Додаток 1.1

1. **Будівництво, модернізація та реконструкція електричних мереж та обладнання**

Всі заходи інвестиційної програми 2020 року пройшли публічні громадські обговорення відповідно до постанови НКРЕКП від 30.06.2017 №866 ([Протокол обговорень від 22.01.2020 № 13](протокол%2013%20обговорень%20ІП2020.pdf)).

Всі заходи Інвестиційної програми АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» на 2020 рік не пов’язані з виконанням заходів по приєднанню нових споживачів.

Всі заходи інвестиційної програми 2020 року передбачені до виконання [Планом розвитку системи розподілу АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» на 2020-2024 роки](План%20розвитку%20СР%202020-2024.pdf) (ПРСР).

**Порівняльний аналіз звітних показників надійності електропостачання.**

В таблиці 1 наведений аналіз отриманих звітних показників в порівнянні з аналогічним періодом 2018 року. Показники надійності електропостачання отримані шляхом обробки інформації, зафіксованої у відповідних реєстрах, наданих відокремленими підрозділами Товариства протягом звітного періоду:

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

Таблиця 1

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Квартал, рік** | **Рівень напруги, кВ** | **Індекс середньої**  **тривалості довгих перерв**  **(SAIDI), хв.** | | | **Індекс середньої частоти довгих перерв(SAIFI)** | | | **Розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії**  **(ENS), тис. кВт·год** | | |
| Заплановані перерви | Незаплановані (аварійні)  перерви | **Всього** | Заплановані перерви | Незаплановані (аварійні)  перерви | **Всього** | Заплановані перерви | Незаплановані (аварійні)  перерви | **Всього** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** |
| **2019 рік** | 110 - 154 | 1,16 | 37,55 | 38,71 | 0,05 | 0,28 | 0,33 | 2,37 | 128,61 | 130,98 |
| 27,5 - 35 | 25,13 | 39,15 | 64,27 | 0,47 | 0,39 | 0,86 | 59,86 | 78,31 | 138,17 |
| 6 - 20 | 415,81 | 809,20 | 1225,01 | 2,92 | 5,59 | 8,50 | 1086,84 | 2145,99 | 3232,83 |
| 0,4 | 121,82 | 156,60 | 278,43 | 0,53 | 0,67 | 1,20 | 307,63 | 341,62 | 649,26 |
| **Усього** | 563,92 | 1042,49 | 1606,41 | 3,97 | 6,93 | 10,89 | 1456,70 | 2694,54 | 4151,25 |
| **2018 рік** | 110 - 154 | 0,83 | 0,57 | 1,40 | 0,05 | 0,04 | 0,09 | 1,62 | 1,38 | 3,00 |
| 27,5 - 35 | 24,34 | 17,53 | 41,87 | 1,05 | 0,36 | 1,41 | 48,75 | 38,15 | 86,90 |
| 6 - 20 | 506,64 | 398,20 | 904,83 | 3,28 | 4,19 | 7,47 | 1143,83 | 1026,62 | 2170,45 |
| 0,4 | 146,65 | 98,60 | 245,25 | 0,65 | 0,62 | 1,27 | 304,73 | 182,67 | 487,40 |
| **Усього** | 678,47 | 514,89 | 1193,35 | 5,03 | 5,21 | 10,24 | 1498,93 | 1248,82 | 2747,75 |

Аналізуючи дані таблиці 1 можна зробити висновок, що в порівнянні з аналогічним періодом 2018 року показники SAIDI, SAIFI та ENS збільшились: індекс середньої тривалості довгих перерв (SAIDI) на **35 %** (через збільшення тривалості аварійних перерв в 2 рази), індекс середньої частоти довгих перерв (SAIFI) на **6 %** (через збільшення частоти аварійних перерв на 33 %), а розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (ENS) на 51 **%** (через збільшення обсягу недовідпущеної електроенергії під час аварійних перерв в 2,2 рази).

Найбільше збільшився показник SAIDI по мережам 6-20 кВ на 411 хв (або у 2 рази), в той же час по мережам 110 кВ він зріс у 65 разів. Індекс середньої частоти довгих перерв (SAIFI) збільшився на **6 %** (через збільшення частоти аварійних перерв на 33 %), основне збільшення Індексу середньої частоти довгих перерв (SAIFI) відбулося в мережах 10 кВ, різниця становит 1,4 (або 33%), в мережах 35-110 кВ SAIFI збільшилося на 0,27 (або 67%), в той же час зростання Індексу середньої частоти довгих перерв в мережах 0,4 кВ в порівнянні з 2018 роком становить 0,03 (або 5%). Найбільше зростання розрахункового обсягу недовідпущеної електроенергії (ENS) відбулося в мережах 10 кВ на 1119,3 тис. кВт\*год, але найбільш стрімка динаміка зростання недовідпуску внаслідок аварійних перерв відбулась в мережах 35-110 кВ у 2,8 рази.

Проведений аналіз свідчить, що основне погіршення показників SAIDI, SAIFI та ENS відбулося в мережах 10 кВ, але найбільш стрімка динаміка зростання цих показників припадає на мережі 35-110 кВ.

Погіршення вказаних показників пов’язане зі збільшення кількості технологічних порушень на об’єктах електричних мереж 110-35 кВ, а також 10 кВ. Збільшення кількості технологічних порушень та недовідпуску електричної енергії пов’язане зі зниженням експлуатаційних характеристик електрообладнання, внаслідок старіння ізоляції та механічного зносу. Як наслідок частіше трапляються випадки не спрацювання комутаційних апаратів, внаслідок дефектів приводів, обриви дротів та пошкодження ізоляції.

Погіршення експлуатаційних характеристик викликано старінням та зношенням обладнання в процесі тривалого терміну його експлуатації. На даному етапі підтримання працездатності електрообладнання, з метою забезпечення надійної роботи, неможливо забезпечити шляхом виконання заходів з капітального ремонту.

Слід зазначити, що найбільший показник ENS за 2019 рік мають: Чернігівські МЕМ (565,1тис. кВт\*год.), Прилуцький РЕМ (499,6 тис. кВт\*год.) та Чернігівський РЕМ (405,9 тис. кВт\*год.).

**Лінії 0,4 кВ з найбільшим показником SAIDI по технологічним порушенням:**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ з/п** | **Назва підрозділу** | **Диспетчерська назва обладнання** | **Частка SAIDI в компанії, %** | **Заходи, що направлені на підвищення показників якості ее по цим об’єктам** |
| 1 | Прилуцький РЕМ | ПЛ 0,4кВ Л-3 від КТП-367 | 0,662 | Проведено ТО в 2020р. (в т.ч. розчищення траси) |
| 2 | Менська дільниця | ПЛ 0,4кВ Л-4 від КТП-212 | 0,649 | Проведено ТО в 2019р. , капітальний ремонт лінії заплановано на 2021р. |
| 3 | Прилуцький РЕМ | ПЛ 0,4кВ КТП-94 пр. Амбулаторна | 0,593 | Проведено ТО в 2019р. |
| 4 | Прилуцький РЕМ | ПЛ 0,4кВ ЗТП-65 пр. Берегова | 0,545 | Проведено ТО в 2019р. |
| 5 | Прилуцький РЕМ | ПЛ 0,4кВ ЗТП-63 пр. Баня | 0,513 | Проведено ТО в 2019р. |
| 6 | Ічнянська дільниця | ПЛ 0,4кВ Л-1 від КТП-536 | 0,509 | Проведено ТО в 2019р. , капітальний ремонт лінії заплановано на 2021р. |
| 7 | Чернігівські МЕМ | ПЛ 0,4 кВ ТП-360 р. Костромська-Курська | 0,400 | Проведено ТО в 2019р. , розчищення траси заплановано на 2020р. |
| 8 | Бобровицька дільниця | ПЛ 0,4кВ Л-2 від КТП-51 | 0,389 | Проведено ТО в 2019р. , капітальний ремонт лінії заплановано на 2021р. |
| 9 | Бобровицька дільниця | ПЛ 0,4кВ Л-1 від КТП-55 | 0,366 | Проведено ТО в 2019р. , капітальний ремонт лінії заплановано на 2021р. |
| 10 | Бобровицька дільниця | ПЛ 0,4кВ Л-1 від КТП-228 Кобижча | 0,080 | Включено до ІП 2020. |
| 11 | Бобровицька дільниця | ПЛ 0,4кВ Л-3 від КТП-228 Кобижча | 0,040 | Включено до ІП 2020 |
| 12 | Ічнянська дільниця | ПЛ 0,4 кВ Л-1 від КТП-118 | 0,356 | Проведено ТО в 2019р. , капітальний ремонт лінії заплановано на 2021р |
| 13 | Чернігівські МЕМ | ПЛ 0,4кВ ТП-115Р Примаково | 0,03 | Включено до ІП 2020 |

**Заходи направлені на зниження показника SAIDI**

Забезпечити належне розчищення трас ПЛ 0,4-110 кВ, а також провести роз’яснювальну роботу з власниками та користувачами захаращених зеленими насадженнями земельних ділянок, вздовж яких проходять траси таких ПЛ, щодо необхідності всілякого сприяння Товариству в роботі з розчищення трас.

Підтримувати в належному стані комутаційне обладнання прохідних ТП, РП для забезпечення можливості резервування ЛЕП 6-20 кВ. Для зменшення кількості аварійних відключень в мережах 10 кВ інвестиційною програмою передбачено технічне переоснащення 76 шт. КТП 10/0,4 кВ з заміною шаф, комутаційного обладнання в т. ч. роз’єднувачів 10 кВ.

Встановити на ПЛ 6-20 кВ покажчики пошкодженої ділянки (індикатори короткого замикання) для зменшення часу на пошук місця пошкодження при аварійних ситуаціях на ПЛ.

Тримати на контролі комплектацію лінійними роз’єднувачами (ЛР) для заміни неоперативних ЛР та встановлення додаткових для зменшення часу пошуку місця пошкодження в мережах 6-20 кВ.

Розглянути доцільність будівництва резервних перемичок між ЛЕП 6-20 кВ та, в разі потреби, включити їх будівництво до інвестиційної програми.

В інвестиційній програмі передбачені заходи по обладнанню ПС 35-110 кВ засобами телемеханіки, релейного захисту, автоматики та зв’язку з диспетчерськими службами, а також комутаційними апаратами з приводами, сумісними з вищевказаними засобами телемеханіки для можливості дистанційного керування комутаційними апаратами на ПС 35-110 кВ з метою зменшення часу реагування на відключення електрообладнання 6-110 кВ, зменшення витрат часу та паливо-мастильних матеріалів, пов’язаних з роз’їздами для проведення перемикань та пошуку місця пошкодження.

Забезпечити ПЛ 10 кВ засобами автоматичного керування та захисту (реклоузерами) з метою зменшення часу реагування на відключення ПЛ 10 кВ, зменшення витрат часу та паливо-мастильних матеріалів, пов’язаних з роз’їздами для проведення перемикань та пошуку місця пошкодження.

Проєктом інвестиційної програми на 2020 рік планується профінансувати заходи по реконструкції ПЛ 0,4 кВ на суму 14 941 тис.грн (без ПДВ) (або 15%); по технічному переоснащенню мереж 10кВ на суму 25 590 тис.грн (без ПДВ) (або 25%).; по технічному переоснащенню ПС 35-110кВ на суму 59 194 тис.грн (без ПДВ) (або 59%), в т.ч. заходів, направлених на заміну силових трансформаторів 35-110 кВ – 24 339 тис.грн. (без ПДВ) (або 24%).

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

Cтаном на 01.01.2019 парк приладів для вимірювання показників якості електричної енергії (ПЯЕЕ) АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» складає три прилади - SATEC PM175 – 1 шт., ПАРМА РК3.01 – 2 шт.

SATEC PM175 є приладом стаціонарної установки та призначений для проведення вимірювань ПЯЕЕ в мережах 6-110 кВ у вторинних колах напруги 100В в стаціонарних умовах експлуатації у відповідності до ДСТУ:EN 50160-2014 та ДСТУ IEC 61000-4-30:2010.

ПАРМА РК3.01 є переносними приладами, призначеними для вимірювання ПЯЕЕ в мережах 220/380В у відповідності до ДСТУ IEC 61000-4-30:2010. Використовувались, у відповідності до Кодексу систем розподілу під час розгляду скарги/звернення/претензії споживачів щодо якості електричної енергії. Прилади потребують технічного обслуговування. ПАРМА РК3.01 вже 5 років як зняті з виробництва, морально застарілі і не забезпечують вимірювання у відповідності до ДСТУ EN 50160:2014 та ДСТУ IEC 61000-4-30:2010 як того вимагає Кодекс систем розподілу (розділ 6.2. та п. 11.4.6). Вироблені на підприємстві «Парма» (Россія), що ускладнює проведення технічного обслуговування та ремонту приладів.

Для виконання вимог Кодексу систем розподілу стосовно вимірювання та моніторингу показників якості електричної енергії в АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» край необхідно придбання сучасних переносних засобів вимірювальної техніки що відповідають вимогам діючим ДСТУ EN 50160:2014 та ДСТУ IEC 61000-4-30:2010. До таких приладів відносяться трифазні вимірювачі METREL MI 2892 Power Master та однофазні РЕ-01 (чи подібні). Оснащення такими приладами - METREL MI 2892 Power Master – 1 шт., РЕ-01 – 2 шт., дасть змогу оперативно та у вказані терміни реагувати на скарги/звернення/претензії споживачів а також здійснювати моніторинг ПЯЕЕ.

**Інформація щодо улаштування «інтелектуального» обліку електричної енергії.**

У відповідності до «Концепції впровадження АСКОЕ побутових споживачів в АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» в 2020 році планується встановити 2400 однофазних та 140 трифазних лічильників електроенергії, 15 маршрутизаторів – концентраторів на суму 3 861,5 тис. грн без ПДВ. Всього буде задіяно 15 трансформаторних підстанцій (енерговузлів) у всіх відокремлених підрозділах. А саме: Чернігівські міські електромережі, Ніжинський, Прилуцький, Чернігівський, Бахмацький, Корюківський РЕМи. Роботи по заміні обліків електроенергії та встановленню "маршрутизаторів-концентраторів" планується виконати господарським способом (власними силами).

Таким чином на кінець 2020 року буде введено в експлуатацію ще 15 «підсистем» АСКОЕ побут АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО».

**Фактичні витрати електроенергії в системі розподілу електроенергії та заходи направленні на їх зниження.**

Фактичні витрати електроенергії в системі розподілу електроенергії АТ “ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО” за 2019 рік: 267,266 т.кВт.г або 13,54 %, прогноз на 2020 рік: 264,537 т.кВт.г або 13,24 %.

Заходи, направлені на зниження фактичних ТВЕ систематизовані в «Комплексній програмі по зниженню ТВЕ в АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» на 2020 рік»

Заходи програми зокрема передбачають: заміну «протермінованих» лічильників електроенергії, впровадження вимірювальних трансформаторів класу точності 0,5s, здійснення «пофідерного» аналізу ТВЕ, рейдову роботу, реконструкцію розподільчих мереж (оптимізація навантажень, використання СІП, «винесення» приладів обліку на фасади будівель інше).

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **1. Організаційні заходи** | |  | |  |  |
| № п/п | Найменування заходів | | | Термін виконання | |
|
| 1 | Замір реактивної складової навантаження на приєднаннях ПС 110, 35 кВ в основній мережі АТ "ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО" та вживання заходів по оптимізації мереж. | | | 2 рази на | |
| 2 | Відключення трансформаторів в режимах малих навантажень на ПС 110, 35 кВ. | | | постійно | |
| 3 | Оптимізація робочих напруг в центрах живлення мереж 110, 35 кВ. | | | постійно | |
| 4 | Інформування населення про відповідальність та наслідки розкрадання електроенергії. | | | на протязі року | |
| 5 | Контроль за виконанням РЕМ, МЕМ, ВЕМ організаційно-технічних заходів по зниженню ТВЕ в мережах Товариства. | | | щомісячно | |
| **2. Технічні заходи** | | |  |  |  |
| № п/п | Найменування заходів | | Од. вимір. | Термін викон. | Кількість |
|
| 2.1 | Заміна дротів на перевантажених повітряних лініях 10 кВ | | км | І кв-л | 0,400 |
| ІІ кв-л | 0 |
| ІІІ кв-л | 8,060 |
| ІV кв-л | 0 |
| 2.2 | Заміна дротів на перевантажених повітряних лініях 0,4 кВ | | км | І кв-л | 1,470 |
| ІІ кв-л | 11,873 |
| ІІІ кв-л | 30,083 |
| ІV кв-л | 2,890 |
| 2.3 | Заміна недовантажених силових трансформаторів на ТП 10/0,4 кВ | | МВА | І кв-л | 0 |
| ІІ кв-л | 0,090 |
| ІІІ кв-л | 0,060 |
| ІV кв-л | 0,150 |
| 2.4 | Розчищення трас на ПЛ 10 кВ | | км | І кв-л | 181,155 |
| ІІ кв-л | 263,420 |
| ІІІ кв-л | 249,146 |
| ІV кв-л | 182,546 |
| 2.5 | Розчищення трас на ПЛ 0,4 кВ | | км | І кв-л | 401,915 |
| ІІ кв-л | 481,057 |
| ІІІ кв-л | 519,335 |
| ІV кв-л | 388,573 |
| 2.6 | Повірка трансформаторів струму 10 кВ, встановлених в комерційних обліках | | шт. | протягом року | 116 |
| 2.7 | Повірка трансформаторів струму 35 кВ, встановлених в комерційних обліках | | шт. | протягом року | 6 |
| 2.8 | Повірка трансформаторів струму 110 кВ, встновлених в комерційних обліках | | шт. | протягом року | 3 |
| 2.9 | Повірка трансформаторів напруги 6 - 10 кВ, встановлених в комерційних обліках | | шт. | протягом року | 14 |
| 2.10 | Повірка трансформаторів напруги 35 кВ, встановлених в комерційних обліках | | шт. | протягом року | 5 |
| 2.11 | Повірка трансформаторів напруги 110 кВ, встановлених в комерційних обліках | | шт. | протягом року | 6 |

**Інформація щодо показників комерційної якості надання послуг з розподілу електричної енергії за 3 квартал 2019 року**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Код послуги | Тип послуги | 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 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| S1 | Приєднання до мереж системи розподілу: | 444 | 444 | 0 |  | 4,77 |  |  |
| S1.1 | видача технічних умов на приєднання разом з проєктом договору про приєднання: | 322 | 322 | 0 |  | 5,91 |  |  |
| S1.1.1 | стандартне приєднання (пункт 4.5.5\*) | 281 | 281 | 0 | 10 роб. днів | 5,59 |  |  |
| S1.1.2 | нестандартне приєднання (без необхідності погодження ТУ з ОСП) (пункт 4.5.6\*) | 41 | 41 | 0 | 10 роб. днів | 8,10 |  |  |
| S1.1.3 | нестандартне приєднання (з необхідністю погодження ТУ з ОСП) (пункт 4.5.6\*) | 0 |  |  | 20 роб. днів |  |  |  |
| S1.2 | подання робочої напруги для проведення випробувань електрообладнання (пункт 4.7.6\*) | 13 | 13 | 0 |  | 1,31 |  |  |
| S1.2.1 | не потребує припинення електропостачання інших Користувачів | 9 | 9 | 0 | 5 роб. днів | 1,33 |  |  |
| S1.2.2 | потребує припинення електропостачання інших Користувачів | 4 | 4 | 0 | 10 роб. днів | 1,25 |  |  |
| S1.3 | підключення електроустановок Замовника до електричної мережі (пункт 4.8.4\*) | 109 | 109 | 0 |  | 1,80 |  |  |
| S1.3.1 | не потребує припинення електропостачання інших Користувачів | 45 | 45 | 0 | 5 роб. днів | 1,47 |  |  |
| S1.3.2 | потребує припинення електропостачання інших Користувачів | 64 | 64 | 0 | 10 роб. днів | 2,03 |  |  |
| S2 | Видача: | 101 | 101 | 0 |  | 1,40 |  |  |
| S2.1 | паперового примірника укладеного договору про надання послуг з розподілу (пункт 2.1.4\*\*) | 101 | 101 | 0 | 3 роб. дні | 1,40 |  |  |
| S2.2 | підписаного ОСР паспорту точки розподілу (пункт 2.1.4\*\*) | 0 |  |  | 10 роб. днів |  |  |  |
| S3 | Відновлення електроживлення електроустановки споживача: | 566 | 566 | 0 |  | 1,33 |  |  |
| S3.1 | яка була відключена за заявою споживача (пункт 11.5.11\*, пункт 7.13\*\*) | 4 | 4 | 0 | 5 роб. днів | 1,75 |  |  |
| S3.2 | яка була відключена за ініціативою ОСР (пункт 11.5.23\*, пункт 7.12\*\*) | 547 | 547 | 0 |  | 1,31 |  |  |
| S3.2.1 | у міській місцевості | 413 | 413 | 0 | 3 роб. дні | 1,14 |  |  |
| S3.2.2 | у сільській місцевості | 134 | 134 | 0 | 5 роб. днів | 1,87 |  |  |
| S3.3 | яка була відключена за зверненням електропостачальника (пункт 7.12\*\*) | 15 | 15 | 0 |  | 2,00 |  |  |
| S3.3.1 | у міській місцевості | 5 | 5 | 0 | 3 роб. дні | 2,20 |  |  |
| S3.3.2 | у сільській місцевості | 10 | 10 | 0 | 5 роб. днів | 1,90 |  |  |
| S4 | Перевірка лічильника (пункт 6.11 розділу XIII \*\*\*) | 3 | 3 | 0 | 20 днів | 2,00 |  |  |
| S5 | Розгляд звернень/скарг/претензій споживачів: | 760 | 760 | 0 |  | 13,35 |  |  |
| S5.1 | розгляд звернень/скарг/претензій споживачів (пункт 13.1.4\*) | 714 | 714 | 0 | 30 днів | 12,99 |  |  |
| 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\*) | 9 | 9 | 0 | 45 днів | 24,11 |  |  |
| S5.3 | розгляд звернень споживачів щодо перевірки правильності рахунку за послуги з розподілу електричної енергії (пункт 13.1.4\*) | 2 | 2 | 0 | 5 роб. днів | 4,00 |  |  |
| S5.4 | розгляд скарг (претензій) щодо якості електричної енергії (пункт 13.2.1\*) | 35 | 35 | 0 |  | 18,31 |  |  |
| S5.4.1 | якщо вимірювання параметрів якості електричної енергії не проводяться | 12 | 12 | 0 | 15 днів | 10,17 |  |  |
| S5.4.2 | у разі проведення вимірювань параметрів якості електричної енергії | 23 | 23 | 0 | 30 днів | 22,57 |  |  |
| S5.5 | розгляд звернень Споживачів щодо відшкодування збитків, завданих внаслідок недотримання ОСР показників якості електропостачання (пункт 13.3.1\*) | 0 | 0 | 0 | 30 днів |  |  |  |
| **Разом** | | 1874 | 1874 | 0 |  | 7,02 | 0 | 0,00% |

**Аналітична інформація щодо виконання заходів з підвищення енергоефективності функціонування розподільних електричних мереж АТ "Чернігівобленерго"**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Найменування проєкту** | **Рік виготовлення** | **Заходи ІП 2019** | **Заходи ІП 2020** | **Рік**  **реалізації** |
| 1 | ТЕО щодо підвищення енергоефективності роботи розподільчих мереж шляхом їх реконфігурації з автоматизацією та переходом на ступінь напруги 20 кВ розподільчих електричних мереж напругою 10 кВ при реконструкції ПС 110/10 кВ «Машево» | 2017 |  |  | 2021 |
| 2 | ТЕО щодо підвищення енергоефективності роботи розподільчих мереж шляхом їх реконфігурації з автоматизацією та переходом на ступінь напруги 20 кВ розподільчих електричних мереж напругою 10 кВ при реконструкції ПС 110/10 кВ «Томашівка» | 2017 |  |  | 2021-2023 |
| 3 | ТЕО щодо підвищення енергоефективності роботи розподільчих мереж шляхом їх реконфігурації з автоматизацією та переходом на ступінь напруги 20 кВ розподільчих електричних мереж напругою 6 кВ при реконструкції ПС 35/6 кВ «Ладан» | 2017 |  |  | після  2024 року |
| 4 | ТЕО щодо підвищення енергоефективності роботи розподільчих мереж шляхом їх реконфігурації з автоматизацією та переходом на ступінь напруги 20 кВ розподільчих електричних мереж напругою 10 кВ Менського та Чернігівського районів Чернігівської області | 2017 |  |  | після 2024 року |
| 5 | ТЕО щодо підвищення енергоефективності роботи розподільчих мереж шляхом їх реконфігурації з автоматизацією та переходом на ступінь напруги 20 кВ розподільчих електричних мереж напругою 10 кВ центральної та північної частини міста Чернігів | 2017 | ПКД "Будівництво трансформаторної ПС 110/20/10 кВ "Масани" в м.Чернігів, Чернігівської області" |  | після 2024 року |
| 9 | ТЕО щодо підвищення енергоефективності роботи розподільчих мереж шляхом їх реконфігурації з автоматизацією та зміною рівня середнього класу напруги в Ніжинському районі Чернігівської області». | 2018 |  |  | після 2024 року |
| 10 | ТЕО щодо підвищення енергоефективності роботи розподільчих мереж шляхом їх реконфігурації з автоматизацією та зміною рівня середнього класу напруги в Козелецькому районі Чернігівської області | 2018 |  |  | після 2024 року |

Виконання, передбачених Планом Інвест програми заходів, дасть змогу покращити технічний стан мереж та покращити показники надійності роботи електричних мереж. Прогнозовані показники надійності електричних мереж наведені в таблиці 2.

**Таблиця 2**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Рік** | **Технологічні порушення, всього** | **Аварійний недовідпуск електроенергії, тис.кВт\*год** | **Кількість відключень в мережах 35-110 (150) кВ на 100 км** | **Кількість відключень в мережах 0,4-6 (10) кВ на 100 км** |
| 1 | 2019 | 12 719 | 1 256,8 | 3,4 | 39,3 |
| 2 | 2020 | 10 315 | 594,1 | 1,6 | 32,7 |

Планові показники надійності розподілу електричної енергії наведені в таблиці 3.

**Таблиця 3**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Рік** | **SAIDI, хв** | **SAIFI** | **МAIFI** | **ENS, тис. кВт\*год** |
| 1 | 2019 | 1 606,41 | 10,89 | 2,02 | 4 151,25 |
| 2 | 2020 | 1 122,9 | 9,6 | 2,74 | 2 585,4 |

Фактичні та прогнозовані витрати електричної енергії наведені в таблиці 4

**Таблиця 4**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Рік** | **Втрати електроенергії на власні потреби, млн. кВтг** | **Втрати електроенергії на її транспортування в мережах ОСР, млн. кВт\*г** | **Втрати у відсотках від надходження електроенергії в мережу, %** |
| 1 | 2019 | 10,194 | 285,540 | 13,82 |
| 2 | 2020 | 10,300 | 282,700 | 13,60 |

* 1. **Будівництво, модернізація та реконструкція електричних мереж та обладнання**

**1.1.2.5 0,4 кВ**

**1.1.2.5.1 Реконструкція ПЛ 0,4 кВ Л-1, Л-2, Л-3 від КТП-228 в с. Кобижча, Бобровицького району, Чернігівської області**

Інвестиційною програмою 2020 року заплановано реконструювати **ПЛ 0,4 кВ Л-1, Л-2, Л-3 від КТП-228 в с. Кобижча, Бобровицького району, Чернігівської області** з використанням самоутримних ізольованих проводів загальною протяжністю 7,034 км. ПЛ 0,4 кВ введені в експлуатацію 1971 р. На 01.01.2019 технічний стан мереж характеризується як незадовільний.

ПЛ 0,4 кВ Л-1, Л-2, Л-3 від КТП-228 живлять споживачів с.Кобижча Бобровицького району Чернігівської області. Загальна кількість споживачів: юридичні споживачі відсутні., побутові – 159 споживачі. Категорія надійності – 3-тя. Договірна потужність – 364 кВт.

Відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» дані ПЛ мають значення коефіцієнту дефектності (КДН) по Л-1 – 45,8 %, Л-2 – 46,9 %, Л-3 – 49,1 %, що характеризує стан ПЛ як незадовільний (25%<КДН<50%).

Характеристика існуючого об’єкта

Потужність силового трансформатора КТП-228 – 160 кВт;

Довжина ліній – 6,8 км;

К-сть відгалужень– 223 шт.;

Марка проводу на відгалудженні – переважно провід марки А-16;

Тип опор/к-сть опор - дерев’яні-38 шт., дерев’яні на з/б приставках-5 шт., з/б опори СНВ 1-1 - 149 шт.

Марка проводу/протяжність проводу - А-25-2,446 км; А-16-11,113 км

Марка траверс/к-сть траверс – переважно траверси ТН-1, та ТН-2 ;

Перетини ПЛ 0,4 кВ з інженерними спорудами: 1 - шт., в т.ч.

з автомобільними дорогами – 1 шт.

Оцінка технічного стану ПЛ 0,4 кВ Л-1, Л-2, Л-3 від КТП-228 в с. Кобижча наведена в [акті від 28.04.2019.](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20ПЛ%200,4%20кВ%20КТП-228%20Л-1,%20Л-2,%20Л-3%20с.Кобижча.PDF)

Технічний стан ПЛ 0,4 кВ

Згідно Акту технічного обстеження проведеного спеціалістами (інженерно-технічними працівниками) ВП Бобровицького РЕМ дефектним наступне обладнання:

Л-1

1. Стояки дерев’яні – 14 шт. (67 % від загальної кількості);
2. Опори з/б – 36 шт. (66 % від загальної кількості);
3. Приставки залізобетонні – 4 шт (50 % від загальної кількості);
4. Проводи – А – 16 – 3,185 км, (69 % від загальної кількості), А-25 – 1,185 км (59 % від загальної кількості), А-35 – 0,371 км (14 % від загальної кількості), загальна довжина проводу 9,031 км.
5. Відгалуження від опор ПЛ до вводів – 65 шт. (66 % від загальної кількості), довжина відгалужень- 1,316 км.

Л-2

1. Стояки дерев’яні – 6 шт. (60 % від загальної кількості);
2. Опори з/б – 40 шт. (66 % від загальної кількості);
3. Проводи – А – 16 – 2,656 км, (68,6 % від загальної кількості), А-25 – 1,138 км (48 % від загальної кількості), загальна довжина проводу 6,8 км.
4. Відгалуження від опор ПЛ до вводів – 50 шт. (67 % від загальної кількості), довжина відгалужень- 1,090 км.

Л-3

1. Стояки дерев’яні – 14 шт. (66,7 % від загальної кількості);
2. Опори з/б – 36 шт. (67 % від загальної кількості);
3. Приставки залізобетонні – 1 шт (50 % від загальної кількості);
4. Проводи – АС – 16 – 2,272 км, (68,2 % від загальної кількості), А-25 – 0,123 км (38 % від загальної кількості), загальна довжина проводу 5,643 км.
5. Відгалуження від опор ПЛ до вводів – 26 шт. (62 % від загальної кількості), довжина відгалужень - 0,570км.

Технологічні порушення:

Таблиця 1.1 - Технологічні порушення

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| К-сть технологічних порушень , шт | 3 | 3 | 1 | 1 | 2 |

Звернення споживачів стосовно незадовільного технічного стану мереж та якості напруги:

Таблиця 1.2 - Звернення споживачів

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| К-сть звернень, шт. | 2 | 3 | 2 | 2 | 3 |

Заміри рівня напруги в контрольних точках ПЛ 0,4 кВ склали:

Л-1 - 195 В (що не відповідає вимогам ДСТУ IEC 61000-4-30:2010);

Л-2 – 196 В (що не відповідає вимогам ДСТУ IEC 61000-4-30:2010);

Л-3 – 199 В (що не відповідає вимогам ДСТУ IEC 61000-4-30:2010).

Падіння напруги в лінії:

Л-1 - 16,3 % (що не відповідає вимогам ДСТУ IEC 61000-4-30:2010);

Л-2 – 16,2 % (що не відповідає вимогам ДСТУ IEC 61000-4-30:2010);

Л-3 – 14,95 % (що не відповідає вимогам ДСТУ IEC 61000-4-30:2010).

Навантаження на головному рубильнику ТП 10/0,4 кВ становить:

Таблиця 1.3 - Навантаження в режимний день на ТП 10/0,4 кВ

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Фаза | Навантаження, А | | | | |
| 2015 р | 2016 р | 2017 р | 2018 р | 2019 р |
| «А» | 52,2А | 42,4А | 55,5А | 56,8А | 61,2А |
| «В» | 52,6А | 44,8А | 60,6А | 65,2А | 67,6А |
| «С» | 52,8А | 42,1А | 64,5А | 66,9А | 70,5А |

Таблиця 1.3.1 – Навантаження в режимний день по ПЛ 0,4кВ

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Фаза | Навантаження, А | | |
| Лінія 1 | Лінія 2 | Лінія 3 |
| «А» | 87А | 30А | 38А |
| «В» | 89А | 36А | 34А |
| «С» | 93А | 46А | 25А |

Перевірка повного опору петлі «фаза-нуль»:

Проведено вимірювання опору петлі «фаза-нуль» на ПЛ 0,4 кВ Л-1, Л-2, Л-3, який становить Л-1 – 485 А, Л-2 – 305 А, Л-3 – 240 А. За результатами вимірів визначено, що на ПЛ 0,4 кВ Л-1 та Л-2 опір петлі «фаза-нуль» не відповідає вимогам ПУЕ.

ПАТ «ПТІ «КИЇВОРГБУД» в 2017 році виконало [робочий проєкт «Реконструкція ПЛ-0,4 кВ Л-1, Л-2, Л-3 від КТП-228 в с. Кобижча](Проекти/Кобижча_КТП-228), Бобровицького району, Чернігівської області», який затверджено наказом АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» [від 31.01.2020 № 36/01-02](накази/Наказ%20№36-01-02%20від%2031.01.2020.pdf). Проєкт виконано відповідно до завдання на проєктування [від 30.03.2017](ТЗ/Кобижча_КТП-228).

Проєктно-кошторисною документацією передбачено:

- демонтування існуючих опор і неізольованих проводів А-16,А-25 та А-35 на ділянці довжиною 4,959 км;

- будівництво (реконструкція) ділянок ПЛ довжиною 7,476 км, з них:

* побудувати нову ПКЛ-10кВ L=0,442 км до КТП 228А, КТП 228Б;
* побудувати ПЛІ-0,4кВ L=7,034 км, в т.ч.; 3-х колова ПЛІ-0,4кВ L=0,176км;

-встановлення розвантажувальних КТП з ТМГ 100кВА - 2 шт (КТП 228А, КТП 228 Б).

***Проєктом передбачено утворення 7-ми ПЛІ-0,4кВ, а саме:***

* Л-1 від КТП 228 довжиною 1,170 км (СІПн-4- 4х50 – 0,829км по магістралі);

Довжина магістралі Л-1 від КТП 228 до найвіддаленішого споживача складає 0,521 км та від неї буде заживлено 43 споживачі з місячним споживанням електричної енергії близько 14 534 кВт·год. Слід зауважити, що кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника не перевищує 400 метрів складає 30 шт. (70% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з місячним споживанням електричної енергії близько 11 898 кВт·год. Кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника буде перевищувати 400 метрів складає 13 шт (30% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з місячним споживанням електричної енергії близько 2636 кВт·год (18%).

* Л-2 від КТП 228 довжиною 1,083 км (СІПн-4- 4х50 – 0,804км по магістралі);

Довжина магістралі Л-2 від КТП 228 до найвіддаленішого споживача складає 0,732 км та від неї буде заживлено 15 споживачів з місячним споживанням електричної енергії близько 7 668 кВт·год. Слід зауважити, що кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника не перевищує 400 метрів складає 9 шт. (60% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з місячним споживанням електричної енергії близько 6374 кВт·год. Кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника буде перевищувати 400 метрів складає 6 шт (40% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з місячним споживанням електричної енергії близько 1294 кВт·год (17%).

* Л-3 від КТП 228 довжиною 0,868 км (СІПн-4- 4х50 – 0,709км по магістралі);

Довжина магістралі Л-3 від КТП 228 до найвіддаленішого споживача складає 0,590 км та від неї буде заживлено 35 споживачів з місячним споживанням електричної енергії близько 12 457 кВт·год. Слід зауважити, що кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника не перевищує 400 метрів складає 20 шт. (57% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з місячним споживанням електричної енергії близько 9 435 кВт·год. Кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника буде перевищувати 400 метрів складає 15 шт (43% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з місячним споживанням електричної енергії близько 3 022 кВт·год (24,3%).

* Л-1від КТП 228А, довжиною 0,629км (СІПн-4- 4х50 – 0,554км по магістралі)

*Довжина фідера до найвіддаленішого споживача не перевищує 400 м.*

* Л-2 від КТП 228А довжиною 0,985 км (СІПн-4- 4х50 – 0,765км по магістралі);

Довжина магістралі Л-2 від КТП 228А до найвіддаленішого споживача складає 0,510 км та від неї буде заживлено 39 споживачів з місячним споживанням електричної енергії близько 15 214 кВт·год. Слід зауважити, що кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника не перевищує 400 метрів складає 33 шт. (87% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з місячним споживанням електричної енергії близько 13 093 кВт·год. Кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника буде перевищувати 400 метрів складає 6 шт (13% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з місячним споживанням електричної енергії близько 2 121 кВт·год (14%).

* Л-1від КТП 228Б, довжиною 0,920км (СІПн-4- 4х50 – 0,622км по магістралі)

*Довжина фідера до найвіддаленішого споживача не перевищує 400 м.*

* Л-2 від КТП 228Б довжиною 1,379 км (СІПн-4- 4х70 –1,157км по магістралі)

Довжина магістралі Л-2 від КТП 228Б до найвіддаленішого споживача складає 0,870 к м та від неї буде заживлено 34 споживачі з місячним споживанням електричної енергії близько 13 597 кВт·год. Слід зауважити, що кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника не перевищує 400 метрів складає 16 шт. (47% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з місячним споживанням електричної енергії близько 10 967 кВт·год. Кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника буде перевищувати 400 метрів складає 18 шт (53% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з місячним споживанням електричної енергії близько 2 630 кВт·год (19%).

Для приведення довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 4 118,6 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво 5-ти ділянок ПЛ-10кВ та встновленням додаткових ТП 10/0,4. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 36,6 років. Враховуючи, що обсяг споживання споживачів, що розташовані на відстані більше ніж 400м, менше 20% загального обсягу споживання та втрати напруги, згідно проєктних рішень, в кінці ліній становлять 1,6-4,6% - змінювати схему запроєктованої лінії недоцільно.

Фактичне навантаження ПЛ 0,4 кВ Л-1, Л-2, Л-3 від КТП-228 в с. Кобижча, Бобровицького району, Чернігівської області становить 86 кВт, договірна потужність споживачів – 364 кВт, потужність по лініям відповідно до проєктних розрахунків після проведення реконструкції становитиме 121,33 кВт.

