**ТОМ 4**

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

**Регіональна філія «Південна залізниця»**

ЗМІСТ

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

2. Характеристика РФ "Південна залізниця"……………………………...7

3. Технічний стан електричних мереж………………………………………9

3.1. Технічний стан підстанцій 35 та 110 кВ…………………………………………….19

3.2. Технічний стан ліній електропередавання 35 та 110 кВ…………………………...19

4. Фактичні та прогнозні обсяги попиту на електричну енергію та потужність у системі розподілу, обсяги розподілу (у т.ч. транзиту) електричної енергії мережами ОСР…………………………………………………………………..22

5. Фактичні та обґрунтовані прогнозні обсяги відпуску електричної енергії виробників електричної енергії, приєднаних до системи розподілу (визначені, де необхідно, у координації з ОСП)……………………………………..24

6. Інформація щодо існуючих електроустановок виробництва електричної енергії, які приєднані до системи розподілу………………………….26

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)…………………………………..27

8. Дані щодо прогнозної потужності приєднання нових електроустановок (на основі заяв про приєднання та доступної потужності в точках забезпечення потужності)…………………………………………………….........................................28

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………………………….33

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………………………………………………........36

10.1. Необхідність реконструкції та модернізації підстанцій 35 та 110 кВ……………36

10.2. Необхідність реконструкції та модернізації ПЛ 35 та 110 кВ…………………….40

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………………………………...41

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………………………………...42

13. Дані щодо завантаження електричних мереж напругою 20 кВ та вище в характерні періоди їх роботи для нормальних та ремонтних режимів………...49

13.1. Аналіз існуючих навантажень………………………………………………………49

13.2. Розрахунок перспективних навантажень…………………………………………..49

13.3. Аналіз завантаження трансформаторів на ПС 35 та 110 кВ………………………51

14. Інформація (фактичні та заплановані рівні показників) щодо якості електропостачання (комерційна якість послуг, надійність (безперервність) та якість електроенергії) та заходів, направлених на її підвищення………………...52

15. Інформащія щодо розміщення пристроїв фіксації/аналізу показників якості електроенергії та планів щодо їх встановлення……………………………..61

16. Інформація щодо запланованого виведення обладнання системи розподілу з експлуатації та оцінка впливу такого виведення……………………..65

17. Плани в частині заходів з компенсації реактивної потужності………66

18. Плани в частині улаштування "інтелектуального" обліку електричної енергії………………………………………………………………………67

19. Заходи з розвитку телемеханізації……………………………………….71

20. Фактичні та прогнозні витрати електроенергії в системі розподілу та заходи, направлені на їх зниження……………………………………………………73

21. Аналіз переведення мереж 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ…………80

22. Заходи з впровадження мереж "Smart Grids"………………………….84

23. Узагальнений перелік та стан мереж 0,4-10 кВ………………………..86

24. Інформація щодо об'єктів незавершеного будівництва, реконструкції та технічного переоснащення………………………………………………………….88

25. Інформація щодо раніше виконаних ТЕО та плани з реалізації заходів по таким ТЕО…………………………………………………………………...91

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……………………………………………………..92

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…………………………………………………………93

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………………………………122

30. Висновки…………………………………………………………………..124

1. **ВСТУП**

Головні напрямки технічного розвитку регіональної філії «Південна 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 «Південна 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.

**2. ХАРАКТЕРИСТИКА РФ «ПІВДЕННА ЗАЛІЗНИЦЯ»**

Територія, на якій компанія здійснює свою діяльність, становить понад 3 тис. км. РФ "Південна залізниця" забезпечує електропостачання понад 18,762 тис. споживачів.

***До складу РФ «Південна залізниця» входять 7 виробничих підрозділів:***

* Виробничий підрозділ «Харківська дистанція електропостачання»
* Виробничий підрозділ «Сумська дистанція електропостачання»
* Виробничий підрозділ «Полтавська дистанція електропостачання»
* Виробничий підрозділ «Куп`янська дистанція електропостачання»
* Виробничий підрозділ «Лозівська дистанція електропостачання»
* Виробничий підрозділ «Осно`янська дистанція електропостачання»
* Виробничий підрозділ «Кременчуцька дистанція електропостачання»

***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 Компанії, задоволення економічних інтересів і соціальних потреб працівників;

***Предмет діяльності Товариства:***

* розподіл електричної енергії;
* забезпечення електропостачання електрорухомого складу залізниць України;
* надання послуг на оптовому ринку електричної енергії України;
* експлуатація ліній електропередач та підстанцій;
* комплексне виконання робіт монтажу, ремонту і технічного обслуговування енергетичного устаткування і споруд;
* проектування, будівництво, 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 – 154-35 кВ та 2 клас – 10-0,4 кВ).

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

Товариство є ліцензіатом за регульованим тарифом.

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

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

Табл. 2.1 Загальні характеристики АТ "Південна залізниця"

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Параметр** | **Одиниця виміру** | **2018 рік** |
| **Площа території, на якій здійснюється діяльність** | **тис. км** | **3** |
| **Загальна довжина електричних мереж** | **км** | **4486,463** |
| ***ПЛ 110 кВ*** | ***км*** | ***96,52*** |
| ***ПЛ 35 кВ*** | ***км*** | ***2,7*** |
| ***КЛ 35 кВ*** | ***км*** | ***0,0*** |
| ***ПЛ 10 кВ*** | ***км*** | ***1728,716*** |
| ***КЛ 10 кВ*** | ***км*** | ***271,261*** |
| ***ПЛ 6 кВ*** | ***км*** | ***562,034*** |
| ***КЛ 6 кВ*** | ***км*** | ***241,129*** |
| ***ПЛ 0,4 кВ*** | ***км*** | ***808,994*** |
| ***КЛ 0,4 кВ*** | ***км*** | ***775,109*** |
| **Сумарна потужність власних трансформаторів** | **МВА** | **1896,09** |
| ***110 кВ*** | ***МВА*** | ***1861*** |
| ***35 кВ*** | ***МВА*** | ***35,09*** |
| **Загальна кількість підстанцій** | **од.** | **42** |
| ***110 кВ*** | ***од.*** | ***38*** |
| ***35 кВ*** | ***од.*** | ***4*** |

## 

# 3. 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 **3.1**

Прогноз технічного стану об'єктів електричних мереж на 2020-2024 роки наведено в **3.2** (у випадку покращення технічного стану).

Табл. 3.1 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** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | **ПЛ-110 (150) кВ, усього** | км (по трасі) | **81,18** | **81,18** | **81,18** | **81,18** | **81,18** |
| у доброму стані | 80,91 | 80,91 | 80,91 | 80,91 | 80,91 |
| підлягає реконструкції | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | **ПЛ-35 кВ, усього** | км (по трасі) | **1255,389** | **1255,389** | **1255,389** | **1255,389** | **1255,389** |
| у доброму стані | 1255,389 | 1255,389 | 1255,389 | 1255,389 | 1255,389 |
| підлягає реконструкції | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | **ПЛ-6 (10) кВ, усього** | км (по трасі) | **3035,475** | **3042,455** | **3043,465** | **3043,47** | **3043,47** |
| у доброму стані | 1373,955 | 1393,965 | 1403,925 | 1413,755 | 1402,055 |
| підлягає реконструкції | 242,4 | 243,4 | 246,4 | 247,3 | 244,4 |
| підлягає капітальному ремонту | 964,73 | 956,73 | 960,23 | 936,47 | 971,32 |
| підлягає повній заміні | 440,59 | 451,59 | 443,84 | 433,325 | 425,825 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | **ПЛ-0,4 кВ, усього** | км (по трасі) | **800,768** | **801,308** | **802,758** | **802,828** | **802,458** |
| у доброму стані | 309,838 | 312,968 | 324,999 | 326,936 | 295,946 |
| підлягає реконструкції | 84,53 | 84,6 | 75,391 | 75,42 | 75,537 |
| підлягає капітальному ремонту | 347,27 | 346,89 | 345,83 | 345,168 | 346,485 |
| підлягає повній заміні | 83,54 | 83,94 | 84,24 | 84,74 | 84,94 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | **КЛ-35 кВ, усього** | км | **2,3** | **2,3** | **2,3** | **2,3** | **2,3** |
| у доброму стані | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 |
| підлягає реконструкції | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| з ізоляцією зі зшитого поліетилену | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6 | **КЛ-6 (10) кВ, усього** | км | **479,08** | **480,41** | **479,41** | **479,414** | **479,414** |
| у доброму стані | 327,628 | 326,658 | 328,608 | 326,812 | 325,342 |
| підлягає реконструкції | 7,2 | 7,2 | 7,2 | 7,2 | 8,29 |
| підлягає капітальному ремонту | 36,932 | 44,862 | 42,912 | 42,112 | 40,492 |
| підлягає повній заміні | 106,69 | 101,69 | 100,69 | 103,29 | 105,29 |
| з ізоляцією зі зшитого поліетилену | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7 | **КЛ-0,4 кВ, усього** | км | **738,942** | **739,172** | **740,709** | **742,916** | **743,896** |
| у доброму стані | 506,206 | 506,006 | 507,163 | 505,19 | 502,681 |
| підлягає реконструкції | 25,65 | 25,85 | 25,92 | 27,69 | 30,09 |
| підлягає капітальному ремонту | 103,896 | 106,076 | 103,296 | 101,496 | 102,602 |
| підлягає повній заміні | 103,19 | 101,24 | 104,26 | 108,37 | 108,373 |
| з ізоляцією зі зшитого поліетилену | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | **ПС з вищим класом напруги 110 (150) кВ, усього** | шт. | **36** | **36** | **36** | **36** | **36** |
| у доброму стані | 22 | 22 | 22 | 21 | 21 |
| підлягає реконструкції | 10 | 10 | 10 | 11 | 11 |
| підлягає капітальному ремонту | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 9 | **ПС з вищим класом напруги 35 кВ, усього** | шт. | **290** | **290** | **290** | **290** | **290** |
| у доброму стані | 288 | 288 | 288 | 288 | 286 |
| підлягає реконструкції | 2 | 2 | 2 | 2 | 4 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | **Трансформаторні підстанції (ТП), розподільні пункти (РП)-6 (10) кВ, усього** | шт. | **642** | **642** | **642** | **638** | **639** |
| у доброму стані | 458 | 458 | 458 | 458 | 458 |
| підлягає реконструкції | 31 | 31 | 30 | 30 | 30 |
| підлягає капітальному ремонту | 116 | 116 | 117 | 111 | 112 |
| підлягає повній заміні | 35 | 35 | 35 | 37 | 37 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 11 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 110 (150) кВ, усього** | шт. | **87** | **87** | **87** | **87** | **87** |
| у доброму стані | 79 | 79 | 76 | 76 | 76 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 2 | 2 | 5 | 5 | 5 |
| 13 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 35 кВ, усього** | шт. | **307** | **307** | **307** | **307** | **307** |
| у доброму стані | 302 | 302 | 302 | 302 | 302 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 13 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 6-10 кВ, усього** | шт. | **644** | **644** | **644** | **644** | **644** |
| у доброму стані | 578 | 575 | 573 | 571 | 567 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 60 | 63 | 65 | 65 | 68 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 6 | 6 | 6 | 8 | 9 |

Табл. 3.2 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** |
| у доброму стані | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає реконструкції | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | **ПЛ-110 (150) кВ, усього** | км (по трасі) | **96,48** | **15,7** | **15,97** | **15,97** | **15,97** | **15,97** | **15,97** |
| у доброму стані | 96,21 | 15,3 | 14,48 | 14,77 | 15,12 | 15,79 | 15,97 |
| підлягає реконструкції | 0 | 0 | 1 | 0,8 | 0,5 | 0 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,05 | 0,03 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0,27 | 0 | 0,49 | 0,40 | 0,30 | 0,15 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | **ПЛ-35 кВ, усього** | км (по трасі) | **1648,469** | **191,6** | **590,08** | **590,08** | **590,08** | **590,08** | **590,08** |
| у доброму стані | 1646,769 | 107,5 | 588,27 | 588,34 | 588,96 | 589,17 | 590,08 |
| підлягає реконструкції | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 1,7 | 1,85 | 1,81 | 1,74 | 1,12 | 0,91 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | **ПЛ-6 (10) кВ, усього** | км (по трасі) | **2735,17** | **370,05** | **2307,36** | **2307,36** | **2307,36** | **2307,36** | **2307,36** |
| у доброму стані | 1181,055 | 345 | 1104,625 | 1378,145 | 1677,506 | 2023,03 | 2307,36 |
| підлягає реконструкції | 445,67 | 27,05 | 179,36 | 133,28 | 98,14 | 42,16 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 741,9 | 36,4 | 688,2 | 541,8 | 351,60 | 150,04 | 0 |
| підлягає повній заміні | 366,675 | 2 | 335,175 | 254,135 | 180,114 | 92,13 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | **ПЛ-0,4 кВ, усього** | км (по трасі) | **14443,048** | **2172,82** | **14397,85** | **14397,85** | **14397,85** | **14397,85** | **14397,85** |
| у доброму стані | 3713,536 | 948,008 | 12457,71 | 12991,542 | 13385,7242 | 13979,0442 | 14397,85 |
| підлягає реконструкції | 1666,367 | 68,307 | 1573,63 | 1151,23 | 805,3 | 304,94 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 8410,365 | 1114,105 | 283,3558 | 214,0458 | 175,5558 | 95,7658 | 0 |
| підлягає повній заміні | 652,63 | 44,4 | 83,15 | 41,32 | 31,27 | 18,1 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6 | **Кабельні лінії (КЛ)-220 кВ, усього** | км | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** |
| у доброму стані | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає реконструкції | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7 | **КЛ-110 (150) кВ, усього** | км | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** |
| у доброму стані | 2,58 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає реконструкції | 2,58 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | **КЛ-35 кВ, усього** | км | **4,6** | **0** | **4,6** | **4,6** | **4,6** | **4,6** | **4,6** |
| у доброму стані | 4,4 | 0 | 4,3 | 4,35 | 4,43 | 4,48 | **4,6** |
| підлягає реконструкції | 0,1 | 0 | 0,1 | 0,08 | 0,05 | 0,02 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0,1 | 0 | 0,2 | 0,17 | 0,12 | 0,10 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 9 | **КЛ-6 (10) кВ, усього** | км | **365,637** | **78,906** | **365,637** | **365,637** | **365,637** | **365,637** | **365,637** |
| у доброму стані | 287,025 | 73,92 | 235,27 | 248,717 | 279,787 | 333,467 | 365,637 |
| підлягає реконструкції | 61,902 | 0 | 5,282 | 4,12 | 1,5 | 0,8 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 24 | 5,456 | 22,955 | 21,00 | 19,8 | 8,8 | 0 |
| підлягає повній заміні | 102,95 | 0,53 | 102,13 | 91,8 | 64,55 | 22,57 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | **КЛ-0,4 кВ, усього** | км | **942,526** | **181,81** | **942,526** | **942,526** | **942,526** | **942,526** | **942,526** |
| у доброму стані | 1708,991 | 141,151 | 537,28 | 642,77 | 769,25 | 848,26 | 942,526 |
| підлягає реконструкції | 195,276 | 5,54 | 254,78 | 191,82 | 112,55 | 65,49 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 208,972 | 31,016 | 64,166 | 54,166 | 32,316 | 12,836 | 0 |
| підлягає повній заміні | 176,803 | 5,203 | 86,3 | 53,77 | 28,41 | 15,94 | 0 |
| виведено з експлуатації | 6,1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 11 | **Підстанції (ПС) з вищим класом напруги 220 кВ, усього** | шт. | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** |
| у доброму стані | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає реконструкції | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 12 | **ПС з вищим класом напруги  110 (150) кВ, усього** | шт. | **34** | **5** | **26** | **26** | **26** | **26** | **26** |
| у доброму стані | 21 | 3 | 10 | 15 | 18 | 22 | 26 |
| підлягає реконструкції | 21 | 0 | 13 | 10 | 7 | 4 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 2 | 2 | 3 | 1 | 1 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 13 | **ПС з вищим класом напруги 35 кВ, усього** | шт. | **289** | **16** | **17** | **17** | **17** | **17** | **17** |
| у доброму стані | 280 | 15 | 9 | 11 | 12 | 15 | 17 |
| підлягає реконструкції | 7 | 0 | 8 | 6 | 5 | 2 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 0 | 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| підлягає повній заміні | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 14 | **Трансформаторні підстанції (ТП), розподільні пункти (РП) 6 (10) кВ, усього** | шт. | **645** | **158** | **550** | **550** | **550** | **550** | **550** |
| у доброму стані | 452 | 146 | 385 | 417 | 457 | 513 | **550** |
| підлягає реконструкції | 33 | 7 | 33 | 28 | 17 | 9 | 0 |
| підлягає капітальному ремонту | 121 | 9 | 102 | 81 | 61 | 21 | 0 |
| підлягає повній заміні | 31 | 1 | 30 | 24 | 15 | 7 | 0 |
| виведено з експлуатації | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 15 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 220 кВ, усього** | шт. | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** |
| у доброму стані | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| вимагають заміни з метою зниження технологічних витрат електричної енергії (ТВЕ) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 16 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 110 (150) кВ, усього** | шт. | **76** | **2** | **67** | **67** | **67** | **67** | **67** |
| у доброму стані | 69 | 2 | 62 | 63 | 64 | 65 | 67 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 4 | 0 | 4 | 3 | 2 | 1 | 0 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 17 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 35 кВ, усього** | шт. | **303** | **15** | **34** | **34** | **34** | **34** | **34** |
| у доброму стані | 300 | 15 | 33 | 33 | 34 | 34 | 34 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 1 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 18 | **Силові трансформатори ПС вищою напругою 6 – 10 кВ, усього** | шт. | **634** | **247** | **5783** | **5783** | **5783** | **5783** | **5783** |
| у доброму стані | 551 | 175 | 431 | 1391 | 2354 | 4320 | 5783 |
| вимагають заміни з метою зниження ТВЕ | 81 | 6 | 5350 | 4390 | 3428 | 1463 | 0 |
| вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту | 7 | 0 | 2 | 2 | 1 | 0 | 0 |

## 3.1 Технічний стан підстанцій 35 та 110 кВ

В підпорядкуванні служби електропостачання РФ «Південна залізниця» знаходиться 36 ПС 110-150 кВ сумарною трансформаторною потужністю 1926,1 МВА та 4 ПС 35 кВ сумарною трансформаторною потужністю 35,07 МВА.

Враховуючи термін експлуатації трансформаторів необхідно провести наступну заміну трансформаторів:

* трансформатори, що відпрацювали більше 50 років:
* трансформатори 110 кВ – 2 шт.;
* трансформатори, що відпрацювали більше 40 років:
* трансформатори 110 кВ – 2 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 4 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:

* вимикачі, що відпрацювали більше 50 років:
* масляний вимикач 110 кВ – 1 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 7 шт.;
* масляні вимикачі 10(6) кВ – 14 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали більше 40 років:
* масляні вимикачі 110 кВ – 28 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 11 шт.;
* масляні вимикачі 10(6) кВ – 67 шт.;
* ВД/КЗ та вимикачі, що відпрацювали більше 30 років:
* ВД з КЗ-110 кВ – 1 шт.;
* масляні вимикачі 110 кВ – 15 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 6 шт.;
* масляні вимикачі 10(6) кВ – 15 шт.;

В **Додатку Г. Табл. 1** наведений аналіз та терміни експлуатації основного обладнання, вимикачів та трансформаторів ПС 110 кВ та ПС 35 кВ.

* 1. **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. 1** наведений аналіз технічного стану ЛЕП напругою 110 кВ, 35 кВ.

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

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

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

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

**4.** **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 Компанії 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 електричним транспортом , електрифікація дільниці Кременчук-Золотнішено.

Дане збільшення в прогнозі на 2019 рік зазначено в категорії "Транспорт" (№ п/п 1.1.3 Табл 4.2).

Падіння споживання в промисловості пояснюється економічною ситуацією в країні.

Табл 4.2 наведено обсяг споживання електроенергії споживачами, підключеними до мереж регіональної філії «Південна залізниця» АТ "Укрзалізниця" на період з 2020 по 2024 роки.

**Табл. 4.1 Фактичні дані щодо споживання електричної енергії**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Найменування** | **Фактичні дані по роках /млн.кВтг/** | | | | | |
| **2014** | **2015** | **2016** | **2017** | **2018** | **2019** |
| **1** | **Споживання електроенергії (брутто)** | **886,5** | **854,1** | **948,8** | **946,7** | **912,8** | **914,9** |
| (+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в % | - | -3,7 | +11,1 | -0,2 | -3,6 | +0,2 |
| **1.1** | **Споживання електроенергії (нетто)** | **808,9** | **778,8** | **869,4** | **872,7** | **835,9** | **837,4** |
| (+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в % | - | -3,7 | +11,6 | +0,4 | -4,2 | +0,2 |
|  | у тому числі: |  |  |  |  |  |  |
| 1.1.1 | Промисловість | 50,3\* | 29,5 | 28,6 | 29,6 | 28,4 | 28,6 |
| 1.1.2 | Сільгоспспоживачі | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 1,6 |
| 1.1.3 | Транспорт | 696,5 | 687,0 | 772,6 | 772,3 | 732,7 | 736,2 |
| 1.1.4 | Комунально-побутові споживачі | 13,4 | 13,4 | 15,6 | 16,7 | 18,4 | 18,4 |
| 1.1.5 | Інші непромислові споживачі | 16,0 | 16,4 | 16,0 | 16,7 | 19,7 | 19,4 |
| 1.1.6 | Населення | 32,6 | 32,4 | 36,2 | 37,3 | 36,6 | 33,2 |
| **1.2** | **Витрати електроенергії на власні потреби ОСР** | 1,8 | 1,7 | 2,7 | 3,1 | 3,1 | 3,4 |
| **1.4** | **Витрати електроенергії на її транспортування в мережах ОСР** | 75,8 | 73,6 | 76,7 | 70,9 | 73,8 | 74,1 |
| у відсотках до надходження електроенергії в мережу | 8,6 | 8,6 | 8,1 | 7,5 | 8,1 | 8,1 |

**Табл. 4.2 Прогнозовані дані щодо споживання електричної енергії**

| **№ п/п** | **Найменування** | **Прогнозовані дані по роках /млн.кВтг/** | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **2020** | **2021** | **2022** | **2023** | **2024** |
| **1** | **Споживання електроенергії (брутто)** | **919,6** | **921,4** | **923,3** | **925,1** | **926,9** |
| (+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в % | +0,5 | +0,2 | +0,2 | +0,5 | +0,3 |
| **1.1** | **Споживання електроенергії (нетто)** | **840,3** | **843,2** | **846,2** | **849,2** | **852,2** |
| (+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в % | +0,3 | +0,3 | +0,4 | +0,4 | +0,4 |
|  | у тому числі: |  |  |  |  |  |
| 1.1.1 | Промисловість | 28,6 | 28,6 | 28,6 | 28,6 | 28,6 |
| 1.1.2 | Сільгоспспоживачі | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 |
| 1.1.3 | Транспорт | 739,1 | 742,1 | 745,1 | 748,1 | 751,0 |
| 1.1.4 | Комунально-побутові споживачі | 18,4 | 18,4 | 18,4 | 18,4 | 18,4 |
| 1.1.5 | Інші непромислові споживачі | 19,4 | 19,4 | 19,4 | 19,4 | 19,4 |
| 1.1.6 | Населення | 33,2 | 33,2 | 33,2 | 33,2 | 33,2 |
| **1.2** | **Витрати електроенергії на власні потреби ОСР** | 3,4 | 3,4 | 3,4 | 3,4 | 3,4 |
| **1.4** | **Витрати електроенергії на її транспортування в мережах ОСР** | 75,9 | 74,8 | 73,7 | 75,1 | 75,1 |
| у відсотках до надходження електроенергії в мережу | 8,3 | 8,1 | 8,0 | 8,1 | 8,1 |

\* Пояснення падіння споживання електричної енергії відбулось за рахунок зупинкою промислового підприємства «Мереф`янська скляна компанія».

Падіння споживання в промисловості пояснюється економічною ситуацією в країні, промислові підприємства не працюють на повну потужність або зовсім не працюють.

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

Збільшення споживання електричної енергії спрогназована у період 2020-2024 роки по сттті транспорт п 1.1.3 Табл. 4.2 у зв’язку із збільшенням обсягів перевезень.

