-10 кВ на 2020-2024 роки.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Назва об'єкта** | **2020** | | **2021** | | **2022** | | **2023** | | **2024** | |
| **км лінії/ од. ТП** | **Вартість, млн.грн** | **км лінії/ од. ТП** | **Вартість, млн.грн** | **км лінії/ од. ТП** | **Вартість, млн.грн** | **км лінії/ од. ТП** | **Вартість, млн.грн** | **км лінії/ од. ТП** | **Вартість, млн.грн** |
| **ПЛ-0,4 кВ** | 158 | 81, 7 | 171 | 111 | 183 | 122 | 198 | 271 | 212 | 354 |
| **КЛ-0,4 кВ** | 12 | 6 | 13 | 6,75 | 14 | 7,5 | 15 | 8,25 | 16 | 9 |
| **ПЛ 6 та 10 кВ** | 12 | 8,4 | 13 | 9,45 | 15 | 10,5 | 16 | 11,55 | 18 | 12,6 |
| **КЛ 6 та 10 кВ** | 22 | 19,8 | 17 | 18,9 | 29 | 35 | 39 | 43,6 | 42 | 49,8 |
| **ТП 10(6)/0,4 кВ** | 28 | 10,6 | 25 | 10,8 | 27 | 12 | 29 | 13,2 | 30 | 14,4 |
| **Разом** |  | **126,5** |  | **156,9** |  | **187** |  | **347,6** |  | **439,8** |
| **Всього** | **1257,8** | | | | | | | | | |

# 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. 14**.

Табл. 14. Перелік об'єктів незавершеного будівництва реконструкції та технічного переоснащення системи розподілу станом на початок прогнозного періоду

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| ***Найменування об'єктів*** | ***Затверджена кошторисна вартість, тис.грн. (без ПДВ)*** | ***Початок виконання БМР (рік, місяць)*** | ***Термін закінчення  згідно плану*** | ***Пропозиції щодо подальшого використання*** |
| А | 1 | 2 | 3 | 4 |
| **Будівництво нових будівель і споруд, з них:** | **4891** |  |  |  |
| Розробка ТЕО "Електрифікація дільниці Бердичів - Житомир -Коростень-Овруч-Держкордон" | 4273 | 28.12.2018 | 31.12.2020 |  |
| виготовлення ПКД на приєднання споживачів | 45 | 28.12.2018 | 29.12.2021 |  |
| ПКД на ТУ-ТС "Лоза" ПЗ/Е-171944 від 07.12.17 ТОВ "Інж-Проект" | 148 | 29.12.2017 | 31.12.2020 |  |
| ПКД на систему виявлення пошкодження Регину ПС "Звягель" ПЗ/Е-171943 від 07.12.17 МПП"Анігер" | 147 | 29.12.2017 | 31.12.2020 |  |
| проведення експертизи на ПКД об"єкта "Реконструкція ПЛ-10кВ на перегоні Гранітний-Омельянівка, Коростенського району, Жит.обл." ДП "Укрдержбудекспертиза" | 25 | 29.12.2017 | 31.12.2020 |  |
| проведення експертизи на ПКД об"єкта "Реконструкція ПЛ-10 кВ на прегоні Омельянівка-Ушиця", Коростенського району, Жит.обл. ДП "Укрдержбудекспертиза" | 17 | 29.12.2017 | 31.12.2020 |  |
| Проекти по реконструкції пожежно-охоронн сигналізації ТзОВ "ДІ ЕНД ДІ ГАРАНТ" | 31 | 04.12.2018 | 29.12.2021 |  |
| ПКД по реконструкції тягової ПС 110 кВ "Гречани" в частині АБ та зарядного пристрою№ ПЗ/Е-181855/НЮ від 17.12.2018 | 52 | 28.12.2018 | 29.12.2021 |  |
| ПКД по реконструкції тягової ПС 110 кВ "Рахни" в частині АБ та зарядного пристрою № ПЗ/Е-181856/НЮ від 17.12.2018 | 53 | 28.12.2018 | 29.12.2021 |  |
| ПКД по реконструкції ТП-10 ст. Жмеринка № ПЗ/Е-181907/НЮ від 22.12.2018 | 100 | 28.12.2018 | 29.12.2021 |  |
| **Добудова, реконструкція будівель і споруд та інше поліпшення, з них:** | **8041** |  |  |  |
| Проект "Реконструкція ТПС "Боярка" | 106 | 01.07.2017 | 31.12.2020 |  |
| ПКД "Реконструкція ВРП-35 кВ підст К-Вол." ПЗ/Е-171501 22.09.17 ПП "Енергоакумулятор" | 318 | 29.12.2017 | 31.12.2020 |  |
| ПКД " Реконструкція ТП-696 ст. К-Товарн" ПЗ/Е-171871 08.12.17 ТОВ "Інжпроект" | 91 | 29.12.2017 | 31.12.2020 |  |
| Проект "Реконстр РП-51 ст. Борщагівка-Технічна" ПЗ/Е-171517 від 25.09.17 "Інститут Дніпротранс" | 112 | 29.12.2017 | 31.12.2020 |  |
| ПКД "Реконструкції обладнання ПСК К-Вол-Моск.-Петр. м.Київ" ПЗ/Е-171356 08.12.17 ТОВ "Анігер" | 181 | 29.12.2017 | 31.12.2020 |  |
| Проект "Реконструкція системи визначення пошкодження в пристроях електропостачання та діагностики обладнання ПС Буча Київська обл., м. Буча, вул. Тарасівська 2" ПЗ/Е-171955 08.12.17 ТОВ "Анігер" | 159 | 29.12.2017 | 31.12.2020 |  |
| ПКД "Реконструкції РП-508 ст.К-Пасс" ПЗ/Е-171437 від 07.09.17 ТОВ БРК "Проджект Інжиніринг" | 77 | 28.12.2017 | 31.12.2020 |  |
| ПКД "Реконструкція ТП-1 ст. Конотоп" ЕЧ-5 ПЗ/Е-171968/НЮ від 11.12.2017 ПП "Енерго-Акумулятор" | 149 | 29.12.2017 | 31.12.2020 |  |
| виготовлення ПКД на приєднання споживачів | 3 | 01.04.2019 | 21.12.2020 |  |
| ПКД "Реконструкція ТП-594 м.Київ, вул. Зрошувальна,35" ПЗ/Е-171757 від 08.11.17 "Інститут Дніпродіпротранс" | 93 | 29.12.2017 | 31.12.2020 |  |
| Реконструкція ПС "Тетерів" 110/27,5/10 кВ проект по встановленнню пожежної сигналізації | 25 | 29.12.2018 | 30.09.2021 |  |
| Проектні роботи: Реконструкція тягової підстанції Фастів (№ПЗ/Е-181085 від 06.07.18 ТОВ "ПДІ "Енергоінжпроект") | 893 | 29.12.2018 | 29.12.2021 |  |
| Проектні роботи: Реконструкція тягової підстанції Терещенська, №ПЗ/Е-181023 від 25.06.18, ТОВ "Інж-проект" | 1533 | 29.12.2018 | 29.12.2021 |  |
| Проектні роботи: Реконструкція тягової підстанції Чуднів-Волинський, №ПЗ/Е-181086 від 09.07.18, ТОВ "Інж-проект" | 1359 | 29.12.2018 | 29.12.2021 |  |
| Проектні роботи: Реконструкція тягової підстанції Хутір-Михайлівський , №ПЗ/Е-181496 від 26.09.18, ТОВ "ПДІ "Енергоінжпроект" | 1592 | 29.12.2018 | 29.12.2021 |  |
| Проектні роботи: Реконструкція ПС Буча для збільшення потужності згідно плану перспективного розитку електричних мереж 2018-2022, ПЗ/Е-181353/НЮ від 27.08.2018р., ТОВ "ПДІ "Енергоінжпроект" | 531 | 30.11.2018 | 29.12.2021 |  |
| Проектні роботи: Реконструкція ПС Боярка для збільшення потужності згідно плану перспективного розитку електричних мереж 2018-2023ПЗ/Е-181359/НЮ від 28.08.2018р., ТОВ "ПДІ "Енергоінжпроект" | 540 | 30.11.2018 | 29.12.2021 |  |
| Проектні роботи: Реконструкція ТП-15-10/0,4 кВ, ст. Фастів 2, вул. Галафєєва,47 м. Фастів, Київська обл, .№ПЗ/Е-181162 від 24.07.18, ТОВ "Плутон" | 131 | 29.12.2018 | 29.12.2021 |  |
| ПКД по реконструкції тягової ПС 110 кВ "Сухоліси" в частині АБ та зарядного пристрою № ПЗ/Е-181906/НЮ від 22.12.2018 | 77 | 28.12.2018 | 29.12.2021 |  |
| ПКД по реконструкції тягової ПС 110 кВ "Крути " в частині АБ та зарядного пристрою № № ПЗ/Е-181910/НЮ від 22.12.2018 | 71 | 28.12.2018 | 29.12.2021 |  |
| **Устаткування, що потребує монтажу, з них:** | **35378** |  |  |  |
| устаткування для монтажу: несучий трос, контатний провід, трансформатори та інше устаткування по ЕЧ-3 | 633 | 29.12.2018 | 31.12.2020 |  |
| устаткування для монтажу: КТП, трансформатори ОМ, ОПН та інше устаткування по ЕЧ-4 | 657 | 29.12.2018 | 31.12.2020 |  |
| устаткування для монтажу: металеві конструкції, контактний провід, несучий трос, ізолятори, трансформатори та інше устаткування по ЕЧ-5 | 4286 | 29.12.2018 | 31.12.2020 |  |
| устаткування для монтажу по ЕЧ-6: деталі к/мережі та інше устаткування | 29802 | 30.09.2018 | 31.12.2020 |  |
| **Придбання основних засобів** | **1345** |  |  |  |
| лічильник електроенергії (передано від Енергозбуту) | 264 | 31.03.2018 | 31.12.2020 |  |
| придбання обладнання АСКОЕ побут | 1081 | 25.06.2019 | 25.06.2020 |  |
| **модифікація, модернізація, дообладнання машин і устаткування та інше поліпшенння і устаткування та інше поліпшення, з них:** | **396** |  |  |  |
| Виготовлення ПКГ "БМП" ПКД по технічному переоснащенню пристроїв к/мережі | 345 | 01.06.2018 | 31.12.2021 |  |
| Виготовлення проектів пожежно-охоронної сигналізації, ТОВ"Теплоінформ" | 51 | 29.12.2018 | 31.12.2021 |  |
| **модифікація, модернізація, дообладнання транспортних засобів та інше поліпшення, з них:** | **607** |  |  |  |
| модернізація двигунів | 607 | 29.12.2018 | 31.12.2021 |  |
| **Незавершені капітальні інвестиції разом:** | **50 658** |  |  |  |

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

На регіональної філії «Південно-західна залізниця» АТ «Укрзалізниця» техніко-економічні обґрунтування:

* Передпроектні роботи "Техніко-економічне обґрунтування щодо визначення доцільності **Будівництво ПС 110/27,5/10 кВ «Овруч»** (підвищення надійності та розвитку електропостачання дільниці Держкордон-Овруч-Коростень.

Нова тягова підстанція з боку живлячої напруги 110 кВ - передбачаються по схемі “ Два блока з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній” з елегазовими вимикачами у колах трансформаторів та у перемичці 110 кВ відповідно до схем зовнішнього електропостачання. РП 110 кВ передбачається Блочного типу

* **Будівництво ПС 110/27,5/10 кВ «Житичі» на ст.. Житомир** (підвищення надійності та розвитку електропостачання дільниці Держкордон-Овруч-Коростень-Житомир.

Нова тягова підстанція з боку живлячої напруги 110 кВ - передбачаються по схемі “ Два блока з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній” з елегазовими вимикачами у колах трансформаторів та у перемичці 110 кВ відповідно до схем зовнішнього електропостачання. РП 110 кВ передбачається Блочного типу

* Техніко-економічне обґрунтування(ТЕО) **реконструкція тягової підстанції «Боярка» з встановленням додаткового тягового трансформатора 110/35/27,5 кВ, Київська обл., м. Боярка, вул. Ленінградська,7-а**
* Техніко-економічне обґрунтування(ТЕО) **реконструкція тягової підстанції «Буча» з встановленням додаткового тягового трансформатора 110/35/27,5 кВ,Київська обл., м. Буча, вул. Тарасівська,2**

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

РФ «Південно-західна 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

Плани щодо нового будівництва електричних мереж:

* **Будівництво ПС 110/27,5/10 кВ «Овруч»**

(підвищення надійності та розвитку електропостачання дільниці Держкордон-Овруч-Коростень

Нова тягова підстанція з боку живлячої напруги 110 кВ - передбачаються по схемі “ Два блока з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній” з елегазовими вимикачами у колах трансформаторів та у перемичці 110 кВ відповідно до схем зовнішнього електропостачання. РП 110 кВ передбачається Блочного типу

РП 27,5 кВ передбачається з застосуванням вакуумних вимикачів. Шини ЦІ тягової напруги 27,5 кВ секційовані роз’єднувачами.

РП 10 кВ передбачається з застосуванням вакуумних вимикачів. Шини І кВ секційовані вакуумним вимикачем. Живлення власних потреб підстанцій кредбачається від РП-10 кВ через сухі трансформатори 10/0,4 кВ, 250 кВА. Від іглн власних потреб 0,4/0,23 кВ передбачене живлення ліній автоблокування 10 сВ через сухі трансформатори 0,4/10 кВ, 160 кВА. Обладнання РП 27,5 кВ, :Л 10 кВ для району, РП 10 кВ автоблокування, щити власних потреб та правління і захисту, акумуляторна батарея 220 В, а також службово-побутові іриміщення та дизель-генератор резервного живлення розміщені в модулях, встановлених на території підстанції. Апаратура обліку електроенергії - мікропроцесорні лічильники встановлюються відповідно вимогам ПУЕ.

На тяговій підстанції передбачено встановлення пристроїв моніторингу електричних процесів - Регіна та їх підключення на фідери ліній, що відходять; системи моніторингу стану силового обладнання.

* **Будівництво ПС 110/27,5/10 кВ «Житичі» на ст.. Житомир**

(підвищення надійності та розвитку електропостачання дільниці Держкордон-Овруч-Коростень-Житомир

Нова тягова підстанція з боку живлячої напруги 110 кВ - передбачаються по схемі “ Два блока з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній” з елегазовими вимикачами у колах трансформаторів та у перемичці 110 кВ відповідно до схем зовнішнього електропостачання. РП 110 кВ передбачається Блочного типу

РП 27,5 кВ передбачається з застосуванням вакуумних вимикачів. Шини ЦІ тягової напруги 27,5 кВ секційовані роз’єднувачами.

РП 10 кВ передбачається з застосуванням вакуумних вимикачів. Шини І кВ секційовані вакуумним вимикачем. Живлення власних потреб підстанцій кредбачається від РП-10 кВ через сухі трансформатори 10/0,4 кВ, 250 кВА. Від іглн власних потреб 0,4/0,23 кВ передбачене живлення ліній автоблокування 10 сВ через сухі трансформатори 0,4/10 кВ, 160 кВА. Обладнання РП 27,5 кВ, :Л 10 кВ для району, РП 10 кВ автоблокування, щити власних потреб та правління і захисту, акумуляторна батарея 220 В, а також службово-побутові іриміщення та дизель-генератор резервного живлення розміщені в модулях, встановлених на гериторії кожної підстанції. Апаратура обліку електроенергії - мікропроцесорні лічильники встановлюються відповідно вимогам ПУЕ.

На тяговій підстанції передбачено встановлення пристроїв моніторингу електричних процесів - Регіна та їх підключення на фідери ліній, що відходять, системи моніторингу стану силового обладнання.