Кошторисна вартість робіт по **реконструкції ПЛ-0,4 кВ Л-1, Л-2, Л-3 від КТП-228 в с. Кобижча, Бобровицького району, Чернігівської області** становить 8 631,36 тис. грн. без ПДВ.

Вартість реалізації даного проєкту підрядним способом згідно інвестиційної програми 2020 року реконструкції вищезазначених ліній 0,4 кВ довжиною 7,034 км становить **6205,09 тис.грн. без ПДВ.**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **Таблиця - Розрахунок довжин ліній до споживачів** | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Назва об’єкта реконструкції** | **Перелік ПЛІ-0,4 кВ** | | **Довжина ПЛ** | | | **Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень** | **Кількість споживачів** | | | **Споживання електричної енергії, кВт/г за місяць** | | | | **Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2019 рік** | | **Кошторисна вартість об’єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень** | **Окупність згідно проектних рішень, роки** | **Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об’єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)** | **Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки** |
| **Всього, км** | **Довжиною більше 400 м, км** | **%** | **Всього, шт.** | **Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.** | **Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.** | **Всього, кВт/г** | **Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт/г** | **Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт/г** | **Відсоток споживання, що не входить в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт/г** | **Всього, тис. грн.** | **На 1-го споживача, тис.грн.** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8=9+10** | **9** | **10** | **11=12+13** | **12** | **13** | **14** | **15** | **16** | **17** | **18** | **19** | **20** |
| Реконструкція ПЛ-0,4кВ Л-1, Л-2, Л-3 від КТП-228 в с. Кобижча, Бобровицького району, Чернігівської області. | КТП-228 | Л-1 | 1,17 | 0,121 | 10,3% | 1,8% | 43 | 30 | 13 | 14534 | 11898 | 2636 | 18,14% | 348,29 | 1,56 | 8631,36 | 24,7 | 4118,6 | 36,60 |
| Л-2 | 1,083 | 0,332 | 30,7% | 2,1% | 15 | 9 | 6 | 7668 | 6374 | 1294 | 16,88% |
| Л-3 | 0,868 | 0,19 | 21,9% | 3,3% | 35 | 20 | 15 | 12457 | 9435 | 3022 | 24,26% |
| КТП-228А | Л-1 | 0,629 | 0,00 | 0,0% | 1,6% | 27 | 27 | 0 | 11664 | 11664 | 0 | 0,00% |
| Л-2 | 0,985 | 0,11 | 11,2% | 2,1% | 39 | 33 | 6 | 15214 | 13093 | 2121 | 13,94% |
| КТП-228Б | Л-1 | 0,92 | 0,00 | 0,0% | 1,8% | 30 | 30 | 0 | 12744 | 12744 | 0 | 0,00% |
| Л-2 | 1,379 | 0,47 | 34,1% | 4,60% | 34 | 16 | 18 | 13597 | 10967 | 2630 | 19,34% |
| Всього |  |  | 7,034 | 1,223 |  |  | 223 | 165 | 58 | 87878 | 76175 | 11703 | 13,32% |  |  |  |  |  |  |
| Реконструкція ПЛ 0,4 кВ "ТП-115 ул. Примакова" в м. Чернігів, Чернігівської обл. | ТП-115 | Л-1 | 1,548 | 0,092 | 5,9% | 5% | 149 | 120 | 29 | 53640 | 48420 | 5220 | 9,73% | 139,80 | 0,94 | 3189,661 | 22,8 | 823,72 | 28,70 |
| Всього |  |  | 1,548 | 0,092 |  |  | 149 | 120 | 29 | 53640 | 48420 | 5220 | 9,73% |  |  |  |  |  |  |
| Реконструкція ПЛ-0,4 кВ Л-1, Л-2 від КТП-2 в с. Єрків, Козелецького району Чернігівської області | КТП-2 | Л-1 | 0,889 | 0,047 | 5,3% | 0,8% | 19 | 18 | 1 | 7419 | 7028 | 390 | 5,26% | 249,68 | 2,68 | 4485,85 | 17,97 | 3294,88 | 32,29 |
| Л-2 | 1,173 | 0,49 | 41,8% | 3,7% | 20 | 16 | 4 | 7684 | 6147 | 1537 | 20,00% |
| Л-3.1 | 1,081 | 0,13 | 12,0% | 4,1% | 35 | 29 | 6 | 10450 | 8659 | 1792 | 17,14% |
| Л-3.2 | 1,156 | 0,41 | 35,5% | 4,90% | 19 | 15 | 4 | 7419 | 5857 | 1562 | 21,05% |
| Всього |  |  | 4,299 | 1,077 |  |  | 93 | 78 | 15 | 32972 | 27691 | 5281 | 16,02% |  |  |  |  |  |  |
| Реконструкція ПЛ-0,4 кВ Л-1, Л-2, Л-3 від КТП-4 кВ в с. Сираї , Козелецького району Чернігівської області | КТП 10/0,4 | Л-1 | 0,867 | 0,17 | 19,6% | 5% | 26 | 22 | 4 | 14839 | 12966 | 1874 | 12,63% | 263,74 | 2,25 | 4609,088 | 17,48 | 3294,88 | 29,97 |
| Л-2 | 0,677 | 0,14 | 16,1% | 5% | 21 | 15 | 6 | 7200 | 5614 | 1586 | 22,02% |
| Л-3 | 0,829 | 0,33 | 38,1% | 5% | 12 | 7 | 5 | 2480 | 1889 | 591 | 23,83% |
| КТП-4 | Л-1 | 0,453 | 0,00 | 0,0% | 1,59% | 13 | 13 | 0 | 10764 | 10764 | 0 | 0,00% |
| Л-2 | 1,116 | 0,00 | 0,0% | 5% | 25 | 25 | 0 | 14400 | 14400 | 0 | 0,00% |
| Л-3 | 0,826 | 0,103 | 22,7% | 5% | 20 | 18 | 2 | 15840 | 14256 | 1584 | 10,00% |
| Всього |  |  | 4,768 | 0,74 |  |  | 117,00 | 100,00 | 17,00 | 65523 | 59889 | 5634 | 8,60% |  |  |  |  |  |  |
| **Всього** |  |  | **17,649** | **3,135** |  |  | **582** | **463** | **119** | **240013** | **212175** | **27838** | 11,60% |  |  |  |  |  |  |

**Розрахунок економічного ефекту**

Недовідпуск електричної енергії пов’язаний з аварійними пошкодженнями на ПЛ 0,4 кВ за 2018 рік становив 61 798 000 кВт\*год.

На 1 км лінії недовідпуск складатиме:

Загальна довжина ПЛ 0,4 кВ 17,71 тис. км

61 798 000 кВт\*год / 17,71 тис. км = 3 489 кВт\*год на 1 км,

або в грошовому еквіваленті:

3 489\*1,68 = 5 861,52 грн. на 1 км,

де 1,68 грн. тариф для споживача за одну кВт\*год, без ПДВ.

При заміні проводу на ізольований недовідпуск електричної енергії пов'язаний з аварійними пошкодженнями на ПЛ 0,4 кВ зменшиться на:

7,034\*5 861,52 = 41 229,9 грн.

Безоблікове споживання електроенергії на ПЛ 0,4 кВ за 2018 рік становило 5870000 кВт\*год.

Середня величина безоблікового споживання електроенергії на 1 км повітряної лінії складає:

5 870 000 кВт\*год. /17,71 тис. км. = 331,45 кВт\*год. на 1 км;

При заміні проводу на ізольований безоблікове споживання електроенергії зменшиться на:

7,034\*331,45 = 2331,42 кВт\*год,

або в грошовому еквіваленті:

2331,42\*1,68 = 3916,78 грн.

По середнім розцінкам вартість розчистки 1 км повітряної лінії складає 12 500 грн. При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ протяжністю 7,034 км економія коштів на розчистку ліній становитиме 87 925 грн.

В середньому на 1 км лінії для підтримки її функціонуючого технічного стану витрачається 14000 грн. При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ протяжністю 7,034 км економія коштів становитиме 98 476 грн.

Річне споживання електричної енергії по даному об’єкту в середньому становить 1 576 800 кВт\*год. При цьому в більшості абонентів установлені лічильники електричної енергії з класом точності 2,5. При даній похибці кількість недорахованої за рік електричної енергії складе:

Е1=(1576800\*2,5%)/100% = 39 420 кВт\*год.

При реконструкції будуть встановлені лічильники з класом точності 1. При даній похибці кількість недорахованої за рік електричної енергії складе:

Е2=(1576800\*1%)/100% = 15 768 кВт \*год.

Економія складе:

Е=Е1-Е2=39420-15768= 23 652 кВт\*год,

або в грошовому еквіваленті:

23652\*1,68 = 39 735,36 грн.

При заміні проводу на ізольований зменшиться ТВЕ на:

7,034\*2 200 кВт\*год. = 15 474,8 кВт\*год,

де – 2200 кВт.\*год норма ефективності заходів по зниженню ТВЕ

або в грошовому еквіваленті:

15474,8 х 1,68 = 25 997,66 грн.,

Можливі штрафні санкції за неякісне постачання електричної енергії в сумі 51 тис. грн. без ПДВ.

Вартість матеріалів отриманих від демонтажу на 1 км лінії становить 30 311 грн., а на 7,034 км – 213 207,57грн.

де: провід А-35 - 393 кг х 27 грн. = 10611 грн.;

стояк СВ – 9,5 – 10 шт. х 1100 грн. = 11000 грн.;

ізолятори - ТФ 18 – 120 шт. х 35 грн. = 4200 грн.;

приставки з/б - 30 шт. х 150 грн. = 4500 грн.

Загальні капітальні вкладення у реконструкцію даної ПЛ 0,4 кВ становлять 6205,09 тис.грн. без ПДВ

Термін окупності складатиме:

, де

(6205,09-213,21)/(41,23+3,92+87,93+98,48+39,74+26+51,00)= **17,2** **роки.**

**1.1.2.5.2 Реконструкція ПЛ 0,4 кВ «ТП-115 ул.Примакова» в м.Чернігів, Чернігівської області**

Інвестиційною програмою 2020 року заплановано по м. Чернігів, Чернігівського району, Чернігівської області, реконструювати **ПЛ-0,4 кВ "ТП-115 ул. Примакова в м. Чернігів"** з використанням самоутримних ізольованих проводів загальною протяжністю 1,548 км. ПЛ 0,4 кВ введена в експлуатацію 1960 р.

На 01.01.2019 року технічний стан мереж характеризується як незадовільний. Оцінка технічного стану **ПЛ 0,4 кВ** **"ТП-115 ул. Примакова в м. Чернігів"** наведена в [акті від 24.07.2019р.](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20ПЛ%200,4%20кВ%20ТП-115%20Примакова.pdf)

Пл 0,4 кВ **«**ТП-115 ул.Примакова» живлять споживачів вулиць Ринкова, Воскресенська, 1 пр. Воскресенський м. Чернігова. Загальна кількість споживачів: юридичні споживачі відсутні, побутові – 149 споживачів. Категорія надійності – 3-тя.

Договірна потужність 1012 кВт.

Відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» дана ПЛ має значення коефіцієнту дефектності (КДН) складає 49,6 %, що характеризує стан ПЛ як незадовільний (25%<КДН<50%).

Характеристика існуючого об’єкту

Рік вводу в експлуатацію лінії – 1960 р.;

Довжина лінії – 1,548 км;

К-сть відгалужень/довжина відгалуджень – 58/0,911 шт./км.;

Марка проводу на відгалудженні/протяжність – АВВГ 4х25 – 0,053 км, АВВГ 4х16 – 0,030 км, АВВГ 4х10 – 0,015 км, АВВГ 2х10 – 0,025 км, АВВГ 2х6 – 0,012 км, АВВГ 2х4 – 0,027 км, АВВГ 2х2,5 – 0,030 км, АПР-25 – 0,158 км, АПР-16 – 0,052 км, АПР-10 – 0,106 км, АПВ-25 – 0,032 км, АПВ-10 – 0,106 км, АПВ-6 – 0,034 км, АВТ 2х10– 0,034 км, СІП 4х16 – 0,022 км, СІП 2х10 – 0,014 км, СІП 2х16 – 0,043 км, САСП 2х16 – 0,038 км, А-25 – 0,274 км, А-16 – 0,332 км.

Тип опор/к-сть опор – анкерні 2-х ст. на стояках СВ-95 – 1 шт., проміжні на стояках СВ-95 – 13 шт., проміжні на стояках СК-105 – 9 шт., проміжні на стояках СВН-9 – 5 шт., анкерні 2-х ст. на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 1 шт., проміжні на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 4 шт., проміжні (підставні) анкерні 2-х ст. на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 1 шт., проміжні (підставні) на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 5 шт.

Марка проводу/протяжність проводу – А-50 – 0,297 км, А-35 – 1,965 км, А-25 – 0,188 км, А-16 – 0,127 км.

Перетини ПЛ 0,4 кВ з інженерними спорудами: 11 - шт., в т.ч.

з автомобільними дорогами – 11 шт.

**Технічний стан ПЛ 0,4 кВ**

Згідно Акту технічного обстеження проведеного спеціалістами (інженерно-технічними працівниками) ВП Чернігівські МЕМ визначено наступне:

По ПЛ визначено дефектним наступне обладнання:

1. Стояки дерев’яні цільностоякових дерев’яних опор на з/б приставці (в тому числі підкоси) (оп. вул. Ринкова - 5/9, 5/4; вул. Воскресенська – 9/4, 9/3, 12/1-12/3, 13/1-13/2; 1 пр. Воскресенський – 15–17) – 11 шт. (100 % від загальної кількості);

2. Опори залізобетонні (оп. вул. Ринкова – 2/2, 3, 5/1, 5/7, 5/10; вул. Реміснича– 6-7; вул. Воскресенська – 9/2, 9/1, 9 – 11, 12/3, 13; 1 пров. Воскресенський - 17) – 14 шт. (47 % від загальної кількості);

3. Проводи дефектні – А-35 – 1,247 км. (63 % від загальної кількості), загальна довжина проводу 1,965 км.;

4. Відгалуження від опор ПЛ до вводів – 25 шт./0,429 км (47 % від загальної кількості), загальна довжина відгалужень 0,911 км.

Технологічні порушення:

Таблиця 1.4 - Технологічні порушення

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| К-сть технологічних порушень, шт. | 3 | 2 | 2 | 3 | 3 |

Звернення споживачів стосовно не задовільного технічного стану мереж та якості напруги:

Таблиця 1.5 - Звернення споживачів

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| К-сть звернень, шт. | – | – | – | 2 | 7 |

Таблиця 1.5.1 - Навантаження в режимний день на ТП 10/0,4 кВ Л-1

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Фаза | Навантаження, А | | | | |
| 2015 р | 2016 р | 2017 р | 2018 р | 2019 р |
| «А» | 561А | 540А | 222А | 357А | 247А |
| «В» | 255А | 300А | 250А | 293А | 298А |
| «С» | 479А | 510А | 173А | 315А | 221А |

ТОВ «СХІДЕНЕРГОПРОЄКТ» за рахунок інвестиційної програми 2017 року виконало [робочий проєкт «Реконструкція ПЛ-0,4 кВ "ТП-115 ул. Примакова"](Проекти/Чернігів_ТП-115) в м.Чернігів Чернігівської області», який затверджено наказом АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» [від 31.01.2020 № 36/01-02](накази/Наказ%20№36-01-02%20від%2031.01.2020.pdf). Проєкт виконано відповідно до завдання на проєктування [від 29.03.2017](ТЗ/Чернігів_ТП-115).

Проєктно-кошторисною документацією передбачено:

- демонтування існуючих опор і неізольованих проводів А-16,А-25, А-35 та А-50 на ділянці довжиною 0,936 км та демонтування кабелів довжиною 0,510 км.

- будівництво (реконструкція) ділянок ПКЛ 0,4кВ довжиною 1,548 км, з них:

* побудувати ПЛІ-0,4кВ L=0,898км (СІПн-4- 4х95 ,СІПн-4- 4х50, СІПн-4- 4х25, СІПн-4- 4х16, СІПн-4- 2х25, СІПн-4- 2х16);
* побудувати КЛ-0,4кВ L=0,650км (АВВГ 4х50 – 0,974км, АВВГ 4х16 – 0,134 км).

***Проєктом передбачено утворення 1 ПКЛІ-0,4кВ, а саме:***

* Л-1 від ТП 115 загальною довжиною 0,898 км (СІПн-4- 4х95 – 0,358 км та СІПн-4- 4х50 – 0,128км по магістралі).

Довжина магістралі Л-1 від ТП 115 до найвіддаленішого споживача складає 0,492 км та від неї буде заживлено 149 споживачів з місячним споживанням електричної енергії близько 53 640 кВт·год. Слід зауважити, що кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника не перевищує 400 метрів складає 120 шт. (81% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з місячним споживанням електричної енергії близько 48420 кВт·год. Кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника буде перевищувати 400 метрів складає 29 шт (19% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з місячним споживанням електричної енергії близько 5 220 кВт·год (10%).

Для приведення довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 823,72 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво однієї ділянки ПЛ-10кВ та встановленням додаткових ТП 10/0,4. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 28,7 років. Враховуючи, що обсяг споживання споживачів, що розташовані на відстані більше ніж 400м, менше 10 % загального обсягу споживання та втрати напруги, згідно проєктних рішень, в кінці ліній становлять до 5% - змінювати схему запроєктованої лінії недоцільно.

Фактичне навантаження ПЛ 0,4кВ "ТП-115 ул. Примакова" в м. Чернігів, Чернігівської області становить 319 кВт, договірна потужність споживачів – 1012 кВт, потужність по лініям відповідно до проєктних розрахунків після проведення реконструкції становитиме 74,5 кВт.

Кошторисна вартість робіт по реконструкції **ПЛ-0,4 кВ "ТП-115 ул. Примакова в м. Чернігів"** складає 3 189,66 тис.грн. без ПДВ.

Вартість реалізації даного проєкту підрядним способом згідно інвестиційної програми 2020 року реконструкції вищезазначеної ліній 0,4 кВ довжиною 1,548 км становить **2141,38 тис.грн. без ПДВ**.

Реалізація проєкту дасть можливість підвищити показники індексів надійності, що в свою чергу покращить та зменшить недовідпуск електричної енергії, а також забезпечить надійне функціонування соціально-важливих об’єктів та інфраструктури м.Чернігів..

**Економічний ефект від впровадження заходу**

Недовідпуск електричної енергії пов’язаний з аварійними пошкодженнями на ПЛ 0,4 кВ за 2017 рік становив 61 798 000 кВт\*год.

На 1 км лінії недовідпуск складатиме:

Загальна довжина ПЛ 0,4 кВ 17,71 тис. км

61 798 000 кВт\*год / 17,71 тис. км = 3489,44 кВт\*год на 1 км,

або в грошовому еквіваленті 3 489,44  х 1,68 = 5862,26 грн. на 1 км,

де 1,68 грн. вартість однієї кВт\*год, без ПДВ.

При заміні проводу на ізольований недовідпуск електричної енергії пов'язаний з аварійними пошкодженнями на ПЛ 0,4 кВ зменшиться на:

1,548 х 5862,26= 9074,78 грн.

Безоблікове споживання електроенергії на ПЛ 0,4 кВ за 2017 рік становило 5870000 кВт\*год.

Середня величина безоблікового споживання електроенергії на 1 км повітряної лінії складає:

5 870 000 кВт\*год. /17,71 тис. км. = 331,5 кВт\*год. на 1 км;

При заміні проводу на ізольований безоблікове споживання електроенергії зменшиться на

1,548 х 331,5 = 513,162 кВт\*год,

або в грошовому еквіваленті 513,162 х 1,68 = 862,1 грн.,

По існуючим середнім розцінкам в комунальних господарствах Чернігівської області вартість розчистки 1 км повітряної лінії складає 12 500 грн. При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ протяжністю 1,548 км економія коштів на розчистку ліній становитиме 19 350 грн.

В середньому на 1 км лінії для підтримки її функціонуючого технічного стану витрачається 14 000 грн. При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ протяжністю 1,548 км економія коштів становитиме 21 672 грн.

Річне споживання електричної енергії по даному об’єкту в середньому становить 3280620 кВт\*год. При цьому в більшості абонентів установлені лічильники електричної енергії з класом точності 2,5. При даній похибці кількість недорахованої за рік електричної енергії складе Е1=(3280620\*2,5%)/100%=82015 кВт\*год.

При реконструкції будуть встановлені лічильники з класом точності 1. При даній похибці кількість недорахованої за рік електричної енергії складе Е2=(3280620\*1%)/100%=32806 кВт\*год.

Економія складе:

Е=Е1-Е2=82015-32806=49209 кВт\*год,

або в грошовому еквіваленті:

49209х1,68=82671,12 грн

При заміні проводу на ізольований зменшиться ТВЕ на

1,548 х 2 200 кВт\*год = 3 405,6 кВт\*год,

де – 2200 кВт\*год норма ефективності заходів по зниженню ТВЕ

або в грошовому еквіваленті:

3405,6 х 1,68 = 5721,41 грн.

Вартість матеріалів отриманих від демонтажу на 1 км лінії становить 30 311 грн., а на 1,548 км – 46 921,428грн.

де: провід А-35 - 393 кг х 27 грн. = 10611 грн.;

стояк СВ – 9,5 – 10 шт. х 1100 грн. = 11000 грн.;

ізолятори - ТФ 18 – 120 шт. х 35 грн. = 4200 грн.;

приставки з/б - 30 шт. х 150 грн. = 4500 грн.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 1.27.

Термін окупності складатиме:

**,** де

(2141,38– 46,92) / (9,15+0,87+19,5+21,84+82,67+5,77) = 15,0 **років.**

**1.1.2.5.3 Реконструкція ПЛ 0,4 кВ Л-1, Л-2 від КТП-2 в с. Єрків Козелецького району Чернігівської області**

Інвестиційною програмою 2020 року заплановано реконструювати **ПЛ 0,4 кВ Л-1, Л-2 від КТП-2 в с. Єрків** **Козелецького району Чернігівської області** з використанням самоутримних ізольованих проводів загальною протяжністю 4,299 км. ПЛ 0,4 кВ введена в експлуатацію Л-1 1957 р., Л-2 1974 р. На 01.01.2019 технічний стан мереж характеризується як незадовільний.

Пл 0,4 кВ Л-1, Л-2 від КТП-2 живлять споживачів с. Єрків Козелецького району. Загальна кількість споживачів: юридичні споживачі – 5 шт., побутові – 83 споживачі. Категорія надійності – 3-тя.

Договірна потужність – 187,5 кВт.

Відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» дані ПЛ мають значення коефіцієнту дефектності (КДН) по Л-1 – 35 %, Л-2 – 34,8 %, що характеризує стан ПЛ як незадовільний (25%<КДН<50%).

Характеристика об’єктів

Потужність існуючої КТП – 100 кВт;

Рік вводу в експлуатацію ліній – Л-1 1957 р., Л-2 1974 р.;

Довжина ліній – 3,124 км;

К-сть відгалужень–1ф -78 шт., 3ф -10 шт. , їх довжина 1,584 км;

Марка проводу на відгалудженні– переважно провід марки А-16

Тип опор/к-сть опор - дерев’яні-1 шт., дерев’яні на з/б приставках-59 шт., з/б опори СНВ 1-1 - 12 шт., з/б опори СВ-95-16 шт., опори СВ-95 -74 шт., з/б опори СВ-105 підвищена на з/б приставках-2 шт.

Марка проводу/протяжність проводу – А-35 - 2,943 км, А-25 - 4,861 км; А-16 - 3,206 км, СІП 4х16 – 0,06 км.

Перетини ПЛ 0,4 кВ з інженерними спорудами: 6 шт., в т.ч.

з автомобільними дорогами – 6 шт.

Технічний стан ПЛ 0,4 кВ

Згідно [Актів технічних обстежень (Л-1)від 24.05.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20ПЛ%200,4%20кВ%20КТП-2%20Л-1%20с.Єрків.PDF) та [(Л-2) від 14.05.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20ПЛ%200,4%20кВ%20КТП-2%20Л-2%20с.Єрків.PDF)  проведених спеціалістами (інженерно-технічними працівниками) ВП Козелецького МЕМ визначено наступне:

По ПЛ визначено дефектним наступне обладнання:

Л-1

1. Опори дерев’яні – 10 шт. ( 59 % від загальної кількості);

2. Опори з/б – 6 шт. ( 42 % від загальної кількості);

3. Проводи – А – 25 -1,1 км (87 % від загальної кількості), загальна довжина проводу – 1,226км;

4. Відгалудження від опор ПЛ до вводів – 5 шт./0,092 км ( 26 % від загальної кількості), загальна довжина відгалужень 0,342 км.

Л-2

1. Опори дерев’яні – 25 шт. ( 58 % від загальної кількості);
2. Опори з/б – 31 шт. ( 38 % від загальної кількості);
3. Проводи – А – 25 -1,540 км, (42,8 % від загальної кількості), загальна довжина проводу – 3,595 км.
4. Відгалудження від опор ПЛ до вводів – 16 шт./0,324 км ( 23 % від загальної кількості), загальна довжина відгалужень 1,242 км.

Технологічні порушення:

Таблиця 1.6 - Технологічні порушення

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| К-сть технологічних порушень , шт | 10 | 12 | 12 | 10 | 2 |

Звернення споживачів стосовно незадовільного технічного стану мереж та якості напруги:

Таблиця 1.7 - Звернення споживачів

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| К-сть звернень, шт. | 3 | 4 | 4 | 4 | 1 |

Заміри рівня напруги в контрольних точках ПЛ 0,4 кВ склали:

Л-1 - 210 В (що не відповідає вимогам ДСТУ IEC 61000-4-30:2010);

Л-2 – 198 В (що не відповідає вимогам ДСТУ IEC 61000-4-30:2010).

Падіння напруги в лінії:

Л-1 – 9,5 % (що не відповідає вимогам ДСТУ IEC 61000-4-30:2010);

Л-2 – 16,16 % (що не відповідає вимогам ДСТУ IEC 61000-4-30:2010).

Навантаження на головному рубильнику ТП 10/0,4 кВ становить:

Таблиця 1.8 - Навантаження в режимний день на ТП 10/0,4 кВ Л-1

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Фаза | Навантаження, А | | | | |
| 2015 р | 2016 р | 2017 р | 2018 р | 2019 р |
| «А» | 70,6А | 70,5А | 71,5А | 70,5А | 71,5А |
| «В» | 76,0А | 76,4А | 77,5А | 76,5А | 80,3А |
| «С» | 73,5А | 73,1А | 73,5А | 73,2А | 77,2А |

Таблиця 1.9 - Навантаження в режимний день на ТП 10/0,4 кВ Л-2

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Фаза | Навантаження, А | | | | |
| 2015 р | 2016 р | 2017 р | 2018 р | 2019 р |
| «А» | 103,9А | 110,4А | 120,5А | 100,5А | 110,5А |
| «В» | 106,1А | 106,7А | 116,8А | 106,8А | 113,5А |
| «С» | 102,1А | 102,1А | 112,5А | 111,4А | 120,4А |

Перевірка повного опору петлі «фаза-нуль»:

Проведено вимірювання опору петлі «фаза-нуль» на ПЛ 0,4 кВ Л-1, Л-2, який становить Л-1 – 480 А, Л-2 – 189 А. За результатами вимірів визначено, що на ПЛ 0,4 кВ Л-1 та Л-2 опір петлі «фаза-нуль» не відповідає вимогам ПУЕ.

За аналізом наданої документації та оглядом об’єкту з виїздом на місце встановлено наступне:

Траверси опор внаслідок тривалої експлуатації мають корозію металу та деформаційні ушкодження;

Провід марки А-16, який використовується в прогонах оп.1-6, 8-12, 15-25 по магістралі ПЛ 0,4 кВ, підлягає заміні, так як переріз згідно ПУЕ повинен бути не менше 25 мм2;

По всій довжині ПЛ велика кількість фруктових дерев, що ускладнює організацію робіт по розчищенню трас від кущів та дерев, в зв’язку з невдоволенням місцевих жителів;

ЛЕП частковопроходить по території приватних домоволодінь, що значно ускладнює проведення технічного обслуговування даних ПЛ 0,4 кВ та унеможливлює оперативно усувати пошкодження на ПЛ 0,4 кВ.

ПАТ «ПТІ «КИЇВОРГБУД» в 2017 році виконало [робочий проєкт «Реконструкція ПЛ-0,4 кВ Л-1, Л-2 від КТП-2](Проекти/Єрків_КТП-2) в с. Єрків, Козелецького району, Чернігівської області», який затверджено наказом АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» [від 31.01.2020 № 36/01-02](накази/Наказ%20№36-01-02%20від%2031.01.2020.pdf). Проєкт виконано відповідно до завдання на проєктування [від 30.03.2017](ТЗ/Єрків_КТП-2/ЗнП_Єрків_КТП-2.pdf).

Проєктно-кошторисною документацією передбачено:

Проєктно-кошторисною документацією передбачено:

- демонтування існуючих опор і неізольованих проводів А-25 та А-35 на ділянці довжиною 2,466 км;

- будівництво (реконструкція) ділянок ПЛ довжиною 4,299 км, з них:

* + - * побудувати ПЛІ-0,4кВ L=4,299 км, в т.ч.: 2-х колова ПЛІ-0,4кВ L=0,515 км, 3-х колова ПЛІ-0,4кВ L=0,053км
* реконструкція РУ 0,4кВ в КТП 2, а саме- монтаж автоматичних вимикачів, ОПН-0,4кВ, трансформаторів струму 0,4 кВ.

***Проєктом передбачено утворення 4-х ПЛІ-0,4кВ, а саме:***

* Л-1 від КТП 2 довжиною 0,889 км (СІПн-4- 4х70 – 0,497 км по магістралі)

Довжина магістралі Л-1 від КТП 2 до найвіддаленішого споживача складає 0,447 км та від неї буде заживлено 19 споживачів з місячним споживанням електричної енергії близько 7 419 кВт·год. Слід зауважити, що кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника не перевищує 400 метрів складає 18 шт. (95% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з місячним споживанням електричної енергії близько 7 028 кВт·год. Кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника буде перевищувати 400 метрів складає 1 шт (5% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з місячним споживанням електричної енергії близько 390 кВт·год (5%).

* Л-2 від КТП 2 довжиною 1,173км (СІПн-4- 4х120 – 1,078 км по магістралі)

Довжина магістралі Л-2 від КТП 2 до найвіддаленішого споживача складає 0,890 км та від неї буде заживлено 20 споживачів з місячним споживанням електричної енергії близько 7 684 кВт·год. Слід зауважити, що кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника не перевищує 400 метрів складає 16 шт. (80% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з місячним споживанням електричної енергії близько 6 147 кВт·год. Кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника буде перевищувати 400 метрів складає 4 шт (20% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з місячним споживанням електричної енергії близько 1537 кВт·год (20%).

* Л-3.1 від КТП 2 довжиною 1,081км (СІПн-4- 4х95 – 0,568 км по магістралі)

Довжина магістралі Л-3.1 від КТП 2 до найвіддаленішого споживача складає 0,530 к м та від неї буде заживлено 35 споживачів з місячним споживанням електричної енергії близько 10450 кВт·год. Слід зауважити, що кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4Кв від трансформаторної підстанції до лічильника не перевищує 400 метрів складає 29 шт. (83% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з місячним споживанням електричної енергії близько 8659 кВт·год. Кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника буде перевищувати 400 метрів складає 6 шт (17% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з місячним споживанням електричної енергії близько 1792 кВт·год (17%).

* Л-3.2 від КТП 2 довжиною 1,156 км (СІПн-4- 4х120 – 0,893 км по магістралі)

Довжина магістралі Л-3.2 від КТП 2 до найвіддаленішого споживача складає 0,810 км та від неї буде заживлено 19 споживачів з місячним споживанням електричної енергії близько 7 419 кВт·год. Слід зауважити, що кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника не перевищує 400 метрів складає 15 шт. (79 % від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з місячним споживанням електричної енергії близько 5 857 кВт·год. Кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника буде перевищувати 400 метрів складає 4 шт (21% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з місячним споживанням електричної енергії близько 1 562 кВт·год (21%).

Для приведення довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 3 294,88 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво однієї ділянки ПЛ-10кВ та встановленням додаткових ТП 10/0,4. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 32,29 років. Враховуючи, що обсяг споживання споживачів, що розташовані на відстані більше ніж 400м, менше 25,1% загального обсягу споживання та втрати напруги, згідно проєктних рішень, в кінці ліній становлять до 5% - змінювати схему запроєктованої лінії недоцільно.

Фактичне навантаження ПЛ 0,4 кВ Л-1, Л-2 від КТП-2 в с. Єрків Козелецького району Чернігівської області становить 29,9 кВт, договірна потужність споживачів – 187,5 кВт, потужність по лініям відповідно до проєктних розрахунків після проведення реконструкції становитиме – 157,91 кВт.

Заміна існуючого силового трансформатора проєктом не передбачено.

Кошторисна вартість робіт по **реконструкції ПЛ-0,4 кВ Л-1, Л-2 від КТП-2 в с. Єрків, Козелецького району, Чернігівської області** становить 4485,85 тис. грн. без ПДВ.

Вартість реалізації даного проєкту підрядним способом згідно інвестиційної програми 2020 року реконструкції вищезазначених ліній 0,4 кВ довжиною 4,299 км становить **3156,09 тис.грн. без ПДВ.**

**Розрахунок економічного ефекту**

Недовідпуск електричної енергії пов’язаний з аварійними пошкодженнями на ПЛ 0,4 кВ за 2018 рік становив 61 798 000 кВт\*год.

На 1 км лінії недовідпуск складатиме:

Загальна довжина ПЛ 0,4 кВ 17,71 тис. км

61 798 000 кВт\*год / 17,71 тис. км = 3 489 кВт\*год на 1 км,

або в грошовому еквіваленті:

3 489\*1,68 = 5 861,52 грн. на 1 км,

де 1,68 грн. тариф для споживача за одну кВт\*год, без ПДВ.

При заміні проводу на ізольований недовідпуск електричної енергії пов'язаний з аварійними пошкодженнями на ПЛ 0,4 кВ зменшиться на:

4,299\*5 861,52 = 25198,67 грн.

Безоблікове споживання електроенергії на ПЛ 0,4 кВ за 2018 рік становило 5870000 кВт\*год.

Середня величина безоблікового споживання електроенергії на 1 км повітряної лінії складає:

5 870 000 кВт\*год. /17,71 тис. км. = 331,45 кВт\*год. на 1 км;

При заміні проводу на ізольований безоблікове споживання електроенергії зменшиться на:

4,299\*331,45 = 1424,90 кВт\*год,

або в грошовому еквіваленті:

1424,9\*1,68 = 2393,83 грн.

По середнім розцінкам вартість розчистки 1 км повітряної лінії складає 12 500 грн. При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ протяжністю 4,299 км економія коштів на розчистку ліній становитиме 53737,5 грн.

В середньому на 1 км лінії для підтримки її функціонуючого технічного стану витрачається 14 000 грн. При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ протяжністю 4,299 км економія коштів становитиме 60 168 грн.

Річне споживання електричної енергії по даному об’єкту в середньому становить 1639872 кВт\*год. При цьому в більшості абонентів установлені лічильники електричної енергії з класом точності 2,5. При даній похибці кількість недорахованої за рік електричної енергії складе:

Е1=(1639872\*2,5%)/100% = 40996,80 кВт\*год.

При реконструкції будуть встановлені лічильники з класом точності 1. При даній похибці кількість недорахованої за рік електричної енергії складе:

Е2=(1639872\*1%)/100% = 16398,72 кВт \*год.

Економія складе:

Е=Е1-Е2=40996,80 -16398,72 = 24598,08 кВт\*год,

або в грошовому еквіваленті:

24598,08 \*1,68 = 41324,77 грн.

При заміні проводу на ізольований зменшиться ТВЕ на:

4,299\*2200 кВт\*год. = 9457,8 кВт\*год,

де – 2200 кВт.\*год норма ефективності заходів по зниженню ТВЕ

або в грошовому еквіваленті:

9457,8 х 1,68 = 15889,10 грн.,

Можливі штрафні санкції за неякісне постачання електричної енергії в сумі 51 тис. грн. без ПДВ.

Вартість матеріалів отриманих від демонтажу на 1 км лінії становить 30 311 грн., а на 4,299км – 130306,99 грн.

де: провід А-35 - 393 кг х 27 грн. = 10611 грн.;

стояк СВ – 9,5 – 10 шт. х 1100 грн. = 11000 грн.;

ізолятори - ТФ 18 – 120 шт. х 35 грн. = 4200 грн.;

приставки з/б - 30 шт. х 150 грн. = 4500 грн.

Загальні капітальні вкладення у реконструкцію даної ПЛ 0,4 кВ становлять 3156,09 тис.грн. без ПДВ

Термін окупності складатиме:

, де

(3156,09-130,31)/(25,2+2,4+53,7+60,17+41,32+15,89+51,00)= **12,1** **роки.**

**1.1.2.5.4 Реконструкція ПЛ 0,4 кВ Л-1, Л-2, Л-3 від КТП-4 в с. Сираї, Козелецького району, Чернігівської області**

Інвестиційною програмою 2020 року заплановано по с. Сираї, Козелецького району, Чернігівського району, реконструювати **ПЛ 0,4 кВ Л-1, Л-2, Л-3 від КТП-4** з використанням самоутримних ізольованих проводів загальною протяжністю 4,77 км. ПЛ 0,4 кВ введена в експлуатацію 1974 р. На 01.01.2019 року технічний стан мереж характеризується як незадовільний.

Оцінка технічного стану ПЛ 0,4 кВ Л-1, Л-2, Л-3 від КТП-4 в с. Сираї наведена в актах технічного обстеження [від 14.05.2019 (Л-1),](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20ПЛ%200,4%20кВ%20КТП-4%20Л-1%20с.Сираї.PDF) [від 14.05.2019 (Л-2)](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20ПЛ%200,4%20кВ%20КТП-4%20Л-2%20с.Сираї.PDF), [від 24.05.2019 (Л-3)](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20ПЛ%200,4%20кВ%20КТП-4%20Л-3%20с.Сираї.PDF).

Пл 0,4 кВ Л-1, Л-2, Л-3 від КТП-4 живлять споживачів с. Сираї Козелецького району. Загальна кількість споживачів: юридичні – 6 споживачів, побутові – 115 споживачів. Категорія надійності 3-тя.

Договірна потужність КТП-4 с.Сираї – 205,9 кВт.

Відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» дана ПЛ має значення коефіцієнту дефектності (КДН) складає Л-1 44,2 %, Л-2 45,7  %, Л-3 48,6 %, що характеризує стан ПЛ як незадовільний (25%<КДН<50%).

Характеристика об’єкту

Рік вводу в експлуатацію лінії – 1974 р.;

Довжина лінії – 3,966 км;

К-сть відгалужень/довжина відгалуджень – 98/1,325 шт./км.;

Марка проводу на відгалудженні переважно А-16.