# 5. 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 «Південна 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** |
| ***Полтавська обл.*** | | | | |
| 1 | Крем ТЕЦ | 255 | 255 | 255 |
| 2 | Крюківського ВБЗ | 12 | 12 | 12 |
| 3 | Дрібні ГЕС | 7,47 | 7,47 | 7,47 |
| ***Сумська область*** | | | | |
| 4 | Сум ТЕЦ | 40 | 40 | 40 |
| 5 | Шост ТЕЦ | 115 | 115 | 115 |
| 6 | Охт ТЕЦ | 12,75 | 12,75 | 12,75 |
| ***Харківська область*** | | | | |
| 7 | Зміїв ТЕС | 2265 | 2265 | 2265 |
| 8 | ТЕЦ-5 | 470 | 470 | 470 |
| 9 | ТЕЦ-2 Есхар | 74 | 74 | 74 |
| 10 | ТЕЦ-3 | 62 | 62 | 62 |
| 11 | ТЕЦ Куп'янського ВБЗ | 12 | 12 | 12 |
|  | **Разом** | **3325,22** | **3325,22** | **3325,22** |

Діючих джерел відновлювальної енергії станом на 01.01.2019 по регіональній філії «Південна залізниця» не має

Встановлена потужність електростанцій регіональної філії «Південна залізниця» станом на 01.01.2019 року склала 3325,22 МВт, з яких: ТЕС – 2265 МВт (68%), ТЕЦ – 1052,75 МВт (31,78%) ГЕС – 7,47 МВт (0,22%).

Основним джерелом електричної енергії, підключеним до електричних мереж регіональної філії «Південна залізниця» є Зміївська ТЕЦ, за рахунок якої виробляється 68% електроенергії регіону.

Аналіз даних показує, що:

* в структурі встановленої потужності електростанцій Харківської області основна доля належить Зміївській ТЕЦ та незначний вклад вносять нетрадиційні джерела електроенергії;

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 «Південна залізниця» є магістральні підстанції Північної енергосистеми з вищою напругою 330 кВ:

* Зміївська ТЕС – де в експлуатації знаходяться два автотрансформатори 330/110 кВ потужністю по 200 МВА кожний;
* Залютине-330 – де встановлено три автотрансформатори 330/110 кВ по 200 МВА;
* Куп'янськ-330 – де встановлено два автотрансформатори 330/110 кВ по 200 МВА;
* Лозова-330 – де встановлено один автотрансформатор 330/110 кВ 200 МВА;
* Полтава 330 – де в експлуатації знаходяться два автотрансформатори 330/110 кВ потужністю по 125 МВА кожний та два автотрансформатори 330/110 кВ потужністю по 200 МВА кожний;
* Миргород 330 – де в експлуатації знаходяться два автотрансформатори 330/110 кВ потужністю по 200 МВА кожний;

Кременчук 330 – де в експлуатації знаходяться три автотрансформатори 330/110 кВ потужністю по 250 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 Харківській, Полтавській області є магістральні підстанції: Зміївська ТЕС,ТЕЦ-5, Кременчуцька ТЕЦ, ТЕЦ-3, ТЕЦ-2 Есхар, ПС 330 кВ "Залютине", ПС 330 кВ "Миргород", ПС 330 кВ "Полтава", ПС 330 кВ "Кременчук", ПС 330 кВ "Лозова", ПС 330 кВ "Першомайськ", ПС 330 кВ "Куп’янськ", ПС 330 кВ "Зміїв".

Також, до розподільчих мереж області приєднано незначних обсяг генеруючих потужностей.

Інформація щодо діючих генеруючих джерел приєднаних до розподільчих мереж регіональної філії «Південна залізниця» АТ "Укрзалізниця" наведена в таблиці 6.1.

**Таблиця 6.1** – Генеруючи джерела приєднаних до розподільчих мереж регіональної філії «Південна залізниця» АТ "Укрзалізниця"

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Назва станції** | **Встановлена потужність, МВт** | **Підстанція на яку здійснюється видача потужності** |
| Полтавська обл. | | |
| Кременчуцька ТЕЦ | 255 | Тягова ПС-150 кВ Кременчук |
| Харківська обл. | | |
| ТЕЦ-5 | 470 | Тягові ПС-35,110 кВ Шпаківка, Майська, Дергачі, Новоселівка, Мерефа |
| Зміївська ТЕС | 2265 | Тягові ПС-110 кВ Зміїв, Трійчате, Скрипаї, Занки |
| ТЕЦ-2 Есхар | 74 | Тягова ПС-110 кВ Чугуїв |
| **Всього** | **3064** |  |

# 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 Харківська та Полтавська області характеризуються незначним розвитком впровадження генерації з використанням відновлювальних джерел енергії.

Станом на 01.01.2019 по регіональній філії «Південна залізниця» АТ "Укрзалізниця" видано технічних умов на приєднання для ВДЕ сумарною потужністю **34 МВт**.

Детальний перелік виданих технічних умов на приєднання об'єктів ВДЕ наведено в **Додатку Г. Табл. 2**.

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

Обсяг виданих ТУ на стандартні приєднання за період 2016-2018 роки становить 2,58907 МВт та 36,4255 МВт ТУ на нестандартні приєднання.

В **Додатку Г. Табл. 3**зведено дані щодо виданих ТУ на стандартні та нестандартні приєднання потужності по регіональній філії «Південна залізниця» за 2016-2018 роки.

В **Додатку Г. Табл. 4, Табл. 5**та **Табл. 6** показана детальна інформацій щодо діючих ТУ на стандартні приєднання за період 2016-2018 років.

В **Додатку Г. Табл. 7, Табл. 8**та **Табл. 9** 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. 8.1**

Аналіз виданих ТУ показав що значний приріст навантаження спостерігається в Харківській, Сумській, Основ’янській, Куп’янській, Кременчуцькій та Полтавській дистанціях електропостачання.

Для забезпечення нових споживачів джерелами потужності планами регіональної філії «Південна залізниця» АТ «Укрзалізниця» передбаченевідновленнятягової ПС 110 кВ "Шпаківка", а також реконструкція існуючих ПС.

**Табл. 8.1.** 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** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 1 | Новоселівка (ФПЕ-1 "Мерефа", 2 "ЕЧ-7", 3 "Шпак.+Люб."), транзитна, 35/10 | 1 472 | 0,539/0,383 | 0,048 | 0,036 | 0,01 | 0,029 | 0,035 | 0,044 | 0,056 | Не заплановано |
| 2 | Новоселівка ТМ-560/35, транзитна, 35/0,4 | 515 | 0,244/0,173 | 0,017 | 0,013 | 0,003 | 0,01 | 0,012 | 0,015 | 0,019 | Не заплановано |
| 3 | Мерефа ПТ-1, транзитна, 35/6 | 9 200 | 0/0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Не заплановано |
| 4 | Мерефа ПТ-2,4, транзитна, 110/6 | 12 880 | 5,712/4,056 | 0,422 | 0,317 | 0,084 | 0,254 | 0,305 | 0,381 | 0,488 | Не заплановано |
| 5 | Мерефа ФПЕ-1,2, транзитна, 6/10 | 920 | 0,073/0,052 | 0,03 | 0,023 | 0,006 | 0,018 | 0,022 | 0,028 | 0,036 | Не заплановано |
| 6 | Дергачі, опорна, 110/35/10/6/3,3/0,4 | 51 520 | 8,516/6,046 | 1,69 | 1,268 | 0,338 | 1,014 | 1,217 | 1,521 | 1,947 | Не заплановано |
| 7 | Козача Лопань, опорна, 110/35/10/6/3,3/0,4 | 12 880 | 5,261/3,735 | 0,422 | 0,317 | 0,084 | 0,254 | 0,305 | 0,381 | 0,488 | Не заплановано |
| 8 | Шпаківка, опорна, 110/35/10/6/3,3/0,4 | 14 720 | 3,142/2,231 | 0,483 | 0,362 | 0,097 | 0,29 | 0,348 | 0,435 | 0,557 | Заміна Т-2 25 МВА на 40 МВА |
| 9 | Рогозянка, транзитна, 110/35/10/3,3/0,4 | 12 880 | 2,732/1,94 | 0,422 | 0,317 | 0,084 | 0,254 | 0,305 | 0,381 | 0,488 | Не заплановано |
| 10 | 18 км, тупиковая, 6/10/3,3/0,4 | 10 098 | 1,325/0,941 | 0,331 | 0,248 | 0,066 | 0,198 | 0,238 | 0,298 | 0,381 | Не заплановано |
| 11 | Нова Водолага, транзитна, 110/35/10/6/3,3/0,4 | 32 200 | 4,635/3,291 | 1,056 | 0,792 | 0,211 | 0,634 | 0,761 | 0,951 | 1,217 | Не заплановано |
| 12 | Власівка, транзитна, 110/35/10/3,3/0,4 | 20 608 | 4,187/2,973 | 0,676 | 0,507 | 0,135 | 0,406 | 0,487 | 0,609 | 0,78 | Не заплановано |
| 13 | Слатине, транзитна, 110/35/10/6/3,3/0,4 | 12 880 | 5,929/4,21 | 0,422 | 0,317 | 0,084 | 0,254 | 0,305 | 0,381 | 0,488 | Не заплановано |
| 14 | Майська, опорна, 110/27,5/10/3,3/0,4 | 32 200 | 12,172/8,642 | 1,056 | 0,792 | 0,211 | 0,634 | 0,761 | 0,951 | 1,217 | Не заплановано |
| 15 | Ромодан, тупікова, 110/27,5/10/0,4 | 32 200 | 4,414/3,134 | 1,056 | 0,792 | 0,211 | 0,634 | 0,761 | 0,951 | 1,217 | Не заплановано |
| 16 | Полтава-Південна, тупікова, 110/27,5/10/0,4 | 51 520 | 16/11,36 | 1,69 | 1,268 | 0,338 | 1,014 | 1,217 | 1,521 | 1,947 | Не заплановано |
| 17 | Сагайдак, тупікова, 110/27,5/10 | 51 520 | 5,542/3,935 | 1,69 | 1,268 | 0,338 | 1,014 | 1,217 | 1,521 | 1,947 | Не заплановано |
| 18 | Гребінка, тупікова, 110/35/27,5/0,4 | 28 980 | 3,96/2,812 | 0,95 | 0,713 | 0,19 | 0,57 | 0,684 | 0,855 | 1,094 | Не заплановано |
| 19 | Карлівка, відпаєчна, 110/27,5/0,4 | 32 200 | 0,223/0,158 | 1,056 | 0,792 | 0,211 | 0,634 | 0,761 | 0,951 | 1,217 | Не заплановано |
| 20 | Курилівка, опорна, 110/35/27,5/10/0,4 | 64 400 | 14,783/10,496 | 2,112 | 1,584 | 0,422 | 1,267 | 1,52 | 1,9 | 2,432 | Не заплановано |
| 21 | Тополі, тупікова, 110/27,5/10/0,4 | 51 520 | 3,644/2,587 | 1,69 | 1,268 | 0,338 | 1,014 | 1,217 | 1,521 | 1,947 | Не заплановано |
| 22 | Зелений Колодязь, транзитна, 35/10 | 2 061 | 0,57/0,405 | 0,068 | 0,051 | 0,014 | 0,041 | 0,049 | 0,061 | 0,078 | Не заплановано |
| 23 | Чугуїв, відпаєчна, 1,2 ТП, (110/6) | 12 880 | 3,531/2,507 | 0,422 | 0,317 | 0,084 | 0,254 | 0,305 | 0,381 | 0,488 | Не заплановано |
| 24 | Чугуїв, відпаєчна, РПТ, ТМ-1600, (6/10) | 1 472 | 0,071/0,05 | 0,048 | 0,036 | 0,01 | 0,029 | 0,035 | 0,044 | 0,056 | Не заплановано |
| 25 | Скрипаї, транзитна, 110/10/3,3/0,4 | 12 880 | 1,192/0,846 | 0,422 | 0,317 | 0,084 | 0,254 | 0,305 | 0,381 | 0,488 | Не заплановано |
| 26 | Граково, опорна, 110/35/27,5/10/3,3/0,4 | 64 400 | 6,357/4,513 | 2,112 | 1,584 | 0,422 | 1,267 | 1,52 | 1,9 | 2,432 | Не заплановано |
| 27 | Булацеловка, транзитна, 110/27,5/10/35/0,4 | 32 200 | 4,951/3,515 | 1,056 | 0,792 | 0,211 | 0,634 | 0,761 | 0,951 | 1,217 | Не заплановано |
| 28 | Переддонбасівська, транзитна, 110/35/27,5/10/0,4 | 32 200 | 6,89/4,892 | 1,056 | 0,792 | 0,211 | 0,634 | 0,761 | 0,951 | 1,217 | Не заплановано |
| 29 | Бірки, опорна, 110/35/10/6/3,3/0,4 | 20608 | 13,477/9,569 | 0,676 | 0,507 | 0,135 | 0,406 | 0,487 | 0,609 | 0,78 | Не заплановано |
| 30 | Беспалівка, тупікова, 35/10 | 580 | 0,397/0,282 | 0,019 | 0,014 | 0,004 | 0,011 | 0,013 | 0,016 | 0,02 | Не заплановано |
| 31 | Трійчате, опорна, 110/35/10/6/3,3/0,4 | 20608 | 3,794/2,694 | 0,676 | 0,507 | 0,135 | 0,406 | 0,487 | 0,609 | 0,78 | Не заплановано |
| 32 | Лихачове, тупікова, 10/6/3,3/0,4 | 17397 | 0,522/0,371 | 0,571 | 0,428 | 0,114 | 0,342 | 0,41 | 0,513 | 0,657 | Не заплановано |
| 33 | ГПП, тупікова, 110/10/6/0,4 | 51520 | 0,736/0,523 | 1,69 | 1,268 | 0,338 | 1,014 | 1,217 | 1,521 | 1,947 | Не заплановано |
| 34 | Біляївка, транзитна, 110/35/10/6/3,3/0,4 | 20608 | 3,513/2,494 | 0,676 | 0,507 | 0,135 | 0,406 | 0,487 | 0,609 | 0,78 | Не заплановано |
| 35 | Герсивановський, відпаєчна, 110/35/10/6/3,3/0,4 | 20608 | 1,913/1,358 | 0,676 | 0,507 | 0,135 | 0,406 | 0,487 | 0,609 | 0,78 | Не заплановано |
| 36 | Лозова, опорна, 110/27,5/10/6/0,4 | 51520 | 20,328/14,433 | 1,69 | 1,268 | 0,338 | 1,014 | 1,217 | 1,521 | 1,947 | Не заплановано |
| 37 | Сахновщина, транзитна, 110/27,5/10/0,4 | 32200 | 1,453/1,032 | 1,056 | 0,792 | 0,211 | 0,634 | 0,761 | 0,951 | 1,217 | Не заплановано |
| 38 | Красноград, тупікова, 110/27,5/10/0,4 | 51520 | 2,112/1,5 | 1,69 | 1,268 | 0,338 | 1,014 | 1,217 | 1,521 | 1,947 | Не заплановано |
| 39 | Красноград, тупікова, 10/3,3/0,4 | 14619 | 0,072/0,051 | 0,479 | 0,359 | 0,096 | 0,287 | 0,344 | 0,43 | 0,55 | Не заплановано |
| 40 | Берестовеньки, транзитна, 110/35/10/3,3/0,4 | 20608 | 0,494/0,351 | 0,676 | 0,507 | 0,135 | 0,406 | 0,487 | 0,609 | 0,78 | Не заплановано |
| 41 | Безлюдівка ПТ-1, тупікова, 35/10 | 1472 | 0,596/0,423 | 0,048 | 0,036 | 0,01 | 0,029 | 0,035 | 0,044 | 0,056 | Не заплановано |
| 42 | Безлюдівка ПТ-ЭЦ-2, тупікова, 35/6 | 3680 | 0,255/0,181 | 0,121 | 0,091 | 0,024 | 0,073 | 0,088 | 0,11 | 0,141 | Не заплановано |
| 43 | Зміїв, опорна, 110/35/10/3,3/0,4 | 25760 | 9,231/6,554 | 0,845 | 0,634 | 0,169 | 0,507 | 0,608 | 0,76 | 0,973 | Не заплановано |
| 44 | Шебелінка, транзитна, 110/35/10/6/3,3/0,4 | 25760 | 3,824/2,715 | 0,845 | 0,634 | 0,169 | 0,507 | 0,608 | 0,76 | 0,973 | Не заплановано |
| 45 | Балаклія, тупікова, 10/6/3,3/0,4 | 17863 | 1,584/1,125 | 0,586 | 0,44 | 0,117 | 0,352 | 0,422 | 0,528 | 0,676 | Не заплановано |
| 46 | Бабариківська, відпаєчна, 110/10/6/3,3/0,4 | 25760 | 2,515/1,786 | 0,845 | 0,634 | 0,169 | 0,507 | 0,608 | 0,76 | 0,973 | Не заплановано |
| 47 | Циганська, опорна, 110/35/10/6/3,3/0,4 | 25760 | 1,993/1,415 | 0,845 | 0,634 | 0,169 | 0,507 | 0,608 | 0,76 | 0,973 | Не заплановано |
| 48 | Букіно, транзитна, 110/10/6/3,3/0,4 | 12880 | 2,21/1,569 | 0,422 | 0,317 | 0,084 | 0,254 | 0,305 | 0,381 | 0,488 | Не заплановано |
| 49 | Миргороди, транзитна, 110/35/10/6/3,3/0,4 | 12880 | 0,763/0,542 | 0,422 | 0,317 | 0,084 | 0,254 | 0,305 | 0,381 | 0,488 | Не заплановано |
| 50 | Занки, транзитна, 110/10/6/3,3/0,4 | 14720 | 0,23/0,163 | 0,483 | 0,362 | 0,097 | 0,29 | 0,348 | 0,435 | 0,557 | Не заплановано |
| 51 | Кобеляки, відпаєчна, 110/35/27,5/0,4 | 29440 | 2,184/1,551 | 0,966 | 0,725 | 0,193 | 0,58 | 0,696 | 0,87 | 1,114 | Не заплановано |
| 52 | Кременчук, тупікова, 154/27,5/10/0,4 | 36800 | 10,8/7,668 | 1,207 | 0,905 | 0,241 | 0,724 | 0,869 | 1,086 | 1,39 | 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 | | | | | | | | | | | |

# 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 регіональної філії «Південна залізниця» АТ «Укрзалізниця» до мереж ОСП та інших ОСР наведено в таблиці 9.1 нижче.

**Табл. 9.1.** Точки приєднання ОСР регіональної філії «Південна залізниця» АТ «Укрзалізниця» до мереж ОСП та інших ОСР

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| ОСП/ОСР | Назва ПС | Приєднання | Клас напруги, кВ |
| Північна енергетична система | ПС 330 кВ "Полтава" | ПЛ-1-110 Полтава-Південна | 110 |
| ПЛ-2-110 Полтава-Південна | 110 |
| ПС 330 кВ "Миргород" | ПЛ-1-110 Сагайдак | 110 |
| ПЛ-1-110 Ромодан | 110 |
| ПС 330 кВ "Кременчук" | ПЛ-1-110 тяга Кременчук | 150 |
| Сумская ТЕЦ | Ком.3 | 6 |
| СумГРЕС | Ком.4 | 6 |
| АТ "Харківобленерго" | ПС 110 кВ "Іванівка" | Ком.8 | 6 |
| Ком.12 | 6 |
| Ком.14 | 6 |
| Ком.22 | 6 |
| Ком.78 | 6 |
| ПС 110 кВ "Холодногорская" | Ком.10 | 10 |
| Ком.52 | 10 |
| ПС 110 кВ "Свет Шахтёра" | Ком.16 | 6 |
| ПС 110 кВ "Основа" | Ком.4 | 6 |
| Ком.7 | 6 |
| Ком.23 | 6 |
| ПЛ-Основа-Безлюдівка | 35 |
| ПЛ-Основа-Безлюдівка-ТП-41 | 35 |
| ПС 110 кВ "Красноград" | ПЛ-1-110 | 110 |
| ПЛ-1-110 | 110 |
| ПС 110 кВ "Балаклія" | КЛ-1-10 | 10 |
| КЛ-2-10 | 10 |
| ПС 110 кВ "Южкабель" | КЛ-1-6 | 6 |
| КЛ-2-6 | 6 |
| ПАТ "Полтаваобленерго" | ПС 110 кВ "Карлівка" | КЛ-110 | 110 |
| ПС 110 кВ "Гребінка" | ПЛ-110 | 110 |
| ПС 110 кВ "Кобеляки" | ПЛ-110 Кобеляки-тяга Кобеляки-Білики | 110 |
| ПС 110 кВ "Білики" |
| ПАТ "Сумиобленерго" | ПС 110 кВ "Тростянец" | Ком.19 | 10 |
| Ком.22 | 10 |
| Ком.23 | 10 |
| ПС 35 кВ "Пивненковская" | Ком.15 | 10 |
| ПС В.Сироватка | Ком.5 | 10 |
| ПС Маяк | Ком.9 | 10 |
| ПС 35 кВ "Шепетин" | Кременець | 35 |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **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.)*** |
| ЕС Північна | ПС 330 кВ "Полтава" | ПЛ-1-110 Полтава-Південна | 110 | 11,138 | 13,104 | 12,48 | *13,853* | *14,352* | 14,28 | 16,8 | 16 | *17,76* | *18,4* |
| ПЛ-2-110 Полтава-Південна | 110 | 0 | 0 | 0 | *0* | *0* | 0 | 0 | 0 | *0* | *0* |
| ПС 330 кВ "Миргород" | ПЛ-1-110 Сагайдак | 110 | 3,858 | 4,539 | 4,323 | *4,799* | *4,971* | 4,946 | 5,819 | 5,542 | *6,152* | *6,373* |
| ПЛ-1-110 Ромодан | 110 | 3,073 | 3,615 | 3,443 | *3,822* | *3,959* | 3,94 | 4,635 | 4,414 | *4,9* | *5,076* |
| ПС 330 кВ "Кременчук" | ПЛ-1-110 тяга Кременчук | 150 | 7,518 | 8,845 | 8,424 | *9,351* | *9,688* | 9,639 | 11,34 | 10,8 | *11,988* | *12,42* |
| Сумская ТЕЦ | Ком.3 | 6 | 0,242 | 0,285 | 0,271 | *0,301* | *0,312* | 0,31 | 0,365 | 0,348 | *0,386* | *0,4* |
| СумГРЕС | Ком.4 | 6 | 0,147 | 0,173 | 0,165 | *0,183* | *0,19* | 0,19 | 0,223 | 0,212 | *0,235* | *0,244* |
| АТ ХОЕ | ПС 110 кВ "Іванівка" | Ком.8 | 6 | 0,381 | 0,448 | 0,427 | *0,474* | *0,491* | 0,488 | 0,574 | 0,547 | *0,607* | *0,629* |
| Ком.12 | 6 | 0,298 | 0,351 | 0,334 | *0,371* | *0,384* | 0,382 | 0,449 | 0,428 | *0,475* | *0,492* |
| Ком.14 | 6 | 0,362 | 0,426 | 0,406 | *0,451* | *0,467* | 0,465 | 0,547 | 0,521 | *0,578* | *0,599* |
| Ком.22 | 6 | 0,301 | 0,354 | 0,337 | *0,374* | *0,388* | 0,386 | 0,454 | 0,432 | *0,48* | *0,497* |
| Ком.78 | 6 | 0,498 | 0,586 | 0,558 | *0,619* | *0,642* | 0,638 | 0,751 | 0,715 | *0,794* | *0,822* |
| ПС 110 кВ "Холодногорская" | Ком.10 | 10 | 0,229 | 0,269 | 0,256 | *0,284* | *0,294* | 0,292 | 0,344 | 0,328 | *0,364* | *0,377* |
| Ком.52 | 10 | 0,201 | 0,236 | 0,225 | *0,25* | *0,259* | 0,257 | 0,302 | 0,288 | *0,32* | *0,331* |
| ПС 110 кВ "Свет Шахтёра" | Ком.16 | 6 | 0,329 | 0,387 | 0,369 | *0,41* | *0,424* | 0,422 | 0,497 | 0,473 | *0,525* | *0,544* |
| ПС 110 кВ "Основа" | Ком.4 | 6 | 0,362 | 0,426 | 0,406 | *0,451* | *0,467* | 0,465 | 0,547 | 0,521 | *0,578* | *0,599* |
| Ком.7 | 6 | 0,291 | 0,342 | 0,326 | *0,362* | *0,375* | 0,373 | 0,439 | 0,418 | *0,464* | *0,481* |
| Ком.23 | 6 | 0,518 | 0,609 | 0,58 | *0,644* | *0,667* | 0,663 | 0,78 | 0,743 | *0,825* | *0,854* |
| ПЛ-Основа- | 35 | 0,595 | 0,7 | 0,667 | *0,74* | *0,767* | 0,763 | 0,898 | 0,855 | *0,949* | *0,983* |

**Табл. 9.2.** Дані щодо перетоків через точки приєднання ОСР регіональної філії «Південна залізниця» АТ «Укрзалізниця» до мереж ОСП та інших ОСР

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  | Безлюдівка |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| ПЛ-Основа-Безлюдівка-ТП-41 | 35 | 0,715 | 0,841 | 0,801 | *0,889* | *0,921* | 0,916 | 1,078 | 1,027 | *1,14* | *1,181* |
|  | ПС 110 кВ "Красноград" | ПЛ-1-110 | 110 | 1,47 | 1,729 | 1,647 | *1,828* | *1,894* | 1,885 | 2,218 | 2,112 | *2,344* | *2,429* |
|  | ПЛ-1-110 | 110 | 0 | 0 | 0 | *0* | *0* | 0 | 0 | 0 | *0* | *0* |
|  |
| ПС 110 кВ "Балаклія" | КЛ-1-10 | 10 | 1,103 | 1,298 | 1,236 | *1,372* | *1,421* | 1,414 | 1,663 | 1,584 | *1,758* | *1,822* |
| КЛ-2-10 | 10 | 0 | 0 | 0 | *0* | *0* | 0 | 0 | 0 | *0* | *0* |
| ПС 110 кВ "Южкабель" | КЛ-1-6 | 6 | 0,866 | 1,019 | 0,97 | *1,077* | *1,116* | 1,109 | 1,305 | 1,243 | *1,38* | *1,429* |
| КЛ-2-6 | 6 | 0 | 0 | 0 | *0* | *0* | 0 | 0 | 0 | *0* | *0* |
| ПАТ ПОЕ | ПС 110 кВ "Карлівка" | КЛ-110 | 110 | 0,156 | 0,183 | 0,174 | *0,193* | *0,2* | 0,199 | 0,234 | 0,223 | *0,248* | *0,256* |
| ПС 110 кВ "Гребінка" | ПЛ-110 | 110 | 2,757 | 3,243 | 3,089 | *3,429* | *3,552* | 3,534 | 4,158 | 3,96 | *4,396* | *4,554* |
| ПС 110 кВ "Кобеляки" | ПЛ-110 Кобеляки-тяга Кобеляки-Білики | 110 | 1,521 | 1,789 | 1,704 | *1,891* | *1,96* | 1,949 | 2,293 | 2,184 | *2,424* | *2,512* |
| ПС 110 кВ "Білики" |  |  | 0 | 0 | 0 | *0* | *0* | 0 | 0 | 0 | *0* | *0* |
| ПАТ СОЕ | ПС 110 кВ "Тростянец" | Ком.19 | 10 | 0,149 | 0,175 | 0,167 | *0,185* | *0,192* | 0,191 | 0,225 | 0,214 | *0,238* | *0,246* |
| Ком.22 | 10 | 0,2 | 0,235 | 0,224 | *0,249* | *0,258* | 0,256 | 0,301 | 0,287 | *0,319* | *0,33* |
| Ком.23 | 10 | 0,177 | 0,208 | 0,198 | *0,22* | *0,228* | 0,227 | 0,267 | 0,254 | *0,282* | *0,292* |
| ПС 35 кВ "Пивненковская" | Ком.15 | 10 | 0,094 | 0,11 | 0,105 | *0,117* | *0,121* | 0,121 | 0,142 | 0,135 | *0,15* | *0,155* |
| ПС В.Сироватка | Ком.5 | 10 | 0,087 | 0,102 | 0,097 | *0,108* | *0,112* | 0,111 | 0,13 | 0,124 | *0,138* | *0,143* |
| ПС Маяк | Ком.9 | 10 | 0,082 | 0,096 | 0,091 | *0,101* | *0,105* | 0,105 | 0,123 | 0,117 | *0,13* | *0,135* |
| ПС 35 кВ "Шепетин" | Кременець | 35 | 0,077 | 0,091 | 0,087 | *0,097* | *0,1* | 0,1 | 0,118 | 0,112 | *0,124* | *0,129* |

# 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

## 10.1 Необхідність реконструкції та модернізації підстанцій 35 та 110 кВ

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 «Південній залізниці» на 2020-2024 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.