* **Будівництво ПС 35/10 кВ «Конотоп» із прокладанням лінії ПЛ-35 кВ від ПС** **Мельня та Бахмач**. будівництво ПС 110 кВ "Конотоп" (підвищення надійності електропостачання Конотопського енерговузла, можливість розвантаження ПС 110 кВ "Бахмач" та ПС 110 кВ "Мельня")., а також шин 10 кВ магістральної ПС 330 кВ "Конотоп";

На існуючій ПС 110 кВ "Бахмач" обладнання, перебуває в експлуатації понад 50 років і є морально застарілим та фізично зношеним

* **Встановлення трансформатору потужністю 5 МВт по ст. Ворожба для забезпечення резерву ЦРП ст. Ворожба.**
* **Будівництво КЛ- 10 кВ з кабелем з ізоляцією із зшитого поліетилену з алюмінієвими жилами перерізом 3×1×240 довжиною 3120 м. КЛ-10кВ ДТЕЦ-4 ТП-4137 ст.Дарниця**
* **Встановлення трансформатору потужністю 4 МВт ТМ-35/10 на ПС Новосілки для забезпечення резерву ліній 10кВ.**
* **реконструкція ВРП-35 кВ районної підстанції Київ-Волинський за адресом: м. Київ, вул. Миру, 24. «Південно-Західна залізниця» ПАТ «Укрзалізниця»**
* **реконструкція РП-51 на ст. Борщагівка –Технічна**
* **"Реконструкція ТП-10 10/0,4кВ м. Жмеринка, вул. Шекінська, 6а, ст. Жмеринка.**
* **Реконструкція трансформаторної підстанції РП-51 ст. Борщагівка-технічна**
* **Реконструкції ТП-1 10/0,4 кВ ст.Конотоп. Сумська обл., м. Конотоп, 1-пров. Свободи, 24"**
* **Реконструкції ТП-37 із встановленням КТПТ модульного типу Вінницька обл., Козятинський р-н, смт. Залізничне**
* **Реконструкція ТП-15-10/0,4 кВ, ст. Фастів 2, вул. Галафєєва,47 м. Фастів, Київська обл,**
* **Реконструкція ТП-696-10/0,4/6кВ ст.Київ-Товарний м.Київ вул.Федорова,39**

**реконструкція ТП-696 - 10/0,4 кВ ст.Київ-Товарний м.Київ вул.Федорова, 39**

* **реконструкція тягової підстанції «Боярка» з встановленням додаткового тяговоготрансформатора 110/35/27,5 кВ,Київська обл., м. Боярка, вул. Ленінградська,7-а**
* **реконструкція тягової підстанції «Буча» з встановленням додаткового тягового трансформатора 110/35/27,5 кВ,Київська обл., м. Буча, вул. Тарасівська,2**
* **. реконструкція тягової п/ст. 110/35/27,5/10кВ «Полонне» ";**
* **реконструкція тягової п/ст. 110/35/27,5/10кВ «Чуднів-Волинський»**
* **реконструкція тягової п/ст. 110/27,5/10кВ «Славута»;**
* **реконструкція тягової п/ст. 110/27,5/10кВ «Козятин-2»**
* **реконструкція ПС 110/35/27,5 кВ "Рахни-тяга;**
* **реконструкція ПС 110/35/27,5 кВ "Баришівка»**
* Будівництво та реконструкція ТПС-110/35/27,5кВ Фастів

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 2020-2024 років з урахуванням вимог

Схеми перспективного розвитку електричних мереж 35-110 кВ по РФ «Південно – Західна залізниця» на 2017-2027 роки.

При аналізі існуючого стану були визначені всі елементи мереж, які відпрацювали термін служби та підлягають реконструкції та технічному переоснащенні.

Що стосується елементів мережі 110-35 кВ (ПЛ, ПС), які підлягають технічному переоснащенні повністю або частково, кількість їх досить значна, що вимагатиме значних капіталовкладень при об’єктивній обмеженості фінансових можливостей.

* зв’язку з цим на першому етапі технічному переоснащенні підлягають елементи, які повністю відпрацювали свій ресурс, а переобладнання кожного елементу визначається з точки зору найбільшої ефективності капіталовкладень.

Для підвищення енергоефективності роботи електричних мереж та зменшення втрат в мережах в України розроблена концепція переведення мереж 6-10 кВ на більш високий клас напруги 20 кВ зі зміною конфігурації з метою забезпечення переходу до нової моделі ринку електричної енергії. Зважаючи на структуру споживання електроенергії в Україні, комплексний підхід до підвищення енергоефективності з впровадженням нового класу напруги дозволить досягнути мінімальних витрат електроенергії в мережах на рівні передових країн світу.

**Обгрунтування реконструкції ВРП-35 кВ районної підстанції Київ-Волинський за адресом: м. Київ, вул. Миру, 24. «Південно-Західна залізниця» ПАТ «Укрзалізниця»**

***-Короткий опис діючої підстанції***

ПС 35/10 кВ «Київ-Волинський» - діюча, відноситься до служби електропостачання регіональної філії «Південно-Західна залізниця»  
АТ «Укрзалізниця».

На даний час встановлено один силовий трансформатор: 1Т типу ТМН-6300/35/10, та два силових трансформатори власних потреб типу ТМ-180/35/0,23.

Схеми електричних з’єднань існуючих розподільчих пристроїв такі:

* на напрузі 35 кВ – «дві секційовані вимикачем системи шин»;
* на напрузі 10 кВ – «дві секційовані вимикачем системи шин»;
* на напрузі 6 кВ – «дві секційовані вимикачем системи шин».

Існуючі комірки 6/10 кВ розташовані в закритому розподільчому пункті (ЗРП- 6/10 кВ), реконструкція за проектом не передбачена. Споживачі власних потреб підстанції живляться від щита змінного струму 0,23 кВ, що підключений до трансформаторів власних потреб ТВП1 та ТПВ2. Силові та контрольні кабелі по території ПС прокладені в кабельних лотках. Освітлення території виконується прожекторами, що встановлені на будівлі ОПУ і порталах ВРП-35 кВ. Блискавкозахист підстанції виконано блискавковідводами встановленими на порталах. Обладнання що працює на підстанції як морально так і технічно застаріле. Існуюче обладнання не відповідає сучасним вимоги в організації надійного електропостачання підприємств. Фундаменти на яких встановлене обладнання мають руйнування, на більшій частині металевих конструкції знаходиться корозія з руйнуванням зварних швів. Панелі релейного захисту з реле відкритого монтажу, ізоляція електричних дротів, кабелів має візуальні пошкодження, та не відповідають вимогам охорони праці і фактично несуть загрозу здоров'я обслуговуючому персоналу. Силові масляні вимикачі 35 кВ та силові трансформатори використали свій ресурс та мають бути повністю замінені, на сучасні, т.як виробництво даного обладнання давно припинено, закупівля запасних частин неможлива у разі виходу із ладу.

***-Основні технологічні рішення***

**Коротка характеристика і обґрунтування рішень, відповідних прийнятої схемою електропостачання.**

Реконструкція ВРП-35 кВ ведеться в умовах діючого енергетичного об’єкту в одну чергу у два етапи, довготривале відключення підстанції на час виконання реконструкції неможливе.

За технічним завданням схема підстанції на напрузі 35 кВ – «дві секційовані вимикачем системи шин» переобладнується в схему – «дві секційовані вимикачем системи шин з обвідною системою шин та вимикачем 35 кВ».

У зв’язку з будівництвом обвідної системи шин на діючій ВРП-35 кВ яка не дозволяє збільшення території, було прийнято проектом виконати сбірні шини 1, 2 с.ш. 35 кВ та обвідну систему на жорсткій ошиновці.

Фідерні комірки та комірки секційного вимикача, обвідного, та вводні на трансформатори виконуються з типових конструкцій металевих порталів, дроту АС-185 та ізоляторів ЛК-70/110-3. Ізолятори прийняті на 110 кВ згідно з ПУЕ так як на порталах встановлені блискавкоприймачі.

Проектом передбачається наступний об’єм виконання робіт:

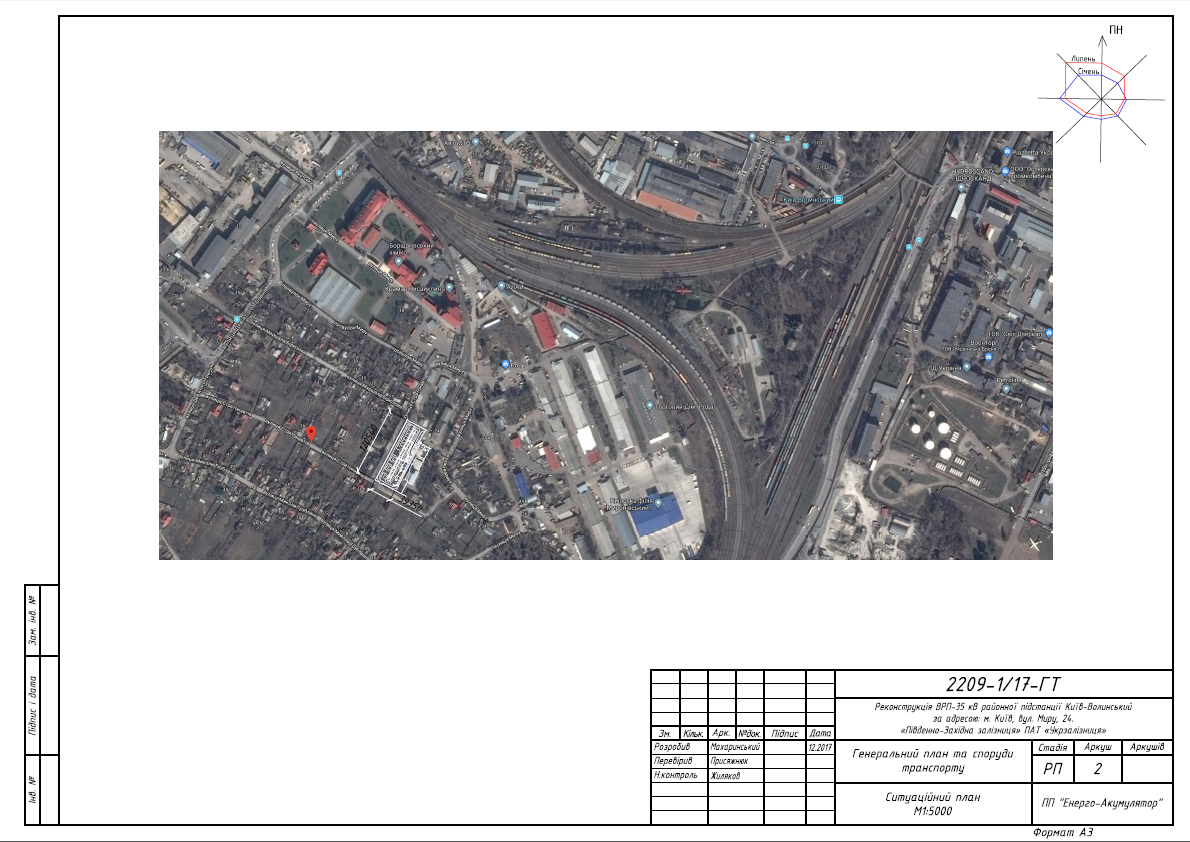
**I етап реконструкції**

* встановлення додаткових 4-х резервних комірок фідерів 35 кВ з вакуумними вимикачами, ТС та роз’єднувачами з електроприводом для можливості проведення ремонтних робіт на існуючих фідерах;
* встановлення обвідного вимикача 35 кВ, та спорудження обвідної системи шин;
* встановлення фундаментів під обладнання;
* встановлення панелей захисту на мікропроцесорній базі.

Після встановлення обладнання I етапу за програмою що розробляє Замовник, будівельна компанія (підрядник) та енергопостачальна організація виконується відключення існуючих фідерів 35кВ з підключення за тимчасовою схемою до нових 4-х комірок для можливості виконання робіт реконструкції підстанції.

**II етап реконструкції**

* заміна існуючих роз'єднувачів Р-35 на роз’єднувачі з електроприводом головних ножів;
* заміна масляних вимикачів на вакуумні вимикачі 35 кВ;
* заміна трансформаторів струму та напруги 35 кВ;
* заміна силового трансформатору Т1 та встановлення другого силового трансформатору Т2 ТМН 6,3 МВА 35/10) з регулятором напруги під навантаженням;
* заміна трансформаторів власних потреб 180 кВа на трансформатори 250 кВа;
* спорудження маслопроводу та маслозбірника для Т1, Т2, ТВП-1, ТВП-2;
* заміна порталів та ошиновки 35 кВ з ізоляторами;
* спорудження фундаментів під обладнання 35 кВ;
* заміна панелей захисту, управління ВРП-35, та панелі центральної сигналізації;
* заміна щита оперативного струму = 110 В;
* заміна щита оперативного струму 380 В, 50 Гц;
* заміна усіх контрольних кабелів від ОПУ до ВРП-35 кВ;
* монтаж нового контуру заземлення та блискавкозахисту ВРП-35 кВ;
* спорудження обвідної системи шин 35 кВ;
* монтаж комплексу телемеханіки ЛОЗА;
* заміна внутрішньої огорожі ВРП-35 кВ;
* заміна системи освітлення ВРП-35 кВ;
* монтаж системи відеоспостереження підстанції;
* монтаж системи охоронної сигналізації периметра підстанції;
* обладнання пожежною сигналізацією підстанції;
* модернізація системи АСКОЕ;
* ремонт системи опалення підстанції, опалення та вентиляції АБ.



**Обгрунтування реконструкції РП-51 на ст. Борщагівка -Технічна**

РУ-10кВ та з масляними вимикачами типу ВМП-10 також повністю амортизований. Комірки РУ-10 внаслідок корозії, деформації та старіння ущільнень постійно протікають, ізоляційні характеристики прохідних та опорних ізоляторів на гранично допустимому рівні. В РУ-10 кВ неодноразово виникали перекриття ізоляції в комірках 10 кВ і на СШ-10 кВ. опорні ізолятори внутрішньої установки, які на даний час зняті з виробництва. Необхідність заміни РУ-10 кВ та РУ 0,4кВ на нове обладнання полягає в тому, що фізичний знос вказаного обладнання на даному об’єкті являється причиною високої аварійності і відповідно, затрат на усунення наслідків аварій, викликаних відмовою електрообладнання.

У якості пристроїв релейного захисту та автоматики використовуються сучасні мікропроцесорні пристрої (МП), які відповідають вимогам по функціональним показникам та умовам експлуатації. Використання МП пристроїв дає істотні переваги, у числі яких:

* підвищення надійності роботи електроустановки та швидкодія;
* зменшення наслідків аварії;
* можливість використання в одному пристрої разом с функціями РЗА, таких допоміжних функцій, як осцилографування, реєстрування процесів;
* поліпшені характеристики;
* зручність при налагодженні та експлуатації;
* широка система самодіагностики;

- низькі значення потужності, що споживається по ланцюгам змінного

Передбачається телемеханізація РП-51 в обсязі ТС, ТУ, ТВ відповідно до прийнятої в електропостачальнії організації схеми оперативного керування. В якості контрольованого пункту телемеханіки РП-51 встановлюється система телемеханіки «Лоза» Телемеханізація РП-51 передбачена проектом у наступному обсязі: Телесигналізація положення вимикачів 10 кВ аварійне відключення вимикачів 10кВ Телеуправління:

Для створення нормальних умов експлуатації підстанційного обладнання, покращення якості електроенергії переданої споживачам є очевидною необхідність реконструкції електрообладнання РП-51 на ст. Борщагівка –Технічна

Автоматизована система контролю обліку електроенергії *(АСКОЕ)*локального рівня з інтеграцією в регіональний комплекс обліку електроенергії ОІК «Південно-Західної залізниці» ПАТ «Укрзалізниці»

*Перевлаштування ПЛ-10 кВ Буча – Київ* Секціювання ПЕ-10кВ Буча - Київ та дистанційного керування роз’єднувачами ПЛ-10кВ .Для організації двох окремих вводів на І та ІІ С.Ш. 10кВ використаний існуючий ввід на ІІ С.Ш. 10кВ та запроектований новий на І С.Ш. 10кВ. На відпайках від ПЕ-10кВ встановлені роз'єднувачі з моторними приводами. Прокладена кабельна лінія марки АПвЗгП 3x120/50 мм2 на І С.Ш. 10кВДля сеціювання ПЕ-10кВ встановлена додаткова опора контактної мережі та виконана врізка ізоляторів в проводи ПЕ-10кВ. На цій опорі встановлений секційний роз'єднувач з моторним приводом

Реконструкція існуючого розподільному пункті РП-51передбачає заміну існуючих трансформаторів Т1 та Т2 напругою 10/0,4 кВ на нові потужністю 400 кВА, заміну обладнання РП-10 кВ, РП-0,4 кВ на нові комплектні розподільні пристрої.