Тип опор/к-сть опор – дерев’яні – 2 шт., дерев’яні на з/б приставках-29 шт., з/б опори СНВ-1-1-98 шт., з/б опори СВ-95 -26 шт., з/б опори СВ-105 підвищена на з/б приставках-2 шт.

Марка проводу/протяжність проводу - А-35-0,515 км; А-25-11,775 км; А-16-0,427 км.

Перетини ПЛ 0,4 кВ з інженерними спорудами: 12 шт., в т.ч.

з автомобільними дорогами – 12 шт.

Потужність існуючого трансформатора КТП-4 с.Сираї – 250 кВА.

Технічний стан ПЛ 0,4 кВ

Згідно Актів технічних обстежень проведених спеціалістами (інженерно-технічними працівниками) ВП Козелецького РЕМ визначено наступне:

По ПЛ визначено дефектним наступне обладнання:

1. Опори дерев’яні – 30 шт. (100 % від загальної кількості);
2. Опори дерев’яні на з/б приставках – 13 шт. (72 % від загальної кількості);
3. Опори з/б марки СНВ-1-1 – 79 шт. (83 % від загальної кількості);
4. Приставки залізобетонні – 21 шт (88 % від загальної кількості);
5. Проводи – А-35 – 0,515 км, А-25 – 4,457 км, А-16 – 0,036 км (100 % від загальної кількості), загальна довжина проводу на лінії 12,717 км;
6. Відгалуження від опор ПЛ до вводів – 27 шт./0,365 км (27 % від загальної кількості), загальна довжина відголуджень 1,325 км.

Технологічні порушення

Таблиця 1.10 - Технологічні порушення

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| К-сть технологічних порушень , шт | 6 | 7 | 6 | 6 | 7 |

Звернення споживачів стосовно не задовільного технічного стану мереж та якості напруги:

Таблиця 1.11 - Звернення споживачів

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| К-сть звернень , шт | 5 | 8 | 4 | 5 | 7 |

Заміри рівня напруги в контрольних точках ПЛ 0,4 кВ склали: Л-1 - 210 В, Л-2 – 190 В, Л-3 – 205 В (що не відповідає вимогам ДСТУ IEC 61000-4-30:2010).

Падіння напруги в лінії: Л-1 – 8,7 %, Л-2 – 17,39 %, Л-3 – 10,86 %.

Навантаження на головному рубильнику ТП 10/0,4 кВ становить:

Таблиця 1.12 - Навантаження в режимний день на ТП 10/0,4 кВ Л-1

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Фаза | Навантаження, А | | | | |
| 2015 р | 2016 р | 2017 р | 2018 р | 2019 р |
| «А» | 33,5А | 40,5А | 32,1А | 33,5А | 40,5А |
| «В» | 35,1А | 38,2А | 30,0А | 35,1А | 38,2А |
| «С» | 36,2А | 37,0А | 35,0А | 36,2А | 37,0А |

Таблиця 1.13 – Навантаження в режимний день на ТП 10/0,4 кВ Л-2

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Фаза | Навантаження, А | | | | |
| 2015 р | 2016 р | 2017 р | 2018 р | 2019 р |
| «А» | 78,9А | 78,12А | 88,9А | 78,9А | 78,12А |
| «В» | 91,5А | 102,3А | 97,6А | 91,5А | 102,3А |
| «С» | 112,3А | 115,6А | 110,0А | 112,3А | 115,6А |

Таблиця 1.14 - Навантаження на ТП 10/0,4 кВ Л-3

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Фаза | Навантаження, А | | | | |
| 2015 р | 2016 р | 2017 р | 2018 р | 2019 р |
| «А» | 56,8А | 61,2А | 55,5А | 56,8А | 61,2А |
| «В» | 65,2А | 67,6А | 60,6А | 65,2А | 67,6А |
| «С» | 66,9А | 70,5А | 64,5А | 66,9А | 70,5А |

Перевірка повного опору петлі «фаза-нуль»:

I ном встановленого аппарату захисту: Л-1 - 100 А; Л-2 – 160 А; Л-3 – 100 А.

I розрах аппарату захисту по результатам виміру опору петлі «фаза-нуль»: Л-1 - 300 А; Л-2 – 480 А; Л-3 – 300 А.

Висновок – апарати захисту вибрані не по струму к.з., а по режиму навантаження мережі.

ПАТ ПТІ «КИЇВОРГБУД» в 2017 році виконало [робочий проєкт «Реконструкція ПЛ-0,4 кВ Л-1, Л-2, Л-3 від КТП-4 в с. Сираї](Проекти/Сираї_КТП-4), Козелецького району, Чернігівської області», який затверджено наказом АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» [від 31.01.2020 № 36/01-02](накази/Наказ%20№36-01-02%20від%2031.01.2020.pdf). Проєкт виконано відповідно до завдання на проєктування [від 30.03.2017.](ТЗ/Сираї_КТП-4)

Проєктно-кошторисною документацією передбачено:

- демонтування існуючих опор і неізольованих проводів А-25 та А-35 на ділянці довжиною 4,716 км;

- будівництво (реконструкція) ділянок ПЛ довжиною 4,774км, з них:

* + - * побудувати нову ПЛ-10кВ L=0,006 км до КТП 10/0,4кВ;
      * побудувати ПЛІ-0,4кВ L=4,768км, в т.ч.; 2-х колова ПЛІ-0,4кВ L=0,369км, 3-х колова ПЛІ-0,4кВ L=0,251км
* встановлення розвантажувальної КТП з ТМГ 100кВА - 1 шт (КТП 10/0,4кВ).

***Проєктом передбачено утворення 6-ти ПЛІ-0,4кВ, а саме:***

* Л-1 від КТП 4 довжиною 0,453 км (СІПн-4- 4х50 – 0,438 км по магістралі)

*Довжина фідера до найвіддаленішого споживача не перевищує 400 м.*

* Л-2 від КТП 4 довжиною 1,116км (СІПн-4- 4х50 – 1,059 км по магістралі)

*Довжина фідера до найвіддаленішого споживача не перевищує 400 м.*

* Л-3 від КТП 4 довжиною 0,826 км (СІПн-4- 4х50 – 0,826 км по магістралі)

Довжина магістралі Л-3 від КТП 4 до найвіддаленішого споживача складає 0,503 км та від неї буде заживлено 20 споживачів з місячним споживанням електричної енергії близько 15 840 кВт·год. Слід зауважити, що кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника не перевищує 400 метрів складає 18 шт. (90% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з місячним споживанням електричної енергії близько 14 256 кВт·год. Кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника буде перевищувати 400 метрів складає 2 шт (10% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з місячним споживанням електричної енергії близько 1 584кВт·год (10%).

* Л-1 від КТП 10/0,4кВ довжиною 0,867 км (СІПн-4- 4х50 – 0,582 км по магістралі)

Довжина магістралі Л-1 від КТП 10/0,4 до найвіддаленішого споживача складає 0,570 км та від неї буде заживлено 26 споживачів з місячним споживанням електричної енергії близько 14 839 кВт·год. Слід зауважити, що кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника не перевищує 400 метрів складає 22 шт. (85% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з місячним споживанням електричної енергії близько 12 966 кВт·год. Кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника буде перевищувати 400 метрів складає 4 шт (15% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з місячним споживанням електричної енергії близько 1 874 кВт·год (13%).

* Л-2 від КТП 10/0,4кВ довжиною 0,677км (СІПн-4- 4х50 – 0,620 км по магістралі)

Довжина магістралі Л-2 від КТП 10/0,4 до найвіддаленішого споживача складає 0,540 км та від неї буде заживлено 21 споживач з місячним споживанням електричної енергії близько 7 200 кВт·год. Слід зауважити, що кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника не перевищує 400 метрів складає 15 шт. (71% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з місячним споживанням електричної енергії близько 5614 кВт·год. Кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника буде перевищувати 400 метрів складає 6 шт (29% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з місячним споживанням електричної енергії близько 1586кВт·год (22%).

* Л-3 від КТП 10/0,4кВ довжиною 0,829 км (СІПн-4- 4х50 – 0,829 км по магістралі)

Довжина магістралі Л-3 від КТП 10/0,4 до найвіддаленішого споживача складає 0,730 км та від неї буде заживлено 12 споживачів з місячним споживанням електричної енергії близько 2 480 кВт·год. Слід зауважити, що кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника не перевищує 400 метрів складає 7 шт. (58% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з місячним споживанням електричної енергії близько 1 889 кВт·год. Кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника буде перевищувати 400 метрів складає 5 шт (42% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з місячним споживанням електричної енергії близько 591 кВт·год (23,8%).

Для приведення довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 3 294,88 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво однієї ділянки ПЛ-10кВ та встановленням додаткових ТП 10/0,4. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 29,97 років. Враховуючи, що обсяг споживання споживачів, що розташовані на відстані більше ніж 400м, менше 30% загального обсягу споживання та втрати напруги, згідно проєктних рішень, в кінці ліній становлять до 5% - змінювати схему запроєктованої лінії недоцільно.

Фактичне навантаження ПЛ 0,4 кВ Л-1, Л-2, Л-3 від КТП-4 в с. Сираї, Козелецького району, Чернігівської області становить 54,7 кВт, договірна потужність споживачів – 205,9 кВт, потужність по лініям відповідно до проєктних розрахунків після проведення реконструкції становитиме – 57 кВт.

Кількість, марки і перерізи проводів вибрані відповідно до навантажень по мінімуму приведених затрат та згідно вимог ГІД 34.20.178:2005. Проєктування електричних мереж напругою 0,4 – 110 кВ.

Кошторисна вартість робіт по реконструкції ПЛ-0,4 кВ Л-1, Л-2, Л-3 від КТП-4 в с. Сираї складає 4 609,09 тис.грн. без ПДВ.

Вартість реалізації даного проєкту підрядним способом згідно інвестиційної програми 2020 року реконструкції вищезазначених ліній 0,4 кВ довжиною 4,77 км становить **3 438,43 тис.грн. без ПДВ.**

**Розрахунок економічного ефекту**

Недовідпуск електричної енергії пов’язаний з аварійними пошкодженнями на ПЛ 0,4 кВ за 2018 рік становив 61 798 000 кВт\*год.

На 1 км лінії недовідпуск складатиме:

Загальна довжина ПЛ 0,4 кВ 17,71 тис. км

61 798 000 кВт\*год / 17,71 тис. км = 3 489 кВт\*год на 1 км,

або в грошовому еквіваленті:

3 489\*1,68 = 5 861,52 грн. на 1 км,

де 1,68 грн. тариф для споживача за одну кВт\*год, без ПДВ.

При заміні проводу на ізольований недовідпуск електричної енергії пов'язаний з аварійними пошкодженнями на ПЛ 0,4 кВ зменшиться на:

4,77\*5 861,52 = 27 959,45 грн.

Безоблікове споживання електроенергії на ПЛ 0,4 кВ за 2018 рік становило 5870000 кВт\*год.

Середня величина безоблікового споживання електроенергії на 1 км повітряної лінії складає:

5 870 000 кВт\*год. /17,71 тис. км. = 331,45 кВт\*год. на 1 км;

При заміні проводу на ізольований безоблікове споживання електроенергії зменшиться на:

4,77\*331,45 = 1581,02 кВт\*год,

або в грошовому еквіваленті:

1581,02\*1,68 = 2656,11 грн.

По середнім розцінкам вартість розчистки 1 км повітряної лінії складає 12 500 грн. При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ протяжністю 4,77 км економія коштів на розчистку ліній становитиме 59 625 грн.

В середньому на 1 км лінії для підтримки її функціонуючого технічного стану витрачається 14000 грн. При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ протяжністю 4,77 км економія коштів становитиме 66 780 грн.

Річне споживання електричної енергії по даному об’єкту в середньому становить 1511100 кВт\*год. При цьому в більшості абонентів установлені лічильники електричної енергії з класом точності 2,5. При даній похибці кількість недорахованої за рік електричної енергії складе:

Е1=(1511100\*2,5%)/100% = 37777,50 кВт\*год.

При реконструкції будуть встановлені лічильники з класом точності 1. При даній похибці кількість недорахованої за рік електричної енергії складе:

Е2=(1511100\*1%)/100% = 15111 кВт \*год.

Економія складе:

Е=Е1-Е2=37777,50 -15111= 22666,50 кВт\*год,

або в грошовому еквіваленті:

22666,50 \*1,68 = 38079,72 грн.

При заміні проводу на ізольований зменшиться ТВЕ на:

4,77\*2 200 кВт\*год. = 10494 кВт\*год,

де – 2200 кВт.\*год норма ефективності заходів по зниженню ТВЕ

або в грошовому еквіваленті:

10494 х 1,68 = 17629,92 грн.,

Можливі штрафні санкції за неякісне постачання електричної енергії в сумі 51 тис. грн. без ПДВ. Вартість матеріалів отриманих від демонтажу на 1 км лінії становить 30 311 грн., а на 4,77 км – 144 583,47 грн.

де: провід А-35 - 393 кг х 27 грн. = 10611 грн.;

стояк СВ – 9,5 – 10 шт. х 1100 грн. = 11000 грн.;

ізолятори - ТФ 18 – 120 шт. х 35 грн. = 4200 грн.;

приставки з/б - 30 шт. х 150 грн. = 4500 грн.

Загальні капітальні вкладення у реконструкцію даної ПЛ 0,4 кВ становлять 3 438,44 тис.грн. без ПДВ.

Термін окупності складатиме:

, де

(3438,43-144,58)/(27,96+2,66+59,63+66,78+38,08+17,63+51)= **12,5** **років.**

**1.1.5 Модернізація ПС, ТП та РП усього, з них:**

**1.1.5.1 110 кВ**

**1.1.5.1.1 Технічне переоснащення ПС 110/35/10 кВ "Ріпки" в смт. Ріпки, Ріпкинського району, Чернігівської області (3 черга)**

ПС 110/35/10 кВ «Ріпки» знаходиться в смт. Ріпки Чернігівської області. Введена в експлуатацію в 1980 році та знаходиться в роботі 39 років.

ПС 110/35/10кВ «Ріпки» є основним джерелом живлення для споживачів Ріпкинського району.

Метою заходу є покращення якості розподілу електроенергії за рахунок впровадження новітнього обладнання, а також підвищення надійності енергопостачання споживачів Чернігівської області.

На ПС встановлено СВ-110 типу ВМТ-110Б-25-1250, що введений в експлуатацію в 1988році.

Даний вимикач має наступні дефекти:

* підтікання оливи;
* потребують заміни гумові ущільнення;
* tg Ψ вводів наближається до гранично-допустимого значення;
* Rіз рухомих і направляючих частин має граничне значення.

Детальна оцінка технічного стану СВ-110 на ПС 110/35/10 кВ "Ріпки" наведена в [акті від 05.08.2019.](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20ПС/Ріпки.pdf)

Даний об’єкт внесений до затвердженої «Схеми перспективного розвитку електричних мереж 35-110 кВ по АТ «Чернігівобленерго» на 2017-2027 роки» та «Плану розвитку системи розподілу АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» на 2020-2024 роки» (розділ 22.1 стор. 196; дод.А п.2.1.15).

АТ «Чернігівобленерго» виконало [робочий проєкт «Технічне переоснащення ПС 110/35/10 кВ "Ріпки"](Проекти/ПС_Ріпки_ЕВ_110_кВ) в смт. Ріпки, Чернігівської області (3 черга)», який затверджено наказом АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» від [21.02.2020 № 71/01-02.](накази/Наказ%2071-01-02%20від%2021.02.2020.pdf) Проєкт виконано відповідно до завдання на проєктування [від 27.09.2019](ТЗ/ПС_Ріпки_ЕВ_110_кВ/197.%20Ріпки%20(3%20черга%20СВ-110).pdf).

Третьою чергою проєкту технічного переоснащення передбачено:

- встановити два комплекта герметичних, мало маслянних трансформаторів струму 110 кВ на приеднанні СВ-110;

- передбачити заміну існуючих ТН-110 1 та 2 СШ на сучасні маломаслянні трансформатори напруги виробництва АВВ або аналогічне обладнання інших виробників;

- передбачити заміну маслянного вимикача 110 кВ СВ-110 на сучасний елегазовий вимикач 110 кВ з моторно пружинним приводом типу LTB 145 D1 або аналог GL 312 та роз’єднувачами з заземлюючими ножами.

Відповідно до вимог «Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж» при технічному переоснащенні підстанції автоматизована система керування технологічними процесами повинна реалізовувати наступні функції: реєстрація, контроль, управління, вимірювання, облік, блокування, налаштування та синхронізація (п.5.11.13). Реалізація цих функцій можлива при використанні модулів телемеханіки з підтримкою протоколу IEC 61850. Модернізація обладнання, шляхом встановлення додаткових модулів телемеханіки, дозволить реалізувати зазначені функції та підвищити надійність роботи електрообладнання та електропостачання користувачів.

Кошторисна вартість робіт з **технічного переоснащення ПС 110/35/10 кВ "Ріпки" в смт. Ріпки, Чернігівської області (3 черга)** становить 7 027,74 тис. грн. без ПДВ.

Вартість реалізації даного проєкту підрядним способом в повному обсязі згідно інвестиційної програми 2020 року становить **6 157,07 тис.грн. без ПДВ.**

**Розрахунок економічного ефекту**

Економічний ефект від заміни масляного вимикача 110 кВ на елегазовий вимикач розраховується на основі співвідношення витрат електроенергії на роботу та витрат на обслуговування:

Середнє споживання енергії на обігрів приводу масляного вимикача:

W1 = P х Tн,

де Р – потужність нагрівних елементів підігріву привода вимикача;

Тн – число годин роботи нагрівних елементів.

Середнє споживання енергії на підігрів баку масляного вимикача:

W2 = P х Tв,

де Тв – число годин використання в рік нагрівних елементів;

Р – потужність нагрівних елементів підігріву баку вимикача.

Сумарне споживання електроенергії на роботу масляного вимикача:

ΣW=W1+W2

Споживання електричної енергії на обігрів приводу вакуумного вимикача:

W3 = P х Tн,

де Р – споживання енергії на обігрів приводу;

Т – число годин роботи обігрівача.

Річна економія електричної енергії при заміні масляних вимикачів на елегазові:

W=ΣW-W3

Витрати на капітальний ремонт масляних вимикачів з врахуванням заміни масла:



де Св – вартість капітального ремонту одного вимикача (без врахування витрат на заміну трансформаторної оливи);

Cм – вартість 1 кг масла;

М – норма масла на один вимикач;

Су – витрати на утилізацію 1 кг масла;

n – кількість вимикачів.

Сумарні витрати на обслуговування масляних вимикачів:

ΣС= C1+C2

де С2 – витрати на поточний ремонт у рік.

Витрати на поточне обслуговування елегазових вимикачів:

С2 = З\*n,

де З – затрати на поточне обслуговування з з/п персоналу в рік;

n – кількість вимикачів.

Економія витрат на річне обслуговування:

Eр = B\*n-C3,

де В – вартість матеріалів, отриманих від демонтажу 1 масляного вимикача;

С3 – затрати на поточне обслуговування вакуумних вимикачів.

Загальна економія на ремонті:

Ез = Ер+ΣС,

де Ер – економія на витрати на ремонти за рік;

ΣС – витрати на капітальний та поточний ремонт масляних вимикачів з врахуванням заміни масла.

Економія від впровадження елегазових вимикачів:

Ее = W\*Т+Ез,

де Т – тариф на електроенергію;

W – річна економія електричної енергії при заміні масляних вимикачів на елегазові;

Eз – загальна економія на ремонті.

Зведена інформація по економічному ефекту від заміни елегазового вимикача наведена в таблиці 1.15.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Назва підстанції** | **n, шт.** | **Витрати електричної енергії на роботу, кВт\*год** | | | | **W, кВт\*год** |
| **Масляні вимикачі** | | | **Елегазові вимикачі** |
| **W1** | **W2** | **ΣW** | **W3** |
| Ріпки | 1 | 9 873,60 | 1 080 | 10 953,60 | 224,4 | 10 729,20 |

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Назва підстанції** | **Витрати на ремонт та  обслуговування вимикачів** | | | | **Ер,  грн** | **Ез,  грн** | **Ее, грн** |
| **Масляні С1, грн** | **Масляні С2, грн** | **Масляні ΣС, грн** | **Елегазові С3, грн** |
|
| Ріпки | 17 894,56 | 3 031,02 | 20 925,58 | 200 | 49 000 | 69 925,58 | 87 285,43 |

*Зниження потенційних очікуваних збитків*

В разі пошкодження фізично застарілого вимикача 110 кВ виникають значні фінансові витрати на відновлення.

Середня вартість відновлення секційного вимикача на ПС «Ріпки» становить:

С = С1 + С2 + С3, де

де С1 – середня вартість матеріалів на відновлення масляного вимикача ВМТ-110 у разі пошкодження полюса, 347,00 тис. грн,

С2 – вартість робіт з ремонту вимикача:

С2 = n \* V, тис. грн, де

n = орієнтовна тривалість ремонту масляного вимикача – 146,4 год.

V = вартість люд\*год електромонтера 71,21 грн/год.

С2 = 88,47\* 71,21 = 6,3 тис. грн.

С3 – затрати на доставку обслуговуючого персоналу 2,7 тис. грн.

С = 347,0 + 6,3 + 2,7 = 356 тис. грн.

Термін окупності складатиме:

, де

6 157,07/(87,3+356) = **13,9 років.**

**1.1.5.1.2 Tехнічне переоснащення ПС 110/35/10 кВ "Прилуки" в м. Прилуки, Чернігівської області (КРПЗ-35,БСК) (захід перехідний, закінчення робіт)**

ПС 110/35/10кВ «Прилуки» живить споживачів міста Прилуки Чернігівської області. Введена в експлуатацію в 1963 р. та знаходиться в експлуатації 55 років.

ПС 110/35/10 кВ «Прилуки» двохтрансформаторна підстанція.

Метою заходу є покращення якості розподілу електроенергії за рахунок впровадження новітнього обладнання, а також підвищення надійності енергопостачання споживачів Чернігівської області.

Даний об’єкт внесений до затвердженої «Схеми перспективного розвитку електричних мереж 35-110 кВ по АТ «Чернігівобленерго» на 2017-2027 роки» та «Плану розвитку системи розподілу АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» на 2020-2024 роки» (розділ 22.1 стор. 198; дод.А п.2.1.12).

Загальна характеристика об’єкту

Обладнання ВРП-35 кВ на ПС 110/35/10 кВ «Прилуки», а саме: вимимикачі 35 кВ 1 с.ш. та 2 с.ш., роз’єднувачі 35 кВ 1 с.ш. та 2 с.ш., трансформатори струму та напруги 35 кВ 1 с.ш. та 2 с.ш. в результаті тривалого терміну експлуатації та роботи в завантаженому режимі має наступні дефекти:

- роз’єднувачі 35 кВ, окрім приєднання Тютюнова ф-ка, перебувають в незадовільному стані (механічний знос рухомих частин, пошкодження від корозії, старіння ізоляції, опорна ізоляція старого зразку на даний час не випускається заводом виробником);

- з\б стійки конструкцій роз’єднувачів, трансформаторів струму, прийомних порталів перебувають в незадовільному стані (пошкодження бетонного покриття);

- заземлюючі спуски прийомних порталів мають сліди корозії;

- трансформатори напруги застарілого зразка, мають сліди підтікання трансформаторного масла, старіння ізоляції,

- вакуумні вимикачі приєднань 35 кВ, крім С. Полова та Тютюнова ф-ка, через тривалий термін експлуатації та деякі недосконалості в конструкціях (перші партії виробництва) потребують додаткового обслуговування та постійної герметизації вакуумних камер спеціальними герметиками;

- обладнання конденсаторних установок БСК 1 та БСК 2 (корпуси конденсаторів та металеві конструкції) вкрито корозією.

Згідно випробувань електротехнічною лабораторією у відповідності до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 «Норми випробування електрообладнання» значна частина конденсаторних батарей пристроїв компенсації реактивної потужності вийшла з ладу та потребують заміни.

На двох секціях шин 35 кВ встановлено дев’ять вакуумних вимикачів типу ВР-35 НС:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Приєднання | Тип | Тип приводу | Рік виго- товлення | Рік вводу в експлуатацію | Рік останнього поточного ремонту |
| Т-1 | ВР-35 НС | Ел.магн. | 2006 | 2006 | 2018 |
| Ладан Б | ВР-35 НС | Ел.магн. | 2005 | 2005 | 2018 |
| Ю.Восточна | ВР-35 НС | Ел.магн. | 2005 | 2005 | 2018 |
| Промислова-4 | ВР-35 НС | Ел.магн. | 2005 | 2005 | 2018 |
| СВ-35 | ВР-35 НС | Ел.магн. | 2006 | 2006 | 2018 |
| Ладан А | ВР-35 НС | Ел.магн. | 2005 | 2005 | 2018 |
| Т-2 | ВР-35 НС | Ел.магн. | 2006 | 2006 | 2018 |
| С.Полова | ВР-35 НС | Ел.магн. | 2014 | 2014 | 2018 |
| Яблуновка | ВР-35 НС | Ел.магн. | 2005 | 2005 | 2018 |
| Тютюнова ф-ка | ВР-35 НС | Ел.магн. | 2012 | 2012 | 2018 |
| Роз’єднувачі 35 кВ: | | | | | |

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Приєднання | Тип | Тип приводу | Рік виготовлення | Рік вводу в експлуатацію | Рік останнього поточного ремонту | Рік останнього капітального ремонту |
| Р-35 Т-1 | РЛНДЗ2-35/600 | ПРН | 1963 | 1963 | 2015 | 2018 |
| ШР-35 Т-1 | РЛНДЗ1-35/600 | ПРН | 1963 | 1963 | 2015 | 2018 |
| Р-35 Т-2 | РЛНДЗ2-35/600 | ПРН | 1967 | 1967 | 2015 | 2018 |
| ШР-35 Т-2 | РЛНДЗ1-35/600 | ПРН | 1967 | 1967 | 2015 | 2018 |
| СР-35 1 с.ш. | РЛНДЗ1-35/600 | ПРН | 1967 | 1967 | 2015 | 2018 |
| СР-35 2 с.ш. | РЛНДЗ1-35/600 | ПРН | 1967 | 1967 | 2015 | 2018 |
| ЛР-35 Ладан Б | РЛНДЗ2-35/600 | ПРН | 1963 | 1963 | 2015 | 2018 |
| ШР-35 Ладан Б | РЛНДЗ1-35/600 | ПРН | 1963 | 1963 | 2015 | 2018 |
| ЛР-35 Ю.Восточна | РЛНДЗ2-35/600 | ПРН | 1967 | 1967 | 2015 | 2018 |
| ШР-35 Ю.Восточна | РЛНДЗ1-35/600 | ПРН | 1967 | 1967 | 2015 | 2018 |
| ЛР-35 Промислова-4 | РЛНДЗ2-35/600 | ПРН | 1967 | 1967 | 2015 | 2018 |
| ШР-35 Промислова-4 | РЛНДЗ1-35/600 | ПРН | 1967 | 1967 | 2015 | 2018 |
| ЛР-35 Ладан А | РЛНДЗ2-35/600 | ПРН | 1963 | 1963 | 2015 | 2018 |
| ШР-35 Ладан А | РЛНДЗ1-35/600 | ПРН | 1963 | 1963 | 2015 | 2018 |
| ЛР-35 С.Полова | РЛНДЗ2-35/600 | ПРН | 1980 | 1980 | 2015 | 2018 |
| ШР-35 С.Полова | РЛНДЗ1-35/600 | ПРН | 1980 | 1980 | 2015 | 2018 |
| ЛР-35 Яблуновка | РЛНДЗ2-35/600 | ПРН | 1964 | 1964 | 2015 | 2018 |
| ШР-35 Яблуновка | РЛНДЗ1-35/600 | ПРН | 1964 | 1964 | 2015 | 2018 |
| ЛР-35 Тютюнова | РЛНДЗ2-35/600 | ПРН | 2012 | 2012 | 2015 | 2018 |
| ШР-35 Тютюнова | РЛНДЗ1-35/600 | ПРН | 2012 | 2012 | 2015 | 2018 |
| Р-35 ТН-35 1 с.ш. | РЛНДЗ2-35/600 | ПРН | 1963 | 1963 | 2015 | 2018 |
| Р-35 ТН-35 2 с.ш. | РЛНДЗ2-35/600 | ПРН | 1967 | 1967 | 2015 | 2018 |

Трансформатори струму 35 кВ:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Приєднання | Тип | К-сть | Рік виготов-лення | Рік вводу в експлуатацію | Рік останнього поточного ремонту |
| Т-1 | ТФЗМ | 3 | 2006 | 2006 | 2018 |
| Ладан Б | ТФЗМ | 2 | 2005 | 2005 | 2018 |
| Ю.Восточна | ТФЗМ | 2 | 2005 | 2005 | 2018 |
| Промислова-4 | ТФЗМ | 2 | 2005 | 2005 | 2018 |
| СВ-35 | ТФЗМ | 2 | 2006 | 2006 | 2018 |
| Ладан А | ТФЗМ | 2 | 2005 | 2005 | 2018 |
| Т-2 | ТФЗМ | 3 | 2006 | 2006 | 2018 |
| С.Полова | ТФЗМ | 2 | 2014 | 2014 | 2018 |
| Яблуновка | ТФЗМ | 2 | 2005 | 2005 | 2018 |
| Тютюнова ф-ка | ТФЗМ | 2 | 2012 | 2012 | 2018 |

Трансформатори напруги 35 кВ:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Приєднання | Тип | К-сть | Рік виготовлення | Рік вводу в експлуатацію | Рік останнього поточного ремонту |
| 1 СШ | ЗНОМ-35 | 3 | 1963 | 1963 | 2018 |
| 2 СШ | ЗНОМ-35 | 3 | 1967 | 1967 | 2018 |

Аналіз технологічних порушень по ПС 110/35/10 кВ «Прилуки»:

2015 рік – 2 відключень з них 3 по ПЛ-35 кВ, 0 по ПЛ-10 кВ;

2016 рік – не зафіксовано;

2017 рік – 5 відключень, з них 2 по ПЛ-35 кВ, 3 по ПЛ-10 кВ.

2018 рік – 41 відключення, з них 5 по ПЛ-35 кВ, 36 по ПЛ-10 кВ

АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» надало [акт оцінки технічного стану](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20ПС/Акт%20технічного%20стану%20Прилуки.pdf) ПС 110/35/10 кВ «Прилуки», в якому зазначено:

Чергові останні випробування та вимірювання параметрів електрообладнання та апаратів електроустановок виконані в 2017 році акредитованою лабораторією Південних високовольтних електричних мереж.

За результатами випробування та вимірювання параметрів вимикачів 35 кВ виявлено:

– випробування U=86 кВ витримано;

– результати вимірювань Rіз та випробувань Uпов відповідає вимогам СОУН ЕЕ 20.302.2007 «Норм випробування електрообладнання»;

За результатами випробування та вимірювання параметрів трансформаторів струму 35 кВ виявлено:

– ТТ-35 С. Полова завищено - tgδ ф.«С» - 6%;

– ТТ-35 Цигаркова ф-ка завищено - tgδ ф.«А» - 6,89%;

– ТТ-35 Ю. Восточна - tgδ ф.«С» - 5%;

– ЗРОМ-35 Т-2 – коефіцієнт абсорбції завищено, ВН-НН+К Кабс=1,5 НН-ВН+К Кабс=1,66.

Огляди ПС 110/35/10кВ «Прилуки» проводяться щоденно черговим персоналом підстанції. У процесі огляду В-35 1 СШ та 2 СШ, Р-35 1 СШ та 2 СШ, ТТ-35, ТН-35 1 СШ та 2 СШ встановлено:

– з\б стійки конструкцій роз’єднувачів, трансформаторів струму, прийомних порталів перебувають в незадовільному стані (пошкодження бетонного покриття);

– заземлюючі спуски прийомних порталів мають сліди корозії;

– трансформатори напруги застарілого зразка, мають сліди підтікання трансформаторного масла, старіння ізоляції;

– вакуумні вимикачі приєднань 35 кВ потребують постійної герметизації вакуумних камер спеціальними герметиками;

* обладнання конденсаторних установок БСК 1 та БСК 2 (корпуси конденсаторів та металеві конструкції) вкрито корозією.

За рахунок інвестиційної програми в 2012 році виконано заміну силового трансформатора Т-1, в 2013 році – силового трансформатора Т-2.

Вакуумні вимикачі типу ВР-35 НС приєднань Т-1, Т-2, СВ-35 2006 року виготовлення, вимикачі приєднань Ладан А, Ладан Б, Ю. Восточна, Промислова-4 – 2005 року виготовлення, вимикачі приєднань С. Полова та Тютюнова ф-ка – 2014 та 2012 року відповідно.

Згідно [проєкту по технічному переоснащенню ПС 110/35/10 кВ «Прилуки»](Проекти/ПС%20Прилуки), виконаної ПАТ Проєктно-технологічний інститут "КИЇВОРГБУД", який затверджено наказом АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» [від 15.02.2019 № 46/01-02](накази/Наказ%2046-01-02.pdf) передбачено:

виконання робіт на ПС 110 кВ «Прилуки» в частині перевлаштування схеми живлення розподільчого пристрою 35 кВ влаштування на ВРУ 35 кВ КРПЗ 35 з комірками КУ-35 з вакуумними вимикачами та трансформаторами напруги 35 кВ для заміни існуючих вакумних вимикачів 35 кВ та роз'єднувачів 35 кВ приєднань: Т-1 Т-2 Промисловая4, Ладан Б, Юго-Восточная, С.Половая, Яблуновка, Ладан2. Роботи передбачається виконувати в одну чергу у вісім етапів, з послідовним перепідключенням приєднань по ПЛ-35 кВ зі збереженням надійності електропостачання споживачів 1 категорії, а саме: 1-й етап: 1. Переключення на Т1 -1 С.Ш. 35 кВ та живлення 4-х ПЛ-35 кВ від 1 С.Ш. 35 кВ або на Т2 (в залежності де потрібно виконувати работи) 2. Демонтаж 2 С.Ш., ТН 35 кВ 2 С.Ш., Секційного вимикача 35 кВ, роз'єднувачів 35 кВ 2 С.Ш. 35 кВ, ошинування, металевих конструкцій шинних порталів та залізобетонних конструкцій фундаментів. 3. Перекладання кабелю вторинних кіл з залізобетонного лотка у металевий, демонтаж ділянок кабельних лотків. 2-й етап: 1. Монтаж проєктованих фундаментів під нове КРПЗ 35 кВ. 2. Монтаж кабельних перехідних пристроїв, кабельних лотків вторинних кіл, кабельного каналу секційної перемички. 3. Монтаж проєктованих КРПЗ 35 кВ №1 та КРПЗ 35 кВ №2 з укладанням кабелю секційної перемички та вторинних кіл, встановленням обладнання РЗА. 4. Прокладання тимчасових КЛ-35 кВ по поверхні ґрунту у гофрованих трубах. 3-й - 4-й етап: 1. Демонтаж вводів від 1Т та 2Т з вимикачами 35 кВ, трансформаторами струму 35 кВ, роз’єднувачами 35 кВ, встановлення нових порталів, роз’єднувачів 35 кВ, блоків ОПН 35 кВ. Поетапне перепідключення по новим вводам КРПЗ 35кВ, з послідовним пере підключенням 4-х ПЛ-35 кВ від КРПЗ 35 кВ по тимчасовим КЛ 35 кВ. 5 –й етап: 1. Демонтаж 1 С.Ш., ТН 35 кВ 1 С.Ш., роз'єднувачів 35 кВ 1 С.Ш. 35 кВ, ошинування, металевих конструкцій шинних порталів та залізобетонних конструкцій фундаментів. 6 – й етап: 1. Монтаж порталів, роз’єднувачів 35 кВ, шинних опор 35 кВ, блоків ОПН 35 кВ по приєднанням ПЛ-35 7 – й, 8 -й етап: 1. Послідовний демонтаж існуючих порталів, фундаментів - перепідключення з тимчасових КЛ-35 кВ на постійний повітряний захід до КРПЗ 35 кВ 4-х ПЛ-35 кВ. 2. Укладання залізобетонних блоків під КЛ-35 кВ. 3. Укладання та підключення КЛ-35 кВ у залізобетонні блоки по постійній схемі. 4. Виконання нового контуру заземлення ВРП 35 кВ.

Проєкт виконано відповідно до завдання на проєктування [від 22.11.2018](ТЗ/ПС_Прилуки/ЗнП_ПС_Прилуки.pdf) .

В 2017 році на замовлення АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» було розроблено техніко-економічне обґрунтування щодо необхідності впровадження пристроїв компенсації реактивної потужності на об’єктах електричних мереж Чернігівської області.

За результатами розробленого ТЕО необхідність та доцільність роботи пристроїв компенсації реактивної потужності на ПС 110/35/10 кВ «Прилуки» була підтверджена.

На виконання зобов’язань АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» перед Міністерством енергетики та вугільної промисловості України щодо впровадження, починаючи з 2018 року, заходів з підвищення енергоефективності, за рахунок компенсації реактивної потужності, відображених Товариством в листах № 32/6722 від 09.11.2017 та №11/69 від 04.01.2018.

За рахунок інвестиційної програми 2018 року виготовлено проєктно-кошторисну документацію з технічного переоснащення ПС 110/35/10 кВ «Прилуки», з метою її подальшої реалізації в 2019 році в частині технічного переоснащення та модернізації існуючих конденсаторних батарей.

Проєктно-кошторисна документація з технічного переоснащення ПС 110/35/10 кВ «Прилуки» передбачає заходи по заміні існуючої батареї статичних конденсаторів, яка на разі не можуть забезпечити необхідний рівень компенсації реактивної потужності, на нове сучасне обладнання.