Планом розвитку передбачена реконструкція та технічне переоснащення джерел живлення системи розподілу, які спричиняють обмеження або неналежну якість електропостачання споживачів. Перелік даних заходів наведено в таблиці 10.1.

**Таблиця 10.1** –Перелік об’єктів системи розподілу,які спричиняють обмеження абоненалежну якість електропостачання споживачів

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Об’єкт системи**  **розподілу** | **Навант.**  **МВт** | **Причина обмеження** | **Заходи щодо усунення**  **обмеження** |
| **Виробничий підрозділ «Харківська дистанція електропостачання»** | | | |
| ПС «т.Шпаківка» | 43 МВА | Дефіцит потужності для розвитку регіону. | Заміна силового трансформатора 16 МВА Т-2 |
| ПС «т.Мерефа» | 17 МВА | Відсутність автоматичного регулювання напруги під навантаженням. | Заміна силових трансформаторів застарілої конструкції на сучасні з  можливістю регулювання напруги під навантаженням  10 МВА Т1, 10 МВА Т2. |
| ПС «т.Новоселівка» | 1,7 МВА | Дефіцит потужності для розвитку мереж регіону. | Заміна силового трансформатора 1,6 МВт ФПЕ. |
| **Виробничий підрозділ «Куп’янська дистанція електропостачання»** | | | |
| ПС «т.Зелений Колодязь» | 1,6 МВА | Дефіцит потужності для  Розвитку мереж в напрямку Зелений Колодязь – Лосево. | Заміна силових трансформатора 1,6 МВА ТП-1, ТП-2 застарілої  конструкції на сучасні більш потужні з можливістю регулювання напруги під навантаженням |
| **Виробничий підрозділ «Основ’янська дистанція електропостачання»** | | | |
| ПС «т.Безлюдівка» | 1,6 МВА | Дефіцит потужності для  Розвитку мереж | Заміна силового трансформатора ТМ-35/10 1,6 МВА на силовий трансформатор ТМ-35/10 4 МВА |
| **Виробничий підрозділ «Кременчуцька дистанція електропостачання»** | | | |
| ПС «т. Кременчук» | 40 МВА | Згідно вимог технічних умов приєднання стаціонарної ПС 150/27,5/10 Кременчук | Монтаж другого силового  трансформатора |

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.

З метою підвищення надійності роботи електричних мереж, їх керування та захисту передбачається технічне переоснащення щитових, а саме заміна панелей керування, захисту та автоматики приєднань підстанцій, на тягових підстанціях: ПС «т. Слатине», ПС «т. Гракове», ПС «т. Тройчате», ПС «т. Лозова», ПС «т. Циганська», ПС «т. Курилівка», ПС «т. Майська». Панелі управління, захисту та автоматики приєднань підстанції які були встановлені на цих тягових підстанціях з системою управління захисту та автоматики були побудовані на базі шаф кодових реле та релейних захистів семидесятих років виготовлення. Реле таких типів зняті з виробництва і запасні частини до них не виготовляються в Україні. Крім того в існуючій системі керування, захисту та автоматики повністю відсутні функції самодіагностики робочого стану обладнання.

Реконструкція ПС 35/10/3,3 кВ Зелений Колодязь по заміні ТП-1, ТП-2 потужністю 1,6 МВА обумовлена необхідністю підвищення надійності роботи електричних мереж на ділянці Зелений Колодязь – Лосеве, з метою підвищення надійності роботи електричних мереж при існуючих та перспективних навантаженнях.

Заміна силового трансформатора Т-1 15 МВА на ПС 110/35/10 кВ «Бірки» обумовлена незадовільними висновками протоколів аналізів трансформаторного масла.

Реконструкція ПС 110/35/10 кВ ЕЧЕ-5 «Біляївка» з заміною порталів ВРП-110/35 кВ, масляних вимикачів МКП-110, ВМД-35кВ обумовлена необхідністю підвищення надійності живлення ліній 35кВ «Закутнєвка», «Ржавчик», «Михайлівка».

Реконструкція ПС 110/35/10 кВ «т.Бірки» з заміною порталів ВРП-110/35 кВ, заміну шин та ізоляторів ВРП-110/35, заміну кабельних каналів, 4 масляних вимикачів МКП-110, виносу обліку на межу 35 кВ обумовлена необхідністю підвищення надійності живлення ліній 110кВ «Трійчате 1», «Трійчате 2».

Реконструкція ПС 110/35/10 кВ ЕЧЕ-6 «Герсеванівський» з заміною порталів ВРП-110/35 кВ, масляних вимикачів МКП-110, ВМД-35кВ обумовлена необхідністю підвищення надійності живлення лінії 35кВ «Смирнівка».

По тяговій підстанції 110/35/10 «Зміїв» необхідна заміна зношених масляних вимикачів МКП-110 кВ 1980 року випуску у кількості 6 шт на вакуумні/елегазові вимикачі, заміна малооб’ємного вимикача ВМТ-110 кВ 1981 року випуску у кількості 1 шт на вакуумний вимикач, заміна зношених масляних вимикачів МКП-35 кВ 1986 року випуску у кількості 3 шт на вакуумні вимикачі, заміна зношених масляних вимикачів ВМГ-133 1961 року випуску кількості 14шт на вакуумні вимикачі.

По тяговій підстанції 110/35/10 «Циганська» необхідна заміна зношених масляних вимикачів МКП-110 кВ 1961-63 років випуску у кількості 10шт на вакуумні/елегазові вимикачі, заміна зношених масляних вимикачів МКП-35 кВ 1962 року випуску у кількості 3 шт на вакуумні вимикачі, заміна зношених масляних вимикачів ВМГ-133 1961 року випуску кількості 14шт на вакуумні вимикачі.

По тяговій підстанції 110/10 «Занки» необхідна заміна зношених та морально застарілих ВД та КЗ-110 кВ на вакуумні/елегазові вимикачі у кількості 2 шт.

На сьогоднішній день тягова підстанція Кременчук експлуатується з одним вводом 154кВ, що не відповідає категорійності з надійності електропостачання споживачів 1 категорії та не забезпечує надійне електропостачання споживачів залізниці. Для надійного електропостачання споживачів дільниці Полтава-Кременчук та вузла Кременчуг, необхідно встановити другий силовий трансформатор.

Загальні обсяги монтажу та заміни комутаційних апаратів наведено в таблиці 10.2.

**Таблиця 10.2** –Монтаж та заміна комутаційного обладнання на ПС35 -110 кВ (Категорія заходу відповідно до п. 3.2.6 Кодексу систем розподілу – 1, 6).

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№**  **п/п** | **Вид робіт** | **Кількість обладнання, що підлягає заміні порокам** | | | | |
| 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
| 1 | Заміна зношених масляних вимикачів 110кВ та ВД,КЗ-110 на вакуумні/елегазовівимикачі 110 кВ в комплекті з пристроямиРЗА та ПА | 3 | 9 | 6 | 12 | 6 |
| 2 | Заміна зношених масляних вимикачів 35 кВ,С-35 кВ та МКП-35 на вакуумнівимикачі 35 кВ в комплекті з пристроямиРЗА та ПА | 0 | 8 | 7 | 5 | 4 |
| 4 | Заміна застарілих масляних вимикачів 10 кВна вакуумні вимикачі 10 кВ в комплекті зпристроями РЗА та ПА | 14 | 16 | 21 | 23 | 22 |
|  | **Разом** | **17** | **33** | **34** | **40** | **32** |

**Таблиця 10.3** –Монтаж та модернізація систем оперативного стуму на ПС35-110 кВ (Категорія заходу відповідно до п. 3.2.6 Кодексу систем розподілу – 2).

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Об’єкт системи розподілу** | **Вид будівництва (монтаж, модернізація)** | **Рік реалізації заходів** | | | | |
| **2020** | **2021** | **2022** | **2023** | **2024** |
| 1 | ПС «т. Слатине» | модернізація |  | х |  |  |  |
| 2 | ПС «т. Гракове» | модернізація |  |  | х |  |  |
| 3 | ПС «т. Лозова» | модернізація |  |  |  | х |  |
| 4 | ПС «т. Трійчате» | модернізація |  |  |  |  | х |
| 5 | ПС «т. Циганська» | модернізація |  |  |  | х |  |
| 6 | ПС «т. Курилівка» | модернізація |  |  | х |  |  |
| 7 | ПС «т. Майська» | модернізація |  | х |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | **Разом** |  | **0** | **2** | **2** | **2** | **1** |

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

Заплановано реконструкцію відгалужень від існуючих ПЛ-110 кВ «Есхар – Чугуїв», «Гракове – Чугуїв – т. Чугуїв» для живлення ПС 110/10/6/3,3 кВ Чугуїв у зв’язку вичерпаним терміном експлуатації.

На сьогоднішній день тягова підстанція Кременчук експлуатується з одним вводом 154кВ, що не відповідає категорійності з надійності електропостачання споживачів 1 категорії та не забезпечує надійне електропостачання споживачів залізниці. Тому для надійного електропостачання споживачів дільниці Полтава-Кременчук та вузла Кременчуг, необхідно будівництво ПЛ-154 кВ.

Загальна інформація по реконструкції та будівництву ЛЕП 35-110 кВ наведена в таблиці 10.6.

**Таблиця 10.4** –Перелік заходів з нового будівництва та реконструкції ЛЕП35-110кВ

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **№**  **п/п** | **Найменування ЛЕП** | **Перелік заходів** | **Категорія заходу (відповідно до п. 3.2.6 Кодексу систем розподілу)** |
| 1 | ПЛ-110 кВ «Есхар – Чугуїв» | Реконструкція ПЛ-110 кВ заміна проводів АС-120 довжиною 0,15 км, ізоляторів, несучих конструкцій | 1, 2, 3 |
| 2 | ПЛ -150 кВ №1 «ПС 330 кВ Кременчук – Кременчук тягова» АТ «Укрзалізниця» філія «Південна залізниця» Полтавська область, Кременчуцький район | Будівництво ПЛ -150 кВ №1 «ПС 330 кВ Кременчук – Кременчук тягова» | 1, 2, 3 |

**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**

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.

**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.**

Станом на 01.01.2019 року в регіональній філії «Південна залізниця» в експлуатації знаходиться 1906 комплектів релейного захисту та 220 пристрої автоматики. Найстаріші пристрої захисту працюють з 1946 року. В основному заявлений термін роботи пристроїв РЗА, як правило становить 25 років. Понад 25 років відпрацювало 62 % всіх пристроїв РЗА. Середній вік пристроїв РЗА в регіональній філії «Південна залізниця» складає понад 23 роки, що свідчить про вичерпання ресурсу практично на 69%. Частка електромеханічних реле складає понад 57 % всіх пристроїв РЗА. Мікропроцесорні пристрої складають близько 24%.

В основній мережі частка пристроїв РЗА на базі електромеханічних реле складає 70%, мікроелектронні пристрої 5% і тільки 25 % сучасні мікропроцесорні пристрої захисту. Це вказує на наднизькі темпи модернізації пристроїв РЗА в основній мережі.

Виходячи з вищевикладеного необхідно прискорити темпи реконструкції пристроїв РЗА. Для забезпечення рівня експлуатації пристроїв РЗА протягом нормативного терміну експлуатації, необхідно модернізувати щорічно пристрої захисту 4-5 приєднань 110 (150) кВ та 65 приєднань 35-10 (6) кВ.

Для мережі 110 (150) 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’єднувати до системи SCADA, для оперативного отримання інформації про спрацювання захистів та тип і місце пошкодження, що прискорить прийняття управлінських рішень та зниження затрат на пошук та ліквідацію пошкоджень в мережах. Враховуючи вищевикладене, на даний момент доцільно використовувати для мережі 110 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 «Південна залізниця», доцільно використання пристроїв захисту виробників, що знаходяться в даному регіоні. Це ПАТ «КИЇІПРИЛАД», ТОВ «РЗА СИСТЕМЗ», ТОВ «РЕЛСІС» та ін.

Лінійка пристроїв РЗА вказаних виробників практично повністю дозволяє виконати релейний захист та автоматику приєднань 35-10 (6) кВ.

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

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

Плани щодо реконструкції пристроїв РЗА і ПА сторони 110 (150) кВ підстанцій з вищою напругою 110 (150) кВ наведено в таблиці 12.1.

**Таблиця 12.1** – План впровадження та реконструкції пристроїв РЗА і ПА сторони 110 кВ ПС 110 кВ

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№**  **п/п** | **Об’єкт системи розподілу** | **Вид будівництва** | **Рік реалізації заходів** | | | | |
| 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
| 1 | 110/35/10 кВ "Слатине" (ШЗАТ-110 кВ Т-1, Т-2, ШЗАСВ-110 кВ) | реконструкція |  |  | Х |  |  |
| 2 | 110/35/10 кВ "Рогозянка" (ШЗАТ-110 кВ Т-1, Т-2, ШЗАСВ-110 кВ) | реконструкція |  |  |  | Х |  |
| 3 | ФПЭ-1 (Богодухов)( 10 кВ) | реконструкція |  | Х |  |  |  |
| 4 | ФПЭ-2 (Полтава) ( 10 кВ) | реконструкція |  | Х |  |  |  |
| 5 | ТП-12 Люботин ( 10 кВ) | реконструкція |  |  |  |  | Х |
| 6 | ТП-14 ПМС( 10 кВ) | реконструкція |  |  |  |  | Х |
| 7 | ТП-4 Люботин ( 10 кВ) | реконструкція |  |  |  |  | Х |
| 8 | ф.Инкубатор ( 10 кВ) | реконструкція |  |  | Х |  |  |
| 9 | ф. РРС ( 10 кВ) | реконструкція |  |  | Х |  |  |
| 10 | ф. ПТФ ( 10 кВ) | реконструкція |  |  | Х |  |  |
| 11 | ЕЧЕ-24 Курилівка | реконструкція |  |  | Х |  |  |
| 12 | ЕЧЕ-25 Тополі | реконструкція |  | Х |  |  |  |
| 13 | ЕЧЕ-31 Зелений колодязь | реконструкція |  |  |  |  | Х |
| 14 | ЕЧЕ-32 Чугуїв | реконструкція |  | Х |  |  |  |
| 15 | ЕЧЕ-33 13км | реконструкція |  |  |  |  | Х |
| 16 | ЕЧЕ-34 Граково | реконструкція |  |  |  | Х |  |
| 17 | ЕЧЕ-35 Булацелівка | реконструкція |  | Х |  |  |  |
| 18 | ЕЧЕ-40 Переддонбасівська | реконструкція |  |  | Х |  | Х |
| 19 | 110/35/10 кВ "Трійчате" ( Т-1, Т-2) | реконструкція |  | Х |  |  |  |
| 20 | 110/35/10 кВ "Бірки" (Т-1, Т-2,) | реконструкція |  |  | Х |  |  |
| 21 | 110/10/6 кВ «ГГП-1 Лихачове» | реконструкція |  |  |  | Х |  |
| 22 | 35/10 кВ «Безпалівка» | реконструкція | Х |  |  |  |  |
| 23 | 10 кВ «Лихачове» | реконструкція |  |  |  |  | Х |
| 24 | ЕЧЕ-18 Зміїв | реконструкція | Х |  |  |  |  |
| 25 | ЕЧЕ-44 Занки | реконструкція |  | Х |  |  |  |
| 26 | ЕЧЕ-29 Міргороди | реконструкція |  |  |  |  | Х |
| 27 | ЕЧЕ-19 Шебелінка | реконструкція |  |  |  |  | Х |
| 28 | ЕЧЕ-23 Букіне | реконструкція |  | Х |  |  |  |
| 29 | ЕЧЕ-22 Циганська | реконструкція |  |  | Х | Х |  |

**Таблиця 12.1** –Розроблення рекомендацій з розвитку ПА, РЗ, ТМ обліку та зв'язку

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Об’єкт керування** | **Напруга** | | **Оперативне управління** | **ТС** | **ТВІ** | | **I,U** | **ТУ** | **Обладн. ТМ** | **Відстань**  **ЕЧ(км)** | **Тип**  **каналу**  **звязку** | **Рік вводу в експл** | ***ЕЧ*** |
| **струмова**  **петля** | **число-**  **імпульсні** |
| ЕДП Харків | 110/35/10 | | ЕЧ | 128 |  |  |  | 228 | ЕСТ-62 | 53 | кабель |  | 2 |
| ЕЧС РЕМ-Х | 6 кВ | | ЕЧ | 339 |  |  |  | 659 | --- | 45 | --- |  | 2 |
| ЕДП Власівка | 110/35/10 | | ЕЧ | 460 |  |  |  | 701 | Лісна | 67 | кабель |  | 2 |
| ПСК-1 Люботин | 3,3 | | ЕЧ | - |  |  |  | 12 | Граніт - мікро | 6,26 (с ПСК) | оптоволокно | 2011 | 3 |
| ст.. Люботин | 3,3 | | ЕЧ | - |  |  |  | 14 | Граніт - мікро |  | оптоволокно | 2011 | 3 |
| ПСК Люботин-Західний | 3,3 | | ЕЧ | - |  |  |  | 6 | Граніт - мікро | 1,98 (с ПСК) | оптоволокно | 2011 | 3 |
| ст.. Люботин-Західний | 3,3 | | ЕЧ | - |  |  |  | 6 | Граніт - мікро |  | оптоволокно | 2011 | 3 |
| ЕЧЕ-43 Майська | 3,3 | | ЕЧ | - |  |  |  | 8 | Граніт - мікро |  | оптоволокно | 2011 | 3 |
| ЕЧЕ-43 Майська | 10 | | ЕЧ | - |  |  |  | 4 | Граніт - мікро |  | оптоволокно | 2011 | 3 |
| ст.. Мерчик | 3,3 | | ЕЧ | - |  |  |  | 3 | Граніт - мікро | 1,3 | кабель | 2011 | 3 |
| ПТП Огульці | 27,5 | | ЕЧ | - |  |  |  | 5 | Граніт - мікро | 5,163 | оптоволокно | 2011 | 3 |
| ст.. Огульці | 27,5 | | ЕЧ | - |  |  |  | 8 | Граніт - мікро |  | оптоволокно | 2011 | 3 |
| ст.. Огульці | 3,3 | | ЕЧ | - |  |  |  | 6 | Граніт - мікро |  | оптоволокно | 2011 | 3 |
| ст..Ков'ягі | 27,5 | | ЕЧ | - |  |  |  | 9 | Граніт - мікро | 0,65 | отоволокно | 2011 | 3 |
| ПТП Мар’яно | 27,5 | | ЕЧ | - |  |  |  | 12 | Граніт - мікро |  | отоволокно | 2011 | 3 |
| ст..Водяна | 27,5 | | ЕЧ | - |  |  |  | 11 | Граніт - мікро |  | кабель | 2011 | 3 |
| ст..Коломак | 27,5 | | ЕЧ | - |  |  |  | 11 | Граніт - мікро | 3,24 | отоволокно | 2011 | 3 |
| ст..Скороходово | 27,5 | | ЕЧ | - |  |  |  | 11 | Граніт - мікро | 2,57 | отоволокно | 2011 | 3 |
| ст..Кочубіївка | 27,5 | | ЕЧ | - |  |  |  | 11 | Граніт - мікро | 2,565 | отоволокно | 2011 | 3 |
| ст..Божково | 27,5 | | ЕЧ | - |  |  |  | 13 | Граніт - мікро | 2,14 | отоволокно | 2011 | 3 |
| ст..Свинківка | 27,5 | | ЕЧ | - |  |  |  | 11 | Граніт - мікро | 2,59 | отоволокно | 2011 | 3 |
| ст..Харків (диспетчерська) | 27,5 | | ЕЧ | - |  |  |  | 2(основне і резерв) | Граніт - мікро |  | отоволокно | 2011 | 3 |
| Гребінка-Полтава-Вакуленці-Карлівка | 110/27,5/10/6 | | ЕЧ | 263 |  |  |  | 159 | Граніт ЖД Мікро |  | Кабель | 2002 | 4 |
| Куп’янск-Тернова-Рогань | 110/35/27,5/10/3,3 | | ЕЧ | 621 |  |  |  | 309 | Гранит | 112 | Кабель | 2001 | 5 |
| Тополі-Тропа | 110/35/27,5/10 | | ЕЧ | 367 |  |  |  | 185 | Гранит | 109 | Кабель | 2004 | 5 |
| ЕДП Лозова | 110/35/10 | | ЕЧ | 245 |  |  |  | 478 | Лисна + арм диус | 120 | Кабель, оптоволокно | 1957 | 6 |
| ЕДП Красноград | 110/27,5/10 | | ЕЧ | 187 |  |  |  | 255 | Граніт-мікро, ВЧ-канал | 87 | ВЧ-канал, оптоволокно | 2012 | 6 |
| Харків-Левада - Букіно | | 110/35/10/6 | ЕЧ | 827 |  |  |  | 437 | Лоза |  | Кбель | 2017 | 7 |
| ПСК - Кременчук | | 27,5 | ЕЧ | 18 |  |  |  | 12 | Граніт - мікро |  | Кабель | 2011 | 8 |
| ПСК - Галещина | | 27,5 | ЕЧ | 18 |  |  |  | 12 | Граніт - мікро |  | Кабель | 2017 | 8 |
| Кременчук - тяга | | 154/27,5/10 | ЕЧ | 38 |  |  |  | 26 | Граніт-мікро |  | Кабель | 2017 | 8 |
| Кобеляки - тяга | | 110/35/27,5 | ЕЧ | 6 |  |  |  | 3 | Граніт-мікро |  | Кабель | 2011 | 8 |

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

## 13.1 Аналіз існуючих навантажень

В даному розділі наведені дані щодо існуючих навантажень мінімуму/максимуму літа та зими 2014-2018 років. Основним джерелом потужності в Харківській та Полтавській областях є магістральні підстанції: Зміївська ТЕС, Первомайськ-330, Артема-330, Залютине-330, Лозова-330, Куп'янськ-330 Кременчуг-330, Полтава-330, Миргород-330

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

Як бачимо на Рис. 1, в період з 2014 по 2015 спостерігається ріст навантаження, після 2015 року відбувається незначне зменшення навантаження.