*. Етапи реконструкції*

*Першим етапом* проводиться заміна силового трансформатора №2. Живлення розподільного пристрою 0,4 кВ переводиться на силовий трансформатор №1.

Далі проводиться заміна шаф РП-04кВ у наступній послідовності: заміна шафи №1 введення 0,4 кВ від трансформатора Т2, лінійних шаф №2 і №3, шафи №4 секційного вимикача.

*Другим етапом* проводиться заміна силового трансформатора №1. Живлення розподільного пристрою 0,4 кВ переводиться на силовий трансформатор №2. Далі проводиться заміна шафи №5 введення 0,4 кВ від трансформатора Т1 та лінійних шаф №6 і №7.

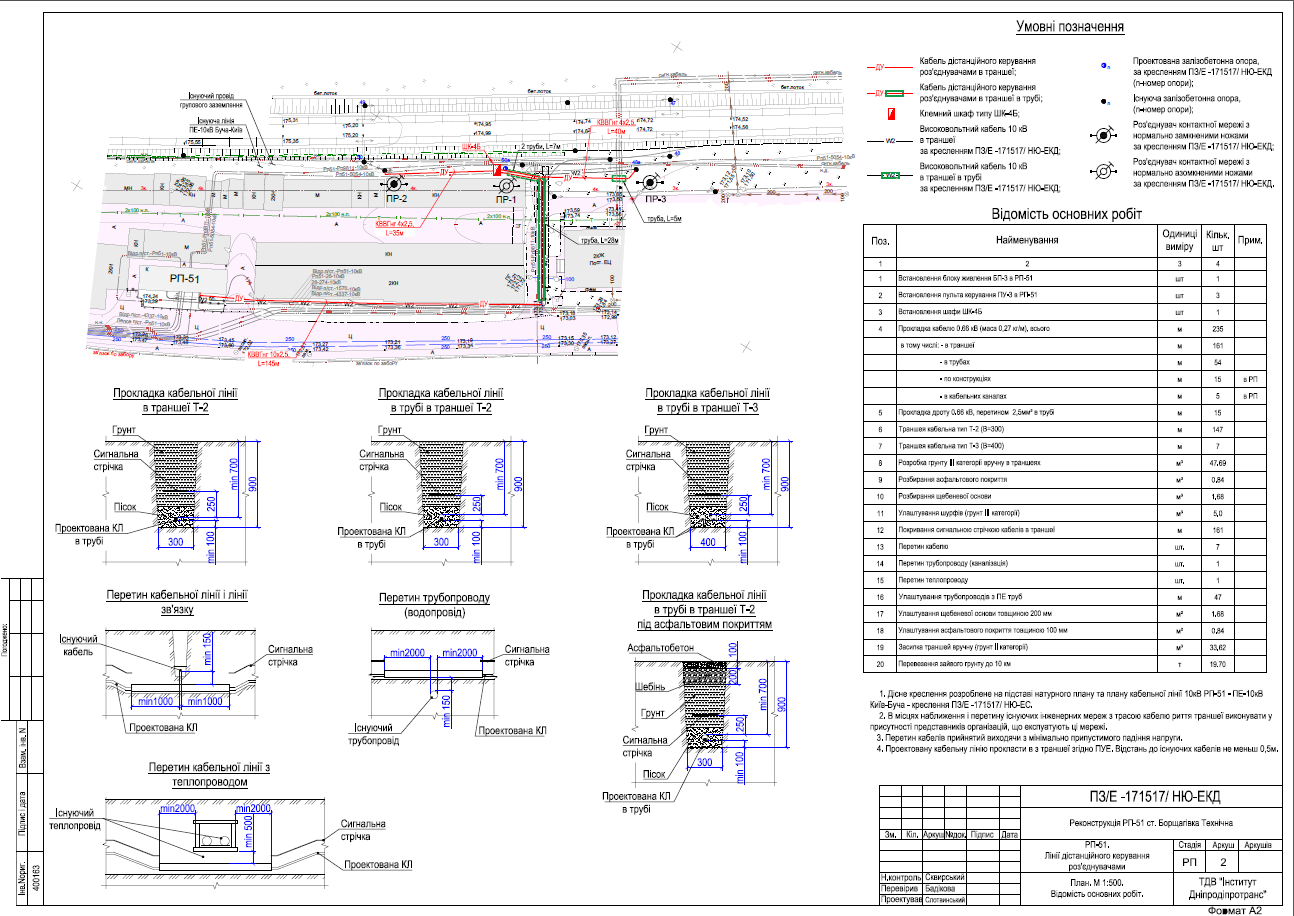
Так само у другому етапі встановлюється шафа гарантованого живлення (ШНВА), шафа телемеханіки та інше обладнання.

*Третім етапом* проводиться установка першої секції шин комплектного РУ-10 кВ, до складу якого входить:

* комірка секційного вимикача - 1шт.;
* комірка силового трансформатору - 1 шт.;
* комірка лінії - 4 шт.;
* комірка ТН - 1 шт.

*Четвертим етапом* проводиться установка другої секції шин комплектного РУ-10 кВ, до складу якого входить:

* комірка секційного роз’єднувача - 1шт.;
* комірка введення від силового трансформатора - 1шт.;
* комірка лінії - 6шт.;
* комірка ТН - 1шт.;
* шинний міст - 1шт.



**Обгрунтування реконструкції ТП-696 - 10/0,4 кВ ст.Київ-Товарний м.Київ вул.Федорова, 39**

Передбачається:

- демонтаж обладнання в ТП-696;

- косметичних ремонт приміщень ТП-696

- монтаж нового обладання в ТП-696;

- перезаведення кабельних ліній 10 кВ та 0,4 кВ;

- організація релейного захисту та вторинних з’єднань;

- організація автоматичної системи обліку електроенергії (АСОЕ);

- організація телемеханіки;

- організація системи відео нагляду та охоронної сигналізації.

ТП-696 представляє собою закриту трансформаторну підстанцію в капітальній кам’яній будівлі, де в окремих приміщеннях розміщується РУ- 10кВ, три силових трансформатори, РУ-0,4 кВ і РУ-6 кВ.

Трансформатори встановлені масляні, Т1 і Т2- ТМ-400, напругою 10/0,4кВ, потужністю 400 кВА, Т3 - ТМ-63, напругою 6/0,4 кВ, потужністю 63 кВА.

Існуюче РУ-10 кВ складається із 8 камер КСО-272, що розміщуються в два ряда.

РУ-0,4 кВ ТП-37 складається із 12 панелей типу ЩО70, розміщених в 2

ряда.

РУ-6 кВ складається із камер КСО-366.

Масляні вимикачі 10кВ типу ВМПЕ-10 фізично зношені, на даний момент в цих вимикачах деталі, які фіксують включене і відключене положення, зазнали механічного зношення і не піддаються точному регулюванню. Полюси вимикачів, а саме наконечники рухомого стержня і розетки мають механічне зношення, перехідний опір контактів збільшився 3-5 разів. Згідно ПТЕ, якщо перехідний опір полюсів перевищує норму в три рази і більше, то такі полюси або контакти необхідно замінити. При проведенні ремонтів вимикачів, добитись результатів наближених до паспортних неможливо. Необхідність заміни вимикачів на вакуумні, полягає в тому, що ці вимикачі більш безпечніші, так як вони не виділяють вибухонебезпечні гази, а також в експлуатації вимагають менший людський ресурс на обслуговування.

Фізичний знос вказаного обладнання на даному об’єкті являється причиною високої аварійності і відповідно, затрат на усунення наслідків аварій, визваних відмовою електрообладнання.

Згідно з технічним завданням проектом передбачена реконструкція РУ- 10 кВ, РУ-6 кВ і заміна існуючих трьох силових трансформаторів на трансформатори більшої потужності з урахуванням існуючого і перспективного навантаження, а також реконструкція освітлення РУ.

**РУ-10 кВ**

Проектоване розподільне устаткування 10 кВ комплектуються 12 комірками типу КМ-1ФПБ, що встановлюються в два ряди.

**РУ-6 кВ**

В РУ-6 кВ встановити камери збірні односторонього обслуговування типу КСО-393МВ

**РУ-0,4 кВ**

РУ-0,4 кВ комплектується 12 панелями ЩО-90, що розміщуються в окремому приміщенні в два ряди і поєднуються за допомогою шинного мосту заводського виготовлення.

**Силові трансформатори Т1, Т2, Т3**

Проектовані силові трансформатори - масляні типу ТМ-630/10, потужністю 630 кВА - Т1 і Т2, ТМГ-100, потужністю 100 кВА- Т3.

З'єднання силових трансформаторів Т1 і Т2 з ввідними комірками РУ- 10 кВ виконується кабелем марки АСБ-3х70 за допомогою кінцевих кабельних муфт GUST 12/70-120/1200-L12, з РУ-0,4 кВ - виконується алюмінієвими шинами АДЗ1Т 8х100 (фазна) і АДЗ1Т 8х60(нульова).

З'єднання силового трансформатора Т3 з ввідною коміркою РУ-6 кВ виконується плоскими шинами за допомогою шинного мосту заводського виготовлення. З'єднання Т3 з РУ-0,4 кВ виконується кабелем марки АВВГнг

4х120, що прокладається в трубі поліетиленовій в існуючих кабельних каналах, за допомогою кінцевих кабельних муфт 4КВТп-1-70/120(Б).

**Освітлення**

Напруга мережі ремонтного освітлення 36 В. Освітлення виконується світильниками з люмінісцентними лампами і лампами накалювання.

**Заземлення**

Металеві каркаси і оболонки проектованого обладнання та частини, що підлягають заземленню згідно з ПУЕ повинні бути надійно приєднані до пристрою заземлення. Пристрій заземлення існуючий.

**КОНСТРУКТИВНО БУДІВЕЛЬНІ РІШЕННЯ**

Вихідні дані для проектування будівельної частини ТП прийняті на підставі ДБН В .1.2-2:2006, ДБН В .1.1-12:2014 та ДСТУ-Н Б В .1.1-27:2010: Передбачається:

* реконструкція приміщень силових трансформаторів, РП-10 кВ, РП- 6кВ, РП-0,4 кВ, заміну дверей, косметичний ремонт всіх приміщень ТП;
* виконати реконструкцію покрівлі ТП-696.

**РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА**

При виборі релейного устаткування враховувалися:

* функціональні можливості - релейні пристрої повинні мати набір необхідних функцій, що відповідають вимогам ПУЕ і режимам роботи обладнання, що захищається;
* експлуатаційні характеристики - релейні пристрої повинні бути зручні та прості в експлуатації, постачати обслуговуючому персоналу необхідну інформацію для його ефективної роботи;
* надійність роботи в нормальному та аварійному режимах електропостачання;
* сучасність елементної бази і технічних рішень;
* можливість виконання автоматизованої системи збору інформації та управління з верхнього рівня, використовуючи релейне обладнання в якості нижнього рівня;
* уніфікація обладнання, що вводиться.

Викладеним вимогам відповідають пристрої РЗА на мікропроцесорній елементній базі.

**ТЕЛЕМЕХАНІКА**

Метою розробки проекту є телемеханізація ТП-696 в обсязі ТС, ТУ, ТВ відповідно до прийнятої в електропостачальної організації схеми оперативного керування.

Телемеханізація ТП-696 передбачена у наступному обсязі: Телесигналізація:

* положення вимикачів 6, 10 кВ;
* аварійне відключення вимикачів 6, 10 кВ;
* земля в мережі 10 кВ;
* спрацювання охоронної сигналізації.

Телевимірювання:

* струму I через всі вимикачі 6, 10 кВ;

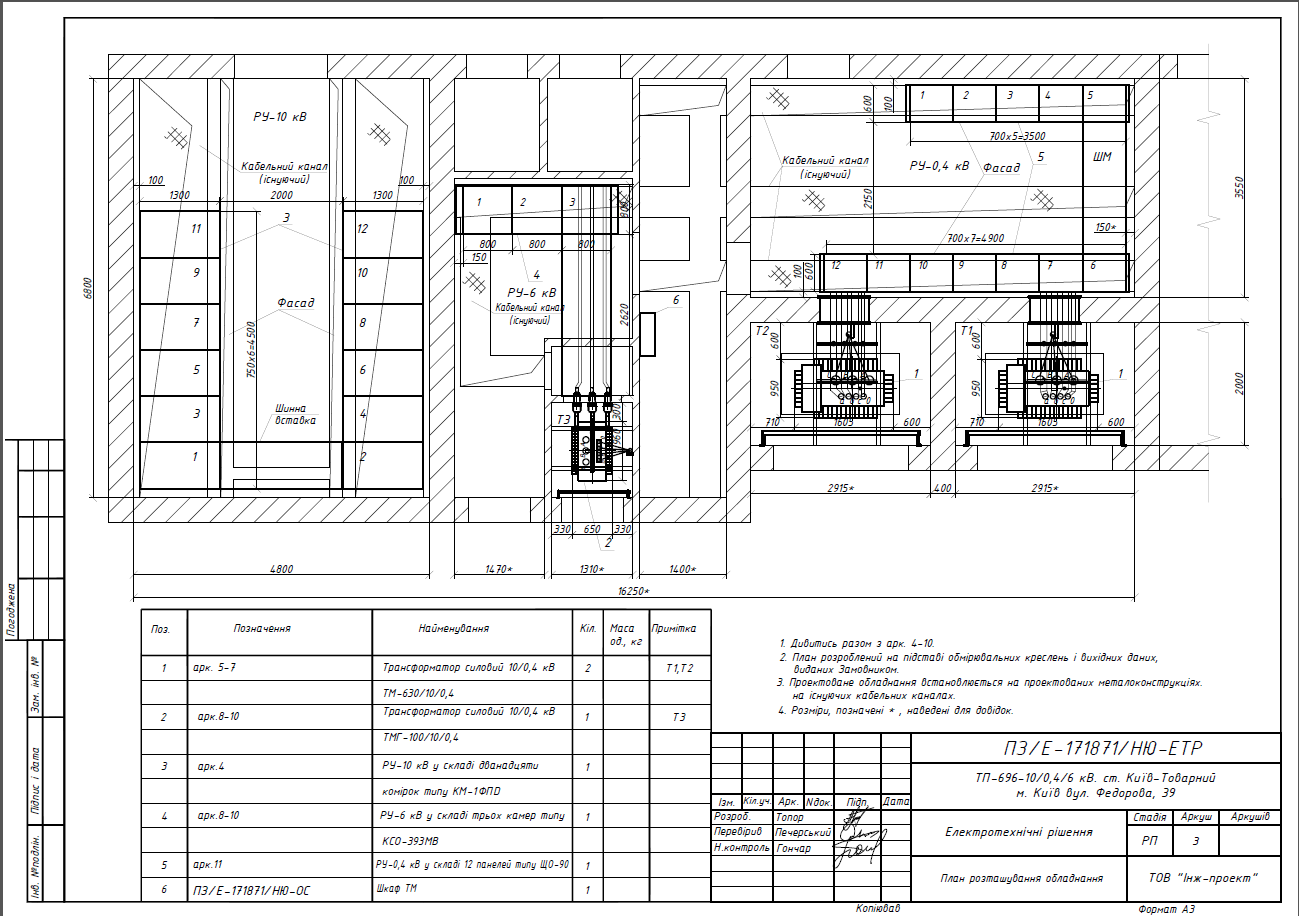
Телеуправління:

* вимикачами 6, 10 кВ.

**АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА КОНТРОЛЮ ТА ОБЛІКУ**

**ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ**

Автоматизована система обліку електроенергії локального рівня з інтеграцією в регіональний комплекс обліку електроенергії ОІК ЦЦС ПАТ Автоматизована система контролю обліку електроенергії *(АСКОЕ)*локального рівня з інтеграцією в регіональний комплекс обліку електроенергії ОІК «Південно-Західної залізниці» АТ «Укрзалізниця»



**Обгрунтування реконструкції тягової підстанції «Боярка»з встановленнямдодаткового тяговоготрансформатора 110/35/27,5 кВ,Київська обл., м. Боярка, вул. Ленінградська,7-а**

З урахуванням стану існуючого обладнання, конструкцій, устроїв, схем, будівель і споруд, які визначились на підставі збору вихідних даних та обстежень, що проведені спеціалістами ТОВ «ПДІ «Енергоінжпроект» з участю фахівців «Київської дистанції електоропостачання» регіональної філії «Південно-Західна залізниця» ПАТ «Укрзалізниця», - в ТЕО згідно із завданням передбачено виконання наступних обсягів:

* реконструкція ВРУ-110 кВ з використанням КРУЕ-110 кВ закритого встановлення;
* встановлення третього (резервного) тягового трансформатора на номінальну напругу 110/35/27,5 кВ, потужністю 40 MBA;

- реконструкція ВРУ-35кВ, ВРУ-27,5 кВ у зв’язку з встановленням третього резервного

трансформатора Т-3;

* заміна існуючих масляних вимикачів на вакуумні 35 кВ та вводи 27,5 кВ на приєднаннях трансформаторів Т-1, Т-2;
* заміна обладнання ВРУ-35кВ (трансформаторів струму класу 0,5S, трансформаторів напруги, розрядників на обмежувачі перенапруг);
* переведення комутації власних потреб з 0,23 кВ на 0,4 кВ, з встановленням трансформаторів власних потреб з живленням від ВРУ-35 кВ з АВР на напрузі 0,4 кВ;
* встановлення ШОТ в комплекті з акумуляторною батареєю;
* блискавкозахист, захист від перенапруг із заміною розрядників на ОПН, заземлення підстанційних елементів у відповідності з вимогами нормативних документів;
* організація засобів обліку на приєднаннях 110 кВ, 35 кВ та ТВП відповідно до глави 1.5 ПУЕ;
* реконструкція схем релейного захисту та автоматики у зв’язку із встановленням третього (резервного) трансформатора Т-3 та організацією КРУЕ ПО кВ.

Згідно з вимогами ДБНВ.1.2-14 - виконано розрахунок класу наслідків

(відповідальності) об’єкта див. Додаток Б. Згідно розрахунку об’єкт «Реконструкція тягової підстанції «Боярка» з встановленням додаткового тягового трансформатора 110/35/27,5 кВ Київська область, м. Боярка, вул. Ленінградська 7-а» належить до класу наслідків (відповідальності) СС-2.

Необхідність виконання цього ТЕО викликана потребою забезпечення підвищення надійності і якості електропостачання споживачів.

Склад та зміст проектної документації розроблено у відповідності з вимогами ДБН А.2.2-3-2014.

На території тягової підстанції запроектовані наступні будівлі та споруди:

* маслоприймач та фундамент під трансформатор Т-3 на напругу 110/35/27,5 кВ;
* будівля КРУЕ -110 кВ;
* реконструкція ВРУ-110 кВ, ВРУ-35 кВ, ВРУ-27,5 кВ - опори під вимикачі, ТС та ТН, ОПН, роз’єднувачі;

- маслозбірник обсягом 60 м ;

- кабельні канали.

* Для чергового персоналу та ремонтних виїзних бригад, що періодично обслуговують КРУЕ-110 кВ передбачене забезпечення необхідними санітарно побутовими приміщеннями. Основні будівельні показники:

|  |  |
| --- | --- |
| Загальна площа будівлі | - 566 м2 |
| Площа забудови | - 233 м2 |
| Будівельний об’єм | - 3030м3 |
| в т.ч. надземної частини | - 2340 м3 |
| підземної частини | - 690 м3 |
| Кількість поверхів | - 3 |

Електропостачання тягової ПС 110/35/27,5 кВ «Боярка» забезпечується від основного джерела живлення ПС 330/110 кВ «Новокиївська» Центральної ЕС ДП «НЕК «Укренерго».

У післяаварійних режимах та при виконанні ремонтних робіт у мережі ПО, 35 кВ району, джерелом живлення є також магістральні ПС 330/110 кВ «Північна» та ПС 330/110 кВ «Житомирська».

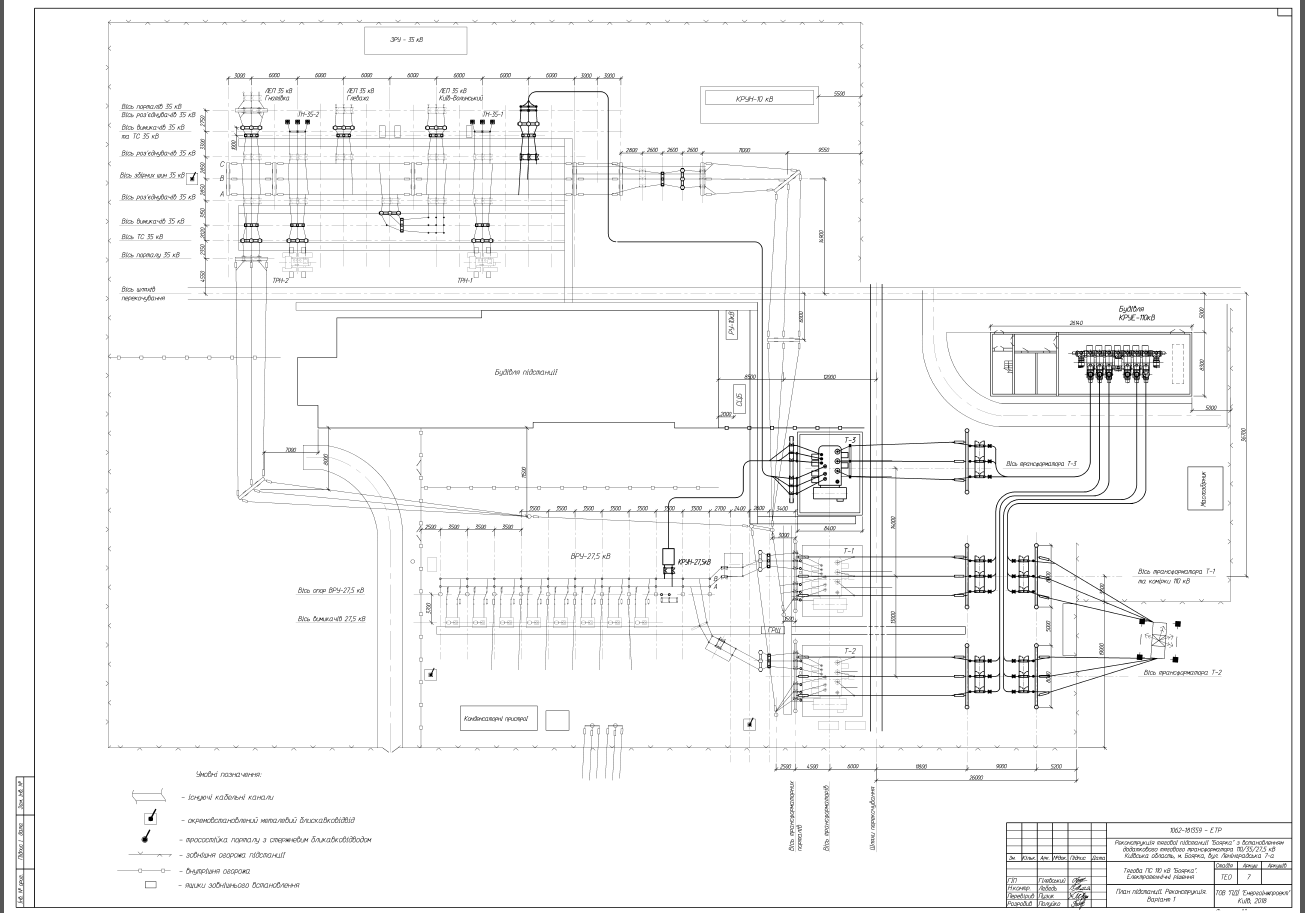
В перспективі, згідно «Схеми перспективного розвитку електричних мереж 35-110 кВ Києво-Святошинського енерговузла ПАТ «Київобленерго» на розрахунковий 2018 р» ( ТОВ «Мережі та системи», Київ-2015) для можливості приєднання додаткових потужностей в районі дії ПС 330/110 кВ «Новокиївська» передбачається її реконструкція з встановленням третього АТ потужністю 200 МВА, при цьому існуюча схема приєднання тягової підстанції «Боярка» з двома трансформаторами 40 МВА змінилась в частині приєднання до тягової ПС 110/27,5/10 кВ «Підгірці» та встановлення на тяговій ПС «Підгірці» додатково двох трансформаторів 110/35/10 кВ.

На цей час здійснюється розроблення «Схеми перспективного розвитку електричних мереж 110-35 кВ ПАТ «Київобленерго» на період до 2025 року».

Отже розвиток електричної мережі Києво-Святошинського енерговузла з приєднаною тяговою ПС 110/35/27,5 кВ «Боярка» значною мірою залежить від термінів встановлення третього АТ на ПС 330/110 кВ «Новокиївська».

Зміна існуючої електричної схеми на напрузі ПО кВ тягової ПС 110/35/27,5 кВ «Боярка», що передбачена в ТЕО повинна забезпечити:

* надійне живлення приєднаних споживачів у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до категорії надійності електропостачання електроприймачів з урахуванням наявності резервних незалежних джерел живлення;
* надійність транзиту потоків електроенергії через ПС у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до значення для конкретної ділянки мережі;
* мінімум обмеження електропостачання споживачів при реконструкції підстанції.



**Обгрунтування реконструкції** тягової підстанції «Буча» з встановленням додаткового тягового трансформатора 110/35/27,5 кВ Київська область, м. Буча, вул. Тарасівська 2

Техніко-економічне обгрунтування «Реконструкція тягової підстанції «Буча» з встановленням додаткового тягового трансформатора 110/35/27,5 кВ Київська область, м. Буча, вул. Тарасівська 2» виконане згідно Завдання на проектування, що затверджене в.о. заступника директора регіональної філії «Південно-Західна залізниця» з інфраструктури ПАТ «Укрзалізниця» (Додаток А).

З урахуванням стану існуючого обладнання, конструкцій, устроїв, схем, будівель і споруд, які визначились на підставі збору вихідних даних та обстежень, що проведені спеціалістами ТОВ «ПДІ «Енергоінжпроект» з участю фахівців «Київської дистанції електоропостачання» регіональної філії «Південно-Західна залізниця» ПАТ «Укрзалізниця», - в ТЕО згідно із завданням передбачено виконання наступних обсягів:

* реконструкція ВРУ-110 кВ з використанням КРУЕ-110 кВ закритого встановлення;
* встановлення третього (резервного) тягового трансформатора на номінальну напругу 110/35/27,5 кВ, потужністю 40 МВА;
* реконструкція ВРУ-35кВ, ВРУ-27,5 кВ у зв’язку з встановленням третього трансформатора ТЗ;
* заміна існуючих масляних вимикачів на вакуумні 35 кВ та вводи 27,5 кВ на приєднаннях трансформаторів Т-1, Т-2;
* заміна обладнання ВРУ-35кВ (трансформаторів струму класу 0,5Б, трансформаторів напруги, розрядників на обмежувачі перенапруг);
* переведення комутації власних потреб з 0,23 кВ на 0,4 кВ, з встановленням трансформаторів власних потреб з живленням від ВРУ-35 кВ з АВР на напрузі 0,4 кВ;
* встановлення ШОТ в комплекті з акумуляторною батареєю;
* блискавкозахист, захист від перенапруг із заміною розрядників на ОПН, заземлення підстанційних елементів у відповідності з вимогами номативних документів;
* організація засобів обліку на приєднаннях 110 кВ, 35 кВ та ТВП відповідно до глави 1.5 ПУЕ;
* реконструкція схем релейного захисту та автоматики у зв’язку із встановленням третього (резервного) трансформатора Т-3 та організацією КРУЕ 110 кВ.

Згідно з вимогами ДБНВ.1.2-14 - виконано розрахунок класу наслідків

(відповідальності) об’єкта див. Додаток Б. Згідно розрахунку об’єкт «Реконструкція тягової підстанції «Буча» з встановленням додаткового тягового трансформатора 110/35/27,5 кВ Київська область, м. Буча, вул. Тарасівська 2» належить до класу наслідків (відповідальності) СС-2.

Необхідність виконання цього ТЕО викликана потребою забезпечення підвищення надійності і якості електропостачання споживачів.

Склад та зміст проектної документації розроблено у відповідності з вимогами ДБН А.2.2-3-2014.

На території тягової підстанції запроектовані наступні будівлі та споруди:

* маслоприймач та фундамент під трансформатор Т-3 на напругу 110/35/27,5 кВ;
* будівля КРУЕ -110 кВ;
* реконструкція ВРУ-110 кВ, ВРУ-35 кВ, ВРУ-27,5 кВ - опори під вимикачі, ТС та ТН,

ОПН, роз’єднувачі;

* маслозбірник обсягом 60 м ;
* кабельні канали.
* Для чергового персоналу та ремонтних виїзних бригад, що періодично обслуговують КРУЕ-110 кВ передбачене забезпечення необхідними санітарно побутовими приміщеннями. Основні будівельні показники:

|  |  |
| --- | --- |
| Загальна площа будівлі | - 566 м2 |
| Площа забудови | - 233 м2 |
| Будівельний об’єм | - 3030 м3 |
| в т.ч. надземної частини | - 2340 м3 |
| підземної частини | - 690 м3 |
| Кількість поверхів | - 3 |

Електропостачання тягової ПС 110/35/27,5 кВ «Буча» забезпечується від основного джерела живлення ПС 330/110 кВ «Північна» центральної ЕС ДП «НЕК «Укренерго».