При реконструкції будуть використовуватися наступні основні матеріали та обладнання:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Будівля комплектного розподільчого пункту закритого типу для установки в один ряд шаф КРУ-35 кВ серії КУ з прохідними ізоляторами, зі змонтованими системами електрообладнання, освітлення, вентиляцією та в комплекті з КРУ внутрішньої установки на номінальну напругу 35 кВ, що складається з 14 комірок. Ввод від силових трансформаторів виконаний через дах модульної будівлі. Категорія розміщення будівлі КРПЗ-35 кВ-У1 . Категорія розміщення КРУ-35 кВ-У3. КРПЗ-35 кВ | шт. | 1 |
| Батарея статичних конденсаторів на номінальну напругу 11 кВ АККМ-11-4000-700-КРТ-51-Н-322 | шт. | 2 |
| Блок кінцевих кабельних муфт на номінальну напругу 35 кВ Б35Б-96 У1 (MWK-41 К4 - 3х6кг; ОСК10-35/195-2 УХЛ1 - 3х19,5кг; меалоконструкція - 269,5кг) | шт. | 9 |
| Блок розєднувача на номінальну напругу 35 кВ Б35Б-20 У1 (РДЗ-1-35/1000 УХЛ1; ручний привод; металоконструкція - 207кг) | шт. | 6 |
| Обмежувач перенапруги нелінійний на номінальну напругу 35 кВ MWK-41 К4 | шт. | 6 |
| Провід АС | м | 450 |
| Стійка УСО-5А-1 | шт. | 54 |
| Стійка УСО-4А | шт. | 1 |
| Стійка УСО-3А | шт. | 4 |
| Плита УБК-5 | шт. | 29 |
| Плита УБК-9А | шт. | 4 |
| Стійка УСТ-2А | шт. | 5 |
| Траверса ТС-1 | шт. | 3 |
| Ригель Р 1-А | шт. | 10 |
| Фундамент Ф-1 | шт. | 2 |
| Фундамент Ф-2 | шт. | 2 |
| Лоток Л12-11 | шт. | 1 |
| Лоток Л20-11 | шт. | 1 |
| Плита П18-8 | шт. | 2 |
| Плита П11-8 | шт. | 2 |
| Лоток УБК-1А | шт. | 1 |
| Лоток УБК-2А | шт. | 1 |
| Брусок БК-12А | шт. | 3 |
| Панель № 9, №11 управління 35 кВ 1, 2 С.Ш. | компл. | 2 |
| Панель №10 РЗА СВ-35 кВ, ТН-35 кВ 1 с.ш.; ТН-35 кВ 2 с.ш. та дуговий захист 35 кВ | компл. | 1 |
| Панель РЗА | компл. | 9 |
| Панель диференційного захисту | компл. | 2 |
| Шафа телемеханіки КП-ТМ | шт. | 1 |
| Багатофункціональний вимірювальний пристрій РМ135ЕН-PLUS-S-50-АСDС | шт. | 4 |
| Кабель КВВГЕнгд | м | 15837 |
| Кабель S/FТР cat.6 4х2х0,57 | м | 324 |
| Кабель силовий перерізом 1х120/35 мм2 XRUHAKXS-35 | м | 260 |
| Кабель АПвЭгаПнг-15 1х120(г)/50 | м | 1418 |
| Кабель АПвЭгаПнг-35 1х150(г)/35 | м | 2489 |
| Кабель ВВГнг | м | 894 |

Кошторисна вартість робіт з **технічного переоснащення ПС 110/35/10 кВ "Прилуки" в м. Прилуки Чернігівської області**  становить 44 151,35 тис. грн. без ПДВ.

За рахунок Інвестиційної програми 2019 року [придбано обладнання КРПЗ-35](file:///D:\Инвест%202019\Варианти\Зміни%20ІП%202019%20%20НКРЕКП%2001.10.2019\KMBT_195_00633.pdf) та залізобетонні вироби та поставлено їх на склад АТ «Чернігівобленерго», а також виконано роботи по встановленню частини опор та порталів на загальну суму **22 943,13 тис. грн без ПДВ**

В 2019 році виконано наступні роботи:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № п.п. | Найменування робіт | Обсяг робіт, шт |
| 1 | Монтаж опор під будівлю КРПЗ-35 | 54 |
| 2 | Монтаж коміркових порталів ПЖС-35Я1 | 4 |
| 3 | Монтаж коміркових порталів ПЖС-35Я6 | 2 |
| 4 | Монтаж опор під ОПН-35 | 2 |
| 5 | Монтаж кабельного каналу 1К, лотков | 8 |
| 6 | Монтаж кабельного каналу 2К, лотков | 11 |

В 2020 році за рахунок інвестиційної програми 2020 року пропонується здійснити остаточне фінансування: закупити панелі захист та управління, блоки ВРП-35 кВ, обладнання релейного захисту, БСК, інші матеріали та виконання робіт, що зазначені нижче:

|  |  |
| --- | --- |
| Етапи | Найменування робіт. |
| 1 | Виконати почергове відключення силових трансформаторів Т-1 та Т-2 з зняттям напруги зі сторони шин 35 «ПС Прилуки» |
| 2 | Виконати демонтаж існуючого силового обладнання 35 кВ та перевезення його до місця зберігання |
| 3 | Здійснити монтаж комплекного розподільчого устрою (КРПЗ-35) |
| 4 | Виконати підключення існуючих ліній 35 кВ до КРПЗ-35 згідно проєкту |
| 5 | Виконати монтаж гнучких зв’язків 35 кВ шинного мосту з подальшим підключенням їх до силових трансформаторів та КРПЗ-35 |
| 6 | На вільному від забудови місці виконати монтаж конденсаторних установок з підключенням до шин 10 кВ постійній схемі. |
| 7 | Здійснити монтаж силового обладнання 35 та 10 кВ |
| 8 | Здійснюється монтаж силового обладнання 35 ремонтної перемички, виконується монтаж гнучких зв’язків 35 кВ з подальшим підключенням їх до обладнання |
| 9 | Виконується почергове включення силових трансформаторів Т-1(Т-2) в роботу |

Закінчення робіт по даному заходу планується в 2020 році, вартість реалізації проєкту підрядним способом згідно інвестиційної програми 2020 року становить **15 155,54 тис.грн. без ПДВ.**

План графік виконання даного заходу з введенням об’єкта в експлуатацію

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Етапи | 2019 рік, місяць | | | 2020 рік, місяць | | |
| 6-9 | 10 | 10-12 | 1-5 | 5-8 | 9 |
| Проведення тендерної процедури закупівлі робіт | Х |  |  |  |  |  |
| Укладання договору |  | Х |  |  |  |  |
| Закупівля матеріалів та обладнання |  |  | Х | Х |  |  |
| Виконання робіт на 2 СШ 35 |  |  | Х | Х | Х |  |
| Виконання робіт на 1 СШ 35 |  |  | Х | Х | Х |  |
| Виконання робіт на БСК |  |  |  |  | Х |  |
| Приймання об’єкта в експлуатацію |  |  |  |  |  | Х |

Завершення робіт та введення об’єкта в експлуатацію планується в 3 кварталі 2020 року.

Реалізація проєкту дасть можливість підвищити надійність електропостачання м. Прилуки, та південної частини Чернігівської області, знизити ТВЕ за рахунок зменшення перетоків реактивної потужності, збільшити корисний відпуск електричної енергії за рахунок зменшення кількості аварійних відключень на КРПЗ-35 кВ.

**Економічний ефект від впровадження заходу**

*Економічний ефект від зниження потенційних очікуваних збитків від заміни вимикачів*

Економічний ефект по заміні вимикачів на нові розраховується на основі визначення потенційних очікуваних збитків у разі виходу з ладу обладнання та знеструмлення споживачів по лінійним приєднанням 35 кВ ПС «Прилуки».

Вимикачі 35 кВ.

У разі аварійного пошкодження вакуумного вимикача 35 кВ необхідна його заміна через неможливість його ремонту в умовах експлуатації. Ремонт такого обладнання при пошкодженні вакуумних камер або контактних вузлів проводиться заводом-виробником після демонтажу.

Згідно норм часу на ремонт та ТО електричних мереж СОУ 40.1-00130044-834:2012 час на демонтаж старого вимикача складає 6 год., монтаж нового – 15 год. На заміну вимикача необхідно 21 година або 2 доби.

Економічний ефект від зниження потенційних очікуваних збитків від пошкодження лінійного вимикача (недоотримані кошти від недовідпуску ел. енергії):

**Евл = Р\*Тр\*N+Vвв (тис. грн.),**

де **Р** – середнє добове електроспоживання по приєднанням 35 кВ: 259,11 тис. кВт\*год/7 приєднань 35 кВ = 37,01 тис.кВт\*год на добу.

**Тр** – час заміни вимикача, 2 доби

**N -** середній тариф за спожиту електроенергію (1,583 грн за кВт\*год).

**Vвв** – вартість матеріалів та робіт по заміні В-35, Vвв = 791,88+237,5 = 1029,38 тис. грн

Евл = 37, 01\*2\*1,583+ 1029,38 = 1 146,55 тис. грн.

Економічний ефект від зниження потенційних очікуваних збитків від пошкодження вимикача приєднання силового трансформатора (недоотримані кошти від недовідпуску ел. енергії):

**Евт = Р\*Тр\*N+Vвв (тис. грн.),**

де **Р** – середнє добове електроспоживання по приєднанням трансформатора: 259,11 тис. кВт\*год/2 приєднань 35 кВ = 129,55 тис.кВт\*год на добу.

**Тр** – час заміни вимикача, 2 доби

**N -** середній тариф за спожиту електроенергію (1,583 грн за кВт\*год).

**Vвв** – вартість матеріалів та робіт по заміні В-35, Vвв = 1029,38

Евл = 129,11\*2\*1,583+1029,38 = 1 438,14 тис. грн.

Економічний ефект від зниження потенційних очікуваних збитків від пошкодження трансформатора напруги 35 кВ (недоотримані кошти від недовідпуску ел. енергії):

**Етн = Р\*Тр\*N+Vтн (тис. грн.),**

де **Р** – середнє добове електроспоживання по секції шин 35 кВ: 259,11 тис. кВт\*год/2 = 129,55 тис.кВт\*год на добу.

**Тр** – час заміни ТН-35, 1 доба

**N -** середній тариф за спожиту електроенергію (1,583 грн за кВт\*год).

**Vтн –** вартість матеріалів та робіт по заміні ТН-35, Vтн = 65+ 19,5 =84,5 тис. грн

Евв = 129,55\*1\*1,583 +84,5= 289,57 тис. грн.

Економічний ефект від зниження потенційних очікуваних збитків від пошкодження обладнання:

**Е = Евл+Евт+Етн**

Е = 1146,55+1438,14+289,57 = 2 874,26 тис. грн.

*Економічний ефект від зниження втрат активної потужності при реконструкції пристроїв компенсації реактивної потужності*

Розрахунок економічного ефекту від реконструкції існуючих пристроїв компенсації реактивної потужності розраховувався згідно розробленого в 2017 році ТЕО.

За розрахунками ТЕО максимальний економічний ефект буде досягнутий при одночасному встановленні конденсаторних установок (КУ) на ПС «Прилуки» та ПС «Ічня».

Для розрахунку втрат електричної енергії використовувався метод тривалості максимальних втрат. Згідно з цим методом сумарні втрати електричної енергії в електричній мережі розраховуються за формулою:

,

де ,  – значення сумарних навантажувальних втрат активної потужності в електричній мережі та сумарних активних втрат холостого ходу в трансформаторах відповідно;  – тривалість максимальних втрат.

Величину тривалості максимальних втрат визначають за відповідними залежностями або емпіричною формулою: ,

де  – тривалість використання максимального навантаження.

Під час розрахунків величину  приймають на підставі статистичних і довідкових даних. В розрахунках використовувалось максимальне рекомендоване значення , яке складає 4500год/рік. Оскільки інвестиції у запропоновані заходи покомпенсації повинні окупатися зменшенням втрат електричної енергії в електричних мережах 35-110 кВ, то по ТЕО були розраховані величини зменшення втрат активної електроенергії.

Результати таких розрахунків при одночасній компенсації на ПС «Прилуки» та «Ічня» зменшення втрат в ЛЕП 35-110 кВ становитиме 7175,18 МВт\*год/рік.

При рівному значенні компенсуючих пристроїв на обох ПС, приймаємо значення зменшення втрат за рахунок компенсації на ПС «Прилуки» - 3 587,6 МВТ\*год/рік

В грошовому еквіваленті ефект від зменшення втрат становить:

**Е=W\*Т,** тис. грн

де: Т = 1,583 грн/кВт\*год – тариф на електроенергію;

Е = 3587600\*1,583 = 5 679 тис. грн.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені в таблиці 1.30.

Термін окупності складатиме:

**,** де

38098,67/(5679+2874,26) = **4,5 роки.**

**1.1.5.1.3 Технічне переоснащення ПС 110/10 кВ "М.Комбінат" в м. Прилуки, Чернігівської області (4 черга)**

ПС 110/10 кВ «М.Комбінат» знаходиться в м. Прилуки, Чернігівської області. Введена в експлуатацію в 1980 році та знаходиться в роботі 39 років.

Метою заходу є покращення якості розподілу електроенергії за рахунок впровадження новітнього обладнання, а також підвищення надійності енергопостачання споживачів Чернігівської області.

Технічне переоснащення ПС значно покращить якість розподілу електроенергії за рахунок впровадження новітнього обладнання, а також підвищить надійність енергопостачання споживачів Чернігівської області.

На сьогоднішній день акумуляторні батареї, що знаходяться в експлуатації на ПС "М.Комбінат" не забезпечують тривалу, надійну роботу і необхідний рівень напруги на шинах постійного струму в нормальних і аварійних режимах.

Акумуляторні батареї типу С-10 встановлені в 1998 році ([паспорт АКБ](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20ПС/Паспорт%20АКБ.pdf)) та відповідно до [акту оцінки технічного стану від 20.08.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20ПС/Дефектний%20акт%20М.%20Комбінат%20(4%20черга).pdf) мають наступні дефекти:

* високий рівень сульфатації активної частини елементів батареї;
* деякі елементи мають завищений рівень саморозряду, що призводить до нерівномірності заряду елементів та потребує постійного вирівнювання рівня заряду елементів ([протокол виміру](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20ПС/Ведомость%20АБ%20М.Комбинат.jpg));
* окислення з’єднувальної ошиновки;
* зниження перерізу ошиновки в місцях активної взаємодії з парами електроліту;
* зарядний пристрій потребує заміни через неможливість функціонування з новітніми типами батарей, а саме не в змозі забезпечити підтримання відповідного рівня напруги заряду сучасної гелевої акумуляторної батареї та рівень фільтрації постійного струму.

Гарантійний термін експлуатації свінцово-кислотних акумуляторів становить до 12 років з моменту ввода в експлуатацію.

Акумуляторні батареї повинні експлуатуватися в режимі постійної підзарядки, але напруга підзаряду не відповідає вимогам заводських інструкцій.

Необхідність заміни існуючих батарей пов’язано з невідповідністю характеристик паспортним даним та вимогам розділу 29 СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 «Норми випробування електрообладнання». Акумуляторна батарея на ПС 110/10 кВ «М.Комбинат» експлуатується з 1998 року, тобто більше 22 років, при гарантованому терміні експлуатації свінцово-кислотних акумуляторів до 12 років з моменту ввода в експлуатацію.

Даний об’єкт внесений до затвердженої «Схеми перспективного розвитку електричних мереж 35-110 кВ по АТ «Чернігівобленерго» на 2017-2027 роки» та «Плану розвитку системи розподілу АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» на 2020-2024 роки» (розділ 22.1 стор. 197; дод.А п.2.1.20).

АТ «Чернігівобленерго» виконало [робочий проєкт «Технічне переоснащення ПС 110/10 кВ "М.Комбінат"](Проекти/ПС%20Мясокомбинат) в м. Прилуки, Чернігівської області, який затверджено наказом АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» від [05.02.2020 № 46/01-02](накази/Наказ%2046-01-02%20від%2005.02.2020.pdf).

Проєкт виконано відповідно до завдання на проєктування [від 10.06.2019](ТЗ/ПС_М.Комбинат_ШОТ/183.%20М.%20Комбінат%20(4%20черга.%20АКБ).pdf) .

Четвертою чергою проєкту технічного переоснащення передбачено:

- передбачити встановлення шафи оперативного струму (ШОС) з сучасною акумуляторною гелевою батареєю (АБ) та мікропроцесорним контролером;

- передбачити дві секції шин постійного струму в шафі ШОС з автоматичними вимикачами для підключення споживачів.

Кошторисна вартість робіт по **технічному переоснащенню ПС 110/10 кВ "М.Комбінат" в м. Прилуки, Чернігівської області (4 черга)** становить **1636,47 тис. грн. без ПДВ**.

Вартість реалізації даного проєкту підрядним способом згідно інвестиційної програми 2020 року становить **1190,24 тис.грн. без ПДВ.**

**Розрахунок економічного ефекту**

Акумуляторні батареї, є частиною живлення власних потреб ПС. Економічний ефект від заміни акумуляторної батареї розрахований на основі економії коштів з причини аварійних відключень.

Термін окупності складатиме:

**,** де

складає10 тис.грн

(1190,24 – 10)/2 116,8 = **0,6** **рік.**

**1.1.5.1.4 Технічне переоснащення ПС 110/10 кВ "Виповзово" в с. Десна, Козелецького району, Чернігівської області (3 черга)**

ПС 110/10 кВ «Виповзово» знаходиться в с. Десна, Козелецького району, Чернігівської області. Введена в експлуатацію в 1971 році та знаходиться в роботі 48 років.

Метою заходу є покращення якості розподілу електроенергії за рахунок впровадження новітнього обладнання, а також підвищення надійності енергопостачання споживачів Чернігівської області.

Технічне переоснащення ПС значно покращить якість розподілу електроенергії за рахунок впровадження новітнього обладнання, а також підвищить надійність енергопостачання споживачів Чернігівської області.

Даний об’єкт внесений до затвердженої «Схеми перспективного розвитку електричних мереж 35-110 кВ по АТ «Чернігівобленерго» на 2017-2027 роки» та «Плану розвитку системи розподілу АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» на 2020-2024 роки» (розділ 22.1 стор. 197; дод.А п.2.1.23).

В 2018 році за результатами випробування та вимірювання параметрів вимикача СВ-110 лабораторією Північних високовольтних електричних мереж, зафіксовано зменшення вдвічі до граничного значення Rіз - опору ізоляції рухомих і направляючих частин, що не відповідає вимогам розділу 10.1.1, табл.17 СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 «Норми випробування електрообладнання».

За результатами огляду технічного стану вимикача СВ-110, відповідно до акту оцінки технічного [від 05.08.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20ПС/Виповзово.pdf), було визначено, що вимикач не відповідає вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки, а саме:

- наявна деформація пружин привода та фізичний знос його деталей;

- підтікання оливи з під скляного оливопоказника;

- фізичний знос гумових ущільнень полюсів вимикача;

- спрацювання блок-контактів, що унеможливлює роботи вимикача в автомтичному режимі;

- зношення нерухомих контактів (штока, розетки) вимикача;

- фізичний знос прохідних ізоляторів полюсів вимикача;

- пристрої РЗА та центральної сигналізації вимикача потребують заміни на сучасні мцкропроцесорні системи релейного захисту та керування, оскільки існуючі виконано на застарілих електромеханічних реле, які зняті з виробництва.

АТ «Чернігівобленерго» виконало [робочий проєкт «Технічне переоснащення ПС 110/10 кВ "Виповзово"](Проекти/ПС_Виповзово_ЕВ_110_кВ) в с. Десна, Чернігівської області, який затверджено наказом АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» від [31.01.2020 № 36/01-02](накази/Наказ%20№36-01-02%20від%2031.01.2020.pdf). Проєкт виконано відповідно до завдання на проєктування [від 27.09.2019](ТЗ/ПС_Виповзово_ЕВ_110_кВ/195.%20Виповзово%20(3%20черга%20СВ-110).pdf).

Третьою чергою проєкту технічного переоснащення передбачено:

- встановити два комплекта герметичних, мало маслянних трансформаторів струму 110 кВ на приєднанні СВ-110;

- передбачити заміну існуючих ТН-110 1 та 2 СШ на сучасні маломаслянні трансформатори напруги виробництва АВВ або аналогічне обладнання інших виробників;

- передбачити заміну маслянного вимикача 110 кВ СВ-110 на сучасний елегазовий вимикач 110 кВ з моторно пружинним приводом типу LTB 145 D1 або аналог GL 312 та роз’єднувачами з заземлюючими ножами.

Відповідно до вимог «Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж» при технічному переоснащенні підстанції автоматизована система керування технологічними процесами повинна реалізовувати наступні функції: реєстрація, контроль, управління, вимірювання, облік, блокування, налаштування та синхронізація (п.5.11.13). Проєктом передбачається реалізація цих функцій можлива при використанні модулів телемеханіки з підтримкою протоколу IEC 61850, які були відсутні при телемеханізації підстанції в 2013 році. Модернізація обладнання, шляхом встановлення додаткових модулів телемеханіки, дозволить реалізувати зазначені функції та підвищити надійність роботи електрообладнання та електропостачання користувачів.

Кошторисна вартість робіт з технічного переоснащення ПС 110/10 кВ «Виповзово» в с.Десна, Козелецького району становить **7 276,89** тис.грн. без ПДВ

Вартість реалізації проєкту підрядним способомзгідно інвестиційної програми 2020 року становить **6 431,67 тис.грн. без ПДВ.**

**Розрахунок економічного ефекту**

Економічний ефект від заміни масляного вимикача 110 кВ на елегазовий вимикач розраховується на основі співвідношення витрат електроенергії на роботу та витрат на обслуговування:

Середнє споживання енергії на обігрів приводу масляного вимикача:

W1 = P х Tн,

де Р – потужність нагрівних елементів підігріву привода вимикача;

Тн – число годин роботи нагрівних елементів.

Середнє споживання енергії на підігрів баку масляного вимикача:

W2 = P х Tв,

де Тв – число годин використання в рік нагрівних елементів;

Р – потужність нагрівних елементів підігріву баку вимикача.

Сумарне споживання електроенергії на роботу масляного вимикача:

ΣW=W1+W2

Споживання електричної енергії на обігрів приводу вакуумного вимикача:

W3 = P х Tн,

де Р – споживання енергії на обігрів приводу;

Т – число годин роботи обігрівача.

Річна економія електричної енергії при заміні масляних вимикачів на елегазові:

W=ΣW-W3

Витрати на капітальний ремонт масляних вимикачів з врахуванням заміни масла:



де Св – вартість капітального ремонту одного вимикача (без врахування витрат на заміну трансформаторної оливи);

Cм – вартість 1 кг масла;

М – норма масла на один вимикач;

Су – витрати на утилізацію 1 кг масла;

n – кількість вимикачів.

Сумарні витрати на обслуговування масляних вимикачів:

ΣС= C1+C2

де С2 – витрати на поточний ремонт у рік.

Витрати на поточне обслуговування елегазових вимикачів:

С2 = З\*n,

де З – затрати на поточне обслуговування з з/п персоналу в рік;

n – кількість вимикачів.

Економія витрат на річне обслуговування:

Eр = B\*n-C3,

де В – вартість матеріалів, отриманих від демонтажу 1 масляного вимикача;

С3 – затрати на поточне обслуговування вакуумних вимикачів.

Загальна економія на ремонті:

Ез = Ер+ΣС,

де Ер – економія на витрати на ремонти за рік;

ΣС – витрати на капітальний та поточний ремонт масляних вимикачів з врахуванням заміни масла.

Економія від впровадження елегазових вимикачів:

Ее = W\*Т+Ез,

де Т – тариф на електроенергію;

W – річна економія електричної енергії при заміні масляних вимикачів на елегазові;

Eз – загальна економія на ремонті.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Назва підстанції** | **n, шт.** | **Витрати електричної енергії на роботу, кВт\*год** | | | | **W, кВт\*год** |
| **Масляні вимикачі** | | | **Елегазові вимикачі** |
| **W1** | **W2** | **ΣW** | **W3** |
| Виповзово | 1 | 9 873,60 | 1 080 | 10 953,60 | 224,4 | 10 729,20 |

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Назва підстанції** | **Витрати на ремонт та  обслуговування вимикачів** | | | | **Ер,  грн** | **Ез,  грн** | **Ее, грн** |
| **Масляні С1, грн** | **Масляні С2, грн** | **Масляні ΣС, грн** | **Елегазові С3, грн** |
|
| Виповзово | 17 894,56 | 3 031,02 | 20 925,58 | 200 | 45 310 | 66 235,58 | 83 595,43 |

*Зниження потенційних очікуваних збитків*

В разі пошкодження фізично застарілого вимикача 110 кВ виникають значні фінансові витрати на відновлення.

Середня вартість відновлення секційного вимикача на ПС «Виповзово» становить:

С = С1 + С2 + С3, де

де С1 – середня вартість матеріалів на відновлення масляного вимикача ММО-110 у разі пошкодження полюса, тис. грн,

С2 – вартість робіт з ремонту вимикача:

С2 = n \* V, тис. грн, де

n = орієнтовна тривалість ремонту масляного вимикача – 146,4 год.

V = вартість люд\*год електромонтера 71,21 грн/год.

С2 = 146,4\* 71,21 = 10,43 тис. грн..

С3 – затрати на доставку обслуговуючого персоналу 3,45 тис. грн.

С = 475,5 + 10,43 + 3,45 = 489,4 тис. грн.

Термін окупності складатиме:

, де

6431,67/(83,6+ 489,4) = **11,2 роки.**

**1.1.5.2 35 кВ**

**1.1.5.2.1 Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ "Талалаївка-2" в смт. Талалаївка, Чернігівської області (1-2 черга)**

ПС 35/10 кВ «Талалаївка» знаходиться в смт. Талалаївка, Чернігівської області. Введена в експлуатацію в 1965 році та знаходиться в роботі 54 роки.

Згідно існуючої схеми на ПС 35/10 кВ "Талалаївка-2"працює 3 трансформатори: Т1 потужністю 1,8 МВА; Т2-2,5 МВА та Т3-2,5МВА.

Метою заходу є покращення якості розподілу електроенергії за рахунок впровадження новітнього обладнання, а також підвищення надійності енергопостачання споживачів Чернігівської області. Необхідністю виконання даного заходу є потреба в заміні основного обладнання, в зв’язку з суттєвим погіршенням його експлуатаційних характеристик, яке фіксувалось Товариством за результатами періодичних випробувань та вимірювань протягом останніх років. Необхідність заміни трансформатора Т-1 підтверджена висновком незалежної експертизи №05.09.04-102.15 від 16.10.2015, по трансформатору Т-2 підтверджена висновком незалежної експертизи №05.09.04-103.15 від 16.10.2015, необхідність заміни трансформатора Т-3 підтверджена висновком незалежної експертизи №05.09.04-104.15 від 19.10.2015.

Даний об’єкт внесений до затвердженої «Схеми перспективного розвитку електричних мереж 35-110 кВ по АТ «Чернігівобленерго» на 2017-2027 роки» та «Плану розвитку системи розподілу АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» на 2020-2024 роки» (розділ 22.1 стор. 199; дод.А п.2.1.26).

В 2015 році за результатами випробування та вимірювання параметрів силових трансформаторів Т-1, Т-2 та Т-3 акредитованою лабораторією Південних високовольтних електричних мереж фіксувалось погіршення ізоляційних характеристик та збільшення концентрації газів в баках трансформаторів, що не відповідає вимогам розділу 10.1.1, табл.17 СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 «Норми випробування електрообладнання».

Оцінка технічного стану ПС 35/10 «Талалаївка-2» наведена в [акті від 05.08.2019.](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20ПС/Талалаївка-2.pdf)

Для визначення технічного стану силових трансформаторів Т-1, Т-2 та Т-3 на ПС «Талалаївка-2» було залучено спеціалізовану організацію Вінницький експертно-технічний центр, який у 2015 році виконав необхідні вимірювання та випробування.

За результатами експертної оцінки технічного стану трансформатора Т-1 типу ТАМ-1800/35, зав. № 2104 [(експертний висновок №05.09.04-102.15](Експертиза/Висновок%20Талалаївка-2%20Т-1.PDF)) було визначено, що трансформатор не відповідає вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки, а саме:

– трансформатор характеризується зносом компонентів активної частини з підвищеним старінням основної ізоляції (не відповідає вимогам СОУ 40.1-21677681-07:2009);

– трансформатор має ознаки зволоження та забруднення твердої ізоляції Кабс<1,3 (не відповідає вимогам СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681-64:2012 п.4.1.2);

– трансформатор має ознаки наявності термічних дефектів в зоні низьких температур (150° С) з негативним впливом на тверду ізоляцію, характеризується частковими розрядами, старінням і деструкцією паперової ізоляції (не відповідає вимогам СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 п.5.2.1, п.5.4, п.8.1.4 рис.А.1);

– трансформаторне масло характеризується значним забрудненням по 12 класу чистоти рідин (не відповідає вимогам ДСТУ ГОСТ 17216:2004);

– трансформаторне масло має високий вміст фуранових сполук – 1,98 мг/кг, паперова ізоляція трансформатора має незадовільну ступінь полімеризації на рівні 248 од. та знаходиться в дефектному стані (можливе передчасне закінчення терміну служби). Тверда ізоляція трансформатора не відповідає вимогам визначених нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки (не відповідає вимогам СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681-64:2012 дод.А рис.1, п.5.1.1.1, п.6.7, СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 п.8.17).

Згідно висновку експертизи трансформатор знаходиться в незадовільному технічному стані та підлягає виведенню з експлуатації. Відповідно до результатів експертного обстеження встановлений знос компонентів активної частини з підвищеним старінням основної ізоляції.

За результатами експертної оцінки технічного стану трансформатора Т-2 типу ТМ-2500/35, зав. № 75570 ([експертний висновок №05.09.04-103.15](Експертиза/Висновок%20Талалаївка-2%20Т-2.PDF)) було визначено, що трансформатор не відповідає вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки, а саме:

– трансформатор характеризується зносом компонентів активної частини з підвищеним старінням основної ізоляції (не відповідає вимогам СОУ 40.1-21677681-07:2009);

– трансформатор має ознаки зволоження та забруднення твердої ізоляції Кабс<1,3 (не відповідає вимогам СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681-64:2012 п.4.1.2);

– трансформатор має збільшення втрат ХХ та характеризується дефектом ізоляції листової сталі магнітопроводу;

– трансформатор має ознаки наявності термічних дефектів в зоні низьких температур, аномальне нагрівання з негативним впливом на тверду ізоляцію, характеризується пошкодженням паперової ізоляції (не відповідає вимогам СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 п.7.2.1, п.8.1.4);

– трансформаторне масло характеризується значним забрудненням по 11 класу чистоти рідин, граничним значенням вологовмісту (не відповідає вимогам ДСТУ ГОСТ 17216:2004);

– трансформаторне масло має високий вміст фуранових сполук – 1,48 мг/кг, паперова ізоляція трансформатора має незадовільну ступінь полімеризації на рівні 276 од., та знаходиться в дефектному стані (можливе передчасне закінчення терміну служби) Тверда ізоляція трансформатора не відповідає вимогам визначених нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки (не відповідає вимогам СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681-64:2012 дод.А рис.1, п.5.1.1.1, п.6.7, СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 п.8.17).

Згідно висновку експертизи трансформатор знаходиться в незадовільному технічному стані та підлягає виведенню з експлуатації.

Відповідно до результатів експертного обстеження встановлений знос компонентів активної частини з підвищеним старінням основної ізоляції.

За результатами експертної оцінки технічного стану трансформатора Т-3 типу ТМ-2500/35 зав. № 95943 ([експертний висновок №05.09.04-104.15)](Експертиза/Висновок%20Талалаївка-2%20Т-3.PDF) було визначено, що трансформатор не відповідає вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки, а саме:

– трансформатор характеризується зносом компонентів активної частини з підвищеним старінням основної ізоляції (не відповідає вимогам СОУ 40.1-21677681-07:2009);

– трансформатор має ознаки зволоження та забруднення твердої ізоляції Кабс<1,3 (не відповідає вимогам СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681-64:2012 п.4.1.2);

– трансформатор має збільшення втрат ХХ та характеризується дефектом ізоляції листової сталі магнітопроводу;

– трансформатор має ознаки наявності термічних дефектів в зоні низьких температур, аномальне нагрівання з негативним впливом на тверду ізоляцію, характеризується пошкодженням паперової ізоляції (не відповідає вимогам СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 п.7.2.1, п.8.1.4);

– трансформаторне масло характеризується значним забрудненням по 11 класу чистоти рідин, граничним значенням вологовмісту (не відповідає вимогам ДСТУ ГОСТ 17216:2004);

– трансформаторне масло має високий вміст фуранових сполук – 1,39 мг/кг, паперова ізоляція трансформатора має незадовільну ступінь полімеризації на рівні 281 од. та знаходиться в дефектному стані (можливе передчасне закінчення терміну служби). Тверда ізоляція трансформатора не відповідає вимогам визначених нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки. (не відповідає вимогам СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681-64:2012 дод.А рис.1, п.5.1.1.1, п.6.7, СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 п.8.17).

Згідно висновку експертизи трансформатор знаходиться в незадовільному технічному стані та підлягає виведенню з експлуатації з подальшою його заміною.

Згідно рекомендацій висновку експертизи персоналом служби діагностики ізоляції і захисту від перенапруги раз у квартал проводилися вимірювання характеристик ізоляції обмоток силових трансформаторів.

Протягом 2016-2019 років спостерігалося поступове погіршення ізоляційних характеристик обмоток трансформаторів.

Зведена інформація щодо результатів вимірювання характеристик ізоляції обмоток силових трансформаторів Т-1, Т-2 та динаміка їх погіршення наведена нижче в таблицях та відповідних діаграмах.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Обмотки | | Дата проведення вимірювань | | | | | | | | | | | | | |
| 28.01.2016 | 29.04.2016 | 27.07.2016 | 26.10.2016 | 18.01.2017 | 24.05.2017 | 18.08.2017 | 21.11.2017 | 29.01.2018 | 26.04.2018 | 06.09.2018 | 28.11.2018 | 26.02.2019 | 28.05.2019 |
| ВН-НН+К | R15 | 380 | 380 | 380 | 380 | 380 | 380 | 370 | 370 | 360 | 360 | 360 | 250 | 175 | 125 |
| R60 | 470 | 470 | 470 | 470 | 470 | 470 | 450 | 450 | 440 | 440 | 440 | 320 | 220 | 150 |
| tg | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,72 | 1,72 | 1,75 | 1,75 | 1,75 | 1,88 | 2,52 | 3,52 |
| Кабс | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,28 | 1,26 | 1,20 |
| НН-ВН+К | R15 | 380 | 380 | 380 | 380 | 380 | 380 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 | 250 | 180 | 130 |
| R60 | 470 | 470 | 470 | 470 | 470 | 470 | 450 | 450 | 450 | 450 | 450 | 320 | 220 | 160 |
| tg | 1,6 | 1,6 | 1,67 | 1,67 | 1,671 | 1,671 | 1,719 | 1,719 | 1,75 | 1,75 | 1,75 | 2,03 | 2,85 | 3,91 |
| Кабс | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,25 | 1,25 | 1,25 | 1,25 | 1,25 | 1,28 | 1,22 | 1,23 |
| ВН+НН-К | R15 | 290 | 290 | 290 | 290 | 290 | 290 | 280 | 280 | 260 | 260 | 260 | 220 | 150 | 100 |
| R60 | 380 | 380 | 380 | 380 | 380 | 380 | 370 | 370 | 350 | 350 | 350 | 270 | 190 | 130 |
| tg | 1,69 | 1,69 | 1,69 | 1,69 | 1,69 | 1,69 | 1,697 | 1,697 | 1,74 | 1,74 | 1,74 | 1,95 | 2,71 | 3,87 |
| Кабс | 1,31 | 1,31 | 1,31 | 1,31 | 1,31 | 1,31 | 1,32 | 1,32 | 1,35 | 1,35 | 1,35 | 1,23 | 1,27 | 1,30 |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Обмотки | | Дата проведення вимірювань | | | | | | | | | | | | | |
| 28.01.2016 | 29.04.2016 | 27.07.2016 | 26.10.2016 | 18.01.2017 | 24.05.2017 | 18.08.2017 | 21.11.2017 | 29.01.2018 | 26.04.2018 | 06.09.2018 | 28.11.2018 | 26.02.2019 | 28.05.2019 | |
| ВН-НН+К | R15 | 2600 | 2600 | 2600 | 2550 | 2600 | 2600 | 2600 | 2600 | 2550 | 2550 | 2600 | 1800 | 1250 | 875 | |
| R60 | 3100 | 3100 | 3100 | 3050 | 3100 | 3100 | 3100 | 3100 | 3100 | 3050 | 3100 | 2130 | 1500 | 1050 | |
| tg | 1,23 | 1,23 | 1,23 | 1,24 | 1,23 | 1,23 | 1,23 | 1,23 | 1,23 | 1,24 | 1,23 | 1,75 | 2,5 | 3,57 | |
| Кабс | 1,19 | 1,19 | 1,19 | 1,20 | 1,19 | 1,19 | 1,19 | 1,19 | 1,22 | 1,20 | 1,19 | 1,18 | 1,20 | 1,20 | |
| НН-ВН+К | R15 | 2660 | 2660 | 2660 | 2600 | 2660 | 2650 | 2650 | 2660 | 2600 | 2600 | 2660 | 1860 | 1300 | 910 | |
| R60 | 3300 | 3300 | 3300 | 3250 | 3300 | 3300 | 3300 | 3300 | 3250 | 3250 | 3300 | 2260 | 1700 | 1190 | |
| tg | 1,31 | 1,31 | 1,31 | 1,32 | 1,34 | 1,31 | 1,31 | 1,34 | 1,34 | 1,32 | 1,34 | 1,9 | 2,49 | 3,55 | |
| Кабс | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,25 | 1,24 | 1,25 | 1,25 | 1,24 | 1,25 | 1,25 | 1,24 | 1,22 | 1,31 | 1,31 | |
| ВН+НН-К | R15 | 1600 | 1600 | 1600 | 1600 | 1600 | 1600 | 1600 | 1600 | 1580 | 1600 | 1600 | 1100 | 760 | 530 | |
| R60 | 1950 | 1950 | 1950 | 1900 | 1950 | 1950 | 1950 | 1950 | 1900 | 1900 | 1950 | 1350 | 930 | 650 | |
| tg | 1,41 | 1,41 | 1,41 | 1,42 | 1,42 | 1,41 | 1,41 | 1,42 | 1,42 | 1,42 | 1,42 | 2,02 | 2,88 | 4,1 | |
| Кабс | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,19 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,20 | 1,19 | 1,22 | 1,23 | 1,22 | 1,23 | |

Для зменшення експлуатаційних витрат по даному об’єкту, при умові забезпечення зобов’язань по існуючим договорах з постачання (користування) електричної енергії, проєктом передбачено заміну трьох силових трансформаторів Т-1 (1,8 МВА), Т-2 (2,5 МВА) та Т-3 (2,5 МВА) на два силові трансформатори потужністю 4 МВА кожний.

Станом на 01.01.2019 по ПС 35/10 кВ «Талалаївка-2» дозволена до використання потужність по існуючим договорах на постачання (користування) електричної енергії становить 16730 кВт. Фактичні навантаження по ПС зафіксовані в режимні дні за останні три роки наведені в таблиці:

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Таблиця. Завантаження ПС 35/10 "Талалаївка-2". | | | |  | |  | |  | |  | |
| Найменування ПС | Режимний день | Режим роботи мережі | Навантаження, МВт | | | | | | | |
|
| 2016 | | 2017 | | 2018 | | 2019 | |
| 35/10 Талалаївка-2 | літній | нормальний | 1,6 | | 1,6 | | 1,5 | | 1,5 | |
| ремонтний/  післяаварійний | 2,3 | | 2,5 | | 2,2 | | 2,4 | |
| зимній | нормальний | 2,2 | | 2,5 | | 2,1 | | 2,2 | |
| ремонтний/  післяаварійний | 2,9 | | 3,4 | | 2,8 | | 2,9 | |

В післяаварійному режимі, у випадку знеструмлення ПС 35/10 кВ «Болотниця», споживачі заживлені від даної ПС резервуються від ПС 35/10 кВ «Талалаївка-2» по ПЛ 10 кВ «Скороходово». В даному режимі різко зростає навантаження на трансформатори ПС «Талалаївка-2», при цьому для забезпечення електропостачання споживачів ПС «Талалаївка-2» та «Болотниця» можливе за умови роботи під навантаженням двох трансформаторів на ПС «Талалаївка-2».