Дані щодо замірних навантажень для кожної підстанції наведено в **Додатку Г. Табл. 10**, **Табл. 11**, **Табл. 12**, **Табл. 13** та **Табл. 14**.

## 13.2 Розрахунок перспективних навантажень

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

,

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

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

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

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

Відносний ретроспективний приріст споживання електроенергії визначається за виразом:

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

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

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

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

Перспективні навантаження ПС 110 кВ наведені в **Додатку Г. Табл. 15**, **Табл. 16**, **Табл. 17** та **Табл. 18**.

Перспективні навантаження ПС 35 кВ наведені в **Додатку Г. Табл. 19**, **Табл. 20**, **Табл. 21** та **Табл. 22**.

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

Аналіз завантаження трансформаторів було проведено для максимуму зимових навантажень 2018 року. Результат аналізу наведено в **Додатку Г. Табл. 23**. Також, для підстанцій на яких встановлено два трансформатора наведено завантаження одного з трансформаторів при аварійному відключені іншого.

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

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

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

Фактичні показники комерційної якості надання послуг з розподілу електричної енергії по регіональні філії «Південна залізниця» за 1-2 квартал 2018 р. приведено в таблиці 14.1, за 3-4 квартал 2018 р. в таблиці 14.2

Фактичні показники надійності (безперервності) електропостачання по регіональні філії «Південна залізниця» за 2018 р. приведено в таблиці 14.3

Таблиця 14.1 - Фактичні показники комерційної якості надання послуг з розподілу електричної енергії за 1-2 квартал 2018 р

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Причини звернення | Код рядка | Кількість звернень за квартал, шт | Термін виконання послуги відповідно до законодавства | Середній фактичний термін виконання послуги | Кількість звернень, фактичний термін виконання яких був більший ніж зазначено в графі 2, шт. | Відсоток послуг, наданих з перевищенням встановленого терміну виконання % | Примітки |
| А | Б | В | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | **6** |
| S1 | Надання доступу до електричної мережі | 010 | 102 |  | 3,28 |  |  |  |
| S1.1 | видача договору про приєднання та технічних умов, у т.ч.: | 015 | 42 |  | 6,24 |  |  |  |
| S1.1.1 | без необхідності їх узгодження з власником (користувачем) магістральних інженерних мереж (приєднання, яке не є стандартним,  пункт 3.1.2\*) | 016 | 21 | 15 робочих днів | 9,52 | 4 | 19,0% |  |
| S1.1.2 | у разі необхідності їх узгодження з власником (користувачем) магістральних інженерних мереж (приєднання, яке не є стандартним, пункт 3.1.2\*) | 017 |  | 30 робочих днів |  |  |  |  |
| S1.1.3 | для стандартного приєднання (пункт 2.1.2\*) | 018 | 21 | 5 робочих днів | 2,95 | 1 | 4,8% |  |
| S1.2 | підключення електроустановки замовника до електричних мереж | 020 | 20 |  | 1,15 |  |  |  |
| S1.2.1 | підключення електроустановки замовника до електричних мереж (стандартне приєднання, пункт 2.1.5\*), у т.ч.: | 021 | 9 |  | 1 |  |  |  |
| S1.2.1.1 | без потреби припинення електропостачання інших споживачів | 022 | 7 | 5 днів | 1,00 |  |  |  |
| S1.2.1.2 | у разі потреби припинення електропостачання інших споживачів | 023 | 2 | 10 днів | 1,00 |  |  |  |
| S1.2.2 | підключення електроустановки замовника до електричних мереж (приєднання, яке не є стандартним, пункт 3.1.11\*), у т.ч.: | 024 | 11 |  | 1,27 |  |  |  |
| S1.2.2.1 | без потреби припинення електропостачання інших споживачів | 026 | 10 | 5 днів | 1,30 |  |  |  |
| S1.2.2.2 | у разі потреби припинення електропостачання інших споживачів | 027 | 1 | 10 днів | 1,00 |  |  |  |
| S1.2.3 | підключення електроустановки замовника до електричних мереж (приєднання електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії, з використанням альтернативних джерел енергії, пункт 4.1.6\*), у т.ч.: | 028 | 0 |  | 0 |  |  |  |
| S1.2.3.1 | без потреби припинення електропостачання інших споживачів | 029 |  |  |  |  |  |  |
| S1.2.3.2 | у разі потреби припинення електропостачання інших споживачів | 031 |  |  |  |  |  |  |
| S1.3 | підключення електроустановок споживача після відключення (пункт 7.12 глави 7\*\*) | 035 | 1 | 5 робочих днів | 3,00 |  |  |  |
| S1.4 | відновлення електропостачання споживача після усунення порушень і оплати споживачем заборгованості, витрат на повторне підключення та збитків, завданих енергопостачальнику (пункт 36 \*\*\*), у т.ч.: | 040 | 39 | - | 1,18 |  |  |  |
| S1.4.1 | у містах | 045 | 36 | 3 робочих дні | 1,19 | 1 | 2,8% |  |
| S1.4.2 | у сільській місцевості | 050 | 3 | 5 робочих днів | 1,00 |  |  |  |
| S2 | Надання на розгляд проекту договору, у т. ч.: | 055 | 133 | - | 2,67 |  |  |  |
| S2.1 | про постачання електричної енергії для споживачів (крім населення) із приєднаною потужністю до 150 кВт (пункт 5.3 глави 5\*\*) | 060 | 118 | 7 робочих днів | 2,76 |  |  |  |
| S2.2 | про постачання електричної енергії для споживачів (крім населення) із приєднаною потужністю 150 кВт та більше (пункт 5.3 глави 5\*\*) | 065 | 11 | 14 робочих днів | 2,27 |  |  |  |
| S2.3 | про користування електричною енергією для побутових споживачів (пункт 3\*\*\*) | 066 | 4 | 10 робочих днів | 1,00 |  |  |  |
| S3 | Перевірка рахунків за спожиту електроенергію та розрахункових засобів обліку | 070 | 10 | - | 1 |  |  |  |
| S3.1 | перевірка рахунків за спожиту електроенергію та розрахункових засобів обліку (пункт 6.36 глава 6\*\*), у т.ч.: | 075 | 10 | - | 1 |  |  |  |
| S3.1.1 | перевірка рахунків на оплату електроенергії для споживачів (крім населення) | 080 |  | 5 робочих днів |  |  |  |  |
| S3.1.2 | технічна перевірка розрахункових засобів обліку (крім населення) | 085 | 10 | 20 днів | 1,00 |  |  |  |
| S3.2 | перевірка рахунків на оплату електроенергії для населення (пункт 29\*\*\*) | 090 |  | 5 днів |  |  |  |  |
| S4 | Вимірювання параметрів якості електричної енергії при їх відхиленні від договірних значень та оформлення двостороннього акта про якість електричної енергії (пункт 6.47 глава 6\*\*) | 115 |  | 2 дні |  |  |  |  |
| S5 | Оформлення акта-претензії щодо порушення умов договору: | 120 | 0 | - | 0 |  |  |  |
| S5.1 | прибуття представника енергопостачальника для складання акта-претензії щодо порушення умов договору (пункт 50\*\*\*), у т.ч.: | 125 | 0 | - | 0 |  |  |  |
| S5.1.1 | у містах | 130 |  | 3 дні |  |  |  |  |
| S5.1.2 | у сільській місцевості | 135 |  | 7 днів |  |  |  |  |
| S5.2 | усунення недоліків зазначених в акті-претензії або надання обгрунтованої відмови (пункт 51\*\*\*) | 140 |  | 10 днів |  |  |  |  |
| S6 | Письмове звернення громадян(ина) (стаття 20\*\*\*\*), зокрема: | 145 | 0 | місяць |  | 0 |  |  |
| S6.1 | скарги щодо якості надання послуг, у т. ч: | 146 | 0 | - | 0 |  |  |  |
| S6.1.1 | скарги щодо якості електроенергії | 147 |  | місяць |  |  |  |  |
| S6.1.2 | скарги щодо перерв в електропостачанні | 148 |  | місяць |  |  |  |  |
| S6.1.3 | скарги щодо якості обслуговування споживачів | 149 |  | місяць |  |  |  |  |
| S7 | Проведення експертизи приладу обліку (пункт 16\*\*\*) | 150 | 42 | 20 днів | 1,19 |  |  |  |
| S8 | Приведення вузла обліку до вимог нормативно-технічних документів та законодавства (пункт 12\*\*\*), у т. ч: | 155 | 4 | - | 1 |  |  |  |
| S8.1 | у містах | 160 | 3 | 3 дні | 1,00 |  |  |  |
| S8.2 | у сільській місцевості | 165 | 1 | 5 днів | 1,00 |  |  |  |
|  | **Разом** |  | 291 |  | 2,59 | 6 | 2,1% |  |

Таблиця 14.2 - 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 | 64 | 64 | 0 |  | 1,55 |  |  |
| S1.1 | видача технічних умов на приєднання разом з проектом договору про приєднання: | 015 | 34 | 34 | 0 |  | 2,65 |  |  |
| S1.1.1 | стандартне приєднання (пункт 4.5.5\*) | 020 | 18 | 18 | 0 | 10 роб. днів | 0,44 |  |  |
| S1.1.2 | нестандартне приєднання (без необхідності погодження ТУ з ОСП) (пункт 4.5.6\*) | 025 | 14 | 14 | 0 | 10 роб. днів | 0,71 | 11 | 78,57% |
| S1.1.3 | нестандартне приєднання (з необхідністю погодження ТУ з ОСП) (пункт 4.5.6\*) | 030 | 2 | 2 | 0 | 20 роб. днів | 36,00 | 2 | 100,00% |
| S1.2 | подання робочої напруги для проведення випробувань електрообладнання (пункт 4.7.6\*) | 035 | 5 | 5 | 0 |  | 0,60 |  |  |
| S1.2.1 | не потребує припинення електропостачання інших Користувачів | 040 | 5 | 5 | 0 | 5 роб. днів | 0,60 |  |  |
| 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 | 25 | 25 | 0 |  | 0,24 |  |  |
| S1.3.1 | не потребує припинення електропостачання інших Користувачів | 055 | 20 | 20 | 0 | 5 роб. днів | 0,05 |  |  |
| S1.3.2 | потребує припинення електропостачання інших Користувачів | 060 | 5 | 5 | 0 | 10 роб. днів | 1,00 |  |  |
| S2 | Видача: | 065 | 91 | 91 | 0 |  | 0,31 |  |  |
| S2.1 | паперового примірника укладеного договору про надання послуг з розподілу (пункт 2.1.4\*\*) | 070 | 86 | 86 | 0 | 3 роб. дні | 0,22 | 21 | 24,42% |
| S2.2 | підписаного ОСР паспорту точки розподілу (пункт 2.1.4\*\*) | 075 | 5 | 5 | 0 | 10 роб. днів | 1,80 |  |  |
| S3 | Відновлення електроживлення електроустановки споживача: | 080 | 15 | 15 | 0 |  | 0,27 |  |  |
| S3.1 | яка була відключена за заявою споживача (пункт 11.5.11\*, пункт 7.13\*\*) | 085 | 4 | 4 | 0 | 5 роб. днів | 0,25 |  |  |
| S3.2 | яка була відключена за ініціативою ОСР (пункт 11.5.23\*, пункт 7.12\*\*) | 090 | 2 | 2 | 0 |  | 0,50 |  |  |
| S3.2.1 | у міській місцевості | 095 | 2 | 2 | 0 | 3 роб. дні | 0,50 |  |  |
| S3.2.2 | у сільській місцевості | 100 | 0 |  |  | 5 роб. днів |  |  |  |
| S3.3 | яка була відключена за зверненням електропостачальника (пункт 7.12\*\*) | 105 | 9 | 9 | 0 |  | 0,22 |  |  |
| S3.3.1 | у міській місцевості | 110 | 4 | 4 | 0 | 3 роб. дні | 0,25 |  |  |
| S3.3.2 | у сільській місцевості | 115 | 5 | 5 | 0 | 5 роб. днів | 0,20 |  |  |
| S4 | Перевірка лічильника (пункт 6.11 розділу XIII \*\*\*) | 120 | 35 | 35 | 0 | 20 днів | 0,40 |  |  |
| 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 | 205 | 205 | 0 |  | 0,71 | 34 | 16,59% |

Таблиця 14.3 – 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 |  |  |  |  |  | 0,7 | **0,7** |  |  |  |  |  | 0,01 | **0,01** |
| 27,5 - 35 кВ | 010 | 11,8 | 21,5 | 0,0 |  |  | 7,6 | **40,9** | 0,07 | 0,16 | 0,00 |  |  | 0,32 | **0,55** |
| 6 - 20 кВ | 015 | 42,7 | 112,3 | 6,8 | 4,1 | 0,3 | 150,9 | **317,2** | 0,13 | 0,58 | 0,05 | 0,03 | 0,00 | 1,33 | **2,11** |
| У тому числі у міських населених пунктах | 020 | 38,4 | 82,1 | 5,2 | 1,1 | 0,4 | 137,8 | **265,0** | 0,09 | 0,42 | 0,04 | 0,01 | 0,00 | 1,07 | **1,63** |
| у сільських населених пунктах | 025 | 64,5 | 265,7 | 14,9 | 19,3 |  | 217,2 | **581,7** | 0,31 | 1,35 | 0,14 | 0,14 |  | 2,65 | **4,59** |
| 0,4 кВ | 030 | 10,7 | 56,7 | 0,0 |  |  | 88,1 | **155,5** | 0,03 | 0,26 | 0,00 |  |  | 0,37 | **0,67** |
| У тому числі у міських населених пунктах | 035 | 12,5 | 62,8 | 0,0 |  |  | 105,5 | **180,8** | 0,04 | 0,29 | 0,00 |  |  | 0,45 | **0,78** |
| у сільських населених пунктах | 040 | 1,6 | 25,4 |  |  |  | 0,2 | **27,2** | 0,00 | 0,09 |  |  |  | 0,00 | **0,09** |
| **Усього** | **045** | **65,2** | **190,5** | **6,9** | **4,1** | **0,3** | **247,3** | **514,3** | **0,23** | **0,99** | **0,05** | **0,03** | **0,00** | **2,03** | **3,34** |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 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 |
|  |  |  |  |  | 0,3 | **0,3** |  |  |  |  |  | 0,002 | **0,002** | 3 | 4214,000 |
| 12,9 | 21,7 | 13,5 |  |  | 9,7 | **57,8** |  |  |  |  |  | 0,665 | **0,665** | 17 | 114153,554 |
| 55,5 | 67,1 | 36,9 | 11,3 | 2,3 | 120,1 | **293,2** | 0,003 | 0,029 | 0,004 | 0,035 |  | 0,891 | **0,963** | 171 | 102244,078 |
| 47,9 | 40,6 | 20,6 | 0,1 | 2,3 | 79,2 | **190,7** | 0,003 | 0,032 | 0,003 | 0,012 |  | 0,711 | **0,761** | 97 | 71141,050 |
| 7,5 | 26,5 | 16,3 | 11,3 |  | 40,9 | **102,5** | 0,004 | 0,015 | 0,011 | 0,154 |  | 1,806 | **1,989** | 74 | 31103,028 |
| 5,1 | 4,6 | 0,0 |  |  | 7,6 | **17,4** |  |  |  |  |  |  | **0,000** | 18 894 | 107902,402 |
| 5,0 | 3,4 | 0,0 |  |  | 7,6 | **16,0** |  |  |  |  |  |  | **0,000** | 15 825 | 84013,677 |
| 0,2 | 1,2 |  |  |  | 0,0 | **1,4** |  |  |  |  |  |  | **0,000** | 3 069 | 23888,725 |
| **73,5** | **93,4** | **50,4** | **11,3** | **2,3** | **137,7** | **368,7** | **0,003** | **0,029** | **0,004** | **0,035** | **0,000** | **1,557** | **1,629** | **19 085** | **328514,034** |

Для зниження планових показників SAIDI в регіональні філії «Південна 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 тепловізійного 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.

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

На поточний момент моніторинг показників якості електроенергії (далі ПЯЕ) здійснюється за допомогою стаціонарних трифазних приладів для вимірювання ПЯЕ на постійній основі, які повинні бути встановлені на тягових підстанціях (далі ПС) й до яких приєднані електростанції користувачів для живлення як залізничних так і не залізничних абонентів.

Станом на сьогодення по ПС регіональної філії «Південна залізниця» відсутні приладі для вимірювання ПЯЕ.

Інвестиційною програмою на 2019 рік по господарству електро-постачання передбачається закупівля переносних аналізаторів якості електроенергії трифазних мереж типу PROVA 6830 з електричними кліщами у кількості 7 одиниць. В подальшому дані пристрої будуть розділені між виробничими підрозділами (дистанціями електропостачання).

Враховуючи тривалість вимірювання не менш ніж 7 календарних днів (тиждень), а також час, потрібний для проведення щорічної метрологічної повірки приладу і час на переміщення приладу з однієї ПС на іншу ПС, й в залежності від місця встановлення приладів для вимірювання ПЯЕ, додатково буде визначатись кількість точок вимірювання, на яких протягом року можливо здійснити вимірювання ПЯЕ одним приладом й кількість приладів, які потрібно придбати для загального забезпечення точок вимірювання ПЯЕ даними приладами.

По регіональній філії «Південна залізниця» всього 46 ПС (43 тягові ПС, 3 пересувні тягові ПС й 1 нетягова ПС «Хімпром»).

Першочергово, впродовж 2020 – 2024 років, по регіональній філії «Південна залізниця» передбачається встановлення комплексу стаціонарних приладів для вимірювання ПЯЕ на опорних тягових підстанціях напругою 110 кВ у кількості 11 одиниць (таблиця 15.1 додається). Щорічно, планами капітальних вкладень, кошти на придбання даних приладів для вимірювання ПЯЕ будуть передбачатися.

Після отримання комплексу стаціонарних приладів для вимірювання ПЯЕ та їх встановлення на ПС, буде розроблений графік моніторингу ПЯЕ на 2020-2024 роки.

З 2020 року кількість шин регіональної філії «Південна залізниця», на яких потрібно 1 раз на рік виконати вимірювання ПЯЕ лише по ПС дорівнює:

* шин середньої напруги підстанції ВН/СН – 78;
* шин середньої напруги підстанції СН/СН – 138;
* 1 % точок приєднання споживачів середньої напруги – 4.

В залежності від кількості користувачів (споживачів) електричної енергії й користувачів, що здійснюють виробництво електричної енергії з використанням альтернативних джерел енергії, тобто розподіленої генерації, буде розроблений графік моніторингу ПЯЕ на 2020-2024 роки, який в подальшому, буде відкориговано.

Згідно постанов «Про затвердження форм звітності за показниками якості електропостачання» та «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсації споживачам за їх недотримання» регламентується робота операторів системи розподілу в частині роботи із зверненнями споживачів на якість електроенергії, проведення вимірювань параметрів якості напруги, усунення виявлених невідповідностей та компенсація споживачам за недотримання термінів надання послуг.

Таким чином, для виконання структурними одиницями регіональної філії «Південня залізниця» вимог в частині планових вимірювань ПЯЕ, та в частині перевірки якості електричної енергії за зверненнями/скаргами/претензіями споживачів з урахуванням значної кількості користувачів, що здійснюють виробництво електричної енергії з використанням альтернативних джерел енергії, тобто розподіленої генерації, та вимог п. 15 в частині вимірювання стосовно якості електричної енергії в точках приєднання користувачів до системи розподілу в період до 2024 року регіональною філією заплановано придбати не менше 35 комплектів стаціонарних трифазних приладів й 7 комплектів переносних трифазних реєстраторів ПЯЕ, 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».

На сьогоднішній день прилади фіксації/аналізу показників якості електроенергії на підстанціях

Для виконання вимог пункту 6.3.4 КСР необхідно:

* комплект трансформаторів напруги типу 3\*IVS1(F) для почергового встановлення на опорі ВЛ;
* повний перелік споживачів, які підключені до мережі СН;
* величина та характер завантаження споживачів;

В 2019 році господарством електропостачання планується придбання та введення в експлуатацію переносних вимірювальних комплексів якості напруги.

Прилади повинні відповідати вимогам ДСТУ EN 50160:2014 та ДСТУ IEC 61000-4-30:2010.

Графік вимірювання параметрів якості електричної енергії на шинах середньої напруги підстанцій ВН/СН 2020-2024 роки наведено в Таблиці 15.1

Загальна кількість підстанцій ВН/СН становить 66 шт.

Якість електричної енергії в системі розподілу з дотриманням вимог Кодексу системи розподілу проводитиметься, зокрема щодо вимірювання наступних параметрів: частоти, напруги, небалансу напруги, напруги гармонік, флікерів, фіксації провалів напруги та перенапруги.

**Таблиця 15.1. -** Графік вимірювання параметрів якості електричної енергії для забезпечення вимірювання щороку – не менше ніж на 1% точок приєднання споживачів середньої напруги.

| **№п/п** | **Назва підстанції** | **Кількість приладів** |
| --- | --- | --- |
| **2020 рік** | | **7** |
| 1 | Дергачі ЕЧЕ-8 | 1 |
| 2 | Козача Лопань ЕЧЕ-9 | 1 |
| 3 | Шпаківка ЕЧЕ-27 | 1 |
| 4 | Граково ЕЧЕ-34 | 1 |
| 5 | Бірки ЕЧЕ-3 | 1 |
| 6 | Трійчат ЕЧЕ-4 | 1 |
| 7 | Лозова ЕЧЕ-7 | 1 |
| **2021 рік** | | 7 |
| 1 | Зміїв ЕЧЕ-18 | 1 |
| 2 | Циганська ЕЧЕ-22 | 1 |
| 3 | Майська ЕЧЕ-43 | 1 |
| 4 | Полтава Південна ЕЧЕ-12 | 1 |
| 5 | Курилівка ЕЧЕ-24 | 1 |
| 6 | Граково ЕЧЕ-34 | 1 |
| 7 | Новоселівка ЕЧЕ-1 | 1 |
| **2022 рік** | | 7 |
| 1 | Мерефа ЕЧЕ-2 | 1 |
| 2 | Рогозянка ЕЧЕ-28 | 1 |
| 3 | Лосеве ЕЧЕ-30 | 1 |
| 4 | Н.Водолага ЕЧЕ-36 | 1 |
| 5 | Власівка ЕЧЕ-37 | 1 |
| 6 | Слатине ЕЧЕ-42 | 1 |
| 7 | Зелений Колодязь ЕЧЕ-31 | 1 |
| **2023 рік** | | 7 |
| 1 | Чугуїв ЕЧЕ-32 | 1 |
| 2 | Скрипаї ЕЧЕ-33 | 1 |
| 3 | Біляївка ЕЧЕ-5 | 1 |
| 4 | Герсіванове ЕЧЕ-6 | 1 |
| 5 | Безпалівка ЕЧЕ-38 | 1 |
| 6 | Ліхачово ЕЧЕ-39 | 1 |
| 7 | Берестовеньки ЕЧЕ-46 | 1 |
| **2023 рік** | | 7 |
| 1 | Красно град ЕЧЕ-47 | 1 |
| 2 | Безлюдівка ЕЧЕ-17 | 1 |
| 3 | Шебелинка ЕЧЕ-19 | 1 |
| 4 | Букіно ЕЧЕ-23 | 1 |
| 5 | Миргороди ЕЧЕ-29 | 1 |
| 6 | Занкі ЕЧЕ-44 | 1 |
| 7 | Ромодан ЕЧЕ-10 | 1 |

**16. ІНФОРМАЦІЯ ЩОДО ЗАПЛАНОВАНОГО ВИВЕДЕННЯ ОБЛАДНАННЯ СИСТЕМИ РОЗПОДІЛУ З ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТА ОЦІНКА ВПЛИВУ ТАКОГО ВИВЕДЕННЯ.**

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

# 17. Плани в частині заходів з компенсації реактивної потужності

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

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

В "Плані введення регульованих пристроїв компенсації реактивної потужності в електричних мережах ліцензіатів" для регіональної філії «Південна залізниця» зазначено, що встановлення пристроїв **не доцільно.**

**18. ПЛАНИ В ЧАСТИНІ УЛАШТУВАННЯ «ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОГО» ОБЛІКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ.**

В регіональній філії «Південна залізниця» розроблено концепцію побудови автоматизованої системи обліку електричної енергії споживачів на 2020-2024 роки.