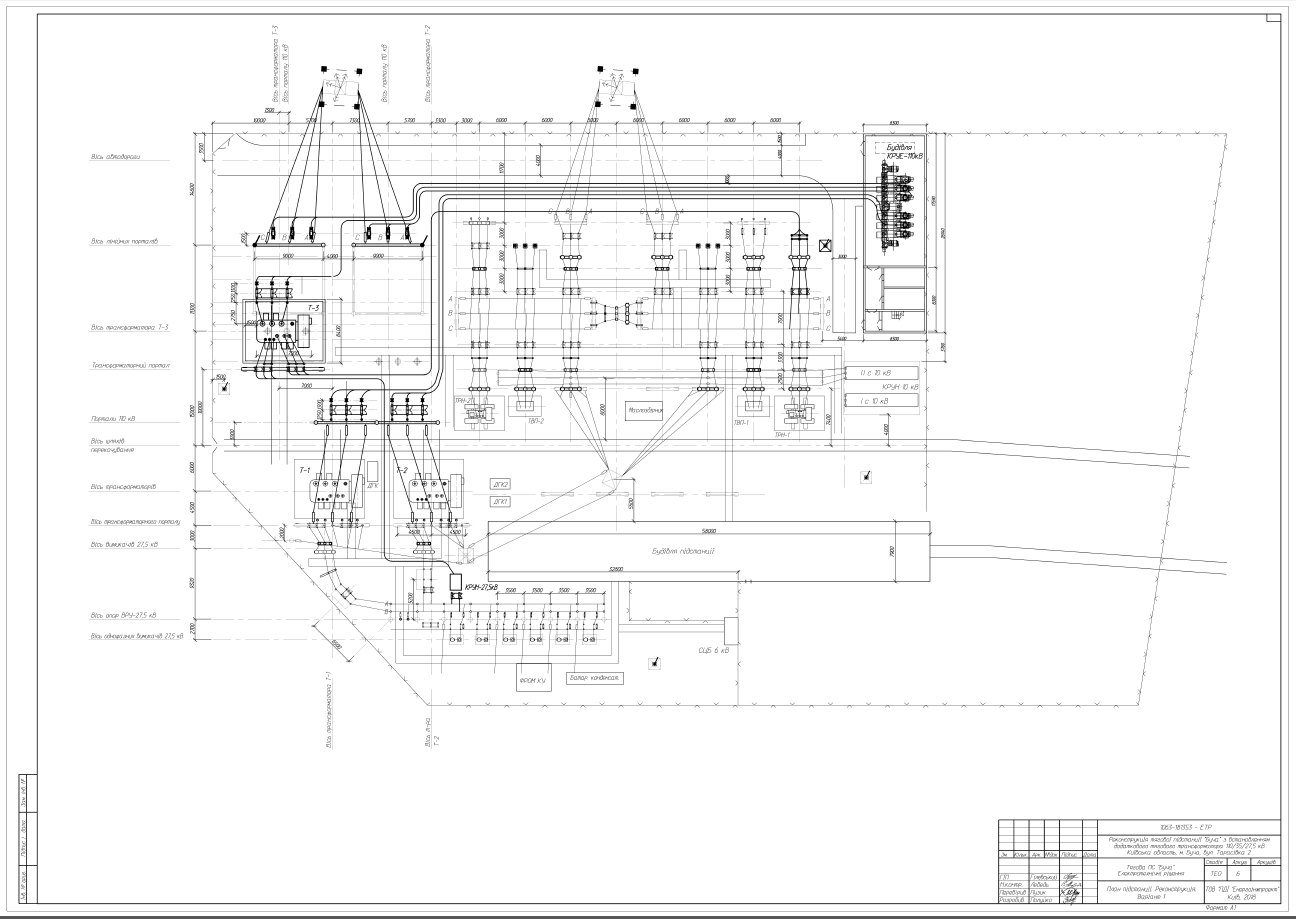
У післяаварійних режимах та при виконанні ремонтних робіт у мережі ПО, 35 кВ району, джерелом живлення є також магістральні ПС 330/110 кВ «Ново-Київська» та ПС 330/110 кВ «Житомирська».

В перспективі, згідно *«Схеми* перспективного розвитку електричних мереж 35-110 кВ Києво-Святошинського енерговузла ПАТ «Київобленерго» на розрахунковий 2018 р» ( ТОВ «Мережі та системи», Київ-2015) основним джерелом живлення тягової ПС «Буча» намічено ПС 330/110 кВ «Західна», при цьому існуюча схема приєднання тягової підстанції з встановленими двома трансформаторами по 40 МВА до мережі ПО кВ не змінюється. На цей час здійснюється розроблення «Схеми перспективного розвитку електричних мереж 110- 35 кВ ПАТ «Київобленерго» на період до 2025 року».

Отже розвиток електричної мережі Києво-Святошинського енерговузла з приєднаною тяговою ПС 110/35/27,5 кВ «Буча» значною мірою залежить від термінів спорудження ПС 330/110 кВ «Західна».

Зміна існуючої електричної схеми на напрузі ПО кВ тягової ПС 110/35/27,5 кВ «Буча», що передбачена в ТЕО повинна забезпечити:

* надійне живлення приєднаних споживачів у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до категорії надійності електропостачання електроприймачів з урахуванням наявності резервних незалежних джерел живлення;
* надійність транзиту потоків електроенергії через ПС у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до значення для конкретної ділянки мережі;
* мінімум обмеження електропостачання споживачів при реконструкції підстанції.



**Обгрунтування реконструкції тягової п/ст. 110/35/27,5/10кВ «Чуднів-Волинський»** **передбачено:**

1. Тягові трансформатори

провести капітальний ремонт тягових трансформаторів – Т-1, Т-2 з заміною трасформаторного масла та сушкою обмоток трансформаторів

2.ВРП-110кВ  
Заміна масляного вимикача МКП-110-1шт.(секційний вимикач МКП-110)

Заміна ОД-КЗ 1 с.ш на вимикач

Заміна ОД-КЗ 2 с.ш на вимикач

Заміна роз’єднувачів - 8шт.

Заміна релейного захисту на ПЛ-110кВ - 2шт.

Заміна кабельних каналів

Встановити керовані моторні приводи на ЛР передбачити управління по ТУ-ДУ.

3.ВРП-35кВ

Заміна масляних вимикачів ВМК-35 - 8 шт.,

Заміна роз’єднувачів – 16 шт.

Заміна трансформаторів напруги ЗНОМ-35000/100-6шт.

Заміна релейного захисту на ПЛ-35кВ - 4шт

Заміна кабельних каналів

Встановити керовані моторні приводи на ЛР передбачити управління по ТУ-ДУ.

4. ВРП-27,5 кВ

Заміна трьохфазних масляних вимикачів ВМК-35 - 6шт. (вводів ДПР,ТСН), ВМК-27 - 7шт

Заміна релейного захисту на ДПР - 4шт

Розєднувачі - 12шт- 2-х полюсні.

Розєднувачі однополюсні - 15шт.

Встановити керовані моторні приводи на ЛР передбачити управління по ТУ-ДУ.

5.ВРП-10кВ  
Заміна масляних вимикачів-10шт. (увідних 1 та 2 СШ, фідерів 10кВ.)

Заміна релейного захисту на ПЛ-10кВ - 8шт

Заміна релейного захисту на СЦБ - 2шт

Заміна КРУ СЦБ-6кВ – 2 шт.

Встановити керовані моторні приводи на ЛР передбачити управління по ТУ-ДУ.

6.ЩИТОВА

Встановити ДГА для резервного живлення СЦБ – 6, кВ.

Прокладання оптоволоконного зв’язку для ТУ, АСКОЕ, відеоспостереження, пошти Лотос.

Передбачити ТУ-ДУ на всіх комутаційних пристроях підстанції.

Передбачити модернізацію АСКОЕ.

Обладнати ТП пожежною сигналізацією та відео спостереженням.

Заміна кабельно-провідникової продукції.

7. Будівля

Виконати капітальний ремонт будівлі.

**Обгрунтування реконструкції тягової п/ст. 110/35/27,5/10кВ «Полонне»**

Реконструкція розподільчих підстанцій 35-110 кВ відбувається за рахунок комплексного підходу до виконання заходів. Першочергово виконується модернізація обладнання, що відпрацювало свій експлуатаційний ресурс, має дефекти в роботі, не забезпечує надійності роботи мереж та призводить до завищених втрат.

Заплановано проведення технічного переоснащення тягових п/ст 110 кВ з заміною застарілих силових трансформаторів, що відпрацювали свій експлуатаційний ресурс, пристрої регулювання напруги під навантаженням – РПН зношені, трансформатори мають завищені втрати в порівнянні з сучасними силовими трансформаторами в комплекті з мікропроцесорним захистом та автоматикою. Планом розвитку передбачена заміна 23 силових трансформаторів 110 кВ та 106 трансформаторів 35 кВ, подальша робота яких впливає на надійність та безаварійність електропостачання.

* метою підвищення надійності роботи електричних мереж, їх керування та захисту передбачається проведення ряду заходів з заміною застарілих комутаційних апаратів (ВД, КЗ, ПСН, масляні вимикачі) 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" в електричних мережах з напругою 110 кВ застосовуються елегазові та вакуумні вимикачі. В мережах з напругою 10-35 кВ передбачаються вакуумні вимикачі. Монтаж та заміна вимикачів 10-110 кВ планується в комплексі з модернізацією пристроїв РЗА та ПА з використанням сучасного обладнання з можливістю автоматичного керування, телевимірювання та телесигналізації.

**передбачено:**

Заміна РПН на Т-1, Т-2;

заміна вимикачів ВВФ-2-27,5 кВ –7 шт. ;

заміна вимикачів фідерів ДПР та вводів 27,5 кВ – 4шт. ;

заміна трансформаторів струму фідерів к/мережі №№1,2,3,4,5,6 ОВ, ДПР-1, ДПР-2 ;

заміна приводів ПДН-35 на УМП3 – 8 шт. ;

заміна трансформаторів власних потреб типа – ТМЖ-320/25/0,23 – 2 шт. ;

заміна ОД-КЗ-110 та секційного вимикача СВ-110 на вакуумні вимикачі – 3 шт. ;

встановлення панелей РЗіА на ввода 110кВ – дві панелі ;

провести капітальний ремонт тягових трансформаторів – Т-1, Т-2 з заміною трасформаторного масла та сушкою обмоток трансформаторів ;

заміна вводів 110кВ тягових трансформаторів Т-1, Т-2 – 6 шт.;

заміна РПН на Т-1, Т-2;

заміна застарілої опорної та підвісної ізоляції ;

Заміна компенсації реактивної потужності ОРУ-27,5кВ.

**Обгрунтування реконструкції тягової п/ст. 110/27,5/10кВ «Славута»**

Реконструкція розподільчих підстанцій 35-110 кВ відбувається за рахунок комплексного підходу до виконання заходів. Першочергово виконується модернізація обладнання, що відпрацювало свій експлуатаційний ресурс, має дефекти в роботі, не забезпечує надійності роботи мереж та призводить до завищених втрат.

Заплановано проведення технічного переоснащення тягових п/ст 110 кВ з заміною застарілих силових трансформаторів, що відпрацювали свій експлуатаційний ресурс, пристрої регулювання напруги під навантаженням – РПН зношені, трансформатори мають завищені втрати в порівнянні з сучасними силовими трансформаторами в комплекті з мікропроцесорним захистом та автоматикою. Планом розвитку передбачена заміна 23 силових трансформаторів 110 кВ та 106 трансформаторів 35 кВ, подальша робота яких впливає на надійність та безаварійність електропостачання.

* метою підвищення надійності роботи електричних мереж, їх керування та захисту передбачається проведення ряду заходів з заміною застарілих комутаційних апаратів (ВД, КЗ, ПСН, масляні вимикачі) 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" в електричних мережах з напругою 110 кВ застосовуються елегазові та вакуумні вимикачі. В мережах з напругою 10-35 кВ передбачаються вакуумні вимикачі. Монтаж та заміна вимикачів 10-110 кВ планується в комплексі з модернізацією пристроїв РЗА та ПА з використанням сучасного обладнання з можливістю автоматичного керування, телевимірювання та телесигналізації.

заміна вимикачів ВВФ-2-27,5 кВ – 6 шт. ;

заміна вимикачів фідерів ДПР та вводів 27,5 кВ – 4шт. ;

заміна трансформаторів струму фідерів к/мережі №№1,2,3,4,5 ОВ, ДПР-1, ДПР-2 ; встановити додатковий реєстратор на ІДК «Регіна» на 32 канали ;

заміна приводів ПДН-35 на УМП3 – 8 шт. ;

заміна трансформаторів власних потреб – 2 шт. ;

заміна трасформаторів СЦБ – 2 шт. ;

заміна ДГА застарілого типу на сучасний ;

заміна ОД-КЗ-110 та секційного вимикача СВ-110 на вакуумні вимикачі – 3 шт. ;

встановлення панелей РЗіА на ввода 110кВ – дві панелі ;

провести капітальний ремонт тягових трансформаторів – Т-1, Т-2 з заміною трасформаторного масла та сушкою обмоток трансформаторів ;

**з**аміна РПН на Т-1, Т-2;

заміна компенсації реактивної потужності ОРУ-27,5кВ.

заміна застарілої опорної та підвісної ізоляції .

**Обгрунтування реконструкції тягової п/ст. 110/27,5/10кВ «Козятин-2»**

Реконструкція розподільчих підстанцій 35-110 кВ відбувається за рахунок комплексного підходу до виконання заходів. Першочергово виконується модернізація обладнання, що відпрацювало свій експлуатаційний ресурс, має дефекти в роботі, не забезпечує надійності роботи мереж та призводить до завищених втрат.

Заплановано проведення технічного переоснащення тягових п/ст 110 кВ з заміною застарілих силових трансформаторів, що відпрацювали свій експлуатаційний ресурс, пристрої регулювання напруги під навантаженням – РПН зношені, трансформатори мають завищені втрати в порівнянні з сучасними силовими трансформаторами в комплекті з мікропроцесорним захистом та автоматикою. Планом розвитку передбачена заміна 23 силових трансформаторів 110 кВ та 106 трансформаторів 35 кВ, подальша робота яких впливає на надійність та безаварійність електропостачання.

* метою підвищення надійності роботи електричних мереж, їх керування та захисту передбачається проведення ряду заходів з заміною застарілих комутаційних апаратів (ВД, КЗ, ПСН, масляні вимикачі) 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" в електричних мережах з напругою 110 кВ застосовуються елегазові та вакуумні вимикачі. В мережах з напругою 10-35 кВ передбачаються вакуумні вимикачі. Монтаж та заміна вимикачів 10-110 кВ планується в комплексі з модернізацією пристроїв РЗА та ПА з використанням сучасного обладнання з можливістю автоматичного керування, телевимірювання та телесигналізації.

**передбачено:**

заміна вимикачів фідерів ДПР та вводів 27,5 кВ – 4шт. ;

заміна трансформаторів струму фідерів к/мережі №№1,2,3,4,5,6,7,8,9 ОВ, ДПР-1, ДПР-2;

встановити додатковий реєстратор на ІДК «Регіна» на 32 канали ;

заміна приводів ПДН-35 на УМП3 – 10 шт. ;

заміна трансформаторів власних потреб – 3 шт. ;

заміна трасформаторів СЦБ – 3 шт. ;

передбачити будівництво будівлі для розміщення ДГА, та встановлення ДГА ;

заміна застарілих вимикачів 110кВ на вакуумні вимикачі – 6 шт. ;

провести капітальний ремонт тягових трансформаторів – Т-1, Т-2 з заміною трасформаторного масла та сушкою обмоток трансформаторів

**з**аміна РПН на Т-1, Т-2;

заміна компенсації реактивної потужності ОРУ-27,5кВ;

заміна застарілої опорної та підвісної ізоляції ;

**Обгрунтування реконструкції ПС 110/35/27,5 кВ "Рахни-тяга"** Заплановано першочергове виконання реконструкції електрообладнання, що відпрацювало свій експлуатаційний ресурс, має дефекти в роботі, не забезпечує надійності роботи мереж, а саме реконструкція системи оперативного струму тягової ПС-110/35/27,5 кВ “Рахни-тяга” ст. Рахни в частині заміни АБ та зарядного пристрою.