Для забезпечення надійного електропостачання споживачів, як в нормальному режимі так і в післяаварійному режимі, у випадку відключення одного з трансформаторів на ПС «Талалаївка-2», на даній ПС доцільно встановити два силові трансформатори потужністю 4 МВА кожний.

ТОВ «ЕДС Інжинірінг» за рахунок інвестиційної програми 2017 року виконало [робочий проєкт «Технічне переоснащення ПС 35/10 "Талалаївка"](Проекти/ПС%20Талалаївка) в смт. Талалаївка, Чернігівської області (1-2 черга), який затверджено наказом АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» [від 31.01.2020 № 36/01-02](накази/Наказ%20№36-01-02%20від%2031.01.2020.pdf). Проєкт виконано відповідно до завдання на проєктування [від 26.04.2017](ТЗ/ПС%20Талалаївка/ЗнП_ПС_Талалаївка.pdf).

Першою та другою чергою проєкту технічного переоснащення передбачено:

- відновлення маслоприймачів Т-1, Т-2;

- демонтаж трансформатора Т-1;

- виконати заміну трансформаторів Т-2 та Т-3 на нові трансформатори відповідно Т-1(н) та Т-2(н) типу ТМН – 4000/35, які мають автоматичний пристрій РПН з мікропроцесорним блоком керування;

- заміну шинних мостів 35,10 кВ з заміною опорної ізоляції та обмежувачами перенапруг ОПН-10 приєднання Т-1,Т-2;

- заміну силових і контрольних кабелів вторинної комутації силового трансформатора Т-1, Т-2;

- встановити три виносні трансформатори струму 35 кВ на вводі 35 кВ Т-1,Т-2;

- встановити три трансформатори струму 10 кВ на вводі 10 кВ Т-1;

- виконати заміну блоків запобіжників ПСН-35 на приєднаннях Т-2, Т-3 з роз’єднувачем Р-35 та розрядниками РВС-35 на сучасні вимикачі 35 кВ відповідно Т-1(н), Т-2(Н) з обмежувачами перенапруги ОПН-35, роз’єднувачем Р-35 з заземлюючими ножами;

- виконати улаштування дороги довжиною 30 м, шириною 4 м, для цього необхідно виконати виїмку грунту, влаштувати основи з піску, щебеню та слою асфальтобетону.

Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ «Талалаївка-2» відповідно до вимог «Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж» передбачає автоматизацовану систему керування технологічними процесами, що повинна реалізовувати наступні функціїї: реєстрація, контроль, управління, вимірювання, облік, блокування, налаштування та синхронізація (п.5.11.13). Другою чергою проєкту передбачається впровадження автоматизованої системи керування технологічними процесами, що дозволить підвищити надійність роботи електрообладнання та електропостачання користувачів.

Кошторисна вартість робіт з **технічного переоснащення ПС 35/10 кВ "Талалаївка-2" в смт. Талалаївка Чернігівської області (1-2 черга)** становить 17 798,59 тис. грн. без ПДВ.

Вартість реалізації даного проєкту підрядним способом в повному обсязі згідно інвестиційної програми 2020 року становить **12 932,0тис.грн. без ПДВ.**

**Економічний ефект від впровадження заходу**

Економічний ефект від заміни силових трансформаторів розраховується виходячи з зниження ТВЕ та поліпшення параметрів силових трансформаторів:

Вихідні дані для розрахунків:

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **SH,МВА** |  | Номінальна потужність трансформатора |  |  |  |  | |  |
| **ΔР, кВт** |  | Втрати активної потужності при холостому ході |
| **Iхх, %** |  | Струм холостого ходу |
| **ΔQ, кВар** |  | Втрати реактивної потужності при холостому ході (SH\*IXX/100) | | | | |
| |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | Таблиця 1.16 – Економічний ефект від впровадження нових силових трансформаторів | | | | | | | | | | | | | | | | | **Назва підстанції** | **Номер**  **тр-ра** | | **Старий трансформатор** | | | | | **Новий трансформатор** | | | | | | **SH, МВА** | **ΔРх.х, кВт** | **ΔQ, кВар** | | **Iхх, %** | **SH, МВА** | **ΔРх.х, кВт** | | **ΔQ, кВар** | **Iхх, %** | | | ПС 35 «Талалаївка-2» | Т-1 | | 1,8 | 7,5 | 43,2 | | 2,4 | 4 | 6,7 | | 40 | 1 | | | Т-2 | | 2,5 | 6,9 | 45 | | 1,8 | 4 | 6,7 | | 40 | 1 | | | Т-3 | | 2,5 | 7 | 42,5 | | 1,7 |  |  | |  |  | | | ПС 35 «Короп» | Т-1 | | 4 | 7,5 | 48 | | 1,2 | 4 | 6,7 | | 40 | 1 | | | ПС 35 «Червоні Партизани» | Т-1 | | 1,6 | 5,2 | 18,5 | | 0,89 | 1,6 | 5,1 | | 17,6 | 1,1 | | | ПС 35 «Червоні Партизани» | Т-2 | | 1,6 | 5,27 | 18,15 | | 0,99 | 1,6 | 5,1 | | 17,6 | 1,1 | | | ПС 35 «Павлівка» | Т-1 | | 4 | 7,54 | 56 | | 1,4 | 4 | 6,7 | | 40 | 1 | | | Розрахунок економічного ефекту   |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | | **ΔWXA, кВт\*год** |  | Зменшення втрат активної потужності | | | |  |  | Т - кількість годин роботи в році | | | |  |  |  |  |  | | **ΔWXP, кВар\*год** |  | Зменшення втрат реактивної потужності | | | |  |  |  |  |  | | **ВА, грн** |  | Економія коштів за рахунок зменшення втрат активної потужності  ВА = Na ∙ ∆WXA | | |   **В р, грн** Економія коштів за рахунок зменшення втрат реактивної  потужності  ВР = Nр ∙ ∆WXР  **В сум, грн.** Сумарна економія коштів протягом року за рахунок зниження ТВЕ  Всум = ВА+ ВР  **Na, Np** - тариф на купівлю активної та реактивної електроенергії  (1,412 грн за кВт\*год та 1,22 грн за кВар\*год).  Продовження таблиці 1.16 | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | **Назва підстанції** | | **Номер тр-ра** | | **ΔWXA, кВт\*год** | | **ΔWXP, кВар\*год** | | **ВА, грн** | | **ВР, грн** | | **Всум, грн** | | | | ПС 35 «Талалаївка-2» | | Т-1 | | 67 452 | | 422 232 | | 109 137 | | 697 949 | | 807 087 | | | | Т-2 | | 67 452 | | 422 232 | | 109 137 | | 697 949 | | 807 087 | | | | Т-3 | | 2 628 | | 21 900 | | 4 252 | | 36 201 | | 40 453 | | | | ПС 35 «Короп» | | Т-1 | | 7 008 | | 70 080 | | 11 339 | | 115 842 | | 127 181 | | | | ПС 35 «Червоні Партизани» | | Т-1 | | 876 | | 7 884 | | 1 417 | | 13 032 | | 14 450 | | | | ПС 35 «Червоні Партизани» | | Т-2 | | 1 489 | | 4 818 | | 2 410 | | 7 964 | | 10 374 | | | | ПС 35 «Павлівка» | | Т-1 | | 7 358 | | 140 160 | | 11 906 | | 231 684 | | 243 590 | | | | | | | | | |

При експлуатації обладнання, що відпрацювало свій ресурс значно зростають витрати пов’язані з проведенням його технічного обслуговування. Так виходячи з досвіду експлуатації необхідно щороку витрачати кошти на придбання комплектуючих, на проведення капітальних ремонтів обладнання. Виконання таких ремонтів потребує кваліфікованого персоналу, спеціального обладнання та механізмів. Але при значних затратах на капітальний ремонт обладнання неможливо повністю відновити його характеристики.

На ці заходи щорічно витрачаються наступні кошти:

Проїзд автотранспорту (витрати ПММ) по ПС «Талалаївка-2» – 3,02 тис. грн.

Витрати на оплату праці працівникам для роботи на ПС 35/10 кВ – 5,96тис. грн.

При експлуатації обладнання, що відпрацювало свій ресурс значно зростають витрати пов’язані з проведенням його технічного обслуговування. Так виходячи з досвіду експлуатації для підтримання силового трансформатора (термін експлуатації більше 25 років) в працездатному стані необхідно щороку витрачати на придбання комплектуючих щонайменше 12 тис. грн. Крім того на проведення капітального ремонту трансформатора необхідно витратити щонайменше 10 млн. грн. раз в 10 років на 2 трансформатора, тобто 1000 тис. грн. на рік.

*Зниження потенційних очікуваних збитків*

Недовідпуск електроенергії споживачам на час ремонту після можливого виходу з ладу обладнання на ПС становить:

H= P \* Tp \* Na, де

Н – недоотримані кошти від недовідпуску електроенергії;

P – середня потужність, що споживається приєднаними до трансформатора підстанції споживачами (2146,43 кВт);

Тр – час ремонту (168 годин.);

Na – середній тариф за спожиту електроенергію.

Н = 2146,43\*168\*1,583 = 570,83 тис. грн.

Термін окупності складатиме:

, де

Вартість зворотних матеріалів складає 2,4 тис.грн.

(12932,0-2 400)/(1 654,63+1 044,98+570,83) = **3,2** **роки.**

**1.1.5.2.2 Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ "Короп" в смт. Короп, Чернігівської області (1 черга)**

ПС 35/10 кВ «Короп» знаходиться в смт. Короп, Чернігівської області. Введена в експлуатацію в 1968 році та знаходиться в роботі 51 рік.

Метою заходу є покращення якості розподілу електроенергії за рахунок впровадження новітнього обладнання, а також підвищення надійності енергопостачання споживачів Чернігівської області. Необхідністю виконання даного заходу є потреба в заміні основного обладнання, в зв’язку з суттєвим погіршенням його експлуатаційних характеристик, яке фіксувалось Товариством за результатами періодичних випробувань та вимірювань протягом останніх років. Необхідність заміни трансформатора Т-1 підтверджена висновком незалежної експертизи №05.09.04-65.16 від 03.10.2016.

Даний об’єкт внесений до затвердженої «Схеми перспективного розвитку електричних мереж 35-110 кВ по АТ «Чернігівобленерго» на 2017-2027 роки» та «Плану розвитку системи розподілу АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» на 2020-2024 роки» (розділ 22.1 стор. 199; дод.А п.2.1.65).

В 2016 році за результатами випробування та вимірювання параметрів силового трансформатора Т-1 акредитованою лабораторією Північних високовольтних електричних мереж фіксувалось погіршення ізоляційних характеристик та збільшення концентрації газів в баку трансформатора, що не відповідає вимогам розділу 10.1.1, табл.17 СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 «Норми випробування електрообладнання». Оцінка технічного стану ПС 35/10 кВ «Короп» наведена в [акті від 05.08.2019.](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20ПС/Короп.pdf)

Для визначення технічного стану силового трансформатора Т-1 на ПС «Короп» було залучено спеціалізовану організацію Вінницький експертно-технічний центр, який у 2016 році виконав необхідні вимірювання та випробування.

За результатами експертної оцінки технічного стану трансформатора Т-1 типу ТМ-4000/35 зав. № 83896 [(висновок експертизи №05.09.04-65.16](Експертиза/Т-1%20ПС%20Короп.PDF)) було визначено, що трансформатор не відповідає вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки, а саме:

– трансформатор характеризується зносом компонентів активної частини з підвищеним старінням основної ізоляції (не відповідає вимогам СОУ 40.1-21677681-07:2009);

– трансформатор має ознаки зволоження та забруднення твердої ізоляції, критичне значення показника якості ізоляції Кабс=1,12-1,21 (не відповідає вимогам СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681-64:2012 п.4.1.2);

– трансформатор має незадовільний показник якості твердої ізоляції обмоток tgδ=(2,907-2,943)%, норма tgδ <1,415% при температурі t=18° С (не відповідає вимогам СОУ-Н ЕЕ 20.162:2007 п.8.4, п. Д.7.2 табл. Д.2);

– трансформатор характеризується частковими розрядами, має ознаки наявності термічних дефектів в зоні низьких та середніх температур з негативним впливом на тверду ізоляцію та має ознаки деструкції масла, старіння паперової ізоляції (не відповідає вимогам СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 п.5.2.1, п.7.2.1, п.8.1.1, п.8.1.3, п.8.1.4);

– трансформаторне масло характеризується значним забрудненням по 11 класу чистоти рідин(забруднення масла крупними зваженими частками), високим вологовмістом 18,4 г/т (не відповідає вимогам ДСТУ ГОСТ 17216:2004, СОУ-Н ЕЕ 20.162:2007 табл. 48 п.10 );

– трансформаторне масло має високий вміст фуранових сполук – 1,69мг/кг, паперова ізоляція трансформатора має критичну ступінь полімеризації на рівні 263 од. та знаходиться в дефектному стані (можливе передчасне закінчення терміну служби). Паперова ізоляція трансформатора не відповідає вимогам нормативних документів (не відповідає вимогам СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681-64:2012 дод.А рис.1, п.5.1.1.1, п.6.7, СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 п.8.17);

– незадовільна герметичність системи охолодження та баків трансформатора та ПБВ, знос деталей приводу ПБВ. Незадовільна фіксація в положеннях ПБВ, зношення механічних елементів ПБВ (не відповідає вимогам ГКД 34.20.507-2003 п.12.3.1).

Згідно висновку експертизи трансформатор знаходиться в незадовільному технічному стані та підлягає виведенню з експлуатації з подальшою його заміною.

Згідно рекомендацій висновку експертизи персоналом служби діагностики ізоляції і захисту від перенапруги раз у квартал проводилися вимірювання характеристик ізоляції обмоток силового трансформатора. Протягом 2017-2019 років спостерігалося поступове погіршення ізоляційних характеристик обмоток трансформатора.

Зведена інформація щодо результатів вимірювання характеристик ізоляції обмоток силового трансформатора Т-1 та динаміка їх погіршення наведена нижче в таблиці та відповідних діаграмах.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Обмотки | | Дата проведення вимірювання | | | | | | | | | | |
| 16.09.2016 | 14.02.2017 | 16.05.2017 | 15.08.2017 | 14.11.2017 | 13.02.2018 | 15.05.2018 | 14.08.2018 | 20.11..2018 | 18.02.2019 | 21.05.2019 |
| ВН-НН+К | R15 | 7500 | 7300 | 7300 | 7250 | 7250 | 7200 | 7200 | 7200 | 5000 | 3500 | 2450 |
| R60 | 9000 | 8600 | 8600 | 8500 | 8500 | 8460 | 8400 | 8400 | 6000 | 4200 | 1950 |
| tg | 3,02 | 3,08 | 3,10 | 3,10 | 3,10 | 3,09 | 3,10 | 3,10 | 4,35 | 6,09 | 8,70 |
| Кабс | 1,20 | 1,18 | 1,18 | 1,17 | 1,17 | 1,18 | 1,17 | 1,17 | 1,20 | 1,20 | 0,80 |
| НН-ВН+К | R15 | 5400 | 5300 | 5300 | 5250 | 5230 | 5200 | 5200 | 5200 | 3600 | 2550 | 1800 |
| R60 | 6600 | 6600 | 6600 | 6500 | 6500 | 6500 | 6500 | 6500 | 4500 | 3150 | 2200 |
| tg | 2,95 | 2,95 | 2,93 | 3,00 | 3,00 | 3,03 | 3,03 | 3,03 | 4,30 | 5,34 | 7,63 |
| Кабс | 1,22 | 1,25 | 1,25 | 1,24 | 1,24 | 1,25 | 1,25 | 1,25 | 1,25 | 1,24 | 1,22 |
| ВН+НН-К | R15 | 7500 | 7300 | 7300 | 7250 | 7250 | 7200 | 7200 | 7200 | 5000 | 3500 | 2400 |
| R60 | 8150 | 8000 | 8000 | 8100 | 8100 | 8000 | 8100 | 8100 | 5600 | 3900 | 2700 |
| tg | 3,08 | 3,10 | 3,11 | 3,05 | 3,05 | 3,08 | 3,05 | 3,05 | 4,36 | 6,22 | 7,36 |
| Кабс | 1,09 | 1,10 | 1,10 | 1,12 | 1,12 | 1,11 | 1,13 | 1,13 | 1,12 | 1,11 | 1,13 |

ТОВ «ЕДС Інжинирінг» за рахунок інвестиційної програми 2017 року виконало [робочий проєкт «Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ "Короп"](Проекти/ПС%20Короп) в смт. Короп, Чернігівської області, який затверджено наказом АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» [від 31.01.2020 № 36/01-02](накази/Наказ%20№36-01-02%20від%2031.01.2020.pdf). Проєкт виконано відповідно до завдання на проєктування [від 26.04.2017](ТЗ/ПС%20Короп/ЗнП_ПС_Короп.pdf).

Проєктом технічного переоснащення передбачено:

- відновлення маслоприймача Т-1;

- заміну силового трансформатора Т-1 типу ТМ – 4000/35 на новий ТМН - 4000/35-У1, який має автоматичний пристрій РПН з мікропроцесорним блоком керування;

- заміну шинних мостів 35,10 кВ з заміною опорної ізоляції та обмежувачами перенапруг ОПН-10 приєднання Т-1;

- заміну силових і контрольних кабелів вторинної комутації силового трансформатора Т-1;

- встановити три виносні трансформатори струму 35 кВ на вводі 35 кВ Т-1;

- встановити три трансформатори струму 10 кВ на вводі 10 кВ Т-1;

- заміну вимикача В-35 Т-1 з роз’єднувачем Р-35 та розрядниками РВС-35 на сучасний вимикач з обмежувачами перенапруги ОПН-35, роз’єднувачем Р-35;

- виконати улаштування дороги довжиною 10 м, шириною 4,5 м, для цього необхідно виконати виїмку грунту, влаштувати основи з піску, щебеню та слою асфальтобетону.

Кошторисна вартість робіт з **технічного переоснащення ПС 35/10 кВ "Короп" в смт. Короп Чернігівської області (1 черга)** становить 6 984,08 тис. грн. без ПДВ.

Вартість реалізації даного проєкту підрядним способом в повному обсязі згідно інвестиційної програми 2020 року становить **5 060,5 тис.грн. без ПДВ.**

**Розрахунок економічного ефекту**

Методика розрахунку економічного ефекту від заміни силового трансформатора наведена в пункті **1.1.5.2.1**

Зведена інформація длярозрахунку економічного ефекту від заміни силового трансформатора наведена в таблиці 1.16.

Термін окупності складатиме:

**,** де

(5060,5– 800)/(127,181+354,94+598,01) = **3,9** **років.**

**1.1.5.2.3 Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ "Павлівка" в с. Павлівка, Ріпкинського району, Чернігівської області**

ПС 35/10 кВ «Павлівка» знаходиться в с. Павлівка, Ріпкинського району, Чернігівської області. Введена в експлуатацію в 1975 році та знаходиться в роботі 44 роки.

Метою заходу є покращення якості розподілу електроенергії за рахунок впровадження новітнього обладнання, а також підвищення надійності енергопостачання споживачів Чернігівської області. Необхідністю виконання даного заходу є потреба в заміні основного обладнання, в зв’язку з суттєвим погіршенням його експлуатаційних характеристик, яке фіксувалось Товариством за результатами періодичних випробувань та вимірювань протягом останніх років. Необхідність заміни трансформатора Т-1 підтверджена висновком незалежної експертизи №05.09.04-91.15 від 25.09.2015.

Даний об’єкт внесений до затвердженої «Схеми перспективного розвитку електричних мереж 35-110 кВ по АТ «Чернігівобленерго» на 2017-2027 роки» та «Плану розвитку системи розподілу АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» на 2020-2024 роки» (розділ 22.1 стор. 200; дод.А п.2.1.69).

В 2015 році за результатами випробування та вимірювання параметрів силового трансформатора Т-1 акредитованою лабораторією Північних високовольтних електричних мереж фіксувалось погіршення ізоляційних характеристик та збільшення концентрації газів в баках трансформатора, що не відповідає вимогам СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 «Норми випробування електрообладнання».

Для визначення технічного стану силового трансформатора Т-1 на ПС «Павлівка» було залучено спеціалізовану організацію Вінницький експертно-технічний центр, який у 2015 році виконав необхідні вимірювання та випробування.

За результатами експертної оцінки технічного стану трансформатора Т-1 типу ТМ-4000/35 зав. № 58720 ([експертний висновок №05.09.04-91.15](Експертиза/Висновок%20Павлівка%20Т-1.pdf)) було визначено, що трансформатор не відповідає вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки, а саме:

– трансформатор характеризується зносом компонентів активної частини з підвищеним старінням основної ізоляції (не відповідає вимогам СОУ 40.1-21677681-07:2009)

– трансформатор має ознаки зволоження та забруднення твердої ізоляції Кабс < 1,3 (не відповідає вимогам СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681-64:2012 п.4.1.2);

– трансформатор має ознаки наявності термічних дефектів в зоні температур до 300°С з негативним впливом на тверду ізоляцію, характеризується частковими розрядами, прогресує процес старіння і деструкції паперової ізоляції (не відповідає вимогам СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 п.7.2.1, п.7.3.1, п.8.1.4, рис. А.1);

– трансформаторне масло характеризується забрудненням по 11 класу чистоти рідин (забруднення масла крупними зваженими частками), граничним значенням вологовмісту 19,1 г/т, прогресує деструкція паперової ізоляції в результаті гідролізу (не відповідає вимогам ДСТУ ГОСТ 17216:2004, СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 табл.48 п.10, СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681-64:2012 п.4.1.2);

– трансформаторне масло має критичний вміст фуранових сполук – 2,96 мг/кг, паперова ізоляція трансформатора має критичну ступінь полімеризації на рівні 210 од. і знаходиться в дефектному стані (велика ймовірність передчасного закінчення терміну служби). Паперова ізоляція трансформатора не відповідає вимогам визначених нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки. (не відповідає вимогам СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681-64:2012 дод.А рис.1, п.5.1.1.1, п.6.7, СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 п.8.17);

Згідно висновку експертизи трансформатор знаходиться в незадовільному технічному стані та підлягає виведенню з експлуатації з подальшою його заміною.

Згідно рекомендацій висновку експертизи персоналом служби діагностики ізоляції і захисту від перенапруги раз у квартал проводилися вимірювання характеристик ізоляції обмоток силового трансформатора.

Оцінка технічного стану трансформатора наведена в [дефектному акті від 05.08.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20ПС/Павлівка.pdf)

Протягом 2016-2019 років спостерігалося поступове погіршення ізоляційних характеристик обмоток трансформатора.

Зведена інформація щодо результатів вимірювання характеристик ізоляції обмоток силового трансформатора Т-1 та динаміка їх погіршення наведена нижче в таблиці та відповідних діаграмах.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Обмотки | | Дата проведення вимірювання | | | | | | | | | |
| 17.02.2017 | 19.05.2017 | 18.08.2017 | 11.11.2017 | 16.02.2018 | 18.05.2018 | 17.08.2018 | 25.10.2018 | 30.01.2019 | 02.05.2019 |
| ВН-НН+К | R15 | 910 | 950 | 920 | 900 | 890 | 900 | 880 | 700 | 500 | 360 |
| R60 | 1080 | 1100 | 1100 | 1100 | 1050 | 1050 | 1020 | 900 | 625 | 440 |
| tg | 0,831 | 0,825 | 0,824 | 0,835 | 0,842 | 0,856 | 0,864 | 0,985 | 1,115 | 1,422 |
| Кабс | 1,19 | 1,16 | 1,20 | 1,22 | 1,18 | 1,17 | 1,16 | 1,29 | 1,25 | 1,22 |
| НН-ВН+К | R15 | 620 | 650 | 640 | 620 | 600 | 600 | 580 | 500 | 370 | 260 |
| R60 | 740 | 750 | 750 | 750 | 750 | 740 | 720 | 600 | 440 | 320 |
| tg | 0,954 | 0,955 | 0,958 | 0,963 | 0,975 | 0,987 | 0,998 | 1,121 | 1,394 | 1,980 |
| Кабс | 1,19 | 1,15 | 1,17 | 1,21 | 1,25 | 1,23 | 1,24 | 1,20 | 1,19 | 1,23 |
| ВН+НН-К | R15 | 620 | 620 | 630 | 600 | 600 | 580 | 580 | 490 | 350 | 250 |
| R60 | 730 | 730 | 730 | 720 | 720 | 700 | 690 | 600 | 450 | 320 |
| tg | 0,844 | 0,851 | 0,862 | 0,865 | 0,874 | 0,895 | 0,924 | 1,097 | 1,231 | 1,662 |
| Кабс | 1,18 | 1,18 | 1,16 | 1,20 | 1,20 | 1,21 | 1,19 | 1,22 | 1,29 | 1,28 |

АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» [виконало робочий проєкт «Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ "Павлівка" в с. Павлівка](Проекти/ПС_Павлівка), Ріпкинського району Чернігівської області, який затверджено наказом АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» [від 31.01.2020 № 36/01-02](накази/Наказ%20№36-01-02%20від%2031.01.2020.pdf). Проєкт виконано відповідно до завдання на проєктування [від 16.02.2015](ТЗ/ПС_Павлівка).

Проєктом технічного переоснащення передбачено:

- облаштування маслоприймача Т-1;

- заміну силового трансформатора Т-1 типу ТМ – 4000/35 на новий ТМН - 4000/35-У1, який має автоматичний пристрій РПН з мікропроцесорним блоком керування;

- заміну шинних мостів 35,10 кВ приєднання Т-1;

- заміну блоку розрядників РВС-35 на блок ОПН-35;

- заміну опорних ізоляторів ИОС-35 на блок опорних ізоляторів 10 кВ з ОПН-10.

Кошторисна вартість робіт з **технічного переоснащення ПС 35/10 кВ "Павлівка" в с. Павлівка, Ріпкинського району Чернігівської області** становить 5965,98 тис. грн. без ПДВ.

Вартість реалізації даного проєкту підрядним способом в повному обсязі згідно інвестиційної програми 2020 року становить **4 368,05 тис.грн. без ПДВ**.

**Розрахунок економічного ефекту**

Методика розрахунку економічного ефекту від заміни силового трансформатора наведена в пункті **1.1.5.2.1**

Інформація для розрахунку економічного ефекту від заміни силового трансформатора наведена в таблиці 1.16.

Термін окупності складатиме:

**,** де

(4 368,05– 800)/(243,59 +349,06+135,9) = **5,0** **років.**

**1.1.5.2.4 Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ "Червоні Партизани" в с. Червоні Партизани, Носівського району, Чернігівської області (1 черга)**

ПС 35/10 кВ «Червоні Партизани» знаходиться в с. Червоні Партизани, Носівського району, Чернігівської області. Введена в експлуатацію в 1975 році та знаходиться в роботі 44 роки.

Метою заходу є покращення якості розподілу електроенергії за рахунок впровадження новітнього обладнання, а також підвищення надійності енергопостачання споживачів Чернігівської області. Необхідністю виконання даного заходу є потреба в заміні основного обладнання, в зв’язку з суттєвим погіршенням його експлуатаційних характеристик, яке фіксувалось Товариством за результатами періодичних випробувань та вимірювань протягом останніх років. Потреба в заміні трансформатора Т-1 підтверджена висновком незалежної експертизи №05.09.04-77.16 від 14.10.2016.

Даний об’єкт внесений до затвердженої «Схеми перспективного розвитку електричних мереж 35-110 кВ по АТ «Чернігівобленерго» на 2017-2027 роки» та «Плану розвитку системи розподілу АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» на 2020-2024 роки» (розділ 22.1 стор. 199; дод.А п.2.1.27).

В 2016 році за результатами випробування та вимірювання параметрів силового трансформатора Т-1 акредитованою лабораторією Південних високовольтних електричних мереж фіксувалось погіршення ізоляційних характеристик та збільшення концентрації газів в баках трансформатора. Для визначення технічного стану силового трансформатора Т-1 на ПС «Червоні Партизани» було залучено спеціалізовану організацію, яка у 2016 році виконала необхідні вимірювання та випробування.

Оцінка технічного стану ПС 35/10 кВ «Червоні Партизани» наведена в [акті від 05.08.2019 р](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20ПС/Ч.Партизани%20Т-1.pdf).

За результатами експертної оцінки технічного стану трансформатора Т-1 типу ТМ-1600/35 зав. № 92839 ([висновок експертизи №05.09.04-77.16](Експертиза/Т-1%20ПС%20Чер.%20Партизани.PDF)) було визначено, що трансформатор не відповідає вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки, а саме:

– трансформатор характеризується зносом компонентів активної частини з підвищеним старінням основної ізоляції;

– трансформатор має ознаки зволоження та забруднення твердої ізоляції Кабс=1,17-1,23;

– трансформатор має зниження показника R60 до 29 % відносно попередніх вимірювань;

– трансформатор характеризується наявністю термічних дефектів в зоні низьких та високих температур з негативним впливом на тверду ізоляцію, старіння паперової ізоляції, піролізом масл;

– трансформаторне масло характеризується значним забрудненням по 10 класу чистоти рідин (забруднення масла крупними зваженими частками), високим вологовмістом 17,4 г/т;

– трансформаторне масло має високий вміст фуранових сполук – 1,67 мг/кг, паперова ізоляція трансформатора має ступінь полімеризації на рівні 265 од. та знаходиться в дефектному стані (можливе передчасне закінчення терміну служби – п. 6.7 СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681-64:2012).

Паперова ізоляція трансформатора не відповідає вимогам нормативних документів.

Згідно висновку експертизи трансформатор знаходиться в незадовільному технічному стані та підлягає виведенню з експлуатації.

Відповідно до результатів експертного обстеження встановлений знос компонентів активної частини з підвищеним старінням основної ізоляції.

Згідно рекомендацій висновку експертизи персоналом служби діагностики ізоляції і захисту від перенапруги раз у квартал проводилися вимірювання характеристик ізоляції обмоток силового трансформатора. Протягом 2017-2019 років спостерігалося поступове погіршення ізоляційних характеристик обмоток трансформатора.

Зведена інформація щодо результатів вимірювання характеристик ізоляції обмоток силового трансформатора Т-1 та динаміка їх погіршення наведена нижче в таблиці та відповідних діаграмах.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Обмотки | | Дата проведення вимірювання | | | | | | | | | |
| 19.01.2017 | 20.04.2017 | 20.07.2017 | 19.10.2017 | 18.01.2018 | 19.04.2018 | 19.07.2018 | 29.11.2018 | 27.02.2019 | 29.05.2019 |
| ВН-НН+К | R15 | 1650 | 1640 | 1650 | 1625 | 1620 | 1630 | 1610 | 1600 | 1120 | 728 |
| R60 | 2030 | 2010 | 2030 | 2020 | 2020 | 2025 | 2010 | 2000 | 1380 | 897 |
| tg | 1,101 | 1,110 | 1,120 | 1,230 | 1,240 | 1,235 | 1,305 | 1,312 | 1,795 | 2,524 |
| Кабс | 1,23 | 1,23 | 1,23 | 1,24 | 1,25 | 1,24 | 1,25 | 1,25 | 1,23 | 1,23 |
| НН-ВН+К | R15 | 1110 | 1050 | 1050 | 1020 | 1030 | 1040 | 1020 | 1010 | 707 | 500 |
| R60 | 1310 | 1320 | 1300 | 1300 | 1290 | 1310 | 1290 | 1280 | 900 | 625 |
| tg | 1,16 | 1,190 | 1,200 | 1,240 | 1,241 | 1,256 | 1,291 | 1,344 | 1,895 | 2,558 |
| Кабс | 1,18 | 1,26 | 1,24 | 1,27 | 1,25 | 1,26 | 1,26 | 1,27 | 1,27 | 1,25 |
| ВН+НН-К | R15 | 1470 | 1460 | 1450 | 1450 | 1425 | 1420 | 1400 | 1380 | 985 | 670 |
| R60 | 1780 | 1750 | 1750 | 1740 | 1720 | 1700 | 1680 | 1650 | 1180 | 820 |
| tg | 1,191 | 1,220 | 1,210 | 1,210 | 1,225 | 1,236 | 1,309 | 1,347 | 1,910 | 2,621 |
| Кабс | 1,21 | 1,20 | 1,21 | 1,20 | 1,21 | 1,20 | 1,20 | 1,20 | 1,20 | 1,22 |

ПАТ ПТІ «КИЇВОРГБУД» за рахунок інвестиційної програми 2017 року виконало [робочий проєкт «Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ "Червоні Партизани"](Проекти/ПС_Червоні_партизани_1_черга) в с. Червоні Партизани, Носівського району Чернігівської області, який затверджено наказом АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» [від 31.01.2020 № 36/01-02](накази/Наказ%20№36-01-02%20від%2031.01.2020.pdf). Проєкт виконано відповідно до завдання на проєктування [від 24.04.2014](ТЗ/ПС_Червоні_партизани_1_черга/ЗнП%20та%20КЗнП%20ПС%20Ч.%20Партизани%201ч.pdf).

Першою чергою проєкту технічного переоснащення передбачено:

- відновлення маслоприймача Т-1;

- заміну силового трансформатора Т-1 типу ТМ – 1600/35 на новий ТМН - 1600/35-У1, який має автоматичний пристрій РПН з мікропроцесорним блоком керування;

- заміну шинних мостів 35,10 кВ з заміною опорної ізоляції та обмежувачами перенапруг ОПН-10 приєднання Т-1;

- заміну силових і контрольних кабелів вторинної комутації силового трансформатора Т-1;

- заміну блока запобіжників ПСН-35 Т-1 з роз’єднувачем Р-35 та розрядниками РВС-35 на вакуумний вимикач ВР-35 НСМ-УХЛ1 з обмежувачами перенапруги ОПН-35, роз’єднувачем Р-35 та трансформаторами струму з литою ізоляцією 35 кВ типу GIF-36;

- заміну існуючих трансформаторів струму 10 кВ у комірці КРУн-10 кВ Т-1 з установленням нових у кожну фазу.

Відповідно до вимог «Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж» при технічному переоснащенні підстанції автоматизована система керування технологічними процесами повинна реалізовувати наступні функції: реєстрація, контроль, управління, вимірювання, облік, блокування, налаштування та синхронізація (п.5.11.13). Реалізація цих функцій можлива при використанні модулів телемеханіки з підтримкою протоколу Modbus TCP, які були відсутні при телемеханізації підстанції в 2012 році. Модернізація обладнання, шляхом встановлення додаткових модулів телемеханіки, дозволить реалізувати зазначені функції та підвищити надійність роботи електрообладнання та електропостачання користувачів.

Кошторисна вартість робіт з технічного переоснащення ПС 35/10 кВ "Червоні Партизани" в с. Червоні Партизани, Носівського району Чернігівської області становить 7459,75 тис. грн. без ПДВ.

Вартість реалізації даного проєкту підрядним способом в повному обсязі згідно інвестиційної програми 2020 року становить **4 278,92 тис.грн. без ПДВ.**

**Розрахунок економічного ефекту**

Методика розрахунку економічного ефекту від заміни силового трансформатора наведена в пункті **1.1.5.2.1**

Зведена інформація длярозрахунку економічного ефекту від заміни силового трансформатора наведена в таблиці 1.16.

Термін окупності складатиме:

**,** де

(4278,92 – 800)/(14,45 +352+67,96) = 8,0 **років.**

**1.1.5.2.5 Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ "Червоні Партизани" в с. Червоні Партизани, Носівського району, Чернігівської області (2 черга)**

ПС 35/10 кВ «Червоні Партизани» знаходиться в с. Червоні Партизани, Носівського району, Чернігівської області. Введена в експлуатацію в 1975 році та знаходиться в роботі 44 роки.

Метою заходу є покращення якості розподілу електроенергії за рахунок впровадження новітнього обладнання, а також підвищення надійності енергопостачання споживачів Чернігівської області. Необхідністю виконання даного заходу є потреба в заміні основного обладнання, в зв’язку з суттєвим погіршенням його експлуатаційних характеристик, яке фіксувалось Товариством за результатами періодичних випробувань та вимірювань протягом останніх років. Потреба в заміні трансформатора Т-2 підтверджена висновком незалежної експертизи №05.09.04-78.16 від 11.10.2016.

Даний об’єкт внесений до затвердженої «Схеми перспективного розвитку електричних мереж 35-110 кВ по АТ «Чернігівобленерго» на 2017-2027 роки» та «Плану розвитку системи розподілу АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» на 2020-2024 роки» (розділ 22.1 стор. 199; дод.А п.2.1.27).

В 2016 році за результатами випробування та вимірювання параметрів силового трансформатора Т-2 акредитованою лабораторією Південних високовольтних електричних мереж фіксувалось погіршення ізоляційних характеристик та збільшення концентрації газів в баках трансформатора, що не відповідає вимогам СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 «Норми випробування електрообладнання».

Для визначення технічного стану силового трансформатора Т-2 на ПС «Червоні Партизани» було залучено спеціалізовану організацію Вінницький експертно-технічний центр, який у 2016 році виконав необхідні вимірювання та випробування.

Оцінка технічного стану ПС 35/10 кВ "Червоні Партизани" наведена в [акті від 05.08.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20ПС/Ч.Партизани%20Т-2.pdf).

За результатами експертної оцінки технічного стану трансформатора Т-2 типу ТМ-1600/35 зав. № 98353 ([висновок експертизи №05.09.04-78.16](Експертиза/Т-2%20ПС%20Чер.%20Партизани.PDF)) було визначено, що трансформатор не відповідає вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки, а саме:

– трансформатор характеризується зносом компонентів активної частини з підвищеним старінням основної ізоляції (не відповідає вимагам СОУ 40.1-21677681-07:2009);

– трансформатор має ознаки зволоження та забруднення твердої ізоляції Кабс = 1,14-1,20, норма Кабс>1,3 (не відповідає вимагам СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681-64:2012 п.4.1.2);

– трансформатор має незадовільний показник якості твердої ізоляції tgδ=(2,902-3,896)%, норма tgδ<l,456% при t=21°С, зниження R60 до 28% відносно попередніх вимірювань;

– трансформатор характеризується наявністю термічних дефектів в зоні низьких та високих температур з негативним впливом на тверду ізоляцію, старіння паперової ізоляції, піролізом масла (не відповідає вимогам СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 п.8.1.3, п.8.1.4, рис. А.2);

– трансформаторне масло характеризується забрудненням – по 9 класу чистоти рідин (забруднення масла крупними зваженими частками), високим вологовмістом 18,4 г/т (не відповідає вимогам ДСТУ ГОСТ 17216:2004, СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 табл.48 п.10);

– трансформаторне масло має надвисокий вміст фуранових сполук – 1,49 мг/кг, паперова ізоляція трансформатора має низьку ступінь полімеризації на рівні 275 од. і знаходиться в дефектному стані (можливе передчасне закінчення терміну служби). Паперова ізоляція трансформатора не відповідає вимогам нормативних документів. (не відповідає вимогам СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681-64:2012 дод.А рис.1, п.5.1.1.1, п.6.7, СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 п.8.17).