У планах за 5 років плануєтьсяавтоматизувати у повному обсязі периметр ОРЕ, точки надходження в мережу структурних одиниць, продовжити встановлювати ЛУЗОД на ПС 35-150 кВ, РП 6-10кВ та автоматизацію ТП 6-10/0,4кВ. При цьому, станом на 01.01.2025р., кількість побутових споживачів у системі АСКОЕ складатиме7556, що дорівнюється 43,5%.

Автоматизована система комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) забезпечує автоматизований облік електричної енергії на основі даних, одержуваних безпосередньо від лічильників і/або вимірювальних перетворювачів електричної енергії.

Основною метою створення АСКОЕ є вирішення на основі точної й оперативно одержуваної інформації питань підвищення ефективності і раціонального використання паливно-енергетичних ресурсів, енергозбереження, локалізації витрат електроенергії, а також вирішення питань фінансових взаємовідносин.

Головним критерієм встановлення АСКОЕ у споживачів є зниження втрат електричної енергії (у тому числі комерційних) у розподільчих мережах Товариства.

АСКОЕ повинні встановлюватись на окремому периметрі вимірювання зі складанням балансу споживання електричної енергії у ньому.

Периметр вимірювання визначається в межах – джерело електропостачання 0,4 кВ із відхідними лініями – споживач з встановленням технічного та комерційного обліку електроенергії відповідно.

Черговість встановлення АСКОЕ на периметрах вимірювань визначається за результатами пофідерного аналізу (балансу) за умови перевищення нормативу технологічних витрат у електромережах з техніко-економічним обґрунтуванням та розрахунком економічного ефекту.

**18.1. Основні чинники вибору першочерговості улаштування автоматизованих систем обліку.**

1. Енерговузли з найбільшим відсотком втрат електричної енергії.
2. Енерговузли з обмеженим доступом до приладів обліку.
3. Найбільш енергоємні вузли.
4. Віддалені ПС, а також ПС без черговогоперсоналу.
5. Зниження операційних витрат завдяки впровадженню АСКОЕ.
6. Енерговузли з низькою якістю електропостачання.

Апаратно-програмні засоби АСКОЕ повинні забезпечувати автоматичне дистанційне зчитування даних зі всіх лічильників електричної енергії для подальшої обробки та перевірки даних комерційного обліку електричної енергії постачальником послуг комерційного обліку в межах своєї компетенції, та подальшого формування та передачі електронних документів до адміністратора комерційного обліку.

**18.2. Призначення та задачі автоматизованих систем обліку електричної енергії у мережах регіональної філії «Південна залізниця».**

1. Забезпечення дистанційного зчитування результатів вимірювання з лічильників електричної енергії;
2. Контроль достовірності інформації про електроспоживання;
3. Максимальне формування вимірювальних площадок групи «а» по всіх постачальниках;
4. Формування щодобово прогнозних та фактичних погодинних даних обсягів закупівлі електричної енергії постачальниками та операторами системи розподілу.
5. Максимальне використання у розрахунках за електричну енергію даних приладного обліку;
6. Оперативний моніторинг та виявлення крадіжок чи втручання в роботу розрахункових лічильників;
7. Підвищення достовірності нарахувань за спожиту електричну енергію, формування корисного відпуску і відображенням його в білінгових програмних комплексах, за рахунок використання фактичних результатів вимірювання.
8. Можливість контролю показників якості електропостачання.
9. Створення умов для участі споживачів в регулюванні режимів споживання.
   1. **План перспективного впровадження АСКОЕ згідно концепції по регіональні філії «Південна залізниця» на 2020-2024 роки в структурних одиницях.**

Для впровадження АСКОЕ в регіональній філії заплановано встановити пристрої системи «Smart». З метою підвищення надійності передавання даних в сучасних Smart-системах застосовують резервування комунікацій, використовуючи для передавання даних PLC-технології, технології стільникового зв’язку.В таблиці 14.1 заплановані щорічні обсяги впровадження пристроїв типу системи «Smart» 2020-2024 роках.

**Заходи зі зниження нетехнічних витрат електричної енергії**

**Таблиця 18.1** – Плани впровадження АСКОЕ у 2020-2024 роках.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  | **2020** | | | |
| № з/п | Назва заходів інвестиційної програми | Одиниця виміру | Вартість одиниці продукції (тис. грн. без ПДВ) | **Усього** | |
| кількість | тис. грн. без ПДВ |
|
|  | **Покращення обліку електроенергії , в т.ч.:** |  |  |  | **8245,0** |
| **1** | **Заміна лічильників у побутових споживачів з виносом на фасад (бокс з лічильником та автоматами) , в т.ч.:** |  |  |  |  |
| 1.1 | Лічильник однофазний багатотарифний з PLS модулем | шт. | 1,5 | 2000 | 3000,0 |
| 1.2 | Бокси для лічильників типу КДЕ-3 (або аналог) | шт. | 0,125 | 2000 | 250,0 |
| 1.3 | Автоматичний вимикач | шт. | 0,75 | 2000 | 150,0 |
| **2** | **Встановлення лічильників** |  |  |  |  |
| 2.1 | трифазні прилади обліку електричної енергії (типу НІК з інтерфейсом RS-485) або аналог | шт. | 3,45 | 100 | 345,0 |
| 2.2 | лічильники електронні багатотарифні з інтерфейсом SL7000 Smart або аналог | шт. | 10,0 | 50 | 500,0 |
| **3** | **Автоматизація ВОЕ на межі мережі** | од. | 3000,0 | 1 | 3000,0 |
| **4.** | **Впровадження АСКОЕ побутових споживачів:** |  |  |  |  |
| 4.1 | Впровадження АСКОЕ побут (розробка ПКД) | Компл. | 1000,0 | 1 | 1000,0 |
|  |  |  |  |  |  |
| **Усього по розділу на 2020 рік** | |  |  |  | **8245,0** |
|  | | **2021** | | | |

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **Покращення обліку електроенергії , в т.ч.:** | |  |  |  | **8431,1** |
| **1** | **Заміна лічильників у побутових споживачів з виносом на фасад (бокс з лічильником та автоматами) , в т.ч.:** | |  |  |  |  |
| 1.1 | Лічильник однофазний багатотарифний з PLS модулем | | шт. | 1,65 | 2000 | 3300,0 |
| 1.2 | Інші матеріали | | шт. | 0,135 | 2000 | 270,0 |
| **2** | **Встановлення лічильників** | |  |  |  |  |
| 2.1 | трифазні прилади обліку електричної енергії (типу НІК з інтерфейсом RS-485) або аналог | | шт. | 3,8 | 100 | 380,0 |
| 2.2 | лічильники електронні багатотарифні з інтерфейсом SL7000 Smart або аналог | | шт. | 11,0 | 50 | 550,0 |
| **3** | **Впровадження АСКОЕ побутових споживачів:** | |  |  |  |  |
| 3.1 | Встановлення АСКОЕ побут | | Компл. | 2931,5 | 1 | 2931,1 |
| 3.2 | Впровадження АСКОЕ побут (розробка ПКД) | | Компл. | 1000,0 | 1 | 1000,0 |
| **Усього по розділу на 2021 рік** | | |  |  |  | **8431,1** |
|  | | | **2022** | | | |
|  |  | |  |  |  |  |
|  |  | |  |  |  |  |
|  |  | |  |  |  |  |
| **Усього по розділу на 2022 рік** | | |  |  |  | **9274,2** |
|  | | | **2023** | | | |
|  | |  |  |  |  |  |
|  | |  |  |  |  |  |
|  | |  |  |  |  |  |
| **Усього по розділу на 2023 рік** | | |  |  |  | **10201,6** |
|  | | | **2024** | | | |
|  | |  |  |  |  |  |
|  | |  |  |  |  |  |
|  | |  |  |  |  |  |
| **Усього по розділу на 2024 рік** | | |  |  |  | **11221,8** |

# 19. Заходи з розвитку телемеханізації

На мережах залізниць регіональної філії «Південна залізниця» АТ «Укрзалізниця» технічними засобами диспетчерського управління обладнано 12 енергодиспетчерських кіл дистанцій електропостачання з них 3 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 3 типи АРМівЕЧЦ 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 67% 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 2017 році. Згідно програми впровадження технічних засобів у систему оперативно-диспетчерського управління ПАТ «Укрзалізниця» (системи телемеханіки, АРМ, ОІК) на 2017-2027 роки в 2017-2018 роках була розроблена проектно-кошторисна документація по технічному переоснащенню Харківського, Власівського та Лозівського телемеханічних енергодиспетчерских кіл та в 2015 по по технічному переоснащенню Основ’янского телемеханічного енергодиспетчерского кола. Частково була виконаня реалізація проектів Харківського та Основ’янского телемеханічного енергодиспетчерского кола.

В 2020-2024 році планується виконати наступні заходи з технічного переоснащення телемеханіки по наступним об’єктам:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Структурний підрозділ,  ЕЧ, Е | Енергодиспетчерське коло,  ЕЧЦ, ЕДП | Місце розташування ЕЧЦ або ЕДП | Існуюча система ТУ, рік встановлення | Рік проектування  нової системи ТУ | Рік впровадження  нової системи ТУ |
| Е | ЕДП | Будівля Управління Південної залізниці |  | 2021р | 2022-2023р |
| ЕЧ-2 | Харків Вузол | Будівля Управління Південної залізниці | СТ-62 МЕЗ /1971р/  Лісна МЕЗ  /1983р/ | 2017р | 2020р |
| К. Лопань - Власівка | Лісна МЕЗ  /1982р/ | 2018р | 2020р |
| ЕЧ-4 | Гребінка - Решетилівка | Будівля управління ДН-4 | Граніт Ж.Д  «Промекс»  /2004р/ | 2020р | 2021р |
| ЕЧ-5 | Основа – Куп’янськ Вузол | Будівля управління ДН-5 | Граніт  «Промекс»  /2001р/ | 2020р | 2021р |
| Тополі – Куп’янськ Сорт - Тропа | Граніт Ж.Д. «Промекс»  /2005р/ | 2021р | 2022р |
| ЕЧ-6 | Бірки – Лозова | Будівля управління ДН-4 | Лісна МЕЗ  /1982р/ | 2018р | 2020р |
| ЕЧ-7 | Основа - Букіне | Будівля Управління Південної залізниці | ЛОЗА «Автоматика сервіс»  /2016р/ | 2015р | 2016-2020р |

**20. ФАКТИЧНІ ТА ПРОГНОЗНІ ВИТРАТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРОМЕРЕЖАХ РЕГІОНАЛЬНІ ФІЛІЇ «ПІВДЕННА ЗАЛІЗНИЦЯ» ТА ЗАХОДИ НАПРАВЛЕНІ НА ЇХ ЗНИЖЕННЯ.**

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

* Зі зміною структури балансу з 01.01.2019 року – виключені обсяги споживачів, які підключені безпосередньо до мережДП НЕК «Укренерго»;
* З запланованим виконанням організаційно-технічних заходів, спрямованих на зниження ФТВЕ до визначеного законодавством рівня;
* З запланованою динамікою росту (в тому числі і за рахунок переведення будівель вокзалів, постів електричної централізації , локомотивного депо Куп'янськ, адмінбудівельОснов'янської та Харківської дистанцій електропостачання та складського приміщення Мерефа на електроопалення) надходження в рік біля 1,2%.

**Таблиця 20.1–** Фактичні технологічні втрати електроенергії

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Рік** | **2020** | **2021** | **2022** | **2023** | **2024** |
| Сальдоване надходження, млн. кВт\*год | 806,252 | 815,927 | 825,310 | 835,213 | 843,565 |
| Фактичні ТВЕ, млн. кВт\*год | 59,231 | 59,481 | 59,563 | 59,398 | 59,893 |
| Фактичні ТВЕ, % | 7,35% | 7,29% | 7,22% | 7,11% | 7,1% |

**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 регіональні філії «Південна залізниця» виконуються заходи, що наведені нижче в таблиці 20.2.

**Таблиця 20.2** – 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. |
| **Технічні заходи** | | |
| 6 | Замiнавiдгалуження ПЛ-0,4 кВ до будинків. | Фактичне зниження втрат електроенергії під час проведення цього заходу визначається сумою знижень втрат у відгалуженнях. |
| 7 | Установлення і введення в експлуат. нових силових тр-рів на діючих підстанціях. Замiнапеpевантажених 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. |
| 8 | Заміна проводів на перевантажених лініях. Замiнанеізольованих проводів ПЛ на самоутримнийізольваний провід (СІП) | Фактичне зниження втрат електроенергії, за рахунок збільшення перетину провода |
| 9 | Заміна застарілих лічильників електричної енергії у споживачів населення та залізніці. Винесення обліку населення на фасад будинків | Фактичне зниження втрат електроенергії, за рахунок підвищення надійності та якості збору даних, а також за рахунок зниження втручання в системи обліку . |

В таблиці 20.3 показано прогноз проведення організаційно-технічних заходів на 2020-2024 р.

**Таблиця 20.3 –** Прогноз проведення організаційно-технічних заходів на 2020-2024рp.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Типовий перелік** | **Рік, тис. кВт.год** | | | | |
| **ОТЗ** | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
| **1. Організаційні заходи** | 1848,103 | 1885,021 | 1913,348 | 1945,904 | 1980,925 |
| 1.1. Вимкн.тр-рів у режимах малих навантажень. Вимкн.тр-рів на ПС із сезон.навантаженням. | 6,100 | 6,192 | 6,315 | 6,441 | 6,57 |
| 1.3. Вирівнювання навантажень фаз в ЕМ 0,38 кВ. | 3,227 | 3,283 | 3,348 | 3,405 | 3,456 |
| 1.4. Усунення неякісних з'єднань проводів ліній. | 3,026 | 3,086 | 3,135 | 3,198 | 3,249 |
| 1.5. Зниження витрат е.е. на власні потреби підстанцій. | 1835,75 | 1872,46 | 1900,55 | 1932,86 | 1967,65 |
| **2. Технічні заходи** | 53,816 | 54,865 | 55,932 | 57,024 | 58,137 |
| 2.1. Заміна проводів на перевантажених лініях. | 4,023 | 4,092 | 4,161 | 4,232 | 4,304 |
| 2.2. Замiна неізольованих проводів ПЛ на самоутримний ізольований провід (СІП) | 44,658 | 45,55 | 46,46 | 47,39 | 48,34 |
| 2.3. Заміна відгалужень від ПЛ 0,38 кВ до будинків. | 3,152 | 3,206 | 3,260 | 3,316 | 3,372 |
| 2.4. Установлення і введення в експлуат. нових силових тр-рів на діючих підстанціях. | 1,983 | 2,017 | 2,051 | 2,086 | 2,121 |
| **Всього по організаційно-технічним заходам.** | 1901,919 | 1939,886 | 1969,28 | 2002,928 | 2039,062 |

Таким чином, завдяки проведенню представлених організаційно-технічних заходів, впродовж 2020-2024 рр., буде досягнуто зниження ТВЕ до 2039,062 тис.кВт.год.

**Таблиця 20.4–** Графік виконання технічних заходів на зниження ТВЕ.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **2020** | | | |
| Назва заходів інвестиційної програми | Одиниця виміру | Вартість одиниці продукції (тис. грн. без ПДВ) | **Усього** | |
| кількість | тис. грн. без ПДВ |
|
|  |  |  |  |  |
| Винос обліку на межу балансової належності 110 кВ: |  |  |  |  |
| Технічне переоснащення тягової підстанції Тополі філії "Південна залізниця" АТ "Укрзалізниця" | об. | 8 000,00 | 1 | 8 000,00 |
| Технічне переоснащення тягової підстанції Козача Лопань філії "Південна залізниця" АТ "Укрзалізниця" | об. | 10 000,00 | 1 | 10 000,00 |
| Технічне переоснащення тягової підстанції Герсеванівський філії "Південна залізниця" АТ "Укрзалізниця" |  | 8 000,00 | 1 | 8 000,00 |
| Модернізація тягової підстанції Слатине філії "Південна залізниця" АТ "Укрзалізниця" |  | 8 000,00 | 1 | 8 000,00 |
| Заміна лічильників у побутових споживачів з виносом на фасад (бокс з лічильником та автоматами) | шт. | 1,70 | 2000 | 3 400,00 |
| трифазні прилади обліку електричної енергії (типу НІК з інтерфейсом RS-485) або аналог | шт. | 3,45 | 100 | 345,00 |
| лічильники електронні багатотарифні з інтерфейсом SL7000 Smart або аналог | шт. | 10,00 | 50 | 500,00 |
| Автоматизація ВОЕ на межі мережі | од. | 3 000,00 | 1 | 3 000,00 |
| Впровадження АСКОЕ побут (розробка ПКД) | компл. | 1 000,00 | 1 | 1 000,00 |
|  |  |  |  |  |
| Усього по розділу 2 |  |  |  | 422445,0 |
|  | | | | |
|  | **2021** | | | |
| Назва заходів інвестиційної програми | Одиниця виміру | Вартість одиниці продукції (тис. грн. без ПДВ) | **Усього** | |
| кількість | тис. грн. без ПДВ |
|
| 1.Покращення обліку електроенергії, у т.ч.: | шт. |  |  | 36 453,04 |
| 1.1 впровадження комерційного обліку  електроенергії | шт. |  |  | 22313,04 |
| 1.2 впровадження обліку електроенергії на межі структурних підрозділів (РЕМ, філій) |  |  |  | 2 528,60 |
| 1.3 Заміна вимірювальних трансформаторів, у т.ч.: |  |  |  |  |
| ТС 0,4 кВ | шт. |  |  | 0,00 |
| ТС, ТН 6(10)-150 кВ | шт. |  |  | 5894,60 |
| 1.4 впровадження обліку споживання електроенергії населенням, у т.ч.: |  |  |  | 5 459,00 |
| сільським | шт. |  |  | 1 000,00 |
| міським | шт. |  |  | 4459,00 |
| 1.5 придбання стендів повірки, зразкових лічильників, повірочних лабораторій, тощо | од. |  |  | 257,80 |
| 1.6 Інше |  |  |  | 2 090,90 |
| Усього по розділу 2 |  |  |  | 38 543,94 |
|  | **2022** | | | |
| Назва заходів інвестиційної програми | Одиниця виміру | Вартість одиниці продукції (тис. грн. без ПДВ) | **Усього** | |
| кількість | тис. грн. без ПДВ |
|
| 1.Покращення обліку електроенергії, у т.ч.: | шт. |  |  | 36 882,02 |
| 1.1 впровадження комерційного обліку електроенергії | шт. |  |  | 22477,52 |
| 1.2 впровадження обліку електроенергії на межі структурних підрозділів (РЕМ, філій) |  |  |  | 2 552,30 |
| 1.3 Заміна вимірювальних трансформаторів, у т.ч.: |  |  |  |  |
| ТС 0,4 кВ | шт. |  |  | 1 800,00 |
| ТС, ТН 6(10)-150 кВ | шт. |  |  | 4169,20 |
| 1.4 впровадження обліку споживання електроенергії населенням, у т.ч.: |  |  |  | 5 618,00 |
| сільським | шт. |  |  | 1 618,00 |
| міським | шт. |  |  | 4000,00 |
| 1.5 придбання стендів повірки, зразкових лічильників, повірочних лабораторій, тощо | од. |  |  | 265,00 |
| 1.6 Інше |  |  |  | 2 151,80 |
|  |  |  |  |  |
| Усього по розділу 2 |  |  |  | 39 033,82 |
|  | | | | |
|  | **2023** | | | |
| Назва заходів інвестиційної програми | Одиниця виміру | Вартість одиниці продукції (тис. грн. без ПДВ) | **Усього** | |
| кількість | тис. грн. без ПДВ |
|
| 1.Покращення обліку електроенергії, у т.ч.: | шт. |  |  | 37 179,97 |
| 1.1 впровадження комерційного обліку  електроенергії | шт. |  |  | 22587,32 |
| 1.2 впровадження обліку електроенергії на межі структурних підрозділів (РЕМ, філій) |  |  |  | 2 626,85 |
| 1.3 Заміна вимірювальних трансформаторів, у т.ч.: |  |  |  |  |
| ТС 0,4 кВ | шт. |  |  | 0,00 |
| ТС, ТН 6(10)-150 кВ | шт. |  |  | 6027,40 |
| 1.4 впровадження обліку споживання електроенергії населенням, у т.ч.: |  |  |  | 5 671,00 |
| сільським | шт. |  |  | 0,00 |
| міським | шт. |  |  | 5671,00 |
| 1.5 придбання стендів повірки, зразкових лічильників, повірочних лабораторій, тощо | од. |  |  | 267,40 |
| 1.6 Інше |  |  |  | 2 172,10 |
| Усього по розділу 2 |  |  |  | 39 352,07 |
|  |  |  |  |  |
|  | | | | |
|  | **2024** | | | |
| Назва заходів інвестиційної програми | Одиниця виміру | Вартість одиниці продукції (тис. грн. без ПДВ) | **Усього** | |
| кількість | тис. грн. без ПДВ |
|
| 1.Покращення обліку електроенергії, у т.ч.: | шт. |  |  | 40897,967 |
| 1.1 впровадження комерційного обліку  електроенергії | шт. |  |  | 24846,052 |
| 1.2 впровадження обліку електроенергії на межі структурних підрозділів (РЕМ, філій) |  |  |  | 2889,535 |
| 1.3 Заміна вимірювальних трансформаторів, у т.ч.: | шт. |  |  |  |
| ТС 0,4 кВ | шт. |  |  | 6630,14 |
| ТС, ТН 6(10)-150 кВ |  |  |  | 6238,1 |
| 1.4 впровадження обліку споживання електроенергії населенням, у т.ч.: | шт. |  |  |  |
| сільським | шт. |  |  | 6238,1 |
| міським | од. |  |  | 294,14 |
| 1.5 придбання стендів повірки, зразкових лічильників, повірочних лабораторій, тощо |  |  |  | 2389,31 |
| Усього по розділу 2 |  |  |  | 43287,277 |

**21. АНАЛІЗ ПЕРЕВЕДЕННЯ МЕРЕЖ 6 (10) кВ НА КЛАС НАПРУГИ 20 кВ.**

У липні 2016 року Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, провела нараду, на який було визначено, що перехід на клас напруги 20 кВ зі зміною конфігурації та автоматизація розподільної мережі – необхідний та пріоритетній крок для підвищення ефективності роботи мережі і зменшення втрат потужності та електроенергії (протокол від 18.07.2016 № 45/4-16).

Великий обсяг розподільних електричних мереж в Україні та значний обсяг необхідних капіталовкладень не дозволяє говорити про одночасне переведення всіх мереж на новий рівень напруги.

З урахуванням вітчизняного і зарубіжного досвіду експлуатації та розвитку РЕМ під час проведення реконструкції існуючих об’єктів РЕМ, необхідно переходити на більш високий ступінь номінальної напруги: із 6-10 кВ на 35(20) кВ. При виконанні великих обсягів реконструкції (відновлення) об’єктів РЕМ необхідно розглядати варіанти переведення діючих РЕМ на більш високий ступінь номінальної напруги зменшуючи кількість трансформацій.

На нараді також відзначалося, що переведення мереж на рівень напруги 20 кВ – об’єктивна необхідність і таке рішення вже було застосовано в різних країнах Європи.

Проте великий обсяг розподільних електричних мереж в Україні та значний обсяг необхідних капіталовкладень не дозволяє говорити про одночасне переведення всіх мереж на новий рівень напруги. Мова може іти про перехідний період, протягом якого існуючі розподільні мережі 6 (10) кВ будуть поступово доповнюватись та замінюватись мережами 20 кВ, для чого повинні бути розроблені проекти схем тимчасового живлення споживачів, які переводяться з класу напруги 6 (10) кВ на 20 кВ з використанням трансформаторів зв’язку 20/10(6) кВ для узгодження елементів мережі.

Перехід розподільчих мережі від класу напруги 6 (10) кВ до класу напруги 20 кВ повинен забезпечувати ряд вимог:

* перспективне зростання навантаження;
* якісне постачання електричною енергією споживачів;
* в місцях, де відсутня можливість резервного живлення споживачів мережею 20 кВ, електропостачання споживачів І та ІІ категорій надійності здійснюється через перехідні ТП з встановленням трансформаторів 20/6(10) кВ;
* скорочення витрат електроенергії на її передачу та споживання електроенергії на власні потреби.