* **Обгрунтування реконструкції ПС 110/35/27,5 кВ "Баришівка»**

Технічне переоснащення ВРП-110 кВ: заміна МКП-110(1шт),РЗА

ПС 110/35/27,5 кВ "Баришівка» розташована в смт. Баришівка, схема ПС - місток з секційним вимикачем. Рік будівництва та введення в експлуатацію силового обладнання і ПРЗА – 1970.

Реконструкція 110/35/27,5 кВ "Баришівка»з заміною електрообладнання ВРУ-110, та зумовлена їх фізичним та моральним зносом внаслідок тривалої понаднормової експлуатації, перевищення комутаційного та механічного ресурсу обладнання.

Устаткування ВРУ-110 в наявності секційний масляний вимикач МКП-110, маслонаповнених трансформаторів напруги НКФ-110 та струму ТФНД-110, ошинування 110 кВ гнучке, підвішене на залізобетонних порталах. Основні характеристики вимикачів МКП-110 такі як швидкість включення-відключення та перехідний опір знаходяться на гранично допустимій нормі. Внаслідок сильного зношення механічних елементів ненадійно працюють приводи вимикачів. Промисловість більше не випускає вимикачі даного типу та запасних частин до них. Залізобетонні портали ПС мають значні ерозійні пошкодження, ошиновка та контактна система ВРУ-110 також піддались впливу корозії, приводи роз’єднувачів мають деформації, порушене їх регулювання, опорна ізоляція підлягає заміні внаслідок зниження ізоляційних характеристик.

**Обгрунтування будівництва та реконструкції ТПС-110/35/27,5кВ Фастів**

Планом розвитку 2018 році виготовлено проект на реконструкцію тягової підстанції Фастів ꞉Будівництво трансформаторної підстанції 35/10кВ у складі:,

ЗРУ-35 кВ з комірок КРПЗ-35 модульного типу;

ЗРУ-10 кВ з комірок КРПЗ-10 модульного типу; трансформаторів

ТМН-2500/35 кВ, 2500кВА, 35/10кВ - 2шт;

* Реконструкція ВРП-27,5кВ з заміною на нові комірки КРУН-27,5кВ;
* Будівництво кабельних ліній 35кВ (Т-3 - КРПЗ-35 ввіді;

Т-4 - КРГО-35, ввід2);

* Будівництво КЛ 27,5кВ (Т-3 - КРУН-27,5» ввіді; Т-4 - КРУН-27,5» ввід2);
* Реконструкція з модернізацією системи АСКОЕ;
* Реконструкція системи ТМ з заміною системи «ЛИСНА» на систему з використанням сучасних мікропроцесорних пристроїв;
* Встановлення реєстратора ІДК «РЕГІНА» на 32 канали та встановлення системи діагностування ВВ 'обладнання під напругою.
* Будівництво нових та реконструкцію існуючих маслоприймальних систем;
* Пожежну сигналізацію;
* Охоронну сигналізацію;
* Систему відеоспостереження з можливістю віддаленого доступу до системи;
* Реконструкцію освітлення території та приміщень, з приведенням до норм;
* Реконструкція систем опалення та вентиляції;
* Реконструкція кабельних каналів на ВРП-27,5кВ;
* Реконструкція грозозахисту, контуру заземлення, кіл зворотнього тягового струму.

**Реконструкція та технічне переоснащення**

Розташована тягова підстанція Фастів у Київській обл., м. Фастів, вул. Галафєєва, 103а. Дата включення в експлуатацію 11 жовтня 1963 р.

До складу існуючої ПС 110/27,5/35 кВ «Фастів-тягова» входить:

* ВРУ-110 кВ (на балансі Київобленерго);
* відкрито встановлені трансформатори T-З і Т-4 типу ТДТНЖ-40000/110, напругою 110/38,5/27,5кВ, схема Yh/ Yh/ Д-0-1 і (розташовані на території ПС 110/35/10 кВ «Фастів», належній Київобленерго);
* повітряний струмопровід дволанцюговий, довжиною 365 м, перерізом 2хАС 185/24, «Т-3,Т-4 - ВРУ 27,5кВ Фастів-тяга»;
* ВРУ 27,5кВ Фастів-тяга, що складається з 21 комірки:
* ввідні (вимикачі трифазні ВМКЭ-35, МКП-35/1000) - 2шт;

-підключення ТВП1, ТВП-2 (вимикачі трифазні ВМУЭ-35, МКП-35/І000) - 2шт;

-підключення ДПР Сухоліси, Брівки (вимикачі двофазні МКП-35/1000) - 2шт;

-фідер контактної мережі №1-№10 (вимикачі однофазні ВР27НС, ВМК-25) - 10шт;

-обхідний вимикач (однофазний ВМК-25) - 1шт;

-трансформатори напруги 2х 3HOM-35-54 - 2 шт;

-підключення ФКУ (ВМО-35/ЮОО, 2шт) - 1 шт;

-секційні розєднувачі СР1, СР2 (РЛНД-16-35/1000, 2шт, РЛПД-35/1000, 2шт,) - 1шт.

-Трансформатори власних потреб ТВП1, ТВП-2 (ТМ-320/27,5) - 2 шт;

-Щит 0,4кВ ГРЩ, з 4-х шаф зовнішнього встановлення - 1 шт;

-Розподільчий пункт КРУЗ 6(10)кВ СЦБ з 9-ти шаф зовнішнього встановлення - 1шт;

-Трансформатори СЦБ зовн. встановлення ТМ-100/10, ТМ-160/6, ТСМА-60/6 - Зшт;

-Реактор ФРОМ-3200/35 зовнішнього встановлення -1шт;

-Конденсатори КСП-1,05-120 - 1 комплект.

ВРУ-35кВ відсутнє, виводи 35кВ трансформаторів Т-3, Т-4 під’єднані до розрядників РВС-35кВ.

На території ПС Фастов-тяга розташовані будівлі:

-Щитів управління, майстерні, акумуляторної і службових приміщень;

-Будинок конденсаторів;

-Тимчасовий вагончик-майстерня;

-Тимчасова споруда зберігання обладнання.

Споживачі електроенергії ПС 110/27,5 кВ «Фастів-тяга»:

-споживачі контактної мережі напругою 27,5 кВ. Згідно до інформації замовника максимальна потужність «тяги» складає Р= 15510кВт, <3=8140кВАр, 8=17516,ЗкВА,

Со8=0,885;

-спожівачі РПС-ІОкВ (ТП-10, ТП-17, ТП-14, ТП-49). Згідно до інформації замовника максимальна потужність складає Р=221бкВт,~(3=596кВАр, 8=2294,75кВА, Соя=0,97;

-власні потреби ПС на напрузі 380/220В ( електроосвітлення, електроопалення, вентиляція, живлення пристроїв постійного струму, систем РЗА, АСКОЕ, СЦБ...).

# 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

Враховуючи термін експлуатації трансформаторів необхідно провести наступну заміну трансформаторів:

* трансформатори, що відпрацювали більше 40 років:
* трансформатори 110 кВ – 43 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 47шт.;
* трансформатори, що відпрацювали від 35 до 39 років:
* трансформатори 150 кВ – 6 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 10 шт.;
* трансформатори, що відпрацювали від 30 до 34 років:
* трансформатори 150 кВ – 11 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 1
* 0 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 кВ. Потреба в першочерговій реконструкції високовольтного обладнання в період до 2024 року становить:

* ВД/КЗ та вимикачі, що відпрацювали більше 40 років:
* ВД/КЗ-110 кВ – 12 шт.;
* ВД/КЗ-35 кВ – 0 шт.;
* масляні вимикачі 110 кВ – 51 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ –18 шт.;
* масляні вимикачі 27,5 кВ (ДПР) – 39 шт
* масляні вимикачі 10(6) кВ – 198 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 35 до 39 років:
* масляні вимикачі 110 кВ – 20 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ –2 шт.;
* масляні вимикачі 27,5 кВ (ДПР) – 0 шт
* масляні вимикачі 10(6) кВ – 41 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали від 30 до 34 років:
* масляні вимикачі 110 кВ – 0 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 2 шт.;
* масляні вимикачі 27,5 кВ (ДПР) – 0 шт
* масляні вимикачі 10(6) кВ – 27 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 господарства електропостачання «Південно-Західної 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 тягових 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 ТПС, 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 реконструкції 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.

Табл. 28.1. Перелік необхідної реконструкції основного силового обладнання по підстанційно, а також орієнтовні роки проведення реконструкції.