Згідно висновку експертизи трансформатор знаходиться в незадовільному технічному стані та підлягає виведенню з експлуатації з подальшою його заміною.

Згідно рекомендацій висновку експертизи персоналом служби діагностики ізоляції і захисту від перенапруги раз у квартал проводилися вимірювання характеристик ізоляції обмоток силового трансформатора. Протягом 2017-2019 років спостерігалося поступове погіршення ізоляційних характеристик обмоток трансформатора.

Зведена інформація щодо результатів вимірювання характеристик ізоляції обмоток силового трансформатора Т-2 та динаміка їх погіршення наведена нижче в таблиці та відповідних діаграмах.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Обмотки | | Дата проведення вимірювання | | | | | | | | | |
| 19.01.2017 | 20.04.2017 | 20.07.2017 | 19.10.2017 | 18.01.2018 | 19.04.2018 | 19.07.2018 | 29.11.2018 | 27.02.2019 | 29.05.2019 |
| ВН-НН+К | R15 | 1000 | 1020 | 980 | 1000 | 990 | 980 | 990 | 910 | 650 | 475 |
| R60 | 1200 | 1180 | 1180 | 1210 | 1200 | 1180 | 1200 | 1080 | 760 | 550 |
| tg | 2,732 | 2,728 | 2,725 | 2,741 | 2,800 | 2,807 | 2,802 | 3,020 | 4,221 | 5,995 |
| Кабс | 1,20 | 1,16 | 1,20 | 1,21 | 1,21 | 1,20 | 1,21 | 1,19 | 1,17 | 1,16 |
| НН-ВН+К | R15 | 980 | 957 | 960 | 960 | 950 | 950 | 960 | 890 | 650 | 480 |
| R60 | 1130 | 1120 | 1125 | 1100 | 1080 | 1090 | 1120 | 1020 | 770 | 600 |
| tg | 2,738 | 2,741 | 2,745 | 2,783 | 2,850 | 2,861 | 2,870 | 3,112 | 4,256 | 5,864 |
| Кабс | 1,15 | 1,17 | 1,17 | 1,15 | 1,14 | 1,15 | 1,17 | 1,15 | 1,18 | 1,25 |
| ВН+НН-К | R15 | 2500 | 2450 | 2450 | 2420 | 2400 | 2390 | 2400 | 2100 | 1500 | 1100 |
| R60 | 2930 | 2900 | 2890 | 2880 | 2850 | 2850 | 2850 | 2550 | 1800 | 1280 |
| tg | 3,783 | 3,792 | 3,790 | 3,795 | 3,806 | 3,810 | 3,822 | 4,110 | 5,567 | 6,994 |
| Кабс | 1,17 | 1,18 | 1,18 | 1,19 | 1,19 | 1,19 | 1,19 | 1,21 | 1,20 | 1,16 |

ПАТ ПТІ «КИЇВОРГБУД» за рахунок інвестиційної програми 2017 року виконало [робочий проєкт «Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ "Червоні Партизани"](Проекти/ПС_Червоні_партизани_2_черга) в с. Червоні Партизани, Носівського району Чернігівської області, який затверджено наказом АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» [від 31.01.2020 № 36/01-02](накази/Наказ%20№36-01-02%20від%2031.01.2020.pdf). Проєкт виконано відповідно до завдання на проєктування [від 21.04.2017](ТЗ/ПС_Червоні_партизани_2_черга/ЗнП%20та%20КЗнП%20ПС%20Ч.%20Партизани%202ч.pdf).

Другою чергою проєкту технічного переоснащення передбачено:

- відновлення маслоприймача Т-2;

- заміну силового трансформатора Т-2 типу ТМ – 1600/35 на новий ТМН - 1600/35-У1, який має автоматичний пристрій РПН з мікропроцесорним блоком керування;

- заміну шинних мостів 35,10 кВ з заміною опорної ізоляції та обмежувачами перенапруг ОПН-10 приєднання Т-2;

- заміну силових і контрольних кабелів вторинної комутації силового трансформатора Т-2;

- заміну блока запобіжників ПСН-35 Т-2 з роз’єднувачем Р-35 та розрядниками РВС-35 на вакуумний вимикач ВР-35 НСМ-УХЛ1 з обмежувачами перенапруги ОПН-35, роз’єднувачем Р-35 та трансформаторами струму з литою ізоляцією 35 кВ типу GIF-36;

- заміну існуючих трансформаторів струму 10 кВ у комірці КРУн-10 кВ Т-2 з установленням нових у кожну фазу;

Кошторисна вартість робіт з технічного переоснащення ПС 35/10 кВ "Червоні Партизани" в с. Червоні Партизани, Носівського району Чернігівської області (2 черга) становить 6594,44 тис. грн. без ПДВ.

Вартість реалізації даного проєкту підрядним способом в повному обсязі згідно інвестиційної програми 2020 року становить **3 619,70 тис.грн. без ПДВ.**

**Розрахунок економічного ефекту**

Методика розрахунку економічного ефекту від заміни силового трансформатора наведена в пункті **1.1.5.2.1**

Зведена інформація длярозрахунку економічного ефекту від заміни силового трансформатора наведена в таблиці 1.16.

Термін окупності складатиме:

**,** де

(3619,7– 800)/(10,37 +352+67,96) = **6,6** **років.**

**1.1.5.3 10 кВ**

**1.1.5.3.1-1.1.5.3.5 Технічне переоснащення ТП 10/0,4 кВ з заміною трансформаторів на ТМГ 40-250 кВ з розподільною шафою**

Інвестиційною програмою 2020 року заплановано роботи з технічного переоснащення ТП 10/0,4 кВ із заміною силових трансформаторів потужністю 40-250 кВА та шаф в кількості 76 штук. На 01.01.2019 технічний стан ТП 10/0,4 кВ характеризується як незадовільний. Метою виконання даного заходу є потреба в заміні ТП 10/0,4 кВ, в зв’язку з суттєвим погіршенням його експлуатаційних характеристик, яке фіксувалось Товариством за результатами періодичних випробувань та вимірювань протягом останніх років.

Відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» дані ТП мають значення коефіцієнту дефектності (КДН), що характеризує стан ТП як незадовільний (25%<КДН<50%).

Обладнання ТП 10/0,4 кВ має наступні дефекти:

- наскрізна корозiя корпусу ТП;

- тepмін служби трансформаторів бiльше 25 poків;

- пiдвищений (нерiвномiрний) шум силових трансформаторів;

- пошкоджене гумове ущiльнення на вводах ВН та НН;

- пiдтiкання масла в мiсцях зварних швiв;

- наявнiсть сколiв на iзоляторах вводiв ВН та НН;

- ПК 10 кВ з некалiброваними вставками;

- руйнування розрядників 10 кВ;

- пошкодження автоматичних вимикачів.

Під час технічного переоснащення існуючі ТП 10/0,4 кВ щоглового виконання на залізобетонних приставках планується замінити на стовпові ТП 10/0,4 кВ виконані на опорах типу СК підвищеної міцності.

При встановленні ТП 10/0,4 кВ столбового типу використовуються передові інноваційні технології в галузі енергозабезпечення та досвід експлуатації у вітчизняній і зарубіжній практиці, а саме:

- герметичний силовий трансформатор зі зменшеними питомими втратами та малогабаритними розмірами;

- запобіжник-роз’єднувач 10 кВ вихлопного типу (Sicame ВS-15);

- пластиковий корпус РУ 0,4 кВ з термореактивної пластмаси армованої скловолокном;

- ОПН-10 та ОПН-0,4 в полімерних корпусах для захисту електрообладнання від перенапруг;

- модульно-штирьові заземлювачі;

- технічний облік електроенергії для ведення балансу електричної енергії.

Під час технічного переоснащення існуючі ТП 10/0,4 кВ щоглового виконання на залізобетонних приставках планується замінити на стовпові ТП 10/0,4 кВ на опорах типу СК підвищеної міцності, з використанням передових інноваційних технологій в галузі енергозабезпечення та досвіду експлуатації у вітчизняній і зарубіжній практиці.

Проектною документацією, при встановленні стовпових ТП 10/0,4 кВ, передбачено виконати монтаж обладнання на металоконструкціях (виготовлених з оцинкованої сталі, що має стійкість до корозії),таким чином вони не потребуватимуть періодичного поновлення захисту металевих частин від впливу зовнішніх факторів.

Обладнання, що буде змонтоване, у відповідності до проекту, на опорах СК:

- Герметичні силові трансформатори зі зменшеними питомими втратами, дані трансформатори менших розмірів, з мінімальними витрати на обслуговування під час використання (не потребують періодичного догляду за рівнем трансформаторної оливи), мають високі показниками захисту від перегріву, високі експлуатаційні характеристики;

- В якості комутаційного апарату 10 кВ використовується запобіжник-роз’єднувач 10 кВ вихлопного типу Sicame ВS-15, проста та надійна конструкція якого дозволяє багаторазово використовувати патрони запобіжників, має індикацію спрацювання запобіжників, стійкий до спрацювань, виготовлений з полімерної ізоляції;

- Корпус РУ 0,4 кВ виготовлений з ударостійкої термореактивної пластмаси армованої скловолокном, має стійкість до агресивного середовища, ультрафіолетових променів, несприятливих погодних умов та механічних пошкоджень, з часом не втрачає привабливий сучасний дизайн, крім того, не потребує періодичного поновлення захисного покриття (фарбування), як це потребують металеві корпуси;

- Для захисту від перенапруг електрообладнання використовуються ОПН-10 та ОПН-0,4 в полімерних корпусах (ОПН 10 кВ встановлюється на опорі до силового трансформатора, ОПН 0,4 кВ встановлюється на перших опорах відходящих ліній 0,4 кВ від даної стовпової ТП). ОПН в полімерному корпусі не потребують випробування в процесі експлуатації, мають високу надійність (низький рівень пошкоджень під час спрацювання, що зменшує витрати на експлуатацію), відсутність супроводжувального струму після затухання хвилі перенапруження, стабільність характеристик та стійкість до старіння, здатність до розсіювання великих енергій;

- Заземлюючий пристрій стовпової ТП 10/0,4 кВ (застосовуються модульно-штирьові заземлювачі). Такі заземлювачі мають високу стійкість до корозії, тривалий термін експлуатації, можливість побудови заземлюючих систем в грунті з високим питомим опором;

- Встановлюється технічний облік для контролю витрат електроенергії, а також для обчислення і аналізу втрат електроенергії в електричних мережах в РУ 0,4 кВ.

| № п/п | Назва заходу ІП 2020 | Потужність існуючого трансформатора, МВА | Навантажена в режимний день, кВт | Введен-ня в експлуа-тацію | Дата виготовлення трансформатора | Дата акту технічного обстеження | Коефіцієнт дефекту, % | Технічний стан |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | Технічне переоснащення КТП 186-1 с. Митченки, Бахмацького району, Чернігівської області, Україна | 0,063 | 52 | 1970 | 1970 | [12.08.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП%20186-1%20с.Митченки.PDF) | 40 | незадовільний |
| 2 | Технічне переоснащення КТП 72-1 с. Варварівка, Бахмацького району, Чернігівської області, Україна | 0,063 | 60 | 1970 | 1970 | [12.08.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП%2072-1%20с.Варварівка.PDF) | 40 | незадовільний |
| 3 | Технічне переоснащення КТП 61-8 с. Накот, Коропського району, Чернігівської області, Україна | 0,063 | 42 | 1970 | 1970 | [12.08.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП%2061-8%20с.Накот.PDF) | 40 | незадовільний |
| 4 | Технічне переоснащення КТП 371-17 с. Жадове, Семенівського району, Чернігівської області, Україна | 0,063 | 54 | 1996 | 1970 | [09.08.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП%20371-17%20с.Жадове.PDF) | 47 | незадовільний |
| 5 | Технічне переоснащення КТП 118-13 с. Грем'яч, Новгород-Сіверського району, Чернігівської області, Україна | 0,063 | 41 | 1971 | 1971 | [09.08.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП%20118-13%20с.Гремяч.PDF) | 47,5 | незадовільний |
| 6 | Технічне переоснащення КТП 246-13 с. Печенюги, Новгород-Сіверського району, Чернігівської області, Україна | 0,063 | 42 | 1969 | 1967 | [09.08.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП%20246-13%20с.Печенюги.PDF) | 45 | незадовільний |
| 7 | Технічне переоснащення КТП 6-13 с. Леньків, Новгород-Сіверського району, Чернігівської області, Україна | 0,063 | 39 | 1970 | 1970 | [09.08.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП%206-13%20с.Леньків.PDF) | 45 | незадовільний |
| 8 | Технічне переоснащення КТП 164-14 с. Пустотіно, Носівського району, Чернігівської області, Україна | 0,063 | 58 | 1970 | 1981 | [12.08.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП%20164-14%20с.Пустотіно.PDF) | 30 | незадовільний |
| 9 | Технічне переоснащення КТП 242-2 с. Кобижча, Бобровицького району, Чернігівської області, Україна | 0,063 | 47 | 1982 | 1970 | [12.08.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП%20242-2%20с.Кобижча.PDF) | 25 | незадовільний |
| 10 | Технічне переоснащення КТП 249-2 с. Кобижча, Бобровицького району, Чернігівської області, Україна | 0,063 | 46 | 1971 | 1971 | [12.08.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП%20249-2%20с.Кобижча.PDF) | 25 | незадовільний |
| 11 | Технічне переоснащення КТП 457-15 с. Замістя, Прилуцького району, Чернігівської області, Україна | 0,063 | 65 | 1977 | 1970 | [09.08.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП%20457-15%20с.Замістя.PDF) | 25 | незадовільний |
| 12 | Технічне переоснащення КТП 632-15 с. Лутайка, Прилуцького району, Чернігівської області, Україна | 0,063 | 65 | 1992 | 1972 | [09.08.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП%20632-15%20с.Лутайка.PDF) | 20 | незадовільний |
| 13 | Технічне переоснащення КТП 1120-15 с. Знам'янка, Прилуцького району, Чернігівської області, Україна | 0,063 | 47 | 1972 | 1971 | [09.08.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП%201120-15%20с.Знамянка.PDF) | 29 | незадовільний |
| 14 | Технічне переоснащення КТП 1125-15 с. Погреби, Прилуцького району, Чернігівської області, Україна | 0,05 | 45 | 1970 | 1960 | [09.08.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП%201125-15%20с.Погреби.PDF) | 30 | незадовільний |
| 15 | Технічне переоснащення КТП 521-15 с. Боршна, Прилуцького району, Чернігівської області, Україна | 0,063 | 46 | 1983 | 1964 | [09.08.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП%20521-15%20с.Боршна.PDF) | 25 | незадовільний |
| 16 | Технічне переоснащення КТП 563-15 с. Ряшки, Прилуцького району, Чернігівської області, Україна | 0,063 | 43 | 1985 | 1964 | [09.08.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП%20563-15%20с.Ряшки.PDF) | 35 | незадовільний |
| 17 | Технічне переоснащення КТП 571-20 с .Халявин, Чернігівського району, Чернігівської області, Україна | 0,063 | 60 | 1978 | 1972 | [12.08.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП%20571-20%20с.Халявин.PDF) | 29 | незадовільний |
| 18 | Технічне переоснащення КТП 272-16 с. Грабівка, Ріпкинського району, Чернігівської області, Україна | 0,05 | 42 | 1966 | 1965 | [20.08.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП%20272-16%20с.Грабівка.PDF) | 45 | незадовільний |
| 19 | Технічне переоснащення КТП 764-7 с. Тужар, Козелецького району, Чернігівської області, Україна | 0,063 | 74 | 1991 | 1969 | [12.08.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП%20764-7%20с.Тужар.PDF) | 25 | незадовільний |
| 20 | Технічне переоснащення КТП 261-7 с. Косачівка, Козелецького району, Чернігівської області, Україна | 0,05 | 69 | 1966 | 1969 | [12.08.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП%20261-7%20с.Косачівка.PDF) | 25 | незадовільний |
| 21 | Технічне переоснащення КТП 193-3 с. Адамівка, Борзнянського району, Чернігівської області, Україна | 0,063 | 60 | 1989 | 1978 | [12.08.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП%20193-3%20с.Адамівка.PDF) | 45 | незадовільний |
| 22 | Технічне переоснащення КТП 460-3 с. Печі, Борзнянського району, Чернігівської області, Україна | 0,063 | 60 | 1990 | 1982 | [12.08.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП%20460-3%20сс.Печі.PDF) | 40 | незадовільний |
| 23 | Технічне переоснащення КТП 401-13 с. К. Слобода, Новгород-Сіверського району, Чернігівської області, Україна | 0,063 | 51 | 1984 | 1983 | [09.08.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП%20401-13%20с.К.Слобода.PDF) | 45 | незадовільний |
| 24 | Технічне переоснащення КТП 177-14 с. Макіївка, Носівського району, Чернігівської області, Україна | 0,063 | 58 | 1991 | 1969 | [12.08.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП%20177-14%20с.Макіївка.PDF) | 30 | незадовільний |
| 25 | Технічне переоснащення КТП 1075-12 м. Ніжин, Чернігівської області, Україна | 0,25 | 245 | 1969 | 1981 | [12.08.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП%201075-12%20м.Ніжин.PDF) | 25 | незадовільний |
| 26 | Технічне переоснащення КТП 445-16 с. Горностаївка, Ріпкинського району, Чернігівської області, Україна | 0,04 | 38 | 1971 | 1971 | [20.08.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП%20445-16%20с.Горностаївка.PDF) | 46 | незадовільний |
| 27 | Технічне переоснащення КТП 233-16 с. Високинь, Ріпкинського району, Чернігівської області, Україна | 0,063 | 51 | 1977 | 1977 | [20.08.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП%20233-16%20с.Високинь.PDF) | 45 | незадовільний |
| 28 | Технічне переоснащення КТП 849-16 с.Павлівка, Ріпкинського району, Чернігівської області, Україна | 0,063 | 42 | 1990 | 1988 | [20.08.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП%20849-16%20с.Павлівка.PDF) | 39 | незадовільний |
| 29 | Технічне переоснащення КТП 810-16 с. М. Велички, Ріпкинського району, Чернігівської області, Україна | 0,063 | 43 | 1985 | 1976 | [20.08.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-810-16%20М.Велички%20.PDF) | 46 | незадовільний |
| 30 | Технічне переоснащення КТП 237-7 с. Морівськ, Козелецького району, Чернігівської області, Україна | 0,063 | 51 | 1981 | 1973 | [12.08.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП%20237-7%20с.Морівськ.PDF) | 30 | незадовільний |
| 31 | Технічне переоснащення КТП-131-5 м. Городня, Городнянського району, Чернігівської області, Україна. | 0,16 | 148 | 1971 | 1979 | [13.03.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-131%20м.Городня.PDF) | 47 | незадовільний |
| 32 | Технічне переоснащення КТП-204-5 с. Мощенка, Городнянського району, Чернігівської області, Україна. | 0,16 | 112 | 1974 | 1980 | [13.03.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-204%20с.Мощенка.PDF) | 45 | незадовільний |
| 33 | Технічне переоснащення КТП-246-5 с. Пекурівка, Городнянського району, Чернігівської області, Україна. | 0,063 | 44 | 1976 | 1973 | [13.03.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-246%20с.Пекурівка.PDF) | 45 | незадовільний |
| 34 | Технічне переоснащення КТП-253-5 с. Вихвостів, Городнянського району, Чернігівської області, Україна. | 0,063 | 59 | 1976 | 1973 | [13.03.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-253%20с.Вихвостів.PDF) | 45 | незадовільний |
| 35 | Технічне переоснащення КТП-392-5 м. Городня, Городнянського району, Чернігівської області, Україна. | 0,16 | 116 | 2001 | 1971 | [13.03.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-392%20м.Городня.PDF) | 40 | незадовільний |
| 36 | Технічне переоснащення КТП 5-5 с. Ваганичі, Городнянського району, Чернігівської області, Україна. | 0,063 | 67 | 1989 | 1985 | [13.03.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-5%20с.Ваганичі.PDF) | 43 | незадовільний |
| 37 | Технічне переоснащення КТП-79-5 с. Мощенка, Городнянського району, Чернігівської області, Україна. | 0,1 | 84 | 1974 | 1974 | [13.03.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-79%20с.Мощенка.PDF) | 45 | незадовільний |
| 38 | Технічне переоснащення КТП-125-6 с. Бурімка, Ічнянського району, Чернігівської області, Україна. | 0,063 | 60 | 1992 | 1969 | [29.03.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-125%20с.Бурімка.PDF) | 45 | незадовільний |
| 39 | Технічне переоснащення КТП-128-6 с. Бурімка, Ічнянського району, Чернігівської області, Україна. | 0,063 | 55 | 1968 | 1968 | [29.03.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-128%20с.Бурімка.PDF) | 45 | незадовільний |
| 40 | Технічне переоснащення КТП-139 с. Крупичполе, Ічнянського району, Чернігівської області, Україна. | 0,1 | 69 | 1975 | 1976 | [29.03.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-139%20с.Крупичполе.PDF) | 45 | незадовільний |
| 41 | Технічне переоснащення КТП-152-6 с. Більмачівка, Ічнянського району, Чернігівської області, Україна. | 0,1 | 64 | 1970 | 1975 | [29.03.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-152%20с.Більмачівка.PDF) | 45 | незадовільний |
| 42 | Технічне переоснащення КТП-157-6 с. Більмачівка, Ічнянського району, Чернігівської області, Україна. | 0,063 | 64 | 1988 | 1970 | [29.03.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-157%20с.Більмачівка.PDF) | 45 | незадовільний |
| 43 | Технічне переоснащення КТП-215 с. Андріївка, Ічнянського району, Чернігівської області, Україна | 0,063 | 42 | 1970 | 1970 | [29.03.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-215%20с.Андріївка.PDF) | 45 | незадовільний |
| 44 | Технічне переоснащення КТП-26-6 с. Верескуни, Ічнянського району, Чернігівської області, Україна. | 0,1 | 71 | 1969 | 1969 | [29.03.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-26%20Верескуни.PDF) | 45 | незадовільний |
| 45 | Технічне переоснащення КТП-287-6 с. Гмирянка, Ічнянського району, Чернігівської області, Україна. | 0,16 | 112 | 1992 | 1992 | [01.04.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-287%20с.Гмирянка.PDF) | 45 | незадовільний |
| 46 | Технічне переоснащення КТП-162 с. Погорільці, Семенівського району, Чернігівської області, Україна. | 0,063 | 52 | 1969 | 1969 | [11.03.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-162%20с.Погорільці.PDF) | 44 | незадовільний |
| 47 | Технічне переоснащення КТП-42-17 с. Галаганівка, Семенівського району, Чернігівської області, Україна. | 0,1 | 66 | 1969 | 1972 | [11.03.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-42%20с.Галаганівка.PDF) | 36 | незадовільний |
| 48 | Технічне переоснащення КТП-68 с. Червоний Пахар, Семенівського району, Чернігівської області, Україна. | 0,063 | 48 | 1980 | 1973 | [11.03.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-68%20с.Червоний%20Пахар.PDF) | 39 | незадовільний |
| 49 | Технічне переоснащення КТП-111-13 с. Грем’яч, Н.-Сіверського району, Чернігівської області, Україна. | 0,1 | 103 | 1971 | 1968 | [11.05.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-111%20с.Гремяч.PDF) | 45 | незадовільний |
| 50 | Технічне переоснащення КТП-121-13 с. Грем’яч, Н.-Сіверського району, Чернігівської області, Україна. | 0,16 | 118 | 1975 | 1975 | [11.05.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-121%20с.Гремяч.PDF) | 45 | незадовільний |
| 51 | Технічне переоснащення КТП-25-13 с. Путивськ, Н.-Сіверського району, Чернігівської області, Україна. | 0,1 | 76 | 1980 | 1966 | [11.05.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-25%20с.Путивськ.PDF) | 45 | незадовільний |
| 52 | Технічне переоснащення КТП-259-13 с. Попівка, Н.-Сіверського району, Чернігівської області, Україна. | 0,1 | 81 | 1969 | 1967 | [11.05.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-259%20с.Попівка.PDF) | 45 | незадовільний |
| 53 | Технічне переоснащення КТП-263-13 с. Попівка, Н.-Сіверського району, Чернігівської області, Україна. | 0,063 | 42 | 1969 | 1967 | [11.05.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-263%20с.Попівка.PDF) | 45 | незадовільний |
| 54 | Технічне переоснащення КТП-286-13 с. Вороб’ївка, Н.-Сіверського району, Чернігівської області, Україна. | 0,16 | 106 | 1976 | 1974 | [11.05.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-286%20с.Воробївка.PDF) | 45 | незадовільний |
| 55 | Технічне переоснащення КТП-441 с. Виповзів, Козелецького району, Чернігівської області, Україна. | 0,063 | 59 | 1977 | 1977 | [25.04.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-441%20с.Виповзів.PDF) | 45 | незадовільний |
| 56 | Технічне переоснащення КТП-500 м. Остер, Козелецького району, Чернігівської області, Україна. | 0,1 | 69 | 1978 | 1978 | [25.04.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-500%20м.Остер.PDF) | 45 | незадовільний |
| 57 | Технічне переоснащення КТП-317-16 смт. Радуль, Ріпкинського району, Чернігівської області, Україна. | 0,063 | 63 | 1965 | 1965 | [25.04.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-317%20смт.Радуль.PDF) | 49 | незадовільний |
| 58 | Технічне переоснащення КТП-386-16 с. Малинівка, Ріпкинського району, Чернігівської області, Україна. | 0,05 | 44 | 1982 | 1969 | [25.04.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-386%20с.Малинівка.PDF) | 49 | незадовільний |
| 59 | Технічне переоснащення КТП-202-16 с. Кезі, Ріпкинського району, Чернігівської області, Україна. | 0,063 | 44 | 1990 | 1962 | [25.04.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-202%20с.Кезі%20(Павлівка).PDF) | 48 | незадовільний |
| 60 | Технічне переоснащення КТП-410-16 смт. Добрянка, Ріпкинського району, Чернігівської області, Україна. | 0,063 | 63 | 1965 | 1965 | [25.04.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-410%20смт.Добрянка.PDF) | 49 | незадовільний |
| 61 | Технічне переоснащення КТП 53-16 с.Вербичі, Ріпкинського району, Чернігівської області, Україна. | 0,063 | 51 | 1979 | 1962 | [25.04.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-53%2053%20с.Вербичі.PDF) | 45 | незадовільний |
| 62 | Технічне переоснащення КТП-404-16 смт. Добрянка, Ріпкинського району, Чернігівської області, Україна. | 0,063 | 59 | 1964 | 1964 | [25.04.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-404%20см.Добрянка.PDF) | 48 | незадовільний |
| 63 | Технічне переоснащення КТП-427 с. Нові Яриловичі, Ріпкинського району, Чернігівської області, Україна | 0,063 | 48 | 1960 | 1960 | [25.04.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-427%20с.Нові%20Яриловичі.PDF) | 49 | незадовільний |
| 64 | Технічне переоснащення КТП-457-16 с. Олешня, Ріпкинського району, Чернігівської області, Україна. | 0,16 | 125 | 1977 | 1977 | [25.04.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-457%20с.Олешня.PDF) | 48 | незадовільний |
| 65 | Технічне переоснащення КТП-1289-11 смт. Сосниця, Сосницького району, Чернігівської області, Україна. | 0,16 | 101 | 1977 | 1976 | [15.03.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-1289%20смт.Сосниця.PDF) | 45 | незадовільний |
| 66 | Технічне переоснащення КТП-1014 (КТП 14-18) смт. Дігтярі, Срібнянського району, Чернігівської області, Україна. | 0,063 | 44 | 1970 | 1967 | [15.03.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-1014%20смт.Дігтярі.PDF) | 45 | незадовільний |
| 67 | Технічне переоснащення КТП-1091 (КТП 91-18) смт. Дігтярі, Срібнянського району, Чернігівської області, Україна. | 0,063 | 41 | 1970 | 1972 | [15.03.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-1091%20смт.Дігтярі.PDF) | 45 | незадовільний |
| 68 | Технічне переоснащення КТП-1042 (КТП 42-18) смт. Срібне, Срібнянського району, Чернігівської області, Україна. | 0,05 | 43 | 1966 | 1977 | [15.03.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-1042%20смт.Срібне.PDF) | 45 | незадовільний |
| 69 | Технічне переоснащення КТП-188 с. Митченки, Бахмацького району, Чернігівської області, Україна. | 0,063 | 57 | 1971 | 1971 | [18.03.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-188%20с.Митченки.PDF) | 45 | незадовільний |
| 70 | Технічне переоснащення КТП-192-1 с. Красне, Бахмацького району, Чернігівської області, Україна. | 0,063 | 54 | 1970 | 1970 | [18.03.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-192%20с.Красне.PDF) | 45 | незадовільний |
| 71 | Технічне переоснащення КТП-535-1 с. Бахмач-1, Бахмацького району, Чернігівської області, Україна. | 0,063 | 58 | 1973 | 1973 | [18.03.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-535%20с.Бахмач-1.PDF) | 45 | незадовільний |
| 72 | Технічне переоснащення КТП-22 с. Гвоздиківка, Сновського району, Чернігівської області, Україна. | 0,1 | 75,3 | 1969 | 1961 | [24.04.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-22%20с.Гвоздиківка.PDF) | 45 | незадовільний |
| 73 | Технічне переоснащення КТП-235-1 с. Голінка, Бахмацького району, Чернігівської області, Україна. | 0,1 | 91 | 387,09 | 1973 | [18.03.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-235%20с.Голінка.PDF) | 45 | незадовільний |
| 74 | Технічне переоснащення КТП-237-1 с. Голінка, Бахмацького району, Чернігівської області, Україна. | 0,1 | 62 | 387,09 | 1971 | [18.03.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-237%20с.Голінка.PDF) | 45 | незадовільний |
| 75 | Технічне переоснащення КТП-513 с. Курінь, Бахмацького району, Чернігівської області, Україна. | 0,1 | 72 | 387,09 | 1970 | [18.03.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-513%20с.Курінь.PDF) | 45 | незадовільний |
| 76 | Технічне переоснащення КТП-94-1 с. Красилівка, Бахмацького району, Чернігівської області, Україна. | 0,1 | 102 | 387,09 | 1971 | [18.03.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20КТП-94%20с.Красилівка.PDF) | 45 | Незадовільний |

АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» в 2019 році виконало типові робочі проєкти ([КТП40кВА](Проекти/Типовий_проект_КТП_40), [КТП 63кВА](Проекти/Типовий_проект_КТП_63), [100кВА](Проекти/Типовий_проект_КТП_100), [160кВА](Проекти/Типовий_проект_КТП_160), [250кВА](Проекти/Типовий_проект_КТП_250)), які затверджені наказом від [31.01.2020 № 36/01-02](накази/Наказ%20№36-01-02%20від%2031.01.2020.pdf):

1. «Технічне переоснащення КТП 40 кВА».

2. «Технічне переоснащення КТП 63 кВА».

3. «Технічне переоснащення КТП 100 кВА».

4. «Технічне переоснащення КТП 160 кВА».

5. «Технічне переоснащення КТП 250 кВА».

Проєктами передбачено:

- встановлення запобіжників-роз’єднувачів 10 кВ;

- заміна трансформаторних підстанцій;

- для РУ-0,4 кВ пластикові корпуси з термореактивної пластмаси армованої скловолокном для зовнішнього встановлення;

- ОПН для захисту силового трансформатора та електрообладнання на шинах РУ та для захисту вводів 10 кВ силового трансформатора;

- встановлення в РУ-0,4 кВ головних рубильників;

- встановлення в РУ-0,4 кВ автоматичних вимикачів для захисту відходячих ліній.

Проєкт виконано відповідно до завдання на проєктування:

-КТП 40 кВА [від 23.08.2019](ТЗ/Типовий_проект_КТП_40/ЗнП%20Тех.%20переоснащення%20КТП%20потужністю%2040%20кВА.PDF);

-КТП 63кВА [від 23.08.2019](ТЗ/Типовий_проект_КТП_63/ЗнП%20Тех.%20переоснащення%20КТП%20потужністю%2063%20кВА.PDF);

-КТП 100кВА [від 23.08.2019](ТЗ/Типовий_проект_КТП_100/ЗнП%20Тех.%20переоснащення%20КТП%20потужністю%20100%20кВА.PDF);

-КТП 160кВА [від 23.08.2019](ТЗ/Типовий_проект_КТП_160/ЗнП%20Тех.%20переоснащення%20КТП%20потужністю%20160%20кВА.PDF);

-КТП 250кВА [від 23.08.2019](ТЗ/Типовий_проект_КТП_250/ЗнП%20Тех.%20переоснащення%20КТП%20потужністю%20250%20кВА.PDF).

Кошторисна вартість робіт з **технічного переоснащення ТП 10/0,4 кВ з заміною тр-ів на ТМГ з розподільною шафою** становить **29 558,78** **тис.грн. без ПДВ**:

ТМГ 40 кВА – 360,58 тис. грн. без ПДВ;

ТМГ 63 кВА – 19 583,24 тис. грн. без ПДВ;

ТМГ 100 кВА – 5 672,52 тис. грн. без ПДВ;

ТМГ 160 кВА – 3 463,79 тис. грн. без ПДВ;

ТМГ 250 кВА – 478,65 тис. грн. без ПДВ.

Вартість реалізації даних проєктів підрядним способом в повному обсязі згідно інвестиційної програми 2020 року становить **25 590,45 тис.грн. без ПДВ:**

ТМГ 40 кВА – 323,72 тис. грн. без ПДВ;

ТМГ 63 кВА –17 100,72 тис. грн. без ПДВ;

ТМГ 100 кВА – 4 798,92 тис. грн. без ПДВ;

ТМГ 160 кВА – 2 968,24 тис. грн. без ПДВ;

ТМГ 250 кВА – 398,85 тис. грн. без ПДВ.

**Розрахунок економічного ефекту**

**(для трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ потужністю 40 кВА)**

Основними характеристиками, що визначають технічний рівень силових трансформаторів, є втрати електроенергії, матеріалоємність, якість виготовлення та надійність. Трансформатори, що пропрацювали понад 25 років морально застаріли і мають підвищенні втрати електроенергії. Так виробники трансформаторів за останні 30 років знизили втрати в середньому на 50 %.

Втрати активної електроенергії за рік розраховуються по формулі:

 =   ( +   ) *Т*,

- кількість силових трансформаторів, штук;

 - втрати активної потужності в сталі трансформатора, кВт.

 - втрати активної потужності в обмотках трансформатора, кВт.

 - коефіцієнт завантаження трансформатора, для однотрансформаторних ТП .

*Т*- число годин роботи трансформатора за рік, *Т* = 8760 год.

 = 1 (0,25 + 0,922,8)  8760 = 22057,68 кВт\*год.

 = 1 (0,19 + 0,92  0,88)  8760 = 7908,53 кВт\*год.

Зменшення ТВЕ на рік складає:

 =-

 = 22057,68 – 7908,53 = 14149,15 кВт\*год.

В грошовому еквіваленті економія складає:

Е=В

де В- це фактична середня закупівельна ціна одної кВт\*год електроенергії В=1,68 грн.

Е=14149,15  1,68 = 23 770,57 грн.

Середня вартість демонтованого обладнання та матеріалів однієї ТП складає 15200=5200 грн.,

Термін окупності складатиме:

**,** де

(323,72-5,2)/23,77 = **13,4 років.**

**Розрахунок економічного ефекту**

**(для трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ потужністю 63 кВА)**

Методика розрахунку економічного ефекту від впровадження даного заходу аналогічна до розрахунку економічного ефекту від заміни трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ потужністю 40 кВА.

Е=758531,9041,68 = 1274333,6 грн.

Середня вартість демонтованого обладнання та матеріалів однієї ТП складає 5200 грн., а для ТП в кількості 52 штуки складе 525200=270 400 грн.

Термін окупності складатиме:

**,** де

(17 100,72-270,4)/1274,33 = **13,2 років.**

**Розрахунок економічного ефекту**

**(для трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ потужністю 100 кВА)**

Розрахунок економічного ефекту проводиться аналогічно до розрахунку економічного ефекту трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ потужністю 40 кВА.

Е=269837,784 1,68 = 453327,477 грн.

Середня вартість демонтованого обладнання та матеріалів однієї ТП складає 5500 грн., а для ТП в кількості 14 штук складе 145500=77 000 грн.

Термін окупності складатиме:

**,** де

(4 798,92-77)/453,327 = **10,4 років.**

**Розрахунок економічного ефекту**

**(для трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ потужністю 160 кВА)**

Розрахунок економічного ефекту проводиться аналогічно до розрахунку економічного ефекту трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ потужністю 40 кВА.

Е=102828,384  1,68 = 172751,68 грн.

Середня вартість демонтованого обладнання та матеріалів однієї ТП складає 6100 грн., а для ТП в кількості 8 штук складе 86100=48 800 грн.

Термін окупності складатиме:

**,** де

(2968,24-48,8)/172,751 = **16,90** **років.**

**Розрахунок економічного ефекту**

**(для трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ потужністю 250 кВА)**

Розрахунок економічного ефекту проводиться аналогічно до розрахунку економічного ефекту трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ потужністю 40 кВА.

Е=10921,51  1,68 = 18348,14 грн.

Середня вартість демонтованого обладнання та матеріалів однієї ТП складає 6100 грн., а для ТП в кількості 1 штука складе 17000=7000 грн.

Термін окупності складатиме:

**,** де

(398,85-7)/18,35 = **21,4 роки.**

**1.2 Інше**

**1.2.1 Проєктні роботи з технічного переоснащення ПС 35/10 кВ «Яблунівка» в с. Яблунівка, Прилуцького району, Чернігівської області (1 черга)**

ПС 35/10 кВ «Яблунівка» знаходиться в с. Яблунівка, Прилуцького району, Чернігівської області. Введена в експлуатацію в 1964 році та знаходиться в експлуатації 55 років.

Силовий трансформатор Т-2 типу ТМ-1800/35, виготовлений в 1963 році та введений в експлуатацію в 1964 році, знаходиться в експлуатації 55 років при нормативному терміні 25 років.

Метою заходу є покращення якості розподілу електроенергії за рахунок впровадження новітнього обладнання, а також підвищення надійності енергопостачання споживачів Чернігівської області. Необхідністю виконання даного заходу є потреба в заміні основного обладнання, в зв’язку з суттєвим погіршенням його експлуатаційних характеристик, яке фіксувалось Товариством за результатами періодичних випробувань та вимірювань протягом останніх років. Потреба заміни трансформатора Т-2 підтверджена висновком незалежної експертизи №05.09.04-79.16 від 12.10.2016.

Технічне переоснащення ПС значно покращить якість розподілу електроенергії за рахунок впровадження новітнього обладнання, а також підвищить надійність енергопостачання споживачів Чернігівської області.