Використання мереж напругою 20 кВ має ряд переваг:

* зменшення технологічних витрат енергії на її передачу на відстань;
* збільшення пропускної здатності електричної мережі при однакових перетинах кабелів;
* можливість застосування для розміщення обладнання мереж 20 кВ старих приміщень;
* скорочення загальної протяжності мереж 0,4 кВ та зменшення в них втрат шляхом застосування щоглових КТП 20/0,4 кВ;
* збільшення надійності передачі електроенергії кінцевому споживачу;
* можливість використовувати старих ЛЕП 6 (10) кВ;
* можливість створення резервної потужності для підключення нових споживачів в майбутньому;
* наближення параметрів якості електропостачання (SAIDI і SAIFI) до європейських стандартів.

Однією з основних переваг є збільшення пропускної здатності ліній електропередач. Пропускну здатність лінії середньої напруги можна представити:

де – потужність передачі; – номінальна напруга лінії; – щільність струму,   
 – площа поперечного перерізу проводу.

Якщо площа поперечного перерізу проводу однакова або , то можна стверджувати, що:

В такому разі, очевидно, що пропускна здатність мережі 20 кВ в 2 рази більша за пропускну здатність мереж 10 кВ та в 3,3 рази більша за пропускну здатність мереж 6 кВ.

При виборі мереж 20 кВ суттєво змінюється номінальна потужність трансформатора. В таблиці представлено співставлення параметрів різних двообмоткових трансформаторів, де – напруга короткого замикання; – втрати короткого замикання.

**Табл. 1. Параметри двообмоткових трансформаторів**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Клас напруги** | **,%** | **, кВт** | **Максимальна потужність, МВА** |
| 110/10 | 11 | 400 | 125 |
| 110/20 | 10,5 | 900 | 400 |
| 220/10 | 11 | 380 | 125 |
| 220/20 | 12,5 | 1200 | 630 |

З таблиці видно, що максимальна потужність трансформатора суттєво не змінюється при збільшенні напруги на первинній обмотці. Збільшення напруги на вторинній обмотці з 10 кВ до 20 кВ призводить до зростання потужності більше ніж у три рази.

Ще однією превагою використання мереж 20 кВ є зменшення падіння напруги в лінії. Якщо падіння напруги представити рівнянням:

тоді при однаковому навантаженні:

Таким чином падіння наруги в лінії зменшується в 4 рази при переходів від 10 до 20 кВ (в 11 раз при переходів в 6 кВ до 20 кВ) при незмінному навантажені, що свідчить про покращення якості напруги.

Що стосується втрат потужності у лінії, то:

Якщо прийняти, що навантаження в мережі 6-10 кВ і 20 кВ однакові, в такому разі:

Тобто втрати потужності, як і падіння наруги в лінії, зменшуються в 4 рази при виборі мережі 20 кВ відносно мережі 10 кВ, та 11 раз відносно мережі 6 кВ.

Для оцінки витрат на кольорові метали при використанні напруги 20 кВ припустимо, що щільність струму – постійна, а площа поперечного перерізу змінюється відповідно до і дорівнює:

Отже

Із співвідношення видно, що використання кольорових металів зменшується в 2 рази (3, рази при переходів з 6 кВ) і, відповідно, затрати на будівництво нових мереж 20 кВ зменшуються.

Таким чином, запровадження мереж напругою 20 кВ дозволяє краще оптимізувати режим електропостачання, покращити структуру і здатність живлення розподільчих мереж, знизити щільність навантаження ліній та підстанцій, зменшити використання земельних ресурсів необхідних для підстанцій, знизити втрати потужності та використання кольорових металів, покращити якість напруги, при стрімкому збільшенні навантаження.

При переведенні мереж 6 (10) кВ на напругу 20 кВ необхідно керуватись критерієм мінімуму сумарних затрат при порівнянні переведення мережі на напругу 20 кВ та реконструкції на поточній напрузі мережі 6(10) кВ.

Окрім технічних питань щодо перевлаштування розподільних мереж доведеться вирішувати й інші не менш важливі питання, а саме:

* зміни власності абонентських об’єктів;
* додаткового землевідведення (для можливості виконання реконструкції діючих об’єктів та розширення їх будівельних конструкцій, а також будівництва нових мереж).

**В И С Н О В К И**

Всі основні споживачі Товариства, які живляться від мереж 6 (10) кВ, мають підключення в основному від власних трансформаторних підстанцій 6 (10) кВ і довжина живлячих лінії 0,4 кВ у них мінімальна.

В місцях розвинених мереж 0,4 кВ у споживачів товариства невелике навантаження.

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

В разі зростання навантаження надалі Товариство передбачає необхідність розроблення ТЕО по переведенню існуючих мереж 10 кВ на 20 кВ по цим споживачам. У випадку підтвердження доцільності та обґрунтованості переведення існуючих мереж на вищий ступінь напруги, Товариство ініціюватиме внесення змін до затвердженого погодити "План розвитку системи розподілу АТ «Укрзалізниця» з 2020 року до 2024 року".

# Заходи з впровадження мереж "Smart Grids"

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

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

* Побудова засобів інтелектуального управління в розподільчих електромережах. Комплексне впровадження SCADA систем, що мають змогу взаємодіяти між собою за уніфікованими протоколами обміну даними та керуючими сигналами, для забезпечення узгодженого адаптивного управління на всіх рівнях, з залученням результатів моделювання в реальному часі. Забезпечення повної спостережності мереж для запобігання аварій, оптимізації навантажень, зменшення втрат тощо; організація автоматичної актуалізації моделей мереж даними про поточний стан комутаційних апаратів на підстанціях передаючих та розподільчих електричних мереж.
* Впровадження технологій та засобів побудови інтегрованої інформаційної платформи для структуризації, обробки та аналізу великих обсягів даних про стан мережі, в т.ч. генерації та споживання. Участь в рамках організації запровадження заходів з прозорості галузі Порталу прозорості на хмарній платформі для учасників ОЕС України, в тому числі:
* впровадження сервісів збору та актуалізації даних про склад та стан мереж;
* 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.

1. **УЗАГАЛЬНЕНИЙ ПЕРЕЛІК ТА СТАН МЕРЕЖ 0,4-10 кВ**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **1.** | **Довжина високовольтних повітряних ліній електропередач, всього** | **км** | **3236,336** |
|  | у т.ч.: ЛЕП 110 кВ | км | 96,52 |
|  | ЛЕП 35 кВ | км | 2,7 |
|  | ЛЕП ДПР- 27,5 кВ | км | 846,366 |
|  | ЛЕП 6-10 кВ на опорах контактної мережі | км | 604,3 |
|  | ЛЕП 6-10 кВ на окремих опорах | км | 1686,45 |
| **2.** | **Розгорнута довжина проводів високовольтних ліній, всього** | **пр-км** | **8557,605** |
|  | у т.ч. сталевих | пр-км | 569,604 |
| **3.** | **Довжина високовольтних кабельних ліній електропередач, всього:** | **км** | **514,974** |
|  | у.т.ч 110 кВ | км | 2,584 |
|  | 35 кВ | км | 0 |
|  | 10 кВ | км | 271,261 |
|  | 6 кВ | км | 241,129 |
| **4.** | **Опори високовольтних повітряних ліній електропередач, всього** | **од.** | **27046** |
|  | у т.ч.: залізобетонні | од. | 24174 |
|  | дерев’яні з приставками | од. | 2745 |
|  | дерев’яні без приставок | од. | 53 |
|  | металеві | од. | 74 |
| **5.** | **Роз’єднувачі на лініях поздовжнього електропостачання, всього( ДПР)** | **од.** | **1409** |
| **6.** | **Довжина низьковольтних повітряних ліній напругою до 1000 В** | **км** | **808,994** |
| **7.** | **Довжина низьковольтних кабельних ліній напругою до 1000 В** | **км** | **775,109** |
| **8.** | **Довжина контрольних кабелів** | **км** | **532,016** |
| **9.** | **Розгорнута довжина проводів низьковольтних ліній, всього** | **пр-км** | **2874,45** |
|  | у т.ч. сталевих | пр-км | 56,3 |
| **10.** | **Опори низьковольтних ліній, всього** | **од.** | **16151** |
|  | у т.ч. дерев'яні | од. | 9091 |
| **11.** | **Трансформаторні підстанції, всього** | **од.** | **1381** |
|  | встановлена потужність | тис.кВА | 279,779 |
|  | у т.ч.: напругою 110 кВ | од. | 1 |
|  | встановлена потужність | тис.кВА | 40 |
|  | напругою 35 кВ | од. | 0 |
|  | встановлена потужність | тис.кВА | 0 |
|  | напругою 27,5 кВ | од. | 344 |
|  | встановлена потужність | тис.кВА | 26,032 |
|  | напругою 10 кВ | од. | 792 |
|  | встановлена потужність | тис.кВА | 109,739 |
|  | напругою 6 кВ | од. | 244 |
|  | встановлена потужність | тис.кВА | 104,008 |
|  | трансформатори типу ОМ для електропостачання пристроїв СЦБ, всього | од. | 1524 |
| **12.** | **Пересувні трансформаторні підстанції 6-10/0,4 кВ** | **од.** | **1** |
|  | встановлена потужність | тис.кВА | 1 |
| **13.** | **Стаціонарні електростанції, кількість** | **од.** | **2** |
|  | встановлена потужність | тис.кВт | 0,3 |
|  | у т.ч. дизельні, кількість | од. | 2 |
|  | встановлена потужність | тис.кВт | 0,3 |
| **14.** | **Пересувні електростанції, кількість** | **од.** | **15** |
|  | встановлена потужність | тис.кВт | 3,768 |
| **15.** | **Стаціонарні пункти обогрівання пасажирських вагонів, всього** | **од.** | **4** |
|  | у т.ч.: напругою 27,5 кВ | од. | 0 |
|  | напругою 6 - 10 кВ | од. | 0 |
| **16.** | **Шафи для електрообогрівання стрілочних переводів** | **од.** | **54** |
| **17.** | **Розрядники на лініях ПЛ -10, ДПР-27,5 кВ** | **од.** | **4823** |
|  | у т.ч. ОПН | од. | 1873 |

# 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.** 24.1.

Табл.24.1. Перелік об'єктів незавершеного будівництва реконструкції та технічного переоснащення системи розподілу станом на початок прогнозного періоду

| **№ з/п** | **Найменування об'єктів** | **Початок виконання ПВР робіт (рік, місяць)** | **Початок виконання БМР (рік,місяць)** | **Затверджена кошторисна вартість, тис. грн (без ПДВ)** | **Залишок кошторисної вартості на дату початку 2020 року, тис. грн (без ПДВ)** | **Характер робіт** | **Джерело фінансування** | **Пропозиції щодо подальшого використання (виконати, списати, продати тощо), зазначити роки** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Мережі 110-35 кВ** | |  |  | **6 476,00** | **50,00** |  |  |  |
| 1 | Модернізація ПС-110кВ Дергачі" | 2013 | - | 6 476,00 | 50,00 | модернізація | складова тарифу | виконати, 2020-2023 роки |
|  | **Мережі 10 кВ** |  |  | **0,0** | **0,0** |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | **Мережі 6 кВ** |  |  | **1 516, 020** | **433,00** |  |  |  |
| 2 | Реконструкція ліній автоблокування Харків-Левада | 2018 | - | 1516, 020 | 433,00 | реконструкція | складова тарифу | Подана пропозиція на списання |
| **Мережі 0.4 кВ** | |  |  | **56 389,659** | **511,00** |  |  |  |
| 3 | Реконструкція пристроїв зовнішнього освітлення Харків-Лозова | 2018 | - | 507, 870 | 388,00 | реконструкція | складова тарифу | Подана пропозиція на списання |
| 4 | Модернізація зовнішнього освітлення ст.Кременчук, ст.Золотнишино | 2012 | - | 100,00 | 38,00 | модернізація | складова тарифу | Подана пропозиція на списання |
| 5 | Реконструкція електропостачання ст.Кременчук | 2013 | - | 50 000,00 | 2,00 | реконструкція | складова тарифу | Подана пропозиція на списання |
| 6 | Модернізація зовнішнього освітлення ст. Харків-Пасажирський | 2012 | - | 586,223 | 29,00 | модернізація | складова тарифу | Подана пропозиція на списання |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 7 | Модернізація зовнішнього освітлення ст. Харків-Сортувальний | 2012 | - | 1159,166 | 33,00 | модернізація | складова тарифу | Подана пропозиція на списання |
| 8 | Модернізація зовнішнього освітлення ст. Харків-Балашовський | 2012 | - | 802,300 | 20,00 | модернізація | складова тарифу | Подана пропозиція на списання |
| 9 | Модернізація зовнішнього освітлення ст. Купянськ-Сортувальний | 2012 | - | 3234,1 | 1 | модернізація | складова тарифу | Подана пропозиція на списання |
| **Усього** | | **—** |  | **64381,659** | **994,00** | **—** | **—** | **—** |

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

На регіональної філії «Південна залізниця» АТ «Укрзалізниця» техніко-економічні обґрунтування не розроблялися так як всі основні споживачі Товариства, які живляться від мереж 6 (10) кВ, мають підключення в основному від власних трансформаторних підстанцій 6 (10) кВ і довжина живлячих лінії 0,4 кВ у них мінімальна. А в місцях відносно розвинених мереж 0,4 кВ у споживачів товариства, яких налічується на більше 50-ти, невелике навантаження.

# 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 «Південна 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.

**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**

Плани щодо нового будівництва електричних мереж

1. Заплановано реконструкцію відгалужень від існуючих ПЛ-110 кВ «Есхар – Чугуїв», «Гракове – Чугуїв – т. Чугуїв» для живлення ПС 110/10/6/3,3 кВ Чугуїв у зв’язку вичерпаним терміном експлуатації. Реконструкція ПЛ-110 кВ заміна проводів АС-120 довжиною 0,15 км, ізоляторів, несучих конструкцій.
2. Заплановано Будівництво ПЛ -150 кВ №1 «ПС 330 кВ Кременчук – Кременчук тягова». На сьогоднішній день тягова підстанція Кременчук експлуатується з одним вводом 150 кВ, що не відповідає категорійності з надійності електропостачання споживачів 1 категорії та не забезпечує надійне електропостачання споживачів залізниці. Тому для надійного електропостачання споживачів дільниці Полтава-Кременчук та вузла Кременчук, необхідно будівництво ПЛ -150 кВ.

Перелік необхідної реконструкції електричних мереж була визначена після аналізу технічного стану обладнання, аналізу завантаження трансформаторів, аналізу аварійних режимів роботи мережі:

* Реконструкція РП-110 та РП 35 кВ на ПС "т. Мерефа";
* Реконструкція РП-10 на ПС "т. Новоселівка";
* Реконструкція РП-110 та РП 35 кВ на ПС "т. Шпаковка";
* Реконструкція РП-110 та РП 35 кВ на ПС "т. Рогозянка";
* Реконструкція РП-110 та РП 35 кВ на ПС "т. Нова Водолага"
* Реконструкція РП-110 та РП 10 кВ на ПС "т. Слатине";
* Реконструкція щитової на ПС "т. Майський";
* Реконструкція РП-110, РП 27,5 кВ та РП 10 кВ на ПС "т. Курилівка";
* Реконструкція РП 35 кВ на ПС "т. Зелений колодязь";
* Реконструкція РП-110 та РП 10 кВ на ПС "т. Чугуев";
* Реконструкція РП-110 на ПС "т. 13 км";
* Реконструкція РП-110, РП 27,5 кВ та РП 10 кВ на ПС "т. Гракове";
* Реконструкція РП-110, РП 35 кВ та РП 10 кВ на ПС "т. Булацелівка";
* Реконструкція РП-110 та заміна АКБ та ЗПУ на ПС "т. Тополі";
* Реконструкція РП-110 та РП 35 кВ на ПС "т. Біляївка";
* Реконструкція РП-110 та РП 35 кВ на ПС "т. Герсаванівський";
* Реконструкція РП 10 кВ на ПС "т. Берестовеньки" та заміна АКБ та ЗПУ;
* Реконструкція щитової на ПС "т. Лозова";
* Реконструкція щитової на ПС "т. Трійчате";
* Заміна АКБ та ЗПУ на ПС "ГПП-1";
* Реконструкція щитової на ПС "т. Циганська";
* Заміна силового трансформатора ФПЕ 1,6 МВт на 2,5 МВт на ПС "т. Безлюдівка";
* Реконструкція РП-110 кВ на ПС "т. Занки";
* Реконструкція РП-10 на ПС "т. Зміїв";
* Заміна АКБ та ЗПУ на ПС "т. Ромодан";
* Встановлення другого силового трансформатора 150 кВ на ПС "т. Кременчук";
* Реконструкція РП-110 на ПС "т. Козача Лопань";

**Обґрунтування реконструкції тягової підстанції Шпаківка**

В наслідок технологічного порушення 12.12.2017 року та загоряння на тяговій підстанції Шпаківка були пошкоджені розподільчі пристрої 6,10кВ, акумуляторна батарея, внутрішні приміщення тощо (акт розслідування технологічного порушення від 29.12.2017). Внаслідок пошкодження вони потребують повної заміни. Крім того, згідно дефектних актів потребує заміни секційний вимикач МКП 110 Кв. З метою відновлення функціонування підстанції в нормальному режимі та заміни дефектного обладнання в 2018 році розроблено робочий проект «Реконструкція тягової підстанції Шпаківка»

Згідно робочого проекту передбачається:

- заміна комірок 6,10 кВ із встановленням мікропоцесорних захистів

- заміна акмуляторної батареї

- переоснащення внутрішніх приміщень та мереж будівлі підстанції.

- встановлення вимиача ВРС-110кВ

У кошторисі враховано роботи по заміні обладнання та вартість самого обладнання (вимикач 110 кВ 1 од., комірки 10 кВ 22 од., акумуляторна батарея із ЗПУ 1 од та інші) та матеріалів.

**Обґрунтування реконструкції тягової підстанції ЕЧЕ-3 «Бірки»**

Тягова підстанція ЕЧЕ-3 «Бірки» 110/35/10 кВ є опорною підстанцією, являється важливим елементом в енергосистемі Харківської області, джерелом електропостачання споживачів Зміївського району та контактної мережі дільниці Бірки-Безпалівка. Причина реконструкції:

- МКП-110кВ (приєднання Трійчате 1) знос механічної частини приводу, знос механізму вільного розчеплення.

- МКП-110кВ (приєднання Трійчате 2) знос механічної частини приводу, знос механізму вільного розчеплення.

- Портали та опори ВРП-110 руйнування залізобетону, арматури, втрата міцності бетону.

На підставі акту технічного стану від 16.03.2018 проектом передбачено реконструкцію обладнання підстанції с заміною двох вимикачів 110 кВ на елегазові (на приєднаннях Трійчате -1, Трійчате – 2), модернізацію порталів ВРП-110 кВ (заміна будівельної частини), винос обліку на межу 35 кВ. У кошторисі враховано роботи по заміні обладнання та вартість самого обладнання (вимикачі елегазові 2 од., трансформатори струму 35 кВ 3 од.) та матеріалів.

Причина реконструкції:

Причина технінчого переоснащення:

- МКП-110кВ (ПТ-1) знос механічної частини приводу, знос механізму вільного розчеплення.

- МКП-110кВ (ПТ-2) знос механічної частини приводу, знос механізму вільного розчеплення.

- Портали та опори РП-35 руйнування залізобетону, арматури, втрата міцності бетону, карозія шин 110,35 кВ, пошкодження ізоляторів.

- Кабельні канали руйнування залізобетонних конструкцій.

На підставі акту технічного стану від 16.03.2018 проектом передбачено технічне переоснащення обладнання підстанції с заміною двох вимикачів 110 кВ на елегазові, заміну порталів ВРП-35 кВ (будівельна частина), заміну шин та ізоляторів ВРП-110 кВ, ВРП-35 кВ, заміну кабельних каналів.

**Обґрунтування технічного переоснащення тягової підстанції Лозова з встановленням пристрою АЧР**

На вимогу ГНД34.20.567-2003 в 2020 році планується обладнати АЧР РП 10 кВ тягової підстанції Лозова. Даний захід спрямований на підвищення надійності роботи електроенергетичної системи шляхом запобігання утворенню лавини частоти і збереження цілісності цієї системи. Метод полягає у відключенні найменш важливих споживачів електроенергії при раптово виник дефіцит активної потужності в системі.

**Обґрунтування технічного переоснащення тягової підстанції Зміїв з встановленням пристрою АЧР**

На вимогу ГНД34.20.567-2003 в 2020 році планується обладнати АЧР РП 10 кВ тягової підстанції Зміїв. Даний захід спрямований на підвищення надійності роботи електроенергетичної системи шляхом запобігання утворенню лавини частоти і збереження цілісності цієї системи. Метод полягає у відключенні найменш важливих споживачів електроенергії при раптово виник дефіцит активної потужності в системі.

**Обґрунтування технічного переоснащення з заміною АКБ разом з ЗПУ на тяговій підстанції Гракове**

На підставі акту технічного стану від 13.12.2017проектом передбачено заміну акумуляторної батареї ємністю 420 А\*год разом із зарядним пристроєм, заміну обладнання вентиляції та реконструкцію приміщення акумуляторної.

За відключення високовартісного обладнання на підстанціях при аварійних ситуаціях в мережах, з метою збереження його від виходу з ладу, відповідає система релейного захисту. Для цього система релейного захисту повинна бути забезпечена надійним оперативним струмом. Найбільш ефективним джерелом оперативного струму є акумуляторна батарея, оперативний струм якої незалежний від зниження напруги на живлячих підстанцію лініях внаслідок аварійної ситуації (наприклад замикання на лініях, що відходять від підстанції).

При виході з ладу акумуляторної батареї ймовірність спрацювання релейного захисту в аварійній ситуації зменшується практично до нуля. Вірогідність не спрацювання системи релейного захисту в аварійних ситуаціях, і як наслідок пошкодження такого високовартісного обладнання як трансформатор складає 70%.

**Обґрунтування технічного переоснащення з заміною АКБ разом з ЗПУ на тяговій підстанції Слатине**

На підставі акту технічного стану від 22.01.2018 проектом передбачено заміну акумуляторної батареї ємністю 250 А\*год разом із зарядним пристроєм, заміну обладнання вентиляції та реконструкцію приміщення акумуляторної. У кошторисі враховано роботи по реконструкції приміщення, заміні обладнання та вартість самого обладнання (акумуляторна батарея, зарядний пристрій, вентиляційне обладнання) та матеріалів.

За відключення високовартісного обладнання на підстанціях при аварійних ситуаціях в мережах, з метою збереження його від виходу з ладу, відповідає система релейного захисту. Для цього система релейного захисту повинна бути забезпечена надійним оперативним струмом. Найбільш ефективним джерелом оперативного струму є акумуляторна батарея, оперативний струм якої незалежний від зниження напруги на живлячих підстанцію лініях внаслідок аварійної ситуації (наприклад замикання на лініях, що відходять від підстанції).

При виході з ладу акумуляторної батареї ймовірність спрацювання релейного захисту в аварійній ситуації зменшується практично до нуля. Вірогідність не спрацювання системи релейного захисту в аварійних ситуаціях, і як наслідок пошкодження такого високовартісного обладнання як трансформатор складає 70%.

**Обґрунтування технічного переоснащення з заміною АКБ разом з ЗПУ на підстанції ГПП-1**

На підставі акту технічного стану від 23.01.2018 проектом передбачено заміну акумуляторної батареї ємністю 350 А\*год разом із зарядним пристроєм, заміну обладнання вентиляції та реконструкцію приміщення акумуляторної. У кошторисі враховано роботи по реконструкції приміщення, заміні обладнання та вартість самого обладнання (акумуляторна батарея, зарядний пристрій, вентиляційне обладнання) та матеріалів.

За відключення високовартісного обладнання на підстанціях при аварійних ситуаціях в мережах, з метою збереження його від виходу з ладу, відповідає система релейного захисту. Для цього система релейного захисту повинна бути забезпечена надійним оперативним струмом. Найбільш ефективним джерелом оперативного струму є акумуляторна батарея, оперативний струм якої незалежний від зниження напруги на живлячих підстанцію лініях внаслідок аварійної ситуації (наприклад замикання на лініях, що відходять від підстанції).

При виході з ладу акумуляторної батареї ймовірність спрацювання релейного захисту в аварійній ситуації зменшується практично до нуля. Вірогідність не спрацювання системи релейного захисту в аварійних ситуаціях, і як наслідок пошкодження такого високовартісного обладнання як трансформатор складає 70%.

**Обґрунтування технічного переоснащення з заміною АКБ разом з ЗПУ на тяговій підстанції Біляївка.**

На підставі акту технічного стану від 23.02.2018 проектом передбачено заміну акумуляторної батареї ємністю 500 А\*год разом із зарядним пристроєм, заміну обладнання вентиляції та реконструкцію приміщення акумуляторної. У кошторисі враховано роботи по реконструкції приміщення, заміні обладнання та вартість самого обладнання (акумуляторна батарея, зарядний пристрій, вентиляційне обладнання) та матеріалів.