| **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** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Вінницька область** | | | | | | | | | | |
| ПС 110/10 кВ “Козятин-тяга” | Вінницька обл. Козятин-ський р-н | опорна |  |  |  | Проектні роботи |  | 2022 | 3 |
| 110 | трансформатор | 1 | Заміна Т-1 110/27,5/10 кВ 40 МВА | Обладнання відпрацювало більше 40 років | 2023 | 38,7 |
| 110 | трансформатор | 1 | Заміна Т-2 110/27,5/10 кВ 40 МВА | Обладнання відпрацювало більше 40 років | 2025 | 38,7 |
| 110 | вимикач | 6 | Заміна вимикачів | В експлуатації більше 40 років | 2024 | 7 |
| 110 | РЗА | 7 | Заміна основного захисту на напрузі 110 кв | Морально застаріле обладнання |
|  |  |  |  |  |  |  | **Заг. вартість** |  | **108,82** |
| ПС 110/27,5/10 “Тюшки-тяга” | Вінницька обл., Вінницький р-н, с. Лука-Мелешківська, ст. Тюшки, 4 | Транзитна |  |  |  | Проектні роботи |  | 2022 | 3 |
| 110 | вимикач | 6 | Заміна вимикачів | В експлуатації більше 40 років | 2023  2023 | 20 |
| 110 | РЗА | 7 | Заміна основного захисту на напрузі 110 кВ | Морально застаріле обладнання |
|  |  |  |  |  |  |  | **Заг. вартість** |  | **101,35** |
| ПС 110/27,5/10  “Подільська-тяга” | Вінницька обл., м. Жмеринка, вул. Барляєва, 4Б | Тупікова |  |  |  | Проектні роботи |  | 2021 | 1,8 |
| 110 | вимикач | 6 | Заміна вимикачів | В експлуатації більше 40 років | 2023 | 18,6 |
| 110 | роз’єднувач | 6 | Заміна роз’єднувачів | В експлуатації більше 40 років | 2022 | 10 |
| 110 | РЗА | 7 | Заміна основного захисту на напрузі 110 кв | Морально застаріле обладнання | 2023 | 5,35 |
|  |  |  |  |  |  |  | **Заг. вартість** |  | **102,7** |
| ПС 110/35/27,5 “Рахни-тяга” | Вінницька обл., Шаргородський р-н, с.Рахни-Лісові, вул.Вишнева, 1А | Транзитна | 110 | АБ | 1 | Заміна акумуляторної батареї та зарядного пристрою | В експлуатації більше 40 років | 2020 | 1,8 |
|  |  |  |  |  |  | **Загальна вартість по Вінницькій області** | |  | **314,67** |
| **Житомирська область** | | | | | | | | | | |
| ПС 150/35/10 кВ “Чуднів-тяга**”** | Житомирьска обл., Чуднівський район, с. Вільшанка, ст. Чуднів-Волинський | Транзитна | 110 | ВД-КЗ | 1 | Іс.ш. | Встановлення елегазового вимикача 110кВ | 2021 | 7,5 |
| 110 | ВД-КЗ | 1 | Іс.ш. | Встановлення елегазового вимикача 110кВ |
| 110 | СВ-110 | 1 | Заміна секційного вимикача марки МГ-110кВ | Морально застаріле обладнання |
| 110 | Заміна захисту | 2 | Ввод-110 Т-1, ввод-Т-2, СВ-110 | Морально застаріле обладнання |
| 110 | роз’єднувачі | 8 | Заміна розєднувачів РНДЗ-110 | В експлуатації більше 40 років | 2022 | 6 |
| 110 | ТН | 7 | Заміна ТН | В експлуатації більше 40 років |
| 110 | ТС | 6 | Заміна ТС | В експлуатації більше 40 років |
| 35 | ВМК-35 | 8 | Заміна масляних вимикачів на вакуумні | В експлуатації більше 40 років | 2022 | 5,0 |
| 35 | роз’єднувач | 16 | Заміна роз’єднувачів | В експлуатації більше 40 років | 2023 | 6 |
| 35 | ТН | 6 | Заміна ТН | В експлуатації більше 40 років |
| 35 | ТС | 18 | Заміна ТС | В експлуатації більше 40 років |
| 35 | РЗА | 4 | Заміна захисту на ПЛ-35кВ | Морально застаріле обладнання |
| 27,5 | вимикачі | 13 | ВМК-35 вводів ДПР, ТСН, ВМК-27 | Морально застаріле обладнання | 2024 | 4,5 |
| 27,5 | ТВП | 2 | Заміна трансформаторів власних потреб | Морально застаріле обладнання |
| 27,5 | РЗА | 4 | Заміна основного захисту | Морально застаріле обладнання |
| 27,5 | роз’єднувач | 27 | Заміна 2-хта 1-но полюсних роз’єднувачів на нові | Морально застаріле обладнання | 2024 | 2,6 |
| 27,5 | ТН-27,5 | 2 | Встановлення комірки власних потреб | Морально застаріле обладнання | 2024 | 1,2 |
| 10 | КРУН-10кВ | 10 | Заміна комірок КРУН-10кВ | В експлуатації більше 40 років | 2020 | 6 |
| 10 | РЗА | 8 | Заміна основного захисту | Морально застаріле обладнання |
| 6 | КРУН-6кВ | 13 | Заміна комірок КРУН-6кВ | В експлуатації більше 40 років | 2020 | 5 |
| 6 | РЗА | 8 | Заміна основного захисту | Морально застаріле обладнання |
|  |  |  |  |  |  |  | **Заг. вартість** |  | **89,36** |
| ТПС 110/27,5/10кВ "Звягель" | Житомир.обл. м.Новоград-Волинський, вул. Шепетівська,5а | транзитна | 110 | система визначення пошкоджень | 1 | Встановлення нової | Відсутнє обладнання | 2020 | 1,3 |
|  |  |  |  |  |  |  | **Заг. вартість** |  | **1,3** |
|  |  |  |  |  |  | **Загальна вартість по Житомирській області** | |  | **90,66** |
| **Київська область** | | | | | | | | | | |
| ТПС-110/35/27,5кВ Боярка | Київська обл., м. Боярка вул. Ленінградська,7-а | Відпаєчна |  |  |  | Проектні роботи |  | 2020 | 2,75 |
|  |  |  | 110 | трансформатор | 1 | Т-3 | Встановлення додаткового трансформатора | 2021 | 21,03 |
|  |  |  | 110 | КРУЕ | 2 | Встановлення КРУЕ-110кВ з елегазовою ізоляцією | Заміна обладнання | 2021 | 55,3 |
|  |  |  | 35(27,5) | вимикач | 1 | Заміна ВМК-35 на фідерах  Т-1, Т-2 27,5кВ | Морально застаріле обладнання на вакуумне | 2022 | 7,5 |
|  |  |  | 35 | вимикач | 5 | Заміна ВМК-35 на фідерах  В вводу Т-1  В вводу Т- В ф35кВ Київ-Вол, Глеваха, Гнатівка В-35 ТРН-1,-ТРН-2,СВ-35 | Морально застаріле обладнання |
|  |  |  | 35(27,5) | ТН | 8 | Заміна ТН | Морально застаріле обладнання |
|  |  |  | 27,5 | вимикач | 1 | новий блок ввідного вакуумного вимикача трансформатора Т-3 | Відсутнє обладнання |
|  |  |  | 10 | вимикач | 19 | В ф. 10кВ 103,1590, 104,638,111-1, 298, В-10 ТРН-1,2  В-10 ТВП-1,2, 15-1, 15-2,195,ПЕ Київ, ПЕ К.Вол-Мот, 780, СВ-10, ШВ-10-1, ШВ-10-2 | Морально застаріле обладнання | 2023 | 2,2 |
|  |  |  |  |  |  |  | **Загальна вартість** |  | **222,86** |
| ТПС-110/35/27,5кВ Буча | Київська обл., м.Буча, вул Тарасівська,2 | Відпаєчна |  |  |  |  | Проектні роботи | 2020 | 2,68 |
| 110 | трансформатор | 1 | Т-3 | Встановлення додаткового трансформатора | 2022 | 21,03 |
| 35 | вимикач | 6 | Заміна ВМКЕ-35 на фідерах  В -35 Гостомель №1, В-35 Гостомель №2,  В-35 Рубежівка  В-35 Мостище В-35 ТВП-1  В-35 ТВП-2 | Морально застаріле обладнання | 2023 | 5,8 |
| 27,5 | вимикач | 2 | Заміна ВМК-35 на фідерах  Т-1 27,5кВ  Т-2 27,5кВ | Морально застаріле обладнання |
| 35(27,5) | ТН | 4 | Заміна ТН | Морально застаріле обладнання |
|  |  |  |  |  |  |  | **Заг. вартість** |  | **206,53** |
| ТПС-110/27,5/10кВ Підгірці | Київська обл., Києво-Святошинський р-н, с.Ходосівка  Залізнична,3 | Транзитна |  |  |  |  | Проектні роботи | 2022 | 2,8 |
| 110 | вимикач | 1 | Заміна МКП-110 СВ-110 | Морально застаріле обладнання | 2023 | 1,2 |
| 27,5 | вимикач | 3 | Заміна ВМК-35 на фідерах  ТВП-1, ТВП-2  Т-2 27,5кВ | Морально застаріле обладнання | 2024 | 4 |
| 10 | вимикач | 6 | Заміна ВМП-10 на фідерах  ф 10кВ ПЕ-1,2 ф4026-1,2 «Арсенал», «Симетр тр-р» | Морально застаріле обладнання |
|  |  |  |  |  |  |  | **Заг. вартість** |  | **15,2** |
| ТПС-110/27,5/10кВ Новосілки | Київська обл., Кагарлицький р-н, с.Новосілки вул.Залізнична,32 | Транзитна |  |  |  | Проектні роботи |  | 2024 | 2,5 |
| 27,5 | вимикач | 4 | Заміна ВМК-35 на фідерах  ТВП-1, ТВП-2  Т-1 27,5кВ  Т-2 27,5кВ | Морально застаріле обладнання | 2025 | 2,5 |
| 10 | вимикач | 11 | Заміна ВМП-10 на фідерах  Ввод 10кВ Т-1 Ввод10кВ Т-2,  СВ-10 ф 10кВ ПЕ-1,2 ф№4«Новосілки»,«Симетр тр-р»  ф 10кВ№39 «маяк»,  №40  «Прогрес» | Морально застаріле обладнання | 2025 | 1,6 |
|  |  |  |  |  |  |  | **Заг.вартість** |  | **25,7** |
| ПС-35/10 Київ-Волинський | Київська обл., м.Київ, вул. Миру, 24 | опорна | 35 | трансформатор | 1 | Заміна ТРН-1 ТМН-6300/35  6,3 МВА | Обладнання відпрацювало більше 40 років | 2020-2021 | 48 |
| 35 | вимикач | 12 | Заміна ВМК-35Е на фідерах  В-35 "Гарнізонна"  В-35 "Святошино"  В-35 ШСВ  В-35 "Мотовилівка"  В-35 "Боярка" В-35 "Відрадний-А" В-35 "Відрадний-Б"  В-35 "Будівельна-А"  В-35 "Будівельна-Б"  В-35 ТВП-1  В-35 ТВП-2  В-35 ТРН | Морально застаріле обладнання |
| 10 | вимикач | 11 | Заміна ВМП-10 на фідерах  В-10 "ТРН-1,2"  ф 10кВ ПЕ-1,2 | Морально застаріле обладнання |
| 35(27,5) | ТН | 6 | Заміна трансформаторів струму | Морально застаріле обладнання |
|  |  |  |  |  |  |  | **Заг.вартість** |  | **58,61** |
| ПС 110/35/27,5 кВ «Сухоліси» | Київська обл., Білоцерківський р-н. | відпаєчна | 110 | Акумуляторна батарея | 1 | Замін акумуляторної батареї на нову | Морально застаріле обладнання | 2020 | 3,8 |
|  |  |  |  |  |  |  | **Заг. вартість** |  | **3,8** |
| ПС 110/35/27,5 кВ «Фастів» | Київська обл., Фастівський р-н. | опорна | 35 | Трансформатор | 2 | Т-5,Т-6 | Відсутнє обладнання | 2021 | 6,5 |
| 35 | КРПЗ-35 | 12 | Будівництво нової | Відсутнє обладнання | 2021 | 4 |
| 35 | вимикачі | 9 | Будівництво нової | Відсутнє обладнання | 2021 | 2,5 |
| 27,5 | Трансформатор | 2 | - | Заміна з 320кВА на 400кВА | 2022 | 4,0 |
| 27,5 | Комірки КРУ-27,5 | 21 | Заміна | Заміна існуючого обладнання на КРУН-27,5кВ | 2022 | 6,0 |
| 10 | КРПЗ-10 | 12 | Будівництво нової | Відсутнє обладнання | 2023 | 3,0 |
| 10 | вимикачі | 11 | - | Відсутнє обладнання | 2023 | 3,0 |
|  |  |  |  |  |  |  | **Заг. вартість** |  | **83,33** |
| ПС 110/35/27,5 кВ «Миронівка» | Київська обл., Миронівський р-н. м. Миронівка, вул. Елеваторна 1-б | опорна |  |  |  | Проектні роботи |  | 2020 | 2,8 |
| 110 | Трансформатор | 2 | Заміна трансформаторів Т-1, Т-2 | Морально застаріле обладнання | 2022 | 30,5 |
|  |  | 110 | Вимикач | 8 | Заміна МКП-110 | Морально застаріле обладнання | 2021 | 18 |
|  |  |  | 110 | Заміна захисту | 11 | ПЛ-110кВ, ДЗШ-110, ПРВВ-110 | Морально застаріле обладнання |
|  |  |  | 110 | роз’єднувачі | 40 | Заміна роз’єднувачів РНДЗ-110 | В експлуатації більше 40 років |
|  |  |  | 110 | ТН | 6 | Заміна ТН | В експлуатації більше 40 років | 2023 | 6,8 |
|  |  |  | 110 | ТС | 36 | Заміна ТС | В експлуатації більше 40 років | 4,7 |
|  |  |  | 35 | Масляні вимикачі | 6 | Заміна масляних вимикачів ВМД-35, ВМК-35 на вакуумні | В експлуатації більше 40 років | 2023 | 8,9 |
|  |  |  | 35 | роз’єднувач | 12 | Заміна роз’єднувачів | В експлуатації більше 40 років |
|  |  |  | 35 | ТН | 6 | Заміна ТН | В експлуатації більше 40 років |
|  |  |  | 35 | ТС | 15 | Заміна ТС | В експлуатації більше 40 років |
|  |  |  | 35 | Трансформатор | 2 | Заміна силових трансформаторів ТМ-4000/35 | Морально застаріле обладнання | 2024 | 2,5 |
|  |  |  | 35 | РЗА | 4 | Заміна захисту на ПЛ-35кВ | Морально застаріле обладнання | 2023 | 2,0 |
|  |  |  | 27,5 | вимикачі | 14 | МКП-35, ВВФ-27,5 | Морально застаріле обладнання | 2021 | 1,6 |
|  |  |  | 27,5 | ТВП | 2 | Заміна трансформаторів власних потреб | Морально застаріле обладнання | 2023 | 0,31 |
|  |  |  | 27,5 | РЗА | 4 | Заміна основного захисту | Морально застаріле обладнання | 2021 | 2,86 |
|  |  |  | 27,5 | роз’єднувач | 27 | Заміна 2-хта 1-но полюсних роз’єднувачів на нові | Морально застаріле обладнання | 2023 | 2,6 |
|  |  |  | 27,5 | ТН | 4 | Заміна ЗНОМ-35 | Морально застаріле обладнання | 2023 | 0,3 |
|  |  |  | 27,5 | ТС | 22 | Заміна ТС | Морально застаріле обладнання | 0,8 |
|  |  |  | 27,5 | розрядники | 21 | Заміна розрядників РВС-35, РВМ-35 на ОПН | Морально застаріле обладнання | 2021 | 1,8 |
|  |  |  | 10 | вимикачі | 10 | Заміна ВМП-10, ВКЕ-10 | Морально застаріле обладнання | 2024 | 2,5 |
|  |  |  | 10 | ТС | 14 | Встановлення трансформаторів струму | Морально застаріле обладнання |
|  |  |  |  |  |  |  | **Заг. вартість** |  | **129,8** |
|  |  |  |  |  |  | **Загальна вартість по Київській області** | |  | **745,8** |
| **Сумська область** | | | | | | | | | | |
| ПС 110/27,5/10 кВ “Хутір-Михайлівський” | Сумська обл., Середино- Будський р-н | Опорна | 110 | ТН | 9 | Заміна ТН | Морально застаріле обладнання | 2023 | 6 |
|  |  |  | 110 | вимикач | 6 | Заміна вимикачів | В експлуатації більше 40 років |
|  |  |  | 110 | РЗА | 8 | Заміна основного захисту на напрузі 110 кв | Морально застаріле обладнання |
|  |  |  | 35 | вимикач | 2 | Заміна вимикачів | В експлуатації більше 40 років | 2022 | 5,5 |
|  |  |  | 35 | РЗА | 2 | Заміна основного захисту на напрузі 27,5 кв | Морально застаріле обладнання |
|  |  |  |  |  |  |  | **Заг. вартість** |  | **91,2** |
| ПС 110/27,5/10 кВ “Терещенська” | Сумська обл., Шосткинський р-н | опорна | 110 | ТН | 9 | Заміна ТН | Морально застаріле обладнання | 2024 | 1,1 |
| 110 | вимикач | 7 | Заміна вимикачів | В експлуатації більше 40 років | 2,6 |
| 110 | РЗА | 8 | Заміна основного захисту на напрузі 110 кв | Морально застаріле обладнання | 4,5 |
| 35 | вимикач | 2 | Заміна вимикачів | В експлуатації більше 40 років | 2020 | 1,8 |
| 35 | ТС | 4 | Заміна ТС | В експлуатації більше 40 років | 0,9 |
| 35 | РЗА | 2 | Заміна основного захисту на напрузі 27,5 кв | Морально застаріле обладнання | 2,8 |
|  |  |  |  |  |  |  | **Заг. вартість** |  | **89,12** |
| ПС 110/35/27,5 кВ “Мельня” | Сумська обл., Конотопський р-н | відпаєчна |  |  |  | Проектні роботи |  | 2024 | 2,9 |
| 110 | ТН | 6 | Заміна ТН | Морально застаріле обладнання | 2025 | 1,1 |
| 110 | РЗА | 2 | Заміна основного захисту на напрузі 110 кв | Морально застаріле обладнання | 3,5 |
| 35 | вимикач | 6 | Заміна вимикачів | В експлуатації більше 40 років | 2025 | 1,1 |
| 35 | РЗА | 6 | Заміна основного захисту на напрузі 27,5 кв | Морально застаріле обладнання | 2,9 |
| 35 | ТН | 6 | Заміна ТН | Морально застаріле обладнання | 0,31 |
|  |  |  |  |  |  |  | **Заг.вартість** |  | **78,8** |
| ВРП-27,5кВ «Конотоп» | Сумська область, Конотопський р-н, м. Конотоп | відпайка | 27,5 | Трансформатор | 1 | Встановити додатковий ТМЖ-5600/27,5кВ | Відсутнє обладнання | 2022 | 14 |
| 27,5 | Вимикачі | 2 | Встановлення блоків вимикачів БВЗ-27,5 | Відсутнє обладнання |
| 10 | Модуль РП-П-10кВ | 3 | Встановлення модулів РП-10кВ (в яких роозташовано 24 комірки10кВ0 | Відсутнє обладнання |
|  |  |  |  |  |  |  | **Заг.вартість** |  | **18,3** |
|  |  |  |  |  |  | **Заг.вартість по Сумській області** | |  | **277,42** |
| **Хмельницька область** | | | | | | | | | | |
| Не планується |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **Чернігівська область** | | | | | | | | | | |
| ПС 110/35/27,5 кВ “Бахмач” | Чернігівська обл., м.Бахмач | транзитна |  |  |  | Проектні роботи |  | 2020 | 1,5 |
| 110 | ТН | 6 | Заміна ТН | Морально застаріле обладнання | 2026 | 0,9 |
| 110 | вимикач | 3 | Заміна вимикачів | В експлуатації більше 40 років | 2026 | 1,6 |
| 35 | вимикач | 5 | Заміна вимикачів | В експлуатації більше 40 років | 2026 | 1,5 |
| 35 | РЗА | 6 | Заміна основного захисту на напрузі 27,5 кв | Морально застаріле обладнання | 2026 | 2,9 |
| 35 | ТН | 6 | Заміна ТН | Морально застаріле обладнання | 2026 | 0,3 |
| 35/10 | Трансформатор | 1 | Заміна трансформатору ТД-10000/35 ТРН1-35 | Морально застаріле та фізично зношене обладнання | 2026 | 10,2 |
|  |  |  |  |  |  |  | **Заг.вартість** |  | **78,2** |
| ПС 110/27,5/10 кВ “Крути” | Чернігівська | транзитна | 110 | АБ | 1 | Заміна АК | Морально застаріле та фізично зношене обладнання | 2020 | 1,83 |
|  |  |  | Проектні роботи |  | 2024 | 2,5 |
| 110 | ТН | 6 | Заміна ТН | Морально застаріле обладнання | 2025 | 0,8 |
| 110 | ВД-КЗ-110 | 10 | Заміна ВД-КЗ-110 | Морально застаріле та фізично зношене обладнання | 2025 | 5,2 |
| 35 | вимикач | 2 | Заміна вимикачів | В експлуатації більше 40 років | 2026 | 1,5 |
| 35 | РЗА | 2 | Заміна основного захисту на напрузі 27,5 кв | Морально застаріле обладнання | 2026 | 3 |
|  |  |  |  |  |  |  | **Заг. вартість** |  | **66,3** |
|  |  |  |  |  |  | **Загальна вартість по Чернігівській області** | |  | **144,5** |
|  |  |  |  |  |  | **Загальна вартість по регіональній філії «Південно-Західна залізниця»** | |  | **1573,05** |