Чергові останні випробування та вимірювання параметрів Т-2 виконані в 2017 р. акредитованою лабораторією Південних високовольтних електричних мереж. За результатами випробування та вимірювання параметрів встановлено погіршення ізоляційних характеристик, збільшення концентрації газів в баку трансформатора, що не відповідає вимогам СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 «Норми випробування електрообладнання». Оцінка технічного стану ПС 35/10 кВ «Яблунівка» наведена в [акті від 05.08.2019.](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20ПС/Яблунівка.pdf)

Для визначення технічного стану силових трансформаторів Т-2 на ПС «Яблунівка» було залучено спеціалізовану організацію Вінницький експертно-технічний центр, який у 2016 році виконав необхідні вимірювання та випробування.

За результатами експертної оцінки технічного стану трансформатора Т-2 типу ТАМ-1800/35/10 № 46371 [(висновок експертизи Вінницького ЕТЦ № 05.09.04-79.16 від 12.10.2016 року)](Експертиза/Т-2%20ПС%20Яблунівка.PDF) було визначено, що трансформатор не відповідає вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки, а саме:

* трансформатор характеризується зносом компонентів активної частини з старінням опорної ізоляції (не відповідає вимогам СОУ 40.1-21677681-07:2009);
* обмотка ВН трансформатора має відхилення опору постійному струму між фазами більше 2% в усіх положеннях РПН ( не відповідає вимогам СОУ-НЕЕ 20.302:2007 п.8.6);
* трансформатор має ознаки зволоження та забруднення твердої ізоляції Кабс=1,09-1,15, норма Кабс>1,3 (не відповідає вимогам СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681-64:2012 п.4.1.2);
* обмотки трансформатора мають понаднормативне максимальне відхилення опору КЗ між фазами (більше 5%) ( не відповідає вимогам СОУ-НЕЕ 20.302:2007 п.8.7);
* трансформатор має ознаки наявності термічних дефектів в зоні температур до 3000 з негативним впливом на тверду ізоляцію та має ознаки наявності часткових розрядів, старіння паперової ізоляції та піроліз масла (не відповідає вимогам СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 п.7.2.1, п.8.1.3, п.8.1.4, рис. А.2);
* трансформаторне масло характеризується забрудненням – по 12 класу чистоти рідни (забруднення масла крупними зваженими частками), високим вологовмістом 18,7 г/т (не відповідає вимогам ДСТУ ГОСТ 17216:2004, СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 табл. 48 п.10);
* трансформаторне масло має високий вміст фуранових сполук – 1,99 мг/кг (Протокол №2-696 від 29.09.16р ЕТЛ), закінчився ресурс паперової ізоляції трансформатора, ступінь полімеризації на рівні 248 од. і знаходиться в дефектному стані (можливе передчасне закінчення терміну служби). Паперова ізоляція трансформатора не відповідає вимогам нормативних документів. (не відповідає вимогам СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681-64:2012 дод.А рис.1, п.5.1.1.1, п.6.7, СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 п.8.17).

Згідно висновку експертизи трансформатор знаходиться в незадовільному технічному стані та підлягає виведенню з експлуатації з подальшою його заміною.

За результатами огляду технічного стану трансформатора Т-2 на ПС «Яблунівка» було виявлено:

– підтікання масла з баку трансформатора, зливних кранів, гумових ущільнень;

– перехідний опір контактної частини ПБВ Т-2 більше норми;

– старіння ізоляції вводів 35 кВ;

– підтікання масла з-під сот радіаторів охолодження;

– зварювальні шви мають механічні пошкодження внаслідок корозії металу;

– пошкодження маслоприймача під Т-2;

– підтікання оливи на кріпленнях радіаторів;

– потребують заміни гумові ущільнення навісного обладнання, в зв’язку зі старінням і розтріскуванням;

– панелі захисту силового трансформатора пошкоджені корозією, реле захисту Т-2, клемні ряди панелі захисту Т-2 мають сліди корозії;

– через тривалий термін експлуатації в складних умовах спостерігається процес окислення жил і втрата механічної міцності алюмінієвих контрольних та силових кабелів;

– кабельні лотки в процесі довготривалої експлуатації знаходяться в незадовільному стані (значне розсипання бетону та значна корозія армованої арматури).

Технічним завданням передбачено:

- заміну трансформатора Т-1 типу ТАМ-1800/35 на новий трансформатор типу ТМН-2500/35;

- заміну роз’єднувача 35 кВ приєднання Т-2 на сучасний роз’єднувач з заземлюючими ножем;

- заміну розрядників 35, 10 кВ приєднання Т-2 на ОПН 35 та 10 кВ;

- модернізація РЗА.

Проєкт планується виконати відповідно до завдання на проєктування [від 20.06.2019](ТЗ/Проектні%20роботи/ПС_35_Яблунівка_(1черга)/194.%20ТЗ%20Яблунівка%20(1%20черга).pdf).

План-графік реалізації заходів із введенням об’єкта в експлуатацію

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Етапи | 2020 | | | 2021 | | | |
| 4-9 | 10 | 11 | 1-3 | 4-9 | 10 | 11 |
| Виготовлення ПКД для реалізації заходу |  |  |  |  |  |  |  |
| Отримання ПКД |  |  |  |  |  |  |  |
| Проведення узгодження та експертизи ПКД |  |  |  |  |  |  |  |
| Укладання договорів на проведення робіт |  |  |  |  |  |  |  |
| Виконання робіт для реалізації заходу відповідно до розрахованої ПКД |  |  |  |  |  |  |  |
| Введення об’єкту в експлуатацію |  |  |  |  |  |  |  |

Планом розвитку системи розподілу АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» на 2020-2024 роки передбачається технічне переоснащення ПС «Яблунівка» з заміною силового трансформатора та реконструкцією ВРП-35 кВ (розділ 22.1 стор. 201; табл. 31, п.30).

На виготовлення проєкту по **технічному переоснащенні ПС 35/10 кВ «Яблунівка» в с.  Яблунівка, Прилуцького району**, Чернігівської області інвестиційною програмою 2020 року передбачені кошти в розмірі  **330,96 тис. грн. без ПДВ**.

**1.2.2 Проєктні роботи з реконструкції ПЛ 0,4 кВ КТП 68 Л-1, Л-2, Л-3 в с.Олбин, Козелецького району, Чернігівської області**

Інвестиційною програмою 2020 року заплановано проєктні роботи з реконструкції **ПЛ 0,4 кВ КТП 68 Л-1, Л-2, Л-3 в с.Олбин, Козелецького району, Чернігівської області,** загальною протяжністю 3,340 км. ПЛ 0,4 кВ введені в експлуатацію 1975 р. На 01.01.2019 року технічний стан мереж характеризується як незадовільний. Оцінка технічного стану ПЛ 0,4 кВ КТП 68 Л-1, Л-2, Л-3 в с.Олбин наведена в [акті від 15.08.2019](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20ПЛ%200,4%20кВ%20від%20КТП-68%20с.Олбин.PDF).

Відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» дана ПЛ має значення коефіцієнту дефектності (КДН) складає Л-1 – 45 %, Л-2 – 48 %, Л-3 – 42 %, що характеризує стан ПЛ як незадовільний (25%<КДН<50%).

Характеристика об’єкту

**по Л – 1 від КТП – 68:**

Довжина лінії – 1,300 км;

Кількість відгалужень/довжина відгалужень –32/0,278 шт./км;

Марка проводу на відгалуженні/ протяжність –А – 16 - 0,486 км, СІП 2х16 – 0,035 км;

Тип опор/к-ть опори проміжні на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 25 шт., опори анкерні 2-х ст. на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 8 шт.,

Марка проводу/протяжність проводу – А – 25 – 3,741 км., А – 16 – 0,690 км.

Марка крюків/к-ть крюків –КН-18 – 176 шт.,

Марка ізоляторів/к-ть ізоляторів - ТФ-18 -176 шт.

**по Л – 2 від КТП – 68:**

Довжина лінії – 0,940 км;

Кількість відгалужень/довжина відгалужень –29/0,349 шт./км;

Марка проводу на відгалуженні/ протяжність –А – 16 - 0,558 км, СІП 2х16 – 0,070 км;

Тип опор/к-ть опори проміжні на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 26 шт., опори анкерні 2-х ст. на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 4 шт.,

Марка проводу/протяжність проводу – А – 35 – 1,204 км., А – 25 – 2,818 км., А – 16 – 0,396 км.

Марка крюків/к-ть крюків –КН-18 – 228 шт.,

Марка ізоляторів/к-ть ізоляторів - ТФ-18 -228 шт.

**по Л – 3 від КТП – 68:**

Довжина лінії – 1,100 км;

Кількість відгалужень/довжина відгалужень –32/0,438 шт./км;

Марка проводу на відгалуженні/ протяжність –А – 16 - 0,790 км, СІП 2х16 – 0,043 км;

Тип опор/к-ть опори проміжні на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 15 шт., опори анкерні 2-х ст. на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 14 шт.,

Марка проводу/протяжність проводу – А – 25 – 1,609 км., А – 16 – 4,548 км.

Марка крюків/к-ть крюків –КН-18 – 186 шт.,

Марка ізоляторів/к-ть ізоляторів - ТФ-18 -186 шт.

Загальна кількість споживачів **по** Л – 1 від КТП – 68: юридичні - 1 шт., побутові – 31 споживач. Категорія надійності – 3-тя.

Загальна кількість споживачів по Л – 2 від КТП – 68: юридичні споживачі відсутні, побутові – 29 споживачі. Категорія надійності – 3-тя.

Загальна кількість споживачів **по** Л – 3 від КТП – 68: юридичні - 1 шт., побутові – 31 споживач. Категорія надійності – 3-тя.

Перетини ПЛ 0,4 кВ з інженерними спорудами: 1 шт.

Потужність існуючого силового трансформатора КТП-68 – 63 кВА.

Договірна потужність КТП-68 – 182,5 кВт.

Згідно Акту технічного обстеження проведеного спеціалістами (інженерно-технічними працівниками) ВП Чернігівського РЕМ визначено наступне:

**по Л-1** визначено дефектним наступне обладнання :

1. Стояки дерев'яні на з/б приставках 21 шт –51,21% від загальної кількості опор .
2. Проводи дефектні - А-25 (1,87 км) -50%, А-16 ( 0,690 км ) – 100 % від загальної кількості .
3. Відгалуження від опор до будинків виконані неізольованим проводом 30 шт – 93,75 % від загальної кількості вводів.

**по Л-2** визначено дефектним наступне обладнання :

1. Стояки дерев'яні на з/б приставках 25 шт –73,52% від загальної кількості опор .
2. Проводи дефектні - А-25 (1,6 км) -56,77%, А-16 ( 0,396км ) – 100 % від загальної кількості .
3. Відгалуження від опор до будинків виконані неізольованим проводом 25 шт – 86,21 % від загальної кількості вводів.

**по Л-3** визначено дефектним наступне обладнання :

1. Стояки дерев'яні на з/б приставках 30 шт –69,76% від загальної кількості опор .
2. Проводи дефектні - А-25 (1,050 км) -65,26%, А-16 ( 4,548км ) – 100 % від загальної кількості .
3. Відгалуження від опор до будинків виконані неізольованим проводом 30 шт – 93,75 % від загальної кількості вводів.

Технологічні порушення

Таблиця 1.17 - Технологічні порушення

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
| К-сть технологічних порушень , шт | 3 | 1 | 0 | 6 | 1 |

Звернення споживачів стосовно незадовільного технічного стану мереж та якості напруги:

Таблиця 1.18 - Кількість звернень

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| Л-1 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Л-2 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Л-3 | 3 | 1 | 1 | 1 | 1 |

Заміри рівня напруги в контрольних точках ПЛ 0,4 кВ склали:

Л- 1-208 В , Л- 2-205 В, Л- 3 -204 В ( що не відповідає вимогам ДСТУ IEC 61000-4-30:2010).

Падіння напруги в лінії: Л-1 на 8%, Л- 2 на 7% , Л- 3 на 7,3%.

Навантаження на головному рубильнику ТП 10/0,4 кВ

Таблиця 1.19 - Навантаження на ТП 10/0,4 кВ

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Фаза | Навантаження,А | | | |
| 2015р. | 2016р. | 2017р. | 2018р. |
| «А» | 52 | 63 | 59 | 58 |
| «В» | 48 | 65 | 60 | 69 |
| «С» | 36 | 46 | 54 | 41 |

Перевірка повного опору петлі « фаза – нуль»**Л-1:**

* І ном встановленого апарату захисту - 100 А;
* І розр апарату захисту по результатам виміру опору петлі « фаза – нуль»: - 92 А.

Перевірка повного опору петлі « фаза – нуль» **Л-2:**

* І ном встановленого апарату захисту - 100 А;
* І розр апарату захисту по результатам виміру опору петлі « фаза – нуль»: - 93,6 А.

Перевірка повного опору петлі « фаза – нуль» **Л-3:**

* І ном встановленого апарату захисту - 63 А;
* І розр апарату захисту по результатам виміру опору петлі « фаза – нуль»: - 98,7 А.

Висновок – апарати захисту вибрані не по струму к.з., а по режиму навантаження мережі.

Останній капітальний ремонт на ПЛ 0,4 кВ :

**Л-1**

Проведений у 2008 році, під час якого проведено наступні роботи:

* розчищення траси;
* перетягування проводів;

**Л-2**

Проведений у 2008 році, під час якого проведено наступні роботи:

* розчищення траси;
* перетягування проводів;

**Л-3**

Проведений у 2008 році, під час якого проведено наступні роботи:

* розчищення траси;
* перетягування проводів;

За аналізом наданої документації та оглядом об’єкту з виїздом на місце встановлено наступне: кількість дефектних опор ПЛ-0,4 кВ Л-1, Л-2, Л-3 від КТП- 68 (опори деревні на з/б приставках) більше 60 % виникає необхідність їх заміни. В тому числі протоколами вимірів встановлено граничні відхилення напруги , що перебувають поза межами , встановленими ДСТУ IEC 61000-4-30:2010.

Завданням на проєктування передбачено:

* демонтаж існуючої лінії ПЛ 0,4 кВ, що виконана неізольованими проводами;
* будівництво нової лінії ПЛІ 0,4 кВ з використанням самоутримних ізольованих проводів;
* заміну існуючої трансформаторної підстанції КТП-68;
* встановлення розвантажувальних ТП 10/0,4 кВ.
* Проєкт планується виконати відповідно до завдання на проєктування [від 02.09.2019](ТЗ/Проектні%20роботи/ПЛ04%20КТП68%20Олбин/ЗнП%20Реконструкція%20ПЛ%200,4%20кВ%20від%20КТП-68%20с.Олбин.PDF).

План-графік реалізації заходів із введенням об’єкта в експлуатацію

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Етапи | 2020 | | | 2021 | | | |
| 4-9 | 10 | 11 | 1-3 | 4-9 | 10 | 11 |
| Виготовлення ПКД для реалізації заходу |  |  |  |  |  |  |  |
| Отримання ПКД |  |  |  |  |  |  |  |
| Проведення узгодження та експертизи ПКД |  |  |  |  |  |  |  |
| Укладання договорів на проведення робіт |  |  |  |  |  |  |  |
| Виконання робіт для реалізації заходу відповідно до розрахованої ПКД |  |  |  |  |  |  |  |
| Введення об’єкту в експлуатацію |  |  |  |  |  |  |  |

В інвестиційній програмі 2020 року передбачено **проєктні роботи з реконструкції ПЛ 0,4 кВ КТП 68 Л-1, Л-2, Л-3 в с.Олбин, Козелецького району, Чернігівської області,** загальною довжиною ПЛ 0,4 – 3,340 км. на суму **323,84 тис.грн. без ПДВ.**

**1.2.3 Проєктні роботи з реконструкції ПЛ 0,4 кВ КТП 69 Л-1, Л-2, Л-3 в с.Олбин, Козелецького району, Чернігівської області**

Інвестиційною програмою 2020 року заплановано проєктні роботи з реконструкції **ПЛ 0,4 кВ КТП 69 Л-1, Л-2, Л-3 в с.Олбин, Козелецького району, Чернігівської області,** загальною протяжністю 4,13 км. ПЛ 0,4 кВ введені в експлуатацію 1975 р. На 01.01.2019 року технічний стан мереж характеризується як незадовільний.

Оцінка технічного стану ПЛ 0,4 кВ КТП 69 Л-1, Л-2, Л-3 в с.Олбин наведена в [акті від 15.08.2019.](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20ПЛ%200,4%20кВ%20від%20КТП-69%20с.Олбин.PDF)

Відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» дана ПЛ має значення коефіцієнту дефектності (КДН) складає Л-1 – 45 %, Л-2 – 49 %, Л-3 – 42 %, що характеризує стан ПЛ як незадовільний (25%<КДН<50%).

Характеристика об’єкту

**по Л – 1 від КТП – 69:**

Довжина лінії – 1,494 км;

Кількість відгалужень/довжина відгалужень –31/0,214 шт./км;

Марка проводу на відгалуженні/ протяжність –А – 16 - 0,290 км, СІП 2х16 – 0,047 км; СІП 4х16 – 0,022 км

Тип опор/к-ть опори проміжні на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 22 шт., опори анкерні 2-х ст. на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 6 шт.,

Марка проводу/протяжність проводу – А – 35 – 0,334 км., А – 25 – 1,338 км.,

А – 16 – 1,055 км.

Марка крюків/к-ть крюків –КН-18 – 178 шт.,

Марка ізоляторів/к-ть ізоляторів - ТФ-18 -178 шт.

**по Л – 2 від КТП – 69:**

Довжина лінії – 1,348 км;

Кількість відгалужень/довжина відгалужень –27/0,359 шт./км;

Марка проводу на відгалуженні/ протяжність –А – 16 - 0,608 км, СІП 2х16 – 0,055 км;

Тип опор/к-ть опори проміжні на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 16 шт., опори анкерні 2-х ст. на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 7 шт.,

Марка проводу/протяжність проводу – А – 35 – 2,930 км., А – 25 – 0,219 км.,

Марка крюків/к-ть крюків –КН-18 – 149 шт.,

Марка ізоляторів/к-ть ізоляторів - ТФ-18 -149 шт.

**по Л – 3 від КТП – 69:**

Довжина лінії – 1,288 км;

Кількість відгалужень/довжина відгалужень –31/0,220 шт./км;

Марка проводу на відгалуженні/ протяжність –А – 16 - 0,272 км, СІП 2х16 – 0,062 км;кабель АВВГ 4\*10 – 0,022 км.

Тип опор/к-ть опори проміжні на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 40 шт., опори анкерні 2-х ст. на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 4 шт.,

Марка проводу/протяжність проводу – А – 35 – 1,829 км., А – 16 – 0,366 км.,

Марка крюків/к-ть крюків –КН-18 – 168 шт.,

Марка ізоляторів/к-ть ізоляторів - ТФ-18 -168 шт.

Загальна кількість споживачів **по** Л – 1 від КТП – 69: юридичні споживачі відсутні, побутові – 31 споживач. Категорія надійності – 3-тя.

Загальна кількість споживачів по Л – 2 від КТП – 69: юридичні - 3 шт., побутові – 24 споживачі. Категорія надійності – 3-тя.

Загальна кількість споживачів **по** Л – 3 від КТП – 69: юридичні споживачі відсутні, побутові – 31 споживач. Категорія надійності – 3-тя.

Перетини ПЛ 0,4 кВ з інженерними спорудами: 2 шт.,

в т.ч.з автомобільними дорогами - 2 шт.

Потужність існуючого силового трансформатора КТП-69 – 160 кВА.

Договірна потужність – 134,07 кВт.

Згідно Акту технічного обстеження проведеного спеціалістами (інженерно-технічними працівниками) ВП Чернігівського РЕМ визначено наступне:

**по Л-1** визначено дефектним наступне обладнання :

1. Стояки дерев'яні на з/б приставках 21 шт –51,21% від загальної кількості опор.
2. Проводи дефектні - А-25 (1,87 км) -50%, А-16 ( 0,690 км ) – 100 % від загальної кількості .
3. Відгалуження від опор до будинків виконані неізольованим проводом 28 шт – 90,32 % від загальної кількості вводів.

**по Л-2** визначено дефектним наступне обладнання :

1. Стояки дерев'яні на з/б приставках 25 шт –73,52% від загальної кількості опор.
2. Проводи дефектні - А-25 (1,6 км) -56,77%, А-16 ( 0,396км ) – 100 % від загальної кількості .
3. Відгалуження від опор до будинків виконані неізольованим проводом 23 шт – 85,18 % від загальної кількості вводів.

**по Л-3** визначено дефектним наступне обладнання :

1. Стояки дерев'яні на з/б приставках 30 шт –69,76% від загальної кількості опор.
2. Проводи дефектні - А-25 (1,050 км) -65,26%, А-16 ( 4,548км ) – 100 % від загальної кількості .
3. Відгалуження від опор до будинків виконані неізольованим проводом 28 шт – 90,32 % від загальної кількості вводів.

Технологічні порушення

Таблиця 1.20 - Технологічні порушення

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
| К-сть технологічних порушень , шт | 2 | 1 | 0 | 6 | 1 |

Звернення споживачів стосовно незадовільного технічного стану мереж та якості напруги:

Таблиця 1. 21 - Кількість звернень

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| Л-1 | 2 | 2 | 1 | 1 | 1 |
| Л-2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Л-3 | 1 | 1 | 1 | 1 | - |

Заміри рівня напруги в контрольних точках ПЛ 0,4 кВ склали:

Л- 1-202В , Л- 2-205В, Л- 3 -204В ( що не відповідає вимогам ДСТУ IEC 61000-4-30:2010).

Падіння напруги в лінії: Л-1 на 8%, Л- 2 на 7% , Л- 3 на 7,3%.

Навантаження на головному рубильнику ТП 10/0,4 кВ

Таблиця 1.22- Навантаження на ТП 10/0,4 кВ

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Фаза | Навантаження,А | | | |
| 2015р. | 2016р. | 2017р. | 2018р. |
| «А» | 58 | 62 | 63 | 65 |
| «В» | 49 | 70 | 65 | 68 |
| «С» | 67 | 65 | 68 | 66 |

Перевірка повного опору петлі « фаза – нуль»**Л-1:**

* І ном встановленого апарату захисту - 100 А;
* І розр апарату захисту по результатам виміру опору петлі « фаза – нуль»: - 105 А.

Перевірка повного опору петлі « фаза – нуль» **Л-2:**

* І ном встановленого апарату захисту - 63 А;
* І розр апарату захисту по результатам виміру опору петлі « фаза – нуль»: - 134 А.

Перевірка повного опору петлі « фаза – нуль» **Л-3:**

* І ном встановленого апарату захисту - 10 А;
* І розр апарату захисту по результатам виміру опору петлі « фаза – нуль»: - 152 А.

Висновок – апарати захисту вибрані не по струму к.з., а по режиму навантаження мережі.

Останній капітальний ремонт на ПЛ 0,4 кВ :

**Л-1**

Проведений у 2008 році, під час якого проведено наступні роботи:

* розчищення траси;
* перетягування проводів;

**Л-2**

Проведений у 2008 році, під час якого проведено наступні роботи:

* розчищення траси;
* перетягування проводів;

**Л-3**

Проведений у 2008 році, під час якого проведено наступні роботи:

* розчищення траси;
* перетягування проводів;

За аналізом наданої документації та оглядом об’єкту з виїздом на місце встановлено наступне: кількість дефектних опор ПЛ-0,4 кВ Л-1, Л-2, Л-3 від КТП- 69 (опори деревні на з/б приставках) більше 60 % виникає необхідність їх заміни. В тому числі протоколами вимірів встановлено граничні відхилення напруги , що перебувають поза межами , встановленими ДСТУ IEC 61000-4-30:2010**.**

Завданням на проєктування передбачено:

* демонтаж існуючої лінії ПЛ-0,4 кВ, що виконана неізольованими проводами;
* будівництво нової лінії ПЛІ-0,4 кВ з використанням самоутримних ізольованих проводів;
* заміну існуючої трансформаторної підстанції КТП-69;
* встановлення розвантажувальних ТП 10/0,4 кВ.

Проєкт планується виконати відповідно до завдання на проєктування [від 02.09.2019](ТЗ/Проектні%20роботи/ПЛ04%20КТП69%20Олбин/ЗнП%20Реконструкція%20ПЛ%200,4%20кВ%20від%20КТП-69%20с.Олбин.PDF).

План-графік реалізації заходів із введенням об’єкта в експлуатацію

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Етапи | 2020 | | | 2021 | | | |
| 4-9 | 10 | 11 | 1-3 | 4-9 | 10 | 11 |
| Виготовлення ПКД для реалізації заходу |  |  |  |  |  |  |  |
| Отримання ПКД |  |  |  |  |  |  |  |
| Проведення узгодження та експертизи ПКД |  |  |  |  |  |  |  |
| Укладання договорів на проведення робіт |  |  |  |  |  |  |  |
| Виконання робіт для реалізації заходу відповідно до розрахованої ПКД |  |  |  |  |  |  |  |
| Введення об’єкту в експлуатацію |  |  |  |  |  |  |  |

В інвестиційній програмі 2020 року передбачено **проєктні роботи з реконструкції ПЛ 0,4 кВ КТП 69 Л-1, Л-2, Л-3 в с.Олбин, Козелецького району, Чернігівської області,** загальною довжиною ПЛ 0,4 – 4,130 км.на суму **325,34 тис.грн. без ПДВ.**

**1.2.4 Проєктні роботи з реконструкції ПЛ 0,4 кВ КТП 371 Л-1, Л-2 в с.Олбин, Козелецького району, Чернігівської області**

Інвестиційною програмою 2020 року заплановано проєктні роботи з реконструкції **ПЛ 0,4 кВ КТП 371 Л-1, Л-2 в с.Олбин, Козелецького району, Чернігівської області,** загальною протяжністю 2,166 км. ПЛ 0,4 кВ введені в експлуатацію 1975 р. На 01.01.2019 року технічний стан мереж характеризується як незадовільний.

Оцінка технічного стану ПЛ 0,4 кВ КТП 371 Л-1, Л-2 в с.Олбин наведена в [акті від 15.08.2019.](Акти%20оцінки%20технічного%20стану%20мереж%200,4-10/Акт%20тех.%20обстеження%20ПЛ%200,4%20кВ%20від%20КТП-371%20с.Олбин.PDF)

Відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» дана ПЛ має значення коефіцієнту дефектності (КДН) складає Л-1 – 45 %, Л-2 – 47 %, що характеризує стан ПЛ як незадовільний (25%<КДН<50%).

Характеристика об’єкту

**по Л – 1 від КТП – 371:**

Довжина лінії – 1,152 км;

Кількість відгалужень/довжина відгалужень –33/0,386 шт./км;

Марка проводу на відгалуженні/ протяжність –А – 16 - 0,660 км, СІП 2х16 – 0,056 км;

Тип опор/к-ть опори проміжні на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 28 шт., опори анкерні 2-х ст. на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 4шт., стояки СНВ 1-1 – 6 шт.,

Марка проводу/протяжність проводу – А – 25 – 2,927км.,

Траверси ТН – 1 – 10 шт.,

Траверси ТН – 2 – 4 шт.,

Марка крюків/к-ть крюків –КН-18 – 138 шт.,

Марка ізоляторів/к-ть ізоляторів - ТФ-18 -138 шт.

**по Л – 2 від КТП – 371:**

Довжина лінії – 1,014 км;

Кількість відгалужень/довжина відгалужень –21/0,247 шт./км;

Марка проводу на відгалуженні/ протяжність –А – 16 - 0,362 км, СІП 2х16 – 0,056 км;

Кабель АВВГ 4\*10 – 0,010 км.

Тип опор/к-ть опори проміжні на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 14 шт., опори анкерні 2-х ст. на дерев’яних стояках з з/б приставкою – 9 шт., опори проміжні на дерев’яних стояках – 7 шт.,

Марка проводу/протяжність проводу – А – 25 – 2,217 км., А – 16 – 0,552 км.,

Траверса ТН-1 – 2 шт.,

Марка крюків/к-ть крюків –КН-18 – 146 шт.,

Марка ізоляторів/к-ть ізоляторів - ТФ-18 -150 шт.

Загальна кількість споживачів **по** Л – 1 від КТП – 371: юридичні споживачі відсутні, побутові – 33 споживач. Категорія надійності – 3-тя.

Загальна кількість споживачів по Л – 2 від КТП – 371: юридичні споживачі відсутні, побутові – 21 споживачі. Категорія надійності – 3-тя.

Перетини ПЛ 0,4 кВ з інженерними спорудами: 1 шт.

Потужність існуючого силового трансформатора КТП-371 – 63 кВА.

Договірна потужність - 111,10 кВт.

Згідно Акту технічного обстеження проведеного спеціалістами (інженерно-технічними працівниками) ВП Чернігівського РЕМ визначено наступне:

**по Л-1** визначено дефектним наступне обладнання :

1. Стояки дерев'яні на з/б приставках 21 шт –51,21% від загальної кількості опор .
2. Проводи дефектні - А-25 (1,87 км) -50%, А-16 ( 0,690 км ) – 100 % від загальної кількості .
3. Відгалуження від опор до будинків виконані неізольованим проводом 27 шт – 81,81 % від загальної кількості вводів.

**по Л-2** визначено дефектним наступне обладнання :

1. Стояки дерев'яні на з/б приставках 25 шт –73,52% від загальної кількості опор .
2. Проводи дефектні - А-25 (1,6 км) -56,77%, А-16 ( 0,396км ) – 100 % від загальної кількості .
3. Відгалуження від опор до будинків виконані неізольованим проводом 17 шт – 80,95 % від загальної кількості вводів.

Технологічні порушення

Таблиця 1.23 - Технологічні порушення

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
| К-сть технологічних порушень , шт | 2 | 1 | 0 | 7 | 1 |

Звернення споживачів стосовно незадовільного технічного стану мереж та якості напруги:

Таблиця 1.24 - Кількість звернень

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Роки | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| Л-1 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Л-2 | 1 | 1 | 1 | 2 | 1 |

Заміри рівня напруги в контрольних точках ПЛ 0,4 кВ склали:

Л- 1-206 В , Л- 2-208 В (що не відповідає вимогам ДСТУ IEC 61000-4-30:2010).

Падіння напруги в лінії: Л-1 на 8%, Л- 2 на 7%.

Навантаження на головному рубильнику ТП 10/0,4 кВ

Таблиця 1.25 - Навантаження на ТП 10/0,4 кВ

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Фаза | Навантаження,А | | | |
| 2015р. | 2016р. | 2017р. | 2018р. |
| «А» | 49 | 50 | 59 | 60 |
| «В» | 35 | 45 | 51 | 53 |
| «С» | 38 | 40 | 36 | 66 |

Перевірка повного опору петлі « фаза – нуль»**Л-1:**

* І ном встановленого апарату захисту - 100 А;
* І розр апарату захисту по результатам виміру опору петлі « фаза – нуль»: - 115 А.

Перевірка повного опору петлі « фаза – нуль» **Л-2:**

* І ном встановленого апарату захисту - 63 А;
* І розр апарату захисту по результатам виміру опору петлі « фаза – нуль»: - 122 А.

Висновок – апарати захисту вибрані не по струму к.з., а по режиму навантаження мережі.

Останній капітальний ремонт на ПЛ 0,4 кВ :

**Л-1**

Проведений у 2008 році, під час якого проведено наступні роботи:

* розчищення траси;
* перетягування проводів;

**Л-2**

Проведений у 2008 році, під час якого проведено наступні роботи:

* розчищення траси;
* перетягування проводів;

За аналізом наданої документації та оглядом об’єкту з виїздом на місце встановлено наступне: кількість дефектних опор ПЛ-0,4 кВ Л-1, Л-2 від КТП- 371 (опори деревні на з/б приставках) більше 60 % виникає необхідність їх заміни. В тому числі протоколами вимірів встановлено граничні відхилення напруги , що перебувають поза межами , встановленими ДСТУ IEC 61000-4-30:2010.

Завданням на проєктування передбачено:

* демонтаж існуючої лінії ПЛ-0,4 кВ, що виконана неізольованими проводами;
* будівництво нової лінії ПЛІ-0,4 кВ з використанням самоутримних ізольованих проводів;
* заміну існуючої трансформаторної підстанції КТП-371;
* встановлення розвантажувальних ТП 10/0,4 кВ.
* Проєкт планується виконати відповідно до завдання на проєктування [від 02.09.2019](ТЗ/Проектні%20роботи/ПЛ04%20КТП371%20Олбин/ЗнП%20Реконструкція%20ПЛ%200,4%20кВ%20від%20371%20с.Олбин.PDF).

План-графік реалізації заходів із введенням об’єкта в експлуатацію

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Етапи | 2020 | | | 2021 | | | |
| 4-9 | 10 | 11 | 1-3 | 4-9 | 10 | 11 |
| Виготовлення ПКД для реалізації заходу |  |  |  |  |  |  |  |
| Отримання ПКД |  |  |  |  |  |  |  |
| Проведення узгодження та експертизи ПКД |  |  |  |  |  |  |  |
| Укладання договорів на проведення робіт |  |  |  |  |  |  |  |
| Виконання робіт для реалізації заходу відповідно до розрахованої ПКД |  |  |  |  |  |  |  |
| Введення об’єкту в експлуатацію |  |  |  |  |  |  |  |

В інвестиційній програмі 2020 року передбачено **проєктні роботи з реконструкції ПЛ 0,4 кВ КТП 371 Л-1, Л-2 в с.Олбин, Козелецького району, Чернігівської області,** загальною довжиною ПЛ 0,4 – 2,166 км. на суму **188,65 тис.грн. без ПДВ.**

Таблиця 1.30 – Розрахунок економічного ефекту

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Найменування заходу | Вартість заходу усього, тис. грн | Оприбуткування зворотних матеріалів | Сукупний економіч-ний ефект від впровад-ження заходу за **2020** рік\*, тис. грн | Окупність, роки | Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ) | | | |
| Знижен ня ТВЕ | Зниження операційних витрат | Зменшення штрафних санкцій | Збільшення корисного відпуску |
|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5=7+...+13 | 6=3/5 | 7 | 8 | 11 | 12 |
| ***1. Будівництво, модернізація та реконструкція електричних мереж та обладнання*** | | | | | | | | | |
| 1 | Реконструкція ПЛ 0,4 кВ Л-1, Л-2, Л-3 від КТП-228 в с. Кобижча, Бобровицького району, Чернігівської області | 6 205,09 | 213,21 | 348,29 | 17,2 | 26,00 | 186,40 | 51,00 | 84,89 |
| 2 | Реконструкція ПЛ 0,4кВ "ТП-115 ул.Примакова" в м.Чернігів, Чернігівської області | 2 141,38 | 46,92 | 139,80 | 15,0 | 47,11 |  |  | 92,69 |
| 3 | Реконструкція ПЛ 0,4 кВ Л-1, Л-2 від КТП-2 в с. Єрків Козелецького району Чернігівської області. | 3 156,09 | 130,31 | 249,68 | 12,1 | 132,16 |  | 51,00 | 66,52 |
| 4 | Реконструкція ПЛ 0,4 кВ Л-1, Л-2, Л-3 від КТП-4 в с. Сираї, Козелецького району, Чернігівської області | 3 438,43 | 144,58 | 263,74 | 12,5 | 182,12 |  | 51,00 | 30,62 |
| 5 | Технічне переоснащення ПС 110/35/10 "Ріпки" смт.Ріпки Ріпкинського району, Чернігівської області (3 черга) | 6 157,07 |  | 443,33 | 13,9 |  | 443,33 |  |  |
| 6 | Tехнічне переоснащення ПС 110/35/10 кВ "Прилуки" в м. Прилуки, Чернігівської області (КРПЗ-35, БСК), (захід перехідний з 2019 року) | 38 098,67 |  | 8 553,26 | 4,5 | 5 679,00 |  |  | 2 874,26 |
| 7 | Технічне переоснащення ПС 110/10 кВ "М. Комбінат" в м. Прилуки, Чернігівської області (4 черга) | 1 190,24 | 10,00 | 2 116,80 | 0,6 |  | 2 116,80 |  |  |
| 8 | Технічне переоснащення ПС 110/10 "Виповзово" в с. Десна Козелецького району, Чернігівської області (3 черга) | 6 431,67 |  | 573,00 | 11,2 |  | 573,00 |  |  |
| 9 | Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ «Талалаївка-2» в смт. Талалаївка Чернігівської області (1-2 черга) | 12 932,0 | 2 400,00 | 3 270,44 | 3,2 | 1 654,63 | 1 044,98 |  | 570,83 |
| 10 | Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ «Короп» смт. Короп, Чернігівської області (1 черга) | 5 060,5 | 800,00 | 1 080,13 | 3,9 | 127,18 | 354,94 |  | 598,01 |
| 11 | Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ "Павлівка" в с. Павлівка, Ріпкинського району, Чернігівської області | 4 368,05 | 800,00 | 719,55 | 5,0 | 234,59 | 349,06 |  | 135,90 |
| 12 | Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ «Червоні Партизани» в с. Червоні Партизани, Носівського району, Чернігівської області. (1 черга) | 4 278,92 | 800,00 | 434,41 | 8,0 | 14,45 | 352,00 |  | 67,96 |
| 13 | Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ «Червоні Партизани» в с. Червоні Партизани, Носівського району, Чернігівської області. (2 черга) | 3 619,7 | 800,00 | 430,33 | 6,6 | 10,37 | 352,00 |  | 67,96 |
| 14 | Технічне переоснащення ТП 10/0,4 кВ з заміною тр-ів на ТМГ 40 кВА з розподільною шафою | 323,72 | 5,20 | 23,77 | 13,4 | 23,77 |  |  |  |
| 15 | Технічне переоснащення ТП 10/0,4 кВ з заміною тр-ів на ТМГ 63 кВА з розподільною шафою | 17 100,72 | 145,60 | 1 274,33 | 13,2 | 1 274,33 |  |  |  |
| 16 | Технічне переоснащення ТП 10/0,4 кВ з заміною тр-ів на ТМГ 100 кВА з розподільною шафою | 4 798,92 | 71,5 | 453,33 | 10,4 | 453,33 |  |  |  |
| 17 | Технічне переоснащення ТП 10/0,4 кВ з заміною тр-ів на ТМГ 160 кВА з розподільною шафою | 2 968,24 | 48,80 | 172,75 | 16,9 | 172,75 |  |  |  |
| 18 | Технічне переоснащення ТП 10/0,4 кВ з заміною тр-ів на ТМГ 250 кВА з розподільною шафою | 398,85 | 7,00 | 18,35 | 21,4 | 18,35 |  |  |  |

Додаток 2.1

1. **Заходи зі зниження нетехнічних витрат електричної енергії**

**2.1. Покращення обліку електроенергії, у т.ч.:**

**2.1.1. Впровадження комерційного обліку електроенергії.**

**2.1.1.1. Придбання 3-фазних електронних лічильників (для організації АСКОЕ в комерційних обліках на обладнанні товариства, встановлення "дублів" згідно вимог ККО та в обмінний фонд)**

Товариство планує встановити прилади обліку електроенергії з можливістю дистанційного зчитування на межах балансу відокремлених підрозділів (РЕМ, МЕМ) та для облаштування ТКО 2 рівня напруги, що знаходяться на балансі «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО». Для цього планується закупити 100 лічильників на суму **1210,00 тис.грн. без ПДВ** (комерційна пропозиція [за посиланням](Комерційні%20пропозиції/Багатотарифні%20лічильники.pdf)).