За відключення високовартісного обладнання на підстанціях при аварійних ситуаціях в мережах, з метою збереження його від виходу з ладу, відповідає система релейного захисту. Для цього система релейного захисту повинна бути забезпечена надійним оперативним струмом. Найбільш ефективним джерелом оперативного струму є акумуляторна батарея, оперативний струм якої незалежний від зниження напруги на живлячих підстанцію лініях внаслідок аварійної ситуації (наприклад замикання на лініях, що відходять від підстанції).

При виході з ладу акумуляторної батареї ймовірність спрацювання релейного захисту в аварійній ситуації зменшується практично до нуля. Вірогідність не спрацювання системи релейного захисту в аварійних ситуаціях, і як наслідок пошкодження такого високовартісного обладнання як трансформатор складає 70%.

**Обґрунтування технічного переоснащення з заміною АКБ разом з ЗПУ на тяговій підстанції Берестовеньки.**

На підставі акту технічного стану від 25.01.2018 проектом передбачено заміну акумуляторної батареї ємністю 250 А\*год разом із зарядним пристроєм, заміну обладнання вентиляції та реконструкцію приміщення акумуляторної. У кошторисі враховано роботи по реконструкції приміщення, заміні обладнання та вартість самого обладнання (акумуляторна батарея, зарядний пристрій, вентиляційне обладнання) та матеріалів.

За відключення високовартісного обладнання на підстанціях при аварійних ситуаціях в мережах, з метою збереження його від виходу з ладу, відповідає система релейного захисту. Для цього система релейного захисту повинна бути забезпечена надійним оперативним струмом. Найбільш ефективним джерелом оперативного струму є акумуляторна батарея, оперативний струм якої незалежний від зниження напруги на живлячих підстанцію лініях внаслідок аварійної ситуації (наприклад замикання на лініях, що відходять від підстанції).

При виході з ладу акумуляторної батареї ймовірність спрацювання релейного захисту в аварійній ситуації зменшується практично до нуля. Вірогідність не спрацювання системи релейного захисту в аварійних ситуаціях, і як наслідок пошкодження такого високовартісного обладнання як трансформатор складає 70%.

**Обґрунтування технічного переоснащення з заміною АКБ разом з ЗПУ на тяговій підстанції Ромодан.**

На підставі акту технічного стану від 13.07.2016 проектом передбачено заміну акумуляторної батареї ємністю 420 А\*год разом із зарядним пристроєм, заміну обладнання вентиляції та реконструкцію приміщення акумуляторної. У кошторисі враховано роботи по реконструкції приміщення, заміні обладнання та вартість самого обладнання (акумуляторна батарея, зарядний пристрій, вентиляційне обладнання) та матеріалів.

За відключення високовартісного обладнання на підстанціях при аварійних ситуаціях в мережах, з метою збереження його від виходу з ладу, відповідає система релейного захисту. Для цього система релейного захисту повинна бути забезпечена надійним оперативним струмом. Найбільш ефективним джерелом оперативного струму є акумуляторна батарея, оперативний струм якої незалежний від зниження напруги на живлячих підстанцію лініях внаслідок аварійної ситуації (наприклад замикання на лініях, що відходять від підстанції).

При виході з ладу акумуляторної батареї ймовірність спрацювання релейного захисту в аварійній ситуації зменшується практично до нуля. Вірогідність не спрацювання системи релейного захисту в аварійних ситуаціях, і як наслідок пошкодження такого високовартісного обладнання як трансформатор складає 70%.

**Обґрунтування технічного переоснащення з заміною АКБ разом з ЗПУ на тяговій підстанції Тополі.**

На підставі акту технічного стану від 21.12.2017 проектом передбачено заміну акумуляторної батареї ємністю 410 А\*год разом із зарядним пристроєм, заміну обладнання вентиляції та реконструкцію приміщення акумуляторної. У кошторисі враховано роботи по реконструкції приміщення, заміні обладнання та вартість самого обладнання (акумуляторна батарея, зарядний пристрій, вентиляційне обладнання) та матеріалів.

За відключення високовартісного обладнання на підстанціях при аварійних ситуаціях в мережах, з метою збереження його від виходу з ладу, відповідає система релейного захисту. Для цього система релейного захисту повинна бути забезпечена надійним оперативним струмом. Найбільш ефективним джерелом оперативного струму є акумуляторна батарея, оперативний струм якої незалежний від зниження напруги на живлячих підстанцію лініях внаслідок аварійної ситуації (наприклад замикання на лініях, що відходять від підстанції).

При виході з ладу акумуляторної батареї ймовірність спрацювання релейного захисту в аварійній ситуації зменшується практично до нуля. Вірогідність не спрацювання системи релейного захисту в аварійних ситуаціях, і як наслідок пошкодження такого високовартісного обладнання як трансформатор складає 70%.

**Обґрунтування технічного переоснащення з заміною АКБ разом з ЗПУ на тяговій підстанції Булацелівка.**

На підставі акту технічного стану від 15.12.2017 проектом передбачено заміну акумуляторної батареї ємністю 420 А\*год разом із зарядним пристроєм, заміну обладнання вентиляції та реконструкцію приміщення акумуляторної. У кошторисі враховано роботи по реконструкції приміщення, заміні обладнання та вартість самого обладнання (акумуляторна батарея, зарядний пристрій, вентиляційне обладнання) та матеріалів.

За відключення високовартісного обладнання на підстанціях при аварійних ситуаціях в мережах, з метою збереження його від виходу з ладу, відповідає система релейного захисту. Для цього система релейного захисту повинна бути забезпечена надійним оперативним струмом. Найбільш ефективним джерелом оперативного струму є акумуляторна батарея, оперативний струм якої незалежний від зниження напруги на живлячих підстанцію лініях внаслідок аварійної ситуації (наприклад замикання на лініях, що відходять від підстанції).

При виході з ладу акумуляторної батареї ймовірність спрацювання релейного захисту в аварійній ситуації зменшується практично до нуля. Вірогідність не спрацювання системи релейного захисту в аварійних ситуаціях, і як наслідок пошкодження такого високовартісного обладнання як трансформатор складає 70%.

**Обґрунтування технічного переоснащення ЦРП-1 Лозова з встановленням пристрою АЧР**

На вимогу ГНД34.20.567-2003 в 2020 році планується обладнати АЧР РП 10 кВ ЦРП-1 Лозова.

Даний захід спрямований на підвищення надійності роботи електроенергетичної системи шляхом запобігання утворенню лавини частоти і збереження цілісності цієї системи. Метод полягає у відключенні найменш важливих споживачів електроенергії при раптово виник дефіцит активної потужності в системі.

**Обґрунтування технічного переоснащення ТП-5 у м. Куп’янськ**

Дефектний акт від 16.02.2018р.

Підстанція уведена в експлуатацію в 1963 р.

Характеристика електрообладнання:

Джерело основного живлення ТП1 «ЦРП»

Джерело резервного живлення ТП-35 «Тягова територія»

Кількість ліній 10 кВ – 3 одиниці

Кількість ліній 0,4 кВ – 22 одиниці + 2 резервних

Силові трансформатори: ТМ-1 – ТМ 400 кВа, 10/0,4 кВ, 1977 р

ТМ-2 – ТМ 400 кВа, 10/0,4 кВ, 1977 р

ТМ-3 – ТМ 630 кВа, 10/0,4 кВ, 1988 р

ТП являє собою одноповерхову цегляну будівлю та має м’яку покрівлю. Двері металеві. В окремих приміщеннях ТП розташовано обладнання РУ-10кВ, РУ-0,4кВ, трансформаторні камери ТМ-1, ТМ-2 та ТМ-3 розташовано окремо, за межами будівлі. Основними споживачами, що живляться від зазначеної ТП є локомотивне депо.

Наразі технічний стан електроустановок ТП-5 не задовільний. Потребують заміни основне електрообладнання: силові трансформатори (3 трансформатори по 630 КВА), комутаційні апарати та інше. Будівельна частина ТП-5 має не задовільний стан: висипання бетону з поміж цегли, розтріскування стін.

На підставі акту технічного стану від 16.02.2018 проектом передбачено реконструкцію будівлі підстанції (підлоги, даху, фасаду, внутрішніх приміщень заміну дверей), заміну 10 кВ на сучасні, заміну 0,4 кВ на сучасні, заміну силових трансформаторів, улаштування ТУ вимикачами підстанції, заміну кабельних вводів та тимчасову схему живлення споживачів. У кошторисі враховано роботи по реконструкції приміщення, заміні обладнання та вартість самого обладнання та матеріалів.

**Обґрунтування технічного переоснащення ТП-45 у м. Куп’янськ**

Дефектний акт від 06.12.2017р.

ТП-45 складається із ЗТП з двома силовими трансформаторами потужністю 160 кВА кожний та одним потужністю 1800 кВА, який знаходиться на відкритій частині ТП і є джерелом електропостачання ТП-45 від напруги 27,5 кВ.

Електротехнічна частина знаходиться у незадовільному стані. Через пограбування повністю розукомплектована ІІ СШ РУ-10 кВ. Відсутнє перекриття кабельних каналів в РУ-10 кВ, пошкоджені рубильники в РУ-0,4 кВ. Вимикач ВМК-35 знаходиться в незадовільному стані, а саме: згідно протоколу капітального ремонту встановлено значний знос дугогасних камер, незадовільний стан баків та внутрішніх кріплень контактів. Відновити працездатність ВМК-35 в обсязі капітального ремонту не можливо.

Будівля ЗТП знаходиться у задовільному стані, за винятком даху, який перебуває в аварійному стані.

На підставі акту технічного стану від 11.04.2018 проектом передбачається повна заміна ІІ СШ РУ-10 кВ із встановленням нового обладнання, ремонт кабельних каналів в РУ-10 кВ, заміна ВМК-35 на ВВ-35 та реконструкція даху.

**Обґрунтування технічного переоснащення ТП-4 у м. Харків (Основа)**

Дефектний акт від 26.10.2017р.

Технічна характеристика:

Рік будівництва - 1952 р. Рік вводу в експлуатацію - 1953 р.

Обладнання РУ-6 кВ знаходиться в незадовільному стані (масляні вимикачі ВМБ-6 працюють зі збоями, опір ізоляції має критичне значення, знос контактів більше допустимого). Потрібна заміна масляних вимикачів.

Трансформатор №1 ТМ 250 кВА:

Рік випуску - 1984.

Дата останнього випробування - 25.11.2016 р., ізоляція обмоток має граничні значення, спостерігається зниження опору ізоляції на протязі тривалого періоду.

Трансформатор потребує заміни.

Рівень навантаження 356 А при нормі згідно з паспорту - 361 А.

Трансформатор №2 ТМ 250 кВА:

Рік випуску - 1984.

Дата останнього випробування - 25.11.2016 р., ізоляція обмоток має граничні значення, спостерігається зниження опору ізоляції на протязі тривалого періоду.

Трансформатор потребує заміни.

Рівень навантаження 355 А при нормі згідно з паспорту - 361 А.

В нормальному режимі в роботі знаходяться обидва трансформатора.

РУ-0,4 кВ укомплектовано комірками типу ЩО-59 у кількості 14 шт. Ошиновка виконана алюмінієвими шинами 50×6 мм.

Дві ввідні комірки обладнані роз’єднувачами РВ-1000 А.

Від ТП живляться споживачі І та III категорії з надійності електропостачання, а саме: споживачі залізничного транспорту ст.Основа (пристрої сигналізації та зв’язку), населення, зовнішнє освітлення вулиць та сторонні споживачі.

Причини технічного переоснащення:

Обладнання ТП експлуатується понад 60 років, незадовільний стан будівлі ТП та електричного обладнання. Крім того, необхідна заміна двох існуючих трансформаторів 250 кВА на 2 потужністю 630 кВА з метою забезпечення можливості паралельної роботи та виводу трансформаторів в ремонт. Це також дасть можливість, відповідно до вимог розділу 9.3 СОУ-Н ЕЕ 40.1.00100227-103:2014 «Виконання Схем перспективного розвитку ОЕС України, окремих енерговузлів та енергорайонів. Правила» та розділу ІІ Кодексу систем розподілу, затвердженого постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 310, забезпечитиперспективні показники споживання електричної енергії споживачами та забезпечити достатню пропускну спроможність системи розподілу для потреб користувачів енерговузла (щодо споживання електричної енергії та її відпуску в мережу).

Дефектним актом від 26.10.2017р. встановлено, що:

обладнання 6-0,4 кВ знаходиться в незадовільному стані та потребує реконструкції або повної заміни.

Має місце протікання даху в РУ-6 кВ, РУ-0,4 кВ, руйнування стін та підлоги, тріщини у фундаменті. Будівля ТП-4 знаходиться в незадовільному стані, не придатному до нормальної експлуатації.

Проектом передбачено реконструкцію будівлі підстанції (підлоги, даху, фасаду, внутрішніх приміщень заміну дверей), заміну 10 кВ на сучасні, заміну 0,4 кВ на сучасні, заміну силових трансформаторів, улаштування ТУ вимикачами підстанції, заміну кабельних вводів та тимчасову схему живлення споживачів.

**Обґрунтування технічного переоснащення ТП-2 у м. Лозова**

Дефектний акт від 21.12.2017р.

ТП-2 станції Лозова є понижувальною трансформаторною підстанцією напругою 10/0,4 кВ, являється важливим елементом в енергосистемі Харківської області, джерелом електропостачання споживачів першої категорії станції Лозова. Пошкодження обладнання ТП-2, особливо в осінньо-зимовий період, може призвести до тривалого знеструмлення пристроїв залізничного транспорту, що забезпечують безпеку руху поїздів по станції Лозова, що може призвести до значних матеріальних збитків та аварійних ситуацій в залізничному сполученні.

Причини модернізації:

Моральний та фізичний знос, підвищені витрати на ТО, граничний знос елементів, що не підлягають відновленню, значні перевищення термінів експлуатації технічних засобів, відсутність запчастин, руйнування елементів будівлі.

Шинний міст: потребує заміни шин та заміни ізоляторів

Вимикачі 10 кВ:

- ВМБ-10 МВ ТП-4 знос механічних частин приводу, знос струмоведучих частин, погіршення герметичності баків, не витримує випробувань.

- ВМПє-10 МВ ТП-14 знос механічних частин приводу, знос струмоведучих частин, погіршення герметичності баків, не витримує випробувань.

- ВМПє-10 МВ ТП-3 знос механічних частин приводу, знос струмоведучих частин, погіршення герметичності баків, не витримує випробувань.

- ВНП-17 знос приводу вимикача навантаження, нечітка фіксація у ввімкненому положенні

Кабельні перемички на ТМ-1, ТМ-2 погіршення ізоляції, не витримує випробувань.

Комірки 0,4кВ погіршення ізоляції, корозійні пошкодження струмоведучих частин, не витримує випробувань.

Трансформатори 10/0,4кВ:

- ТМ-10/0,4/630 (ТМ-1) потребує заміни ізоляторів ВН, заміни обмоток ф. “А“ и “В.

- ТМ-10/0,4/400 (ТМ-2) потребує заміни ізоляторів ВН і НН, заміни обмоток ф. “А“ и “В“, ремонт бака.

Будівля ТП-2: Руйнування залізобетонних конструкцій, дверей, даху, фасаду, підлоги, внутрішніх приміщень, кабельних каналів, зливової каналізації.

На підставі акту технічного стану проектом передбачено реконструкцію будівлі підстанції (підлоги, даху, фасаду, внутрішніх приміщень заміну дверей), заміну 10 кВ на сучасні, заміну 0,4 кВ на сучасні, заміну силових трансформаторів, улаштування ТУ вимикачами підстанції, заміну кабельних вводів та тимчасову схему живлення споживачів.

**Обґрунтування технічного переоснащення ТП-4 у м. Лозова**

Дефектний акт від 21.10.2017р.

ТП-4 є понижуючою трансформаторною підстанцією напругою 10/0,4кВ, є важливим елементом в енергосистемі Харківської області. Являється джерелом електропостачання споживачів першої категорії станції Лозова. Пошкождення обладнання ТП-4, особливо в осінньо-зимовий період, може привести до тривалого знеструмлення пристроїв залізничного транспорту, що забезпечують безпеку руху поїздів по станції Лозова, що може привести до значних матеріальних збитків та аварійних ситуації в залізничному сполученні.

Під час технічного переоснащення планується виконати роботи по модернізації підстанції, а саме:

- Заміна 6 комірок з 2 масляними вимикачами 10кВ та 2 вимикача навантаження 10кВ на сучасні.

- Заміна 11 комірок 0,4кВ на сучасні.

- Улаштування ТУ вимикачами підстанції та облік електричної енергії.

- Реконструкція будівлі підстанції (підлоги, даху, фасаду, внутрішніх приміщень, заміна дверей).

На підставі акту технічного стану проектом передбачено реконструкцію будівлі підстанції (підлоги, даху, фасаду, внутрішніх приміщень заміну дверей), заміну 10 кВ на сучасні, заміну 0,4 кВ на сучасні, заміну силових трансформаторів, улаштування ТУ вимикачами підстанції, заміну кабельних вводів та тимчасову схему живлення споживачів.

**Обґрунтування технічного переоснащення ТП-8 у м. Лозова**

Дефектний акт від 21.10.2017р.

ТП-8 є понижуючою трансформаторною підстанцією напругою 10/0,4кВ, є важливим елементом в енергосистемі Харківської області. Являється джерелом електропостачання споживачів першої категорії станції Лозова. Пошкождення обладнання ТП-8, особливо в осінньо-зимовий період, може привести до тривалого знеструмлення пристроїв залізничного транспорту, що забезпечують безпеку руху поїздів по станції Лозова, що може привести до значних матеріальних збитків та аварійних ситуації в залізничному сполученні.

Причини модернізації (згідно з дефектим актом):

Моральний та фізичний знос, підвищені витрати на ТО, граничний знос елементів, що не підлягають відновленню, значні перевищення термінів експлуатації технічних засобів, відсутність запчастин, руйнування елементів будівлі.

- шинний міст: потребує заміни шин та заміни ізоляторів.

Вимикачі 10 кВ:

- ВМП-10 МВ ТП-Компресорна руйнування ізоляторів, знос струмоведучих стержнів, не витримує випробувань.

- Westinghouse МВ ТМ-2 деформація вала ввімкнення, знос струмоведучих стержнів, не витримує випробувань.

- Westinghouse МВ ввод с ЦРП, ТП-1 деформація вала ввімкнення, знос струмоведучих стержнів, не витримує випробувань.

- Westinghouse МВ ТП-3,5,Компресорна деформація вала ввімкнення, знос струмоведучих стержнів, не витримує випробувань.

- Westinghouse МВ ТМ-1 деформація вала ввімкнення, знос струмоведучих стержнів, не витримує випробувань.

Кабельні перемички на ТМ-1, ТМ-2 погіршення ізоляції, не витримує випробувань.

Трансформатори 10/0,4кВ :

- ТМ-10/0,4/400 (ТМ-1) потребують заміни.

- ТМ-10/0,4/400 (ТМ-2) потребують заміни.

Будівля ТП-8: руйнування залізобетонних конструкцій, дверей, даху, фасаду, підлоги, внутрішніх приміщень, кабельних каналів, зливової каналізації.

На підставі акту технічного стану проектом передбачено реконструкцію будівлі підстанції (підлоги, даху, фасаду, внутрішніх приміщень заміну дверей), заміну 10 кВ на сучасні, заміну 0,4 кВ на сучасні, заміну силових трансформаторів, улаштування ТУ вимикачами підстанції, заміну кабельних вводів та тимчасову схему живлення споживачів.

**Обґрунтування технічного переоснащення щитової тягової підстанції Балаклея**

Вторинні кола тягової підстанції «Балаклея», релейний захист, вимірювальні прилади застарілі та зазначене обладнання працює понад 45 років.

Причини технічного переоснащення:

- контрольні кабелі мають розтріскування ізоляції в місцях повороту кабелю;

- клемні колодки зношені, через корозію окремих елементів;

- не всі контрольно-вимірювальні прилади перебувають у працездатному стані

- моральний та фізичний знос, погіршення ізоляційних властивостей та фізичне руйнування ізоляції кабелів, погіршення ізоляції в колах шаф кодових реле, вихід з ладу часових механізмів реле часу, критичний механічний знос контактних систем реле, помилкове спрацювання релейного захисту. Похибки при використанні застарілих вимірювальних приладів. Підвищені витрати на ТО, відсутність запчастин.

Згідно робочого проекту передбачається:

- повна заміна вторинних кіл управління підстанції.

- заміна систем реле.

- заміна морально та фізично застарілих вимірювальних приладів на більш сучасні.

- зменшення експлуатаційних втрат внаслідок проведення реконструкції.

- суттєве покращення роботи підстанції загалом, підвищення рівня безпеки та якості електропостачання

На підставі акту технічного стану від 06.03.2017 проектом передбачено заміну існуючих панелей захисту на шафи управління автоматики й захисту (далі по тексту ШУАЗ), з використанням пристроїв мікропроцесорного захисту МРЗС-05, РС83, заміну міжшафових з’єднань, контрольних та вимірювальних кіл. У кошторисі враховано роботи по заміні обладнання та вартість самого обладнання (шафи ШУАЗ) та матеріалів.

**Обґрунтування технічного переоснащення тягової підстанції Тополі**

З метою перенесення обліку електричної енергії на межу балансової належності планується виконати реконструкцію підстанції з встановленням трансформаторів струму 110 кВ на 2 вводах підстанції.

**Обґрунтування технічного переоснащення тягової підстанції Козача Лопань**

З метою перенесення обліку електричної енергії на межу балансової належності планується виконати реконструкцію підстанції з встановленням трансформаторів струму 110 кВ на 4вводах підстанції та ОМВ.

**Обґрунтування технічного переоснащення тягової підстанції Герсеванівський**

З метою перенесення обліку електричної енергії на межу балансової належності планується виконати реконструкцію підстанції з встановленням трансформаторів струму 110 кВ на 2 вводах підстанції.

**Обґрунтування модернізації тягової підстанції Слатине**

З метою перенесення обліку електричної енергії на межу балансової належності планується виконати реконструкцію підстанції з встановленням трансформаторів струму 110 кВ на 2 вводах підстанції.

**Обґрунтування технічного переоснащення ЛЕП-10 ТП-6-ТП-60 у м.Кременчук**

Відповідно до актів перевірки опор на загнивання, вимірів напруги в кінці ПЛ, високого рівня пошкоджуваності дана ПЛ знаходиться у незадовільному стані та потребує технічного переоснащення. Довжина лінії 1755 м. Дефектний акт від 12.12.2018р.

Таким чином, з метою підвищення рівня надійності електропостачання пристроїв та споживачів в м. Кременчуку 2020 році планується виконати технічне переоснащення ПКЛ-10 кВ від ТП-6-ТП-60у м. Кременчук, встановлення 10 опор, монтаж 1200м проводу АС-70, переукладання кабельних вставок довжиною 500м та інше.

**Обґрунтування технічного переоснащення ЛЕП-10 ТП-70-ТП-69 у м. Кременчук**

Відповідно до актів перевірки опор на загнивання, вимірів напруги в кінці ПЛ, високого рівня пошкоджуваності дана ПЛ знаходиться у незадовільному стані та потребує технічного переоснащення. Довжина лінії 1215 м. Дефектний акт від 12.12.2018р.

Таким чином, з метою підвищення рівня надійності електропостачання пристроїв та споживачів в м. Кременчук у 2020 році планується виконати технічне переоснащення ПКЛ-10 кВ від ТП-70-ТП-69 у м.Кременчук, встановлення 11 опор, монтаж 800м проводу АС-70, переукладання кабельних вставок довжиною 300м та інше. У кошторисі враховано роботи по технічному переоснащенню та вартість матеріалів.