Табл. 28.2. **Також, Планом Розвитку рекомендується встановити вимірювальні трансформатори , орієнтовною загальною вартістю 9,485 млн. грн, на наступних ПС:**

| **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** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Вінницька область** | | | | | | | | | | |
| ПС Сосонка-тяга | Вінницька обл., калинівський район | опорна | 110 | Трансформатор напруги | 3 | НКФ-123 ІІ У1 на І с.ш. 110 кВ | Переведення обліку на межу балансової належності | 2020 | 0,4 |
| ПС Подільська- тяга | Вінницька обл., м.Жмеринка | тупікова | 35 | Трансформатор струму | 4 | ТФЗМ-35 на ф.ДПР «Комарівці», ф.ДПР «Рахни» | Встановлення трансформаторів струму (ТС)-35кВ класом точності 0,5S | 2020 | 0,2 |
| ПС Рахни-тяга | Вінницька обл, Шаргородський ра-н | транзитна | 35 | Трансформатор струму | 4 | ТФЗМ-35 на ф. «ДПР Жмеринка», ф. «ДПР Вапнярка» | Встановлення трансформаторів струму (ТС)-35кВ класом точності 0,5S | 2020 | 0,2 |
| **Житомирська область** | | | | | | | | | | |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **Київська область** | | | | | | | | | | |
| ПС Тетерів | Київська обл., Києво-Святошинський р-н | Опорна | 110 | Трансформатор струму | 4 | ТФНД-110М 600/5 на ВЛ-110кВ «Немішєво» фаза «С», ОМВ-110кВ фаза «С», Т-2-110кВ фаза «А», Т-2-110кВ фаза «В» | Прилад не відповідає вимогам ДСТУ IEC 60044-1:2008  Похибка перевищує допустиму | 2020 | 0,5 |
| ПС Тетерів | Київська обл., Києво-Святошинський р-н | Опорна | 110 | Трансформатор напруги | 4 | НКФ-110 замість ТН-110 фаза «С», ТН-110 №2, фаза «А», ТН-110 №2 фаза «В», ТН-110 фаза «С» | Прилад не відповідає вимогам ДСТУ IEC 60044-1:2008  Похибка перевищує допустиму | 2020 | 0,5 |
| ПС -Бобрик | Київська обл, Броварський р-н | Транзитна | 110 | Трансформатор струму | 9 | Встановлення ТС Вв-110-1,2,СВ | Встановлення трансформаторів струму (ТС)-110кВ класом точності 0,5S існуючі в експлуатації більше 50 років які за класом точності не відповідають НТД | 2021 | 0,63 |
| ПС -Бобрик | Київська обл, Броварський р-н | Транзитна | 110 | Трансформатор напруги | 6 | Встановлення ТН Вв-110-1,2. | Встановлення трансформаторів напруги (ТН)-110кВ класом точності 0,5S існуючі в експлуатації більше 50 років які за класом точності не відповідають НТД | 2021 | 0,84 |
| ПС -Бобрик | Київська обл, Броварський р-н | Транзитна | 10 | Трансформатор струму | 22 | Встановлення ТС Вв-10-1,2,СВ,ф.10кВ | Встановлення трансформаторів струму (ТС)-110кВ класом точності 0,5S існуючі в експлуатації більше 50 років які за класом точності не відповідають НТД | 2021 | 0,44 |
| ПС -Бобрик | Київська обл, Броварський р-н | Транзитна | 10 | Трансформатор напруги | 4 | Встановлення ТН Вв-10-1,2. | Встановлення трансформаторів напруги (ТН)-10кВ класом точності 0,5S існуючі в експлуатації більше 50 років які за класом точності не відповідають НТД | 2021 | 0,12 |
| ПС Миронівка | Київська обл., Миронівський р-н. м. Миронівка, вул. Елеваторна 1-б | опорна | 110 | Трансформатор напруги | 6 | Заміна НКФ-110 на І та ІІ с.ш. 110кВ | Встановлення трансформаторів напруги (ТН)-110кВ класом точності 0,5S існуючі в експлуатації більше 50 років які за класом точності не відповідають НТД | 2020 | 0,8 |
| **Сумська область** | | | | | | | | | | |
| ПС Хутір-Михайлівський | Сумська обл., Середино- Будський р-н | опорна | 110 | Трансформатор струму | 6 | Заміна ТФНД-110 на Вв-1, Вв-2 | Встановлення трансформаторів напруги (ТН)-110кВ класом точності 0,5S існуючі в експлуатації більше 50 років які за класом коефіцієнту трансформації не відповідають НТД | 2022 | 0,8 |
| ПС Хутір-Михайлівський | Сумська обл., Середино- Будський р-н | опорна | 10 | Трансформатор струму | 8 | Заміна ТПЛ-10 на ф. Юрасівка, Город, Нікітськоє, Завод, | Встановлення трансформаторів напруги (ТС)-10кВ класом точності 0,5S існуючі в експлуатації більше 50 років які за класом точності не відповідають НТД | 2023 | 0,08 |
| ПС Терещенська | Сумська обл., Шосткинський р-н | Опорна | 10 | Трансформатор струму | 2 | Заміна ТПЛ-10 на ф. Сахзавод | Встановлення трансформаторів напруги (ТС)-10кВ класом точності 0,5S існуючі в експлуатації більше 50 років які за класом точності не відповідають НТД | 2020 | 0,025 |
| ПС Терещенська | Сумська обл., Шосткинський р-н | Опорна | 10 | Трансформатор напруги | 2 | Заміна НТМИ-10 на ТН-1,3 | Заміна дефектних трансформаторів напруги | 2023 | 0,025 |
| ПС Мельня | Сумська обл., Конотопський р-н | відпаєчна | 35 | Трансформатор напруги | 3 | Заміна ЗНОМ-35  ТН-1, ТН-2 | Заміна дефектних трансформаторів напруги | 2020 | 0,2 |
| **Чернігівська область** | | | | | | | | | | |
| ПС Носівка | Чернігівська обл., м. Носівка | Транзитна | 110 | Трансформатор струму | 5 | Встановлення ТС Вв-110-1,2, | Встановлення трансформаторів струму (ТС)-110кВ класом точності 0,5S існуючі в експлуатації більше 50 років які за класом точності не відповідають НТД | 2022 | 0.35 |
| ПС Носівка | Чернігівська обл., м. Носівка | Транзитна | 35 | Трансформатор струму | 16 | Встановлення ТС Вв.Т-3,4; Вв-27,5-1,2; ДПР-1,2; ТСН-1,2 | Встановлення трансформаторів струму (ТС)-110кВ класом точності 0,5S існуючі в експлуатації більше 50 років які за класом точності не відповідають НТД | 2020 | 0,8 |
| ПС Носівка | Чернігівська обл., м. Носівка | Транзитна | 10 | Трансформатор струму | 16 | Встановлення ТС Вв-10-1,2,СВ,ф.10кВ | Встановлення трансформаторів струму (ТС)-110кВ класом точності 0,5S існуючі в експлуатації більше 50 років які за класом точності не відповідають НТД | 2022 | 0,32 |
| ПС Крути | Чернігівська обл. Борднянський р-н | транзитна | 110 | Трансформатор струму | 2 | Заміна ТФНД-110 600/5 на Т-1, Т-2 | Заміна пошкоджених ізоляторів (по зауваженням Держенергонагляду) | 2020 | 0,3 |
| ПС Бахмач | Чернігівська обл. Бахмачський р-н, м. Бахмач | транзитна | 35 | Трансформатор напруги | 4 | Заміна ЗНОМ-35 на ТН-1, ТН-2 | Встановлення трансформаторів струму (ТС)-110кВ класом точності 0,5S існуючі в експлуатації більше 50 років які за класом точності не відповідають НТД | 2023 | 0,2 |
| 10 | Трансформатор струму | 4 | Заміна ТПЛ-10 на ф. ТП-403, ТП-405 | Встановлення трансформаторів струму (ТС)-10кВ класом точності 0,5S існуючі в експлуатації більше 50 років які за класом точності не відповідають НТД | 2023 | 0,08 |
| 10 | Трансформатор напруги | 2 | Заміна НТМИ-10 на ТН-1, ТН-3 | Встановлення трансформаторів струму (ТН)-10кВ класом точності 0,5S існуючі в експлуатації більше 50 років які за класом точності не відповідають НТД | 2022 | 0,025 |
| **Хмельницька область** | | | | | | | | | | |
| ПС Славута-тяга | Хмельницька обл. м.Славута, | транзитна | 110 | Трансформаторів струму | 6 | Встановлення ТG-145 | Встановлення трансформаторів струму (ТС)-110кВ класом точності 0,5S в на межі балансової належності | 2020 | 0,7 |
| ПС Славута-тяга | Хмельницька обл. м.Славута, | транзитна | 110 | Трансформатор напруги | 6 | Встановлення НКФ-110кВ | Встановлення трансформаторів напруги (ТН)-110кВ класом точності 0,5S в на межі балансової належності | 2020 | 0,75 |
| ПС Комарівці- тяга | Хмельницька обл., Деражнянський р-н | транзитна | 35 | Трансформатор струму | 4 | ТФЗМ -35 на ф.»ДПР Жмеринка», ф. «ДПР Гречани» | Встановлення трансформаторів струму (ТС)-35кВ класом точності 0,5S | 2020 | 0,2 |

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

Для виконання передбачених Планом розвитку заходів з будівництва, реконструкції та технічного переоснащення електричних мереж 0,4-110 кВ регіональної філії «Південно-Західна залізниця» АТ «Укрзалізниця» потребуються значні капіталовкладення в енергетику. Ситуація, що склалась на сьогоднішній час, не дає можливості виконати в повному обсязі передбачені Планом розвитку заходи в зв’язку з недостатнім обсягом фінансування інвестиційної програми. Лише за рахунок переходу на стимулююче тарифоутворення можливо якісно провести реконструкцію електричних мереж Київської, Житомирської, Вінницької, Сумської та Чернігівської областей. Нинішні обсяги фінансування покривають лише частину необхідних капіталовкладень, які не забезпечують комплексного підходу до реконструкції, а лише до вибіркової ліквідації порушень в роботі енергосистеми. Основними джерелами фінансування заходів є амортизаційні відрахування, прибуток від ліцензованої діяльності, доходи від економії ТВЕ, реактивної електроенергії та інший додатковий дохід. Загалом на реалізацію заходів Плану розвитку на реалізацію заходів по мережам 20-110 кВ необхідні кошти в розмірі 1573,05 млн. грн. Реалізація запропонованих заходів дозволить:

– підвищити надійність електропостачання споживачів;

– поліпшити показники якості електричної енергії;

– зменшити технологічні витрати електричної енергії в мережах;

– поліпшити управління електричними мережами та наблизити їх до концепції інтелектуальних електричних мереж Smart Grid та цифрових підстанцій.

Економічна ефективність капіталовкладень в енергетику визначається згідно ГКД 340.000.002-97 «Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі». Методика призначена для визначення економічної ефективності капітальних вкладень у нове будівництво та реконструкцію електричних мереж. При цьому розрахунковий період, який визначає ефективність інвестицій, рівний сумі періоду будівництва до введення об'єкту електричних мереж (або його першої черги) і періоду експлуатації. Період експлуатації об'єкту електричних мереж як правило приймається 20 років. Розрахунок доходу від надходжень за послуги розподілу електроенергії, а також вартості втрат в мережі виконується відповідно діючим тарифам на електроенергію.

Даним розділом визначається загальноекономічна ефективність від реалізації/впровадження інвестицій передбачених Планом розвитку заходів у цілому для Компанії за сумарними витратами і результатами згідно ГКД 340.000.001-95 та ГКД 340.000.002-97.

Так як впровадження інвестиційної програми виконується на протязі року і поточні показники постійні на протязі всього розрахункового періоду, то основним крітеріальним показником вважаємо інтегральний ефектПдс, 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 = 452 421 тис. грн.

Капітальні вкладення, які заплановані в 2020-2024 роках

К = 1 573 050 тис. грн.

Розраховуємо показник ефективності капіталовкладень (інтегральний ефект)

Пдс = (0+452 421)/0,18 – 1 573 050 = 940 400

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 добавленням ліквідної або залишкової вартості) до капітальних вкладень:

Rі = (Прт + Арт + Лт) /К

Розраховуємо рентабельність інвестицій

Rі = (0+452 421+835428)/1573050 = 0,82

Rі = 0,82 > Е = 0,18

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

Ток= 1/Rі = 1/0,82 = 1,22

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 = 5,56

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 «Південно-Західна залізниця» АТ «Укрзалізниця» на період 2020 – 2024 рр.

# Висновки

Територія регіональної філії «Південно-західна залізниця» АТ «Укрзалізниця» на якій здійснює свою діяльність, становить понад 5 тис. км2. забезпечує електропостачання понад 24 000 споживачів.

До складу РФ «Південно-західна залізниця» входять 7 виробничих підрозділів:

* Виробничий підрозділ «Київська дистанція електропостачання»
* Виробничий підрозділ «Козятинська дистанція електропостачання»
* Виробничий підрозділ «Жмеринська дистанція електропостачання»
* Виробничий підрозділ «Коростенська дистанція електропостачання»
* Виробничий підрозділ «Конотопська дистанція електропостачання»
* Виробничий підрозділ «Дарницька дистанція електропостачання»
* Виробничий підрозділ «Фастівська дистанція електропостачання»

Перспективний план є приблизною оцінкою обсягу робіт, переліку проектів та обсягів фінансування, необхідних для призупинення процесу старіння мереж регіональної філії «Південно-західної залізниці» АТ «Укрзалізниця» 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.

За наявною інформацією максимальне електричне навантаження споживачів компанії у 2018 році становило 550 МВт при встановленій потужності трансформаторів 35-110 кВ 1819,336 МВА.

Отже враховуючи, що середній коефіцієнт завантаження ПС 35-110 кВ станом на 2018 рік не перевищує 0,3 %, регіональна філія володіє значним резервом потужності. Прогнозований максимум навантаження в 2024 році становитиме 580 МВт.

Згідно аналізу технічного стану розподільчих мереж потребує реконструкції наступне обладнання:

* трансформатори, що відпрацювали більше 50 років:
* трансформатори 110 кВ – 23 шт.;
* трансформатори 35, 27,5 кВ – 527 шт.;
* трансформатори, що відпрацювали більше 40 років:
* трансформатори 110 кВ – 14 шт.;
* трансформатори 35, 27,5 кВ – 123 шт.;

ВД-КЗ та вимикачі, що відпрацювали більше 50 років:

* ВД-КЗ-110 кВ – 12 шт.;
* масляний вимикач 110 кВ – 14 шт.;

масляні вимикачі 35, 27,5 кВ – 90 шт.;

* масляні вимикачі 10(6) кВ – 493 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали більше 40 років:
* масляні вимикачі 110 кВ – 15 шт.;
* масляні вимикачі 35,27,5 кВ – 21 шт.;
* масляні вимикачі 10(6) кВ – 115 шт.;

вимикачі, що відпрацювали більше 30 років:

* масляні вимикачі 110 кВ – 20 шт.;
* масляні вимикачі 35, 27,5 кВ – 9 шт.;
* масляні вимикачі 10(6) кВ – 49 шт.

Також, у зв'язку з перевантаженням в аварійних режимах потребують заміни наступні трансформатори:

* Т-1,2 на 40 МВА на ПС «Дарниця»;
* Т-1,2 на 40 МВА на ПС «Буча»;
* Т-1,2 на 40,5 МВА на ПС «Боярка».

Стосовно розподільчих мереж 0,4-10 кВ в незадовільному або непридатному для експлуатації стані знаходяться:

* 376,725 км ПЛ 6-10 кВ;
* 94,14 км ПЛ 0,4 кВ;
* 48 шт. ТП-10(6)/0,4 кВ.

Капіталовкладення необхідні для реалізації реконструкції та нового будівництва становлять:

* **загалом капіталовкладення в мережі 35-110 кВ за період 2020-2024 років – 529,8 млн.грн.;**
* 2020 рік – 80,2 млн.грн.;
* 2021 рік – 110,3 млн.грн.;
* 2022 рік – 105,5 млн.грн.;
* 2023 рік – 115,2 млн.грн.;
* 2024 рік – 118,6 млн.грн.;
* **загалом капіталовкладення в мережі 0,4-10 кВ за період 2020-2024 років – 188,5 млн.грн.;**
* 2020 рік – 35,1 млн.грн.;
* 2021 рік – 38,4 млн.грн.;
* 2022 рік – 39 млн.грн.;
* 2023 рік – 37,2 млн.грн.;
* 2024 рік – 38,8 млн.грн.;
* **необхідні капіталовкладення для транспортної техніки – 55,1 млн.грн.**

Виконання програми перспективного розвитку регіональної філії «Південно-західна залізниця» 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.