**28 ПООБ'ЄКТНИЙ ПЕРЕЛІК ОБ'ЄКТІВ З НОВОГО БУДІВНИЦТВА, РЕКОНСТРУКЦІЇ ТА ТЕХНІЧНОГО ПЕРЕОСНАЩЕННЯ ЕЛЕМЕНТІВ СИСТЕМИ РОЗПОДІЛУ РІВНЯ НАПРУГИ 20 КВ І ВИЩЕ ТА УЗАГАЛЬНЕНИЙ ПЕРЕЛІК ЗАХОДІВ ДЛЯ РІВНЯ НАПРУГИ НИЖЧЕ 20 КВ ІЗ ПРИВ'ЯЗКОЮ ДО ВІДПОВІДНИХ РАЙОНІВ ТА ЗАЗНАЧЕННЯМ ВІДПОВІДНОГО ОБСЯГУ ІНВЕСТИЦІЙ ТА СТРОКІВ ВИКОНАННЯ ВПРОДОВЖ НАСТУПНИХ 5 КАЛЕНДАРНИХ РОКІВ.**

Враховуючи термін експлуатації трансформаторів необхідно провести наступну заміну трансформаторів:

* трансформатори, що відпрацювали більше 50 років:
* трансформатори 110 кВ – 2 шт.;
* трансформатори, що відпрацювали більше 40 років:
* трансформатори 110 кВ – 2 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 4 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:

* вимикачі, що відпрацювали більше 50 років:
* масляний вимикач 110 кВ – 1 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 7 шт.;
* масляні вимикачі 27,5 кВ – 4 шт.;
* масляні вимикачі 10(6) кВ – 14 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали більше 40 років:
* масляні вимикачі 110 кВ – 24 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 11 шт.;
* масляні вимикачі 10(6) кВ – 67 шт.;
* ВД/КЗ та вимикачі, що відпрацювали більше 30 років:
* ВД з КЗ-110 кВ – 1 шт.;
* масляні вимикачі 110 кВ – 15 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 6 шт.;
* масляні вимикачі 10(6) кВ – 15 шт.;

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

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

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

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

Нижче наведено перелік необхідної реконструкції основного силового обладнання попідстанційно, а також орієнтовні роки проведення реконструкції

***Харківська область***

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **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** |
| ПС "т. Мерефа" | **Харківська область** | Опорна |  |  |  | **Проектні роботи** |  | 2020 | **0,52** |
| 110 | трансформатор | 1 | Заміна силового трансформатору Т-1(10МВА), | Обладнання відпрацювало більше 50 років | 2021-2022 | 12,85 |
| 110 | трансформатор | 1 | Заміна силового трансформатору Т-2(10МВА), | Обладнання відпрацювало більше 50 років | 2021-2022 | 12,85 |
| 35 | вимикач | 1 | заміна МВ Т-1 | Обладнання відпрацювало більше 30 років | 2023 | 1,45 |
|  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  | ***Заг. вартість*** | ***27,67*** |
| ПС "т.Новоселівка" | **Харківська область** | Транзітна |  |  |  | **Проектні роботи** |  | 2020 | 0,52 |
| 10 | трансформатор | 1 | Заміна трансформатора ФПЕ(1,6 МВА) на трансформатор 2,5МВА | Обладнання відпрацювало більше 40 років | 2021 | 2,35 |
| 10 | вимикач | 3 | Заміна масляних вимикичів ВМП-10кВ | Обладнання відпрацювало більше 30 років | 2022 | 0,68 |
|  |  |  |  |  |  |  |  | ***Заг. вартість*** | ***3,55*** |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ПС «т. Шпаківка» | **Харківська область** | Опорна |  |  |  | Проектні роботи |  | 2020 | 0,52 |
| 110 | трансформатор | 1 | Заміна силового трансформатора Т-2(16МВА) на силовий трансформатор 40 МВА | Обладнання відпрацювало більше 40 років | 2020-2021 | 25,65 |
| 110 | вимикач | 7 | Технічне переоснащення ВРП-110кВ: заміна МВ 110 кВ на елегазові вимикачі 110 кВ | Обладнання відпрацювало більше 40 років | 2020-2022 | 17,85 |
| 35 | вимикач | 7 | Технічне переоснащення ВРП-35кВ: заміна МВ 35 кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ | Обладнання відпрацювало більше 40 років | 2022-2023 | 10,15 |
|  |  |  |  |  |  |  |  | ***Заг.***  ***вартість*** | ***54,17*** |
| ПС «т. Рогозянка» | **Харківська область** | Транзитна |  |  |  | **Проектні роботи** |  | 2023 | 0,52 |
| 110 | вимикач | 1 | Технічне переоснащення ВРП-110кВ: заміна СМВ 110 кВ на елегазовийі вимикач 110 кВ | Обладнання відпрацювало більше 40 років | 2024 | 2,55 |
| 35 | вимикач | 5 | Технічне переоснащення ВРП-35кВ: заміна МВ 35 кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ | Обладнання відпрацювало більше 40 років | 2024 | 7,25 |
|  |  |  |  |  |  |  |  | ***Заг. вартість*** | ***10,32*** |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ПС «т. Нова Водолага» | **Харківська область** | Транзитна |  |  |  | **Проектні роботи** |  | 2023 | 0,52 |
| 110 | вимикач | 2 | Технічне переоснащення ВРП-110кВ: заміна МВ Т-1 та СМВ110 кВ на елегазові вимикачі 110 кВ | Обладнання відпрацювало більше 40 років | 2024 | 5,3 |
| 35 | вимикач | 9 | Технічне переоснащення ВРП-35кВ: заміна МВ 35 кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ | Обладнання відпрацювало більше 40 років | 2025 | 13,05 |
|  |  |  |  |  |  |  |  | ***Заг. вартість*** | ***18,89*** |
| ПС «т. Слатине» | **Харківська область** | Транзитна |  |  |  | **Проектні роботи** |  | 2020-2021 | 1,32 |
| 110 | вимикач | 1 | Технічне переоснащення | Обладнання відпрацювало | 2022 | 2,55 |
|  |  |  |  |  |  | ВРП-110кВ: заміна МВ Т-1 110 кВ на елегазовийі вимикач 110 кВ | більше 40 років |  |  |
| 110 | щитова | 1 | Технічне переоснащення щитової підстанції | Обладнання відпрацювало більше 40 років | 2023 | 15,6 |
| 110 | АКБ та ЗПУ | 1 комплект | Заміна АКБ та ЗПУ | Обладнання відпрацювало встановлений ресурс, має повний моральний та фізичний знос | 2020 | 4,1 |
| 10 | вимикач | 12 | Технічне переоснащення КРУН-10 кВ Заміна масляних вимикичів ВМП-10кВ, РЗА | Обладнання відпрацювало більше 30 років | 2022 | 2,48 |
|  |  |  |  |  |  |  |  | ***Заг. вартість*** | ***25,25*** |
| ПС «т. Майський» | **Харківська область** | Опорна |  |  |  | **Проектні роботи** |  | 2024 |  |
| 110 | щитова | 1 | Технічне переоснащення щитової підстанції | Обладнання відпрацювало більше 40 років | 2025 | 18,3 |
|  |  |  |  |  |  |  |  | ***Заг. вартість*** | ***18,3*** |
| ПС «т. Курилівка» | **Харківська область** | Опорна |  |  |  | **Проектні роботи** |  | 2021 | 1,32 |
| 110 | вимикачі | 3 | Технічне переоснащення ВРП-110 кВ: заміна Т-1, Т-2, Т-3 та МВ-110 кВ на елегазові вимикачі, РЗА | Обладнання відпрацювало більше 40 років | 2023 | 7,65 |
| 110 | щитова | 1 | Технічне переоснащення щитової підстанції | Обладнання відпрацювало більше 40 років | 2022 | 19,1 |
| 27,5 | вимикачі | 2 | Технічне переоснащення РП-27,5 кВ: заміна МВ на вакуумні вимикачів, РЗА | Обладнання відпрацювало більше 50 років | 2023 | 2,9 |
| 10 | вимикачі | 6 | Технічне переоснащення ЗРП-10 кВ: заміна МВ на вакуумні вимикачів, РЗА | Обладнання відпрацювало більше 40 років | 2022 | 1,26 |
|  |  |  |  |  |  |  |  | ***Заг. вартість*** | ***32,23*** |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ПС «т. Зелений Колодязь» | **Харківська область** | Транзітна |  |  |  | **Проектні роботи** |  | 2024 | 0,36 |
| 35 | трансформатори | 2 | Заміна силових трансформаторів ТП-1, ТП-2 (1,6 МВА) на трансформатори ТМ-3,2 МВА, РЗА | Обладнання відпрацювало більше 40 років | 2025 | 4,9 |
|  |  |  |  |  |  |  |  | ***Заг. вартість*** | ***5,26*** |
| ПС «т.Чугуїв» | **Харківська область** | Транзітна |  |  |  | **Проектні роботи** |  | 2024 | 0,52 |
| 110 | вимикачі | 2 | Зміна МВ-110 кВ, на елегазові/вакуумні вимикачі, РЗА | Обладнання відпрацювало більше 30 років | 2025 | 5,3 |
| 10 | вимикачі | 16 | Зміна МВ-110 кВ, МВ-6 кВ на елегазові/вакуумні вимикачі, РЗА | Обладнання відпрацювало більше 40 років | 2025 | 3,45 |
|  |  |  |  |  |  |  |  | ***Заг. вартість*** | ***9,27*** |
| ПС «т.13 км» | **Харківська область** | Транзітна |  |  |  | **Проектні роботи** |  | 2024 | 0,52 |
| 110 | вимикачі | 1 | Зміна СМВ-110 кВ, на елегазові/вакуумні вимикачі, РЗА | Обладнання відпрацювало більше 40 років | 2025 | 2,55 |
|  |  |  |  |  |  |  |  | ***Заг. вартість*** | ***3,17*** |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ПС «т. Гракове» | **Харківська область** | Опорна |  |  |  | **Проектні роботи** |  | 2022 | 1,32 |
| 110 | вимикачі | 9 | Технічне переоснащення ВРП-110 кВ: заміна МВ-110 кВ на елегазові вимикачі, РЗА | Обладнання відпрацювало більше 40 років | 2023 | 22,95 |
| 110 | щитова | 1 | Технічне переоснащення щитової підстанції | Обладнання відпрацювало більше 40 років | 2023 | 19,1 |
| 110 | АКБ та ЗПУ | 1 комплект | Заміна АКБ та ЗПУ | Обладнання відпрацювало встановлений ресурс, має повний моральний та фізичний знос | 2020 | 4,1 |
| 27,5 | вимикачі | 2 | Технічне переоснащення РП-27,5 кВ: заміна МВ на вакуумні вимикачів, РЗА | Обладнання відпрацювало більше 50 років | 2023 | 2,9 |
| 10 | вимикачі | 15 | Технічне переоснащення ЗРП-10 кВ: заміна МВ на вакуумні вимикачів, РЗА | Обладнання відпрацювало більше 40 років | 2023 | 3,26 |
|  |  |  |  |  |  |  |  | ***Заг. вартість*** | ***53,63*** |
| ПС «т. Булацелівка» | **Харківська область** | Опорна |  |  |  | **Проектні роботи** |  | 2023 | 1,32 |
| 110 | вимикачі | 3 | Технічне переоснащення ВРП-110 кВ: заміна МВ-110 кВ на елегазові вимикачі, РЗА | Обладнання відпрацювало більше 30 років | 2024 | 7,65 |
| 110 | АКБ та ЗПУ | 1 комплект | Заміна АКБ та ЗПУ | Обладнання відпрацювало встановлений ресурс, має повний моральний | 2020 | 4,1 |
|  |  |  |  |  |  |  | та фізичний знос |  |  |
| 35 | щитова | 5 | Технічне переоснащення РП-35 кВ: заміна МВ на вакуумні вимикачів, РЗА | Обладнання відпрацювало більше 40 років | 2024 | 7,25 |
| 10 | вимикачі | 8 | Технічне переоснащення ЗРП-10 кВ: заміна МВ на вакуумні вимикачів, РЗА | Обладнання відпрацювало більше 40 років | 2024 | 1,7 |
|  |  |  |  |  |  |  |  | ***Заг. вартість*** | ***22,02*** |
| ПС «т. Тополі» | **Харківська область** | транзітна | 110 | АКБ та ЗПУ | 1 комплект | Заміна АКБ та ЗПУ | Обладнання відпрацювало встановлений ресурс, має повний моральний та фізичний знос | 2020 | 4,1 |
|  |  |  |  |  |  |  |  | ***Заг. вартість*** | ***4,1*** |
| ПС «т.Біляївка» | **Харківська область** | Транзітна |  |  |  | Проектні роботи |  | 2023 | 0,52 |
| 110 | вимикачі | 2 | Технічне переоснащення ВРП-110 кВ: заміна порталів, заміна МВ-110 кВ на елегазові вимикачі, РЗА | Обладнання відпрацювало більше 30 років | 2024 | 6,35 |
| 110 | АКБ та ЗПУ | 1 комплект | Заміна АКБ та ЗПУ | Обладнання відпрацювало встановлений ресурс, має повний моральний та фізичний знос | 2020 | 4,1 |
| 35 | щитова | 6 | Технічне переоснащення РП-35 кВ: заміна МВ на вакуумні вимикачів, РЗА | Обладнання відпрацювало більше 50 років | 2024 | 8,76 |
|  |  |  |  |  |  |  |  | ***Заг. вартість*** | ***19,73*** |
| ПС «т.Герсеванівський» | **Харківська область** | Транзітна |  |  |  | **Проектні роботи** |  | 2023 | 0,52 |
| 110 | вимикачі | 2 | Технічне переоснащення ВРП-110 кВ: заміна порталів, заміна МВ-110 кВ на елегазові вимикачі, РЗА | Обладнання відпрацювало більше 30 років | 2024 | 6,35 |
| 35 | щитова | 3 | Технічне переоснащення РП-35 кВ: заміна МВ на вакуумні вимикачів, РЗА | Обладнання відпрацювало більше 50 років | 2024 | 4,35 |
|  |  |  |  |  |  |  |  | ***Заг. вартість*** | ***11,22*** |
| ПС «т. Берестовеньки» | **Харківська область** | Транзітна |  |  |  | **Проектні роботи** |  | 2023 | 0,52 |
| 110 | АКБ та ЗПУ | 1 комплект | Заміна АКБ та ЗПУ | Обладнання відпрацювало встановлений ресурс, має повний моральний та фізичний знос | 2020 | 4,1 |
| 10 | вимикачі | 13 | Технічне переоснащення ЗРП-10 кВ: заміна МВ на вакуумні вимикачів, РЗА | Обладнання відпрацювало більше 40 років | 2024 | 2,7 |
|  |  |  |  |  |  |  |  | ***Заг. вартість*** | ***7,32*** |
| ПС «т. Лозова» | **Харківська область** | Опорна |  |  |  | **Проектні роботи** |  | 2023 | 0,5 |
| 110 | щитова | 1 | Технічне переоснащення щитової підстанції | Обладнання відпрацювало більше 40 років | 2025 | 21,5 |
|  |  |  | 10 | АЧР | 1 | Встановлення пристрою АЧР | Облаштування підстанцій пристроями АЧР на вимогу ГНД34.20.567-2003 | 2020 | 0,5 |
|  |  |  |  |  |  |  |  | ***Заг. вартість*** | ***22,5*** |
| ПС «т.Трійчате» | **Харківська область** | Опорна |  |  |  | **Проектні роботи** |  | 2024 | 0,5 |
| 110 | щитова | 1 | Технічне переоснащення щитової підстанції | Обладнання відпрацювало більше 40 років | 2025 | 18 |
|  |  |  |  |  |  |  |  | ***Заг. вартість*** | ***18,5*** |
| ПС «ГПП1» | **Харківська область** | транзітна | 110 | АКБ та ЗПУ | 1 комплект | Заміна АКБ та ЗПУ | Обладнання відпрацювало встановлений ресурс, має повний моральний та фізичний знос | 2020 | 4,1 |
|  |  |  |  |  |  |  |  | ***Заг. вартість*** | ***4,1*** |
| ПС «т.Циганська» | **Харківська область** | Опорна |  |  |  | **Проектні роботи** |  | 2021 | 0,5 |
| 110 | щитова | 1 | Технічне переоснащення щитової підстанції | Обладнання відпрацювало більше 40 років | 2022 | 18 |
|  |  |  |  |  |  |  |  | ***Заг. вартість*** | ***18,5*** |
| ПС  «т. Безлюдівка | **Харківська область** | Транзітна |  |  |  | **Проектні роботи** |  | 2023 | 0,3 |
| 35 | трансформатор | 1 | Заміна силового трансформатора  ФПЕ 1,6 МВт на 2,5 МВт | Обладнання відпрацювало більше 40 років | 2024 | 3,3 |
|  |  |  |  |  |  |  |  | ***Заг. вартість*** | ***3,6*** |
| ПС «т.Занки» | **Харківська область** | Транзітна |  |  |  | **Проектні роботи** |  | 2019 | 0,3 |
| 110 | вимикачі | 2 | Заміна ВД,КЗ-110 на вакуумні/елегазовівимикачі 110 кВ в комплекті з пристроямиРЗА та ПА |  | 2020 | 5,3 |
|  |  |  |  |  |  |  |  | ***Заг. вартість*** | ***5,6*** |
| ПС «т.Зміїв» | **Харківська область** | Опорна | 10 | АЧР | 1 | Встановлення пристрою АЧР | Облаштування підстанцій пристроями АЧР на вимогу ГНД34.20.567-2003 | 2020 | 0,5 |
|  |  |  |  |  |  |  |  | ***Заг. вартість*** | ***0,5*** |
| ***Полтавська область*** | | | | | | | | | |
| ПС «т. Ромодан» | **Полтавська область** | тупікова | 110 | АКБ та ЗПУ | 1 комплект | Заміна АКБ та ЗПУ | Обладнання відпрацювало встановлений ресурс, має повний моральний та фізичний знос | 2020 | 4,1 |
|  |  |  |  |  |  |  |  | ***Заг. вартість*** | ***4,1*** |
| ПС «т.Кременчук» | **Полтавська область** | Тупікова | 154 | трансформатор | 1 | Встановлення другого силового трансформатора | Виконання вимог технічних умов приєднання ПС «т. Кременчук» | 2020 | 25 |
|  |  |  |  |  |  |  |  | ***Заг. вартість*** | ***25*** |

**Також, Планом Розвитку рекомендується встановити трансформатори струму, орієнтовною загальною вартістю 33,6 млн. грн, на наступних ПС: *Харківська область***

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **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** |
| ПС «т.Тополі» | **Харківська область** | транзітна |  |  |  | **Проектні роботи** |  | 2019 | 0,36 |
| 110 | Трансформатори струму та напруги | 8 | Винос приладів обліку електричної енергії на границю балансової приналежності по рівню напруги 110 кВ | Встановлення трансформаторів струму та напруги 110 кВ класом точності 0,2S та 0,2 в точках обліку надходжень до мереж структурних підрозділів, які за класом точності не відповідають НТД | 2020 | 5,3 |
|  |  |  |  |  |  |  |  | ***Заг. вартість*** | ***5,66*** |
| ПС «т. Козача Лопань» | **Харківська область** | опорна |  |  |  | **Проектні роботи** |  | 2019 | 0,36 |
| 110 | Трансформатори струму та напруги | 17 | Винос приладів обліку електричної енергії на границю балансової приналежності по рівню напруги 110 кВ | Встановлення трансформаторів струму та напруги 110 кВ класом точності 0,2S та 0,2 в точках обліку надходжень до мереж структурних підрозділів, які за класом точності не відповідають НТД | 2020 | 10,6 |
|  |  |  |  |  |  |  |  | ***Заг. вартість*** | ***10,96*** |
| ПС «т. Слатине» | **Харківська область** | транзітна |  |  |  | **Проектні роботи** |  | 2019 | 0,36 |
| 110 | Трансформатори струму та напруги | 8 | Винос приладів обліку електричної енергії на границю балансової приналежності по рівню напруги 110 кВ | Встановлення трансформаторів струму та напруги 110 кВ класом точності 0,2S та 0,2 в точках обліку надходжень до мереж структурних підрозділів, які за класом точності не відповідають НТД | 2020 | 5,3 |
|  |  |  |  |  |  |  |  | ***Заг. вартість*** | ***5,66*** |
| ПС «т. Герсиванове» | **Харківська область** | транзітна |  |  |  | **Проектні роботи** |  | 2019 | 0,36 |
| 110 | Трансформатори струму та напруги | 8 | Винос приладів обліку електричної енергії на границю балансової приналежності по рівню напруги 110 кВ | Встановлення трансформаторів струму та напруги 110 кВ класом точності 0,2S та 0,2 в точках обліку надходжень до мереж структурних підрозділів, які за класом точності не відповідають НТД | 2020 | 5,3 |
|  |  |  |  |  |  |  |  | ***Заг. вартість*** | ***5,66*** |
| ПС «т. Занки» | **Харківська область** | транзітна |  |  |  | **Проектні роботи** |  | 2020 | 0,36 |
| 110 | Трансформатори струму та напруги | 8 | Винос приладів обліку електричної енергії на границю балансової приналежності по рівню напруги 110 кВ | Встановлення трансформаторів струму та напруги 110 кВ класом точності 0,2S та 0,2 в точках обліку надходжень до мереж структурних підрозділів, які за класом точності не відповідають НТД | 2021 | 5,3 |
|  |  |  |  |  |  |  |  | ***Заг. вартість*** | ***5,66*** |

**29. АНАЛІЗ ВИТРАТ ТА ВИГОД (З УРАХУВАННЯМ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ) ПРОЕКТІВ РОЗВИТКУ СИСТЕМИ РОЗПОДІЛУ. 2020 – 2024 РР.)**

Ефективність капітальних вкладень у розвиток електричних мереж від реалізації заходів Плану розвитку системи розподілу РФ «Південна залізниця» на період

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 = 251 653 тис. грн.

Капітальні вкладення, які заплановані в 2020-2024 роках

К = 792 688 тис. грн.

Розраховуємо показник ефективності капіталовкладень (інтегральний ефект)

Пдс = (0+251 653)/0,18 – 792 688 = 605 384,222

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+251 653+910 602)/792 688 = 1,46

Rі = 1,46 > Е = 0,18

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

Ток= 1/Rі = 1/1,46 = 0,68

Для статистичних задач розрахунковий період дорівнює

Тр = 1/Е = 1/0,18 = 5,56

Критерій ефективності повинен бути Ток<Тр,

Згідно отриманих результатів розрахунків Ток = 0,18 <Тр = 0,68

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 РФ «Південна залізниця» на період 2020 – 2024 рр.

# ВИСНОВКИ

Територія, на якій компанія здійснює свою діяльність, становить понад 3 тис. км2. регіональна філія «Південна залізниця» АТ «Укрзалізниця» забезпечує електропостачання 18 762 споживачів.

До складу РФ «Південна залізниця» входять 7 виробничих підрозділів:

* Виробничий підрозділ «Харківська дистанція електропостачання»
* Виробничий підрозділ «Сумська дистанція електропостачання»
* Виробничий підрозділ «Полтавська дистанція електропостачання»
* Виробничий підрозділ «Куп`янська дистанція електропостачання»
* Виробничий підрозділ «Лозівська дистанція електропостачання»
* Виробничий підрозділ «Осно`янська дистанція електропостачання»
* Виробничий підрозділ «Кременчуцька дистанція електропостачання»

Перспективний план є приблизною оцінкою обсягу робіт, переліку проектів та обсягів фінансування, необхідних для призупинення процесу старіння мереж Товариства 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 224,091 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 0,12 %, область володіє значним резервом потужності. Прогнозований максимум навантаження в 2024 році становитиме 232 МВт.

Згідно аналізу технічного стану розподільчих мереж потребує реконструкції наступне обладнання:

* трансформатори, що відпрацювали більше 50 років:
* трансформатори 110 кВ – 2 шт.;
* трансформатори, що відпрацювали більше 40 років:
* трансформатори 110 кВ – 2 шт.;
* трансформатори 35 кВ – 4 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали більше 50 років:
* масляний вимикач 110 кВ – 1 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 7 шт.;
* масляні вимикачі 27,5 кВ – 4 шт.;
* масляні вимикачі 10(6) кВ – 14 шт.;
* вимикачі, що відпрацювали більше 40 років:
* масляні вимикачі 110 кВ – 24 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 11 шт.;
* масляні вимикачі 10(6) кВ – 67 шт.;
* ВД/КЗ та вимикачі, що відпрацювали більше 30 років:
* ВД з КЗ-110 кВ – 1 шт.;
* масляні вимикачі 110 кВ – 15 шт.;
* масляні вимикачі 35 кВ – 6 шт.;
* масляні вимикачі 10(6) кВ – 15 шт.;

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

* Т-2 на 40 МВА на ПС «т. Шпаківка»;
* ТП-1, ТП-2 1,6 МВА на ПС «т. Зелений Колодязь»;
* ТМ-35/10 1,6 МВА на ТМ-35/10 4 МВА на ПС «т. Безлюдівка»;
* ФПЕ 1,6 МВт на 2,5 МВт на ПС «т. Новоселівка»;

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

* 425,825 км ПЛ 6-10 кВ;
* 84,97 км ПЛ 0,4 кВ;
* 37 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 – 550,8 млн.грн.;**
* 2020 рік – 112,9 млн.грн.;
* 2021 рік – 115,9 млн.грн.;
* 2022 рік – 109,9 млн.грн.;
* 2023 рік – 111,5 млн.грн.;
* 2024 рік – 100,6 млн.грн.;
* **загалом капіталовкладення в мережі 0,4-10 кВ за період 2020-2024 років – 250,488 млн.грн.;**
* 2020 рік – 41,03 млн.грн.;
* 2021 рік – 46,08 млн.грн.;
* 2022 рік – 51,859 млн.грн.;
* 2023 рік – 53,959 млн.грн.;
* 2024 рік – 57,56 млн.грн.;
* **необхідні капіталовкладення для транспортної техніки – 77,8 млн.грн..**

Виконання програми перспективного розвитку Компанії 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.