З них 84 лічильників для периметру відокремлених підрозділів(на периметрі 6 об’єднаних РЕМ всього 120 обліків, з них 36 – з передачею даних, 84 – без передачі), 16 лічильників – для облаштування ТКО 2 рівня напруги юридичних споживачів на балансі Товариства (всього ТКО 2 рівня напруги та вище на балансі Товариства 105 шт., з них облаштовано приладами обліку електроенергії з можливістю дистанційного зчитування 70 шт., залишилося облаштувати 35 шт., на 2020 рік передбачено 16 шт., на 2021 рік – 19 шт). До реорганізації РЕМів необхідно було облаштовувати периметр в обсязі 170 обліків, після об’єднання – 84.

Необхідність облаштування периметру відокремлених підрозділів пояснюється необхідністю складання балансу надходження електричної енергії до них в умовах скорочення чергового персоналу ПС 35-110 кВ на 69 осіб в рамках оптимізації штатного розкладу Товариства. Для виконання своєчасного зйому показів необхідно направляти персонал, залучати автотранспортні засоби, використовувати ПММ. Впровадження приладів обліку електроенергії з можливістю дистанційного зчитування на межах балансу відокремлених підрозділів (РЕМ, МЕМ) дозволить уникнути зростання витрат даних складових.

**План облаштування точок обліку «периметрів» РЕМ (МЕМ) АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» АСЗД**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№** | **Назва ПС** | **Назва приєднання** | **№** | **Назва ПС** | **Назва приєднання** |
| 1 | Ічня | В-35 Т1 | 43 | Остер | В-35 Т1 |
| 2 |  | В-35 Т2 | 44 |  | В-35 Т2 |
| 3 |  | В-10 Т1 | 45 |  | В-10 Т1 |
| 4 |  | В-10 Т2 | 46 |  | В-10 Т2 |
| 5 | Бобровиця | В-35 Т1 | 47 | Козелець | В-35 Т1 |
| 6 |  | В-35 Т2 | 48 |  | В-35 Т2 |
| 7 |  | В-10 Т1 | 49 |  | В-10 Т1 |
| 8 |  | В-10 Т2 | 50 |  | В-10 Т2 |
| 9 | Макіївка | В-10 Т1 | 51 | Низківка | В-10 Т1 |
| 10 | Леляки | В-35 Т1 | 52 | Город-110 | В-10 Т1-1 |
| 11 |  | В-35 Т2 | 53 |  | В-10 Т1-2 |
| 12 |  | В-6 Т1 | 54 |  | В-10 Т2-1 |
| 13 |  | В-6 Т2 | 55 |  | В-10 Т2-2 |
| 14 | Ряшки | В-10 Т1 | 56 | Куликівка | В-35 Т1 |
| 15 | Ольшана | В-10 Т1 | 57 |  | В-35 Т2 |
| 16 |  | В-10 Т2 | 58 |  | В-10 Т1 |
| 17 | Томашівка | В-10 Т1 | 59 |  | В-10 Т2 |
| 18 |  | В-10 Т2 | 60 |  | Л-35 Орловка |
| 19 | Оболоння | В-35 Т1 | 61 | Березна | В-10 Т1 |
| 20 |  | В-10 Т1 | 62 |  | В-10 Т2 |
| 21 | Плиски | В-10 Т1 | 63 |  | Л-35 Стольне |
| 22 |  | В-10 Т2 | 64 |  | Л-35 Снов’янка |
| 23 |  | ПЛ-35 Мартинівка | 65 | Холми | В-10 Т1 |
| 24 |  | ПЛ-10 Івангород | 66 |  | В-10 Т2 |
| 25 | Мартинівка | ПЛ-10 Зеленівка | 67 |  | Л-35 Б.Гать |
| 26 |  | ПЛ-10 Фастовці | 68 |  | Л-35 Жадово |
| 27 | Дмитрівка | ПЛ-35 Болотниця | 69 | Нерафа | В-10 Т1 |
| 28 |  | ПЛ-35 Талалаївка | 70 |  | Л-35 Мньов |
| 29 | Ядути | ПЛ-35 Макошино | 71 |  | Л-35 Карховка |
| 30 | Галиця | ПЛ-35 М.Дівиця | 72 |  | Л-35 Павлівка |
| 31 | Вертіівка | ПЛ-35 Вересоч | 73 | Добрянка | В-10 Т1 |
| 32 | Веприк | ПЛ-35 Макіївка | 74 |  | В-10 Т2 |
| 33 | Бобровиця | ПЛ-35 Лукашовка | 75 |  | Л-35 Хоробичі |
| 34 | Н.Сіверський | В-35 Т1 | 76 |  | Л-35 Олешня |
| 35 |  | В-35 Т2 | 77 | Кудлаївка | Л-10 Свердловка |
| 36 |  | В-10 Т1 | 78 | ОП | Л-10 В.Устя |
| 37 |  | В-10 Т2 | 79 | ОП | Л-10 В’юнище від ПС Сосниця |
| 38 | Семенівка-2 | В-35 Т1 | 80 | ОП | Л-10 АГНКС від ПС Портова |
| 39 |  | В-10 Т1 | 81 | Гірськ | Л-10 Гасичівка |
| 40 | Машево | В-10 Т1 | 82 | Чемер | Л-35 Олишівка |
| 41 | Седнів | В-10 Т1 | 83 | Олишівка | Л-35 Лихачов |
| 42 |  | В-10 Т2 | 84 | Петрівське | Л-10 Марківці |

Необхідність облаштування ТКО 2 рівня напруги юридичних споживачів на балансі Товариства приладами обліку електроенергії з можливістю дистанційного зчитування обґрунтовується вимогами ККОЕЕ(розділ V, таблиця 2).

**План облаштування ТКО, що знаходяться на балансі АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» АСЗД**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № з/п | Район електричних мереж | Назва споживача | Назва електроустановки | Назва приєднання |
| 1 | Чернігів МЕМ | КП Водоканал | ВНС Ялівщина, ТП-26 | лТП-131 |
| 2 | Чернігів МЕМ | КП ЧТУ | РП-24 | Тягова -7 ком.№7 |
| 3 | Чернігів МЕМ | КП ЧТУ | РП-14 | Тягова -7 |
| 4 | Чернігів МЕМ | КП ЧТУ | РП-3 | Тяг.п/ст.№8 |
| 5 | Чернігів МЕМ | КП ЧТУ | РП-14 | Тягова -5 |
| 6 | Чернігів МЕМ | КП ЧТУ | РП-9 | Тяг.п/ст.№2 |
| 7 | Чернігів МЕМ | КП ЧТУ | РП-16 | Тяговая №9 комірка №5 |
| 8 | Чернігів МЕМ | КП ЧТУ | РП-15 | Тягова №5 комірка №7 |
| 9 | Чернігів МЕМ | ТОВ Текстиль-контакт | ПС 35/10 Центральна | Л-10 кВ ПОШ |
| 10 | Чернігів МЕМ | ТОВ "Евротерм" | ПС 110/35/10 Подусовка | РП-XIII комірка №13 |
| 11 | Чернігів МЕМ | ТОВ "Евротерм" | РП-14 | РП-13 комірка №7 |
| 12 | Чернігів РЕМ Славутич | ТОВ "Хобза" | ПС 110/35/10 Нерафа | В-10 "РП-9" |
| 13 | Бахмач | ДП РСП "Київцентраеро" | ПС 35/10 Голенка | Комірка № 7 "Стріла - I" |
| 14 | Бахмач | ДП РСП "Київцентраеро" | ПС 35/10 Голенка | Комірка № 10 "Стріла - II" |
| 15 | Ічня | ПАТ "БлокАгросвіт" | ТП-503 | - |
| 16 | Ніжин | САЗ ОРС ЦЗ ДС України з НС | РП-3 | Авіазагін РП-3 - РП-11 |

Враховуючи, що мінімальний обсяг штрафних санкцій регулятора за невиконання вимог нормативної документації складає 85 тис. грн**,** арічна економія паливно-мастильних матеріалів на проїзд для зняття показів для визначення обсягів розподілу електроенергії в мережі відокремлених підрозділів складає 228,1 т.грн, термін окупності складатиме:

**,** де

1210,00/(85+228,1) **= 3,9 років.**

**2.1.3. Заміна вимірювальних трансформаторів**

**2.1.3.1. Придбання трансформаторів струму для обмінного фонду (150/5,200/5,300/5) КЛ.Т. 0,5 s.**

За рахунок інвестиційної програми на 2020 рік планується придбати 216 шт. трансформаторів струму 0,4 кВ типу Т-0,66 або аналог класу точності 0,5s, на суму **97,20 тис. грн. без ПДВ.**

Встановити обладнання планується господарським способом (власними силами). Комерційна пропозиція [за посиланням](Комерційні%20пропозиції/НИК.pdf).

Станом на початок прогнозного періоду у товаристві експлуатується 451 комплект (1353 трансформатори) трансформаторів струму 0,4 кВ, що знаходяться на балансі АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» та використовуються в комерційних обліках. Для їх планомірної експлуатації (повірки, заміні таких, що виходять з ладу) товариству необхідно створити та підтримувати обмінний фонд. У відповідності з п. 4.1 розділу IV Кодексу комерційного обліку, на понижуючих підстанціях дозволяється використання трансформаторів струму класу 0,5s. Крім того, більша частина обліків, де використовуються трансформатори струму класу 0,5 – «недозавантажені».

Багаторічний досвід експлуатації (у т.ч. вимірювання спеціальним обладнанням похибки) недозавантажених трансформаторів струму свідчить, що, в середньому, від’ємна похибка трансформаторів струму 0,4 кВ класу точності 0,5 складає - 1,5 %. Аналіз обсягів корисного відпуску електроенергії, який обліковується в таких ТКО свідчить, що в середньому, через незадовільні метрологічні характеристики трансформаторів струму, щомісячні втрати електроенергії, в перерахунку на одну ТКО складають 0,01178 тис. кВт.г.

Враховуючи кількість обладнання (216шт/3ф.=72 комплекти), тариф за послугу з розподілу по II класу 0,95289 грн без ПДВ, річний економічний ефект складе 9,69843 т.грн. А з огляду на мінімальний обсяг штрафних санкцій регулятора за невиконання вимог нормативної документації (85 т.грн) сукупний економічний ефект складе 94,698 т.грн.

Термін окупності складатиме:

**,** де

97,20/94,698 = **1 рік.**

**2.1.3.2. Придбання трансформаторів струму 10 кВ (75/5, 150/5, 200/5, 300/5) КЛ.Т. 0,5 s**

У відповідності з п. 4.1 розділу IV Кодексу комерційного обліку, на понижуючих підстанціях дозволяється використання трансформаторів струму класу 0,5s. Станом на початок прогнозного періоду у товаристві експлуатується 108 точок високовольтного комерційного обліку, що знаходяться на балансі АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО». З них 30 приєднань - з «недозавантаженими» трансформаторами струму.

Роботи по заміні трансформаторів струму 10 кВ планується виконати господарським способом (власними силами). За рахунок інвестиційної програми на 2020 рік планується придбати 60 шт. трансформаторів струму 10 кВ на суму **270,0 тис. грн. без ПДВ.** Місця встановлення трансформаторів струму 10кВ (75/5, 150/5, 200/5, 300/5) кл. т. 0,5s наведено в таблиці 2.1.

Комерційна пропозиція [за посиланням](file:///\\srv-fs\netdrive\Workflow\Home\Invest\Инвест%202020\план\Подано%20в%20НКРЕКП\Подано%20в%20НКРЕКП%203-те%20подання%203.02.2020\Комерційні%20пропозиції\НИК.pdf).

Встановлення трансформаторів струму 10кВ (75/5, 150/5, 200/5, 300/5) кл. т. 0,5S

Таблиця 2.1.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Місце встановлення** | **Назва приєднання** | **Трансформатори струму, шт.** |
| ПС 110/10кВ«Виповзово» | Взуттєва ф-ка-2 | 2 |
| ПС110/35/10 кВ "Куликівка" | Ж/Д | 2 |
| ПС 110/35/10кВ«Мена-2» | Л-46 Сирзавод-1  Л-49 Сирзавод-2  Л-30 Вокзал | 2  2  2 |
| ПС 110/10кВ«Мена-1» | АГНКС | 2 |
| ПС 110/35/10кВ«Ріпки» | Л-71Вютбуд  Л-26 ЗДТ-2 | 2  2 |
| ПС 110/10кВ«Придеснянска» | РП-2-1 ЧРПЗ  РП-5-2 ЧРПЗ  РП-1-1 ЧРПЗ  РП-4-2 ЧРПЗ  ТП-631-I  ТЯГ. 6 №1  КТП-645 | 2  2  2  2  2  2  2 |
| ПС 110/10кВ«Лісковиця» | ТП-4 Т-2  ТП-2  ТП-5 / ТП-445  ТП-1 Т-2  ТП-4 Т-1  ТП-3  ТП-1 Т-1 | 2  2  2  2  2  2  2 |
| ПС 110/35/10кВ«Подусівка» | РП-XIII | 2 |
| ПС 110/10кВ«Город-110» | КТП-46-1  КТП-46-2  КТПН-51-1  КТПН-52-2  РП-4-1  РП-4-2 | 2  2  2  2  2  2 |
| ПС 110/35/10кВ«Нерафа» | ГКНС ТП-2 | 2 |

Враховуючи, що мінімальний обсяг штрафних санкцій регулятора за невиконання вимог нормативної документації складає 85 тис. грн**,** термін окупності складатиме:

**,** де

270,0/85 **= 3,2 роки.**

**2.1.4. Впровадження обліку споживання електричної енергії населенням у т.ч.:**

**2.1.4.1. Придбання комплектів для винесення 1-фазних обліків на фасад будинку**

**2.1.4.2. Придбання комплектів для винесення 3-фазних обліків на фасад будинку**

Товариством надбано певний досвід по винесенню обліків електроенергії на фасади будинків з одночасним улаштуванням ізольованих вводів.

Так, після масового виносу обліків в с. Марківці Бобровицького РЕМ втрати електроенергії знизились з 12-13 % до 4,8-5,0%, що практично відповідає нормативним технологічним втратам в мережі 0,4 кВ. В с. Талалаївка Ніжинського РЕМ після реконструкції обліків втрати зменшились з 15-17% до 5,5-6,0%. Подібних результатів досягнуто при реконструкції обліків і в інших відокремлених підрозділах.

Комерційна пропозиція додається за [посиланням 1](Комерційні%20пропозиції/Комплекти%201ф%20на%20фасад%202.1.4.2.pdf) та [2](Комерційні%20пропозиції/Комплект%203ф%20на%20фасад%202.1.4.2.pdf).

Вартість комплектів визначено в таблицях 2.2. та 2.3 відповідно.

**Таблиця 2.2**

**Специфікація обладнання для заміни однофазних електролічильників в зовнішніх шафах обліку**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Матеріали** | **Од.вим.** | **Кількість** | **Вартість, грн** |
| 1 | Ввідний щит обліку однофазний | шт | 1 | 96,8 |
| 2 | Автоматичний вимикач, 2 полюси, 16А | шт | 1 | 115,07 |
| 3 | Провід самоутримний ізольований СІП 2\*16 | м | 25 | 193,06 |
| 4 | Провід АПВ-1, 6 мм2 | м | 8 | 20,33 |
| 5 | Труба гофрована, ф25мм | м | 6 | 33 |
| 7 | Кліпса під г/тр ф25мм | шт | 6 | 180,55 |
| 8 | Коробка розподільча зовнішня ІР-54 | шт | 1 | 40,25 |
| 9 | Зажим анкерний 1ф | шт | 2 | 102,20 |
| 10 | Кронштейн анкерний | шт | 1 | 119,76 |
| 11 | Зажим проколюючий | шт | 2 | 161,72 |
| 12 | Дюбель с шурупом 6\*40 | шт | 16 | 8,89 |
| 13 | Клема з’єднувальна ізольована, 6-10 мм2 | шт | 2 | 28,37 |
|  | **РАЗОМ рн.. без ПДВ** |  |  | **1100,00** |

Таким чином вартість одного комплекту обладнання для винесення однофазних обліків на фасад будинку складає 1,1 тис.грн без ПДВ.

**Таблиця 2.3**

**Специфікація обладнання для заміни трифазних електролічильників в зовнішніх шафах обліку**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Матеріали** | **Од.вим.** | **Кількість** | **Вартіст, грн** |
| 1 | Ввідний щит обліку трифазний | шт | 1 | 155,73 |
| 2 | Автоматичний вимикач, 3 полюси, 16А | шт | 1 | 272,91 |
| 3 | Провід самоутримний ізольований СІП 4\*16 | м | 25 | 372,99 |
| 4 | Провід АПВ-1, 6 мм2 | м | 8 | 19,71 |
| 5 | Труба гофрована, ф32мм | м | 6 | 44,80 |
| 7 | Кліпса під г/тр ф32мм | шт | 6 | 158,59 |
| 8 | Коробка розподільча зовнішня ІР-54 | шт | 1 | 35,36 |
| 9 | Зажим анкерний 3ф | шт | 2 | 104,48 |
| 10 | Кронштейн анкерний | шт | 1 | 105,19 |
| 11 | Зажим проколюючий | шт | 4 | 297,50 |
| 12 | Дюбель с шурупом 6\*40 | шт | 16 | 7,81 |
| 13 | Клема з’єднувальна ізольована, 6-10 мм2 | шт | 4 | 24,93 |
|  | **РАЗОМ грн. без ПДВ** |  |  | **1600,00** |

Таким чином вартість одного комплекту обладнання для винесення трифазних обліків на фасад будинку складає 1,6 тис.грн без ПДВ.

Роботи по винесенню **1400 шт**. 1-фазних та **600 шт**. 3-фазних обліків електроенергії на фасади будинків з одночасним улаштуванням ізольованих вводів планується виконати господарським способом (власними силами). На ці цілі заплановано витратити **2 500 тис. грн без ПДВ**.

**Розрахунок економічного ефекту**

Прогнозований економічний ефект при щомісячному середньому прирості споживання 25 кВт\*год, тарифі за послугу з розподілу по II класу 0,95289 грн без ПДВ становитиме 399,48 тис.грн/рік.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 2.3.

Термін окупності складатиме:

**,** де

2500,0/399,48 = **6,3 років.**

**2.1.4.3. Придбання 1-фазних "тарифних" лічильників для обмінного фонду**

Згідно вимог ККО, Закону України «Про метрологію та метрологічну діяльність», відповідальність за своєчасність проведення періодичної повірки, обслуговування і ремонт (в тому числі демонтаж, транспортування та монтаж) засобів вимірювальної техніки за спожиту електричну енергію, покладається на суб'єктів господарювання, що надають ці послуги. Слід зазначити, що прилади будуть забезпечені індикаторами дії магнітного, електромагнітного полів та реле відключення, яке тимчасово обмежуватиме споживання електроенергії при спрацюванні вищезазначених індикаторів. АТ «Чернігівобленерго» планує закупити 120 лічильників для обмінного фонду на суму **147,0 тис.грн. без ПДВ** (комерційна пропозиція за [посиланням](Комерційні%20пропозиції/НИК.pdf))

**Розрахунок економічного ефекту**

Враховуючи, що мінімальний обсяг штрафних санкцій регулятора за невиконання вимог нормативної документації складає 85 тис. грн**, т**ермін окупності складатиме:

**,** де

147,0/85 **= 1,7 років.**

**2.1.4.4. Придбання 3-фазних "тарифних" лічильників для обмінного фонду**

Згідно вимог ККО, Закону України «Про метрологію та метрологічну діяльність», відповідальність за своєчасність проведення періодичної повірки, обслуговування і ремонт (в тому числі демонтаж, транспортування та монтаж) засобів вимірювальної техніки за спожиту електричну енергію, покладається на суб'єктів господарювання, що надають ці послуги. Слід зазначити, що прилади будуть забезпечені індикаторами дії магнітного, електромагнітного полів та реле відключення, яке тимчасово обмежуватиме споживання електроенергії при спрацюванні вищезазначених індикаторів. АТ «Чернігівобленерго» необхідно закупити 447 лічильників для обмінного фонду на суму **849,5 тис.грн. без ПДВ.**

Комерційна пропозиція за [посиланням](Комерційні%20пропозиції/НИК.pdf).

**Розрахунок економічного ефекту**

Враховуючи, що зауваження про наявність протермінованих лічильників класу точності 2,5 вже надавалось регулятором, мінімальний обсяг штрафних санкцій за невиконання вимог нормативної документації може скласти 170 тис. грн.Таким чином **т**ермін окупності складатиме:

**,** де

849,5/170 **= 5,0 років.**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **2.1.4.5. Придбання 1-фазних електронних лічильників для ліквідації протермінованих лічильників та/або лічильників кл.т. 2,5 у побутових споживачів**  Плани, щодо придбання лічильників для ліквідації протермінованих приладів обліку та приладів обліку класу точності “2,5”  .**Інформація щодо зменшення кількості 1-фазних електролічильників виведення із експлуатації індукційних лічильників з класом точності 2,5** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| № п/п | РЕМ (дільниці) | Дані по інд. 1ф ліч кл. 2,5 на початок 2019 р. | Дані по інд. 1ф ліч кл. 2,5 на початок 2020 р. | Заходи по зменшенню 1-ф інд. лічильників з кл. т. 2,5 у 2020р. | | | Заходи по зменшенню 1-ф інд. лічильників з кл. т. 2,5 у 2021р. | | | Заходи по зменшенню 1-ф інд. лічильників з кл. т. 2,5 у 2022р. | | | Заходи по зменшенню 1-ф інд. лічильників з кл. т. 2,5 у 2023р. | | | Заходи по зменшенню 1-ф інд. Лічильників з кл. т. 2,5 у 2024р. | | | |
| на початок року | ІП 2020 | За рахунок ремонту лічильників кл.т. 2,0 і вище | на початок року | ІП 2021 | За рахунок ремонту лічильників кл.т. 2,0 і вище | на початок року | ІП 2022 | За рахунок ремонту лічильників кл.т. 2,0 і вище | на початок року | ІП 2023 | За рахунок ремонту лічильників кл.т. 2,0 і вище | на початок року | ІП 2024 | За рахунок ремонту лічильників кл.т. 2,0 і вище | На кінець року |
| **1** | Бахмач |  | 5509 | 5509 | 1015 | 43 | 4451 | 1059 | 43 | 3349 | 1059 | 43 | 2248 | 1059 | 43 | 1146 | 1100 | 46 | 0 |
| **2** | Бобровиця |  | 5997 | 5997 | 1112 | 43 | 4842 | 1156 | 43 | 3642 | 1156 | 43 | 2443 | 1156 | 43 | 1243 | 1197 | 46 | 0 |
| **3** | Борзна |  | 3111 | 3111 | 535 | 43 | 2533 | 579 | 43 | 1911 | 579 | 43 | 1288 | 579 | 43 | 666 | 620 | 46 | 0 |
| **4** | Варва |  | 2202 | 2202 | 353 | 43 | 1806 | 397 | 43 | 1365 | 397 | 43 | 925 | 397 | 43 | 484 | 438 | 46 | 0 |
| **5** | Городня |  | 2616 | 2616 | 436 | 43 | 2137 | 480 | 43 | 1614 | 480 | 43 | 1090 | 480 | 43 | 567 | 521 | 46 | 0 |
| **6** | Ічня |  | 3796 | 3796 | 672 | 43 | 3081 | 716 | 43 | 2322 | 716 | 43 | 1562 | 716 | 43 | 803 | 757 | 46 | 0 |
| **7** | Козелець |  | 7573 | 7573 | 1428 | 43 | 6102 | 1472 | 43 | 4588 | 1472 | 43 | 3073 | 1472 | 43 | 1559 | 1513 | 46 | 0 |
| **8** | Корюківка |  | 3255 | 3255 | 564 | 43 | 2648 | 608 | 43 | 1997 | 608 | 43 | 1346 | 608 | 43 | 695 | 649 | 46 | 0 |
| **9** | Короп |  | 2769 | 2769 | 467 | 43 | 2259 | 511 | 43 | 1705 | 511 | 43 | 1152 | 511 | 43 | 598 | 552 | 46 | 0 |
| **10** | Куликівка |  | 3150 | 3150 | 543 | 43 | 2564 | 587 | 43 | 1934 | 587 | 43 | 1304 | 587 | 43 | 674 | 628 | 46 | 0 |
| **11** | Мена |  | 3784 | 3784 | 670 | 43 | 3071 | 714 | 43 | 2314 | 714 | 43 | 1558 | 714 | 43 | 801 | 755 | 46 | 0 |
| **12** | Ніжин |  | 9280 | 9280 | 1769 | 43 | 7468 | 1813 | 43 | 5612 | 1813 | 43 | 3756 | 1813 | 43 | 1900 | 1854 | 46 | 0 |
| **13** | Носівка |  | 4395 | 4395 | 792 | 43 | 3560 | 836 | 43 | 2681 | 836 | 43 | 1802 | 836 | 43 | 923 | 877 | 46 | 0 |
| **14** | Н. Сіверський |  | 1361 | 1361 | 185 | 43 | 1133 | 229 | 43 | 861 | 229 | 43 | 588 | 229 | 43 | 316 | 270 | 46 | 0 |
| **15** | Прилуки |  | 9804 | 9804 | 1874 | 43 | 7887 | 1918 | 43 | 5926 | 1918 | 43 | 3966 | 1918 | 43 | 2005 | 1959 | 46 | 0 |
| **16** | Ріпки |  | 1730 | 1730 | 259 | 43 | 1428 | 303 | 43 | 1082 | 303 | 43 | 736 | 303 | 43 | 390 | 344 | 46 | 0 |
| **17** | Семенівка |  | 1703 | 1703 | 254 | 43 | 1406 | 298 | 43 | 1066 | 298 | 43 | 725 | 298 | 43 | 385 | 339 | 46 | 0 |
| **18** | Талалаївка |  | 1320 | 1320 | 177 | 43 | 1100 | 221 | 43 | 836 | 221 | 43 | 572 | 221 | 43 | 308 | 262 | 46 | 0 |
| **19** | Срібне |  | 1125 | 1125 | 138 | 43 | 944 | 182 | 43 | 719 | 182 | 43 | 494 | 182 | 43 | 269 | 223 | 46 | 0 |
| **20** | Щорс |  | 2678 | 2678 | 449 | 43 | 2186 | 493 | 43 | 1651 | 493 | 43 | 1115 | 493 | 43 | 580 | 534 | 46 | 0 |
| **21** | ЧнРЕМ |  | 6233 | 6233 | 1160 | 43 | 5030 | 1204 | 43 | 3784 | 1204 | 43 | 2537 | 1204 | 43 | 1291 | 1245 | 46 | 0 |
| **22** | Славутич |  | 1911 | 1911 | 295 | 43 | 1573 | 339 | 43 | 1191 | 339 | 43 | 808 | 339 | 43 | 426 | 382 | 44 | 0 |
| **23** | МЕМ |  | 19708 | 19708 | 3854 | 43 | 15811 | 3886 | 43 | 11882 | 3886 | 43 | 7953 | 3886 | 43 | 4024 | 3981 | 43 | 0 |
| **Всього** | | **113136** | **105010** | **105010** | **19000** | **989** | **85021** | **20000** | **989** | **64032** | **20000** | **989** | **43042** | **20000** | **989** | **22053** | **21000** | **1053** | **0** |

У відповідності з розрахунками, на кінець 2024 року, в АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» нараховуватиметься 179 тис. протермінованих лічильників (у т.ч. 105 тис. лічильників класу точності 2,5). Таким чином, для ліквідації протермінованих приладів обліку щорічно необхідно виконувати заміну 36 тис. лічильників.

Враховуючи можливості Товариства по ремонту існуючих лічильників, щорічно необхідне додаткове придбання та монтаж 19-20 тис. нових приладів обліку. При виконанні

запланованих обсягів по заміні лічильників протягом 2020-2024 років, з урахуванням встановлення приладів типу СМАРТ (5000 шт. щорічно), ремонту обліків цехом з ремонту приладів обліку (12000 шт. щорічно) на початок 2025 року будуть замінені всі протерміновані прилади обліку класу точності «2,5» у побутових споживачів.

Досвід експлуатації приладів обліку електроенергії АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» та інших енергокомпаній свідчить, що ліквідація протермінованих лічильників класу точності 2,5 обумовлює збільшення корисного відпуску у таких ТКО на 10 кВт.год.

Таким чином, АТ «Чернігівобленерго» необхідно закупити 19 000 лічильників для обмінного фонду на суму **5 890,00 тис.грн. без ПДВ** (комерційна пропозиція за [посиланням](Комерційні%20пропозиції/НИК.pdf)) .

**Розрахунок економічного ефекту**

Враховуючи кількість лічильників (19 000шт.), тариф на послуги з розподілу по II класу 0,95289 грн без ПДВ, сукупний річний економічний ефект складе 2 286,9 тис.грн.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 2.3

Термін окупності складатиме:

**,** де

5 890,0/2 286,9 = **2,6 років.**

**2.1.4.6. Придбання 1-фазних електронних лічильників з PLC модулями для їх використання в АСКОЕ побутових споживачів.**

**2.1.4.7. Придбання 3-фазних електронних лічильників з PLC модулями для їх використання в АСКОЕ побутових споживачів.**

**2.1.4.9. Придбання "маршрутизаторів-концентраторів" для їх використання в АСКОЕ побутових споживачів.**

**2.1.4.10. Придбання 3-фазних електронних лічильників з PLC модулями для балансування енерговузлів в АСКОЕ побутових споживачів.**

У відповідності до «[Концепції впровадження АСКОЕ побутових споживачів в АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО](Концепція%20впровадження%20АСКОЕ.PDF)» в 2020 році планується встановити **2 400** однофазних та **140** трифазних лічильників електроенергії, **15** маршрутизаторів – концентраторів на суму **3 819,5 тис. грн без ПДВ**. Всього буде задіяно 15 трансформаторних підстанцій (енерговузлів) у всіх відокремлених підрозділах. А саме: Чернігівські міські електромережі, Ніжинський, Прилуцький, Чернігівський, Бахмацький, Корюківський РЕМи. Електронні лічильники з PLC модулями, що будуть використовуватися для балансування енерговузлів в АСКОЕ побутових споживачів можуть бути використанні для визначення показників SAIDI, SAIFI. Роботи по заміні обліків електроенергії та встановленню "маршрутизаторів-концентраторів" планується виконати господарським способом (власними силами). Таким чином на кінець 2020 року буде введено в експлуатацію ще 15 «підсистем» АСКОЕ побут АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО». Лічильники, які будуть впроваджені в межах ІП-2020р. будуть використані також для зведення балансу розподіленої електроенергії у зазначених в цій пояснювальній записці енерговузлах.

Багатотарифні прилади обліку, призначені для використання в АСКОЕ побутових споживачів (типу СМАРТ) забезпечують вимірювання фактичних погодинних обсягів споживання електричної енергії у споживачів та дистанційне зчитування/передачу цих погодинних результатів вимірювання.

Дистанційно отримані дані з встановлених SMART лічильників про обсяги розподілу обов’язково будуть враховуватись при формуванні корисного відпуску. Слід зазначити, що прилади будуть забезпечені індикаторами дії магнітного, електромагнітного полів та реле відключення, яке тимчасово обмежуватиме споживання електроенергії при спрацюванні вищезазначених індикаторів. Функція обмеження потужності споживання використовуватися без відповідної сертифікації та дотримання чинних нормативних документів не буде.

Визначальними критеріями для вибору об’єктів для встановлення таких обліків стали: «пофідерний» аналіз ТВЕ в мережах, наявність фактів не допуску персоналу до приладів обліку, фактів порушення ПРРЕ. Слід зазначити, що під час впровадження обліків з подальшим їх використанням в АСКОЕ побутових споживачів (типу СМАРТ), будуть замінені не тільки протерміновані лічильники класу точності 2.5 а і інші, класу 2.0 та вище. Кількість таких приладів складе 2000 шт. однофазних та 140 шт. трифазних лічильників. Всі вони в подальшому будуть власними силами перевірені, за потреби – відремонтовані, повірені та встановлені уже виключно замість протермінованих лічильників та лічильників класу точності 2.5. Слід зазначити, що прилади будуть забезпечені індикаторами дії магнітного, електромагнітного полів та реле відключення, яке тимчасово обмежуватиме споживання електроенергії при спрацюванні вищезазначених індикаторів.

Комерційна пропозиція за [посиланням](Комерційні%20пропозиції/НИК.pdf).

Стан впровадження АСКОЕ побутових споживачів.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **АСКОЕ побутових споживачів, шт (точок обліку)** | | | | | | | |
| Усього точок обліку побутових споживачів | Заплановано включити в АСКОЕ з 2017-2019 згідно Концепції | Усього включено в АСКОЕ станом на 01.01.2020 | Усього потребує включення в АСКОЕ | % оснащення АСКОЕ | План впровадження | | |
| 2020 рік | 2021 рік | 2022 рік |
| 551 238 | 37500 | 37 150 | 514 088 | 6,74% | 2 540 | 12 200 | 12 500 |

План встановлення лічильників електроенергії для організації АСКОЕ побутових споживачів на 2020 рік.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| РЕМ | Назва високовольтної ПС | Назва фідера 10 кВ | Номер ТП (ЗТП) 10/0,4 кВ | Кількість лічильників, запланованих для встановлення, шт. | | |
| 1ф | 3ф | Всього |
| Бахмач | ПС 110/35/10 Бахмач -2 | ПЛ-10 Місто | ЗТП-458 | 297 | 0 | 297 |
| ПС35/10 Короп | Риботин | ЗТП-289 | 116 | 26 | 142 |
| Прилуки | ПС 110 Прилуки | Л 10 кВ "РП-1" | ТП-38 | 201 | 15 | 216 |
| ПС 110/10 Мясокомбінат | л-10 "ТП-178" | КТП- 75 | 102 | 11 | 113 |
| ЧнМЕМ | ПС 110 Подусівка | лРП-29-1 | ТП-643.1 | 237 | 0 | 237 |
| ПС 110 Придеснянська | лРП-16-1 | ТП-229 | 198 | 0 | 198 |
| Ніжин | ПС 110 Носівка | СХТ | КТП-160 | 129 | 10 | 139 |
| ПС 330 Ніжин | ТП-1035 | ТП-1034 | 178 | 16 | 194 |
| ПС 330 Ніжин | ТП-1035 | ТП-1119 | 106 | 3 | 109 |
| Корюківка | ПС 35/10 ЗСМ Корюківка | Трудовик | КТП-354 | 226 | 27 | 253 |
| ПС 110/10 Щорс | Н.Боровичі | КТП-18 | 193 | 8 | 201 |
| ЧнРЕМ | ПС 110/35/10 Козелець | ПЛ 10 Козелець | КТП-127 | 100 | 4 | 104 |
| ПС 110/35/10 Козелець | ПЛ 10 Козелець- Сорт семена | ЗТП-113 | 208 | 8 | 216 |
| ПС 110/35/10 Козелець | ПЛ 10 Козелець-Сираї | ЗТП-3 | 109 | 12 | 121 |
| **Разом** | | | | **2400** | **140** | **2540** |

**Ефективність впровадження АСКОЕ - побут на прикладі системи, встановленої у приватних домогосподарствах 360 побутових споживачів, «заживлених» від ТП-100 10/0,4 кВ в м. Чернігів по вулицях Пухова, Рокосовського та Бобровицькій:**

1. Споживання відпущеної електроенергії по балансовому лічильнику, встановленому на ТП 100 склало:

У грудні 2018: 76 301 кВт.г.

у грудні 2019: (після впровадження системи) 79 532 кВт.г.

1. Сумарно спожита електроенергія по лічильниках абонентів, знята контролерами до впровадження засобів АСКОЕ та засобами АСКОЕ після їх впровадження за місяць, склала:

у грудні 2018 р. 69 095 кВт.г.

у грудні 2019 р. (після впровадження системи) 73 848 кВт.г.

1. «Недоврахована» за місяць електрична енергія склала:

До впровадження засобів АСКОЕ у грудні місяці 2018 року. 76301-69095= 7206 кВт.г. (10,43 %). Після впровадження засобів АСКОЕ у грудні місяці 2019 року 79532-73848 = 5684 кВт.г (7,70 %).

4. Впровадження засобів АСКОЕ забезпечило зменшення відсотку небалансу фідера на 2,30 %.

До встановлення засобів середнє споживання на точку обліку становило 69095/360= 191,93 кВт\*год

Після встановлення засобів АСКОЕ споживання на точку обліку становить 73848/360= 205,14 кВт\*год

5. Додатково на точку обліку 13,21 кВт.г річне неврахування електроенергії складає: 13,21 кВт.г х 12 місяців = 158,52 кВт.г.

Враховуючи тариф за послугу з розподілу по II класу 0,95289 грн.(без ПДВ), річний економічний ефект на одну ТКО складає:

13,21 кВт\*год х 0,95289 грн./кВт\*год х 12 місяців =151,08 грн. (без ПДВ).

На всі ТКО, «заживлені» від ТП 100:

151,08 х 360 = 54388,8 грн (без ПДВ).

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Підрозділ** | **ТП** | **К-сть приладів типу «СМАРТ»** | | **Втрати за грудень 2018** | | **Втрати за грудень 2019** | | **Економія від зниження втрат за місяць** | |
| 1ф  шт. | 3 ф  шт. |
| кВт.г | % | кВт.г | % | кВт.г | % |
| Чернігівські МЕМ | ТП-100 | 327 | 33 | 7206 | 10,43 | 5684 | 7,70 | 1522 | 2,30 |

**Розрахунок економічного ефекту**

Досвід експлуатації АСКОЕ побутових споживачів у АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» свідчить, що впровадження таких систем обумовлює, в середньому, збільшення корисного відпуску у таких ТКО на 13,5 кВт.год. щомісяця.

Враховуючи вартість заходу (3861,5 т.грн), кількість лічильників (2400 однофазних та 155 трифазних), тариф за послугу з розподілу по II класу 0,95289 грн. без ПДВ, річний економічний ефект складе 393,64 тис. грн. Крім того, річна економія від припинення використання транспортних засобів для перевезення персоналу для зняття показів складе ще 198,8 т.грн.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці 2.1

Термін окупності складатиме:

**,** де

3861,5/592,4 **= 6,5 років.**

**2.1.4.8. Придбання 3-фазних електронних лічильників в обмінний фонд для побутових споживачів з "зеленим" тарифом**

Згідно вимог ККО, Закону України «Про метрологію та метрологічну діяльність», відповідальність за своєчасність проведення періодичної повірки, обслуговування і ремонт (в тому числі демонтаж, транспортування та монтаж) засобів вимірювальної техніки за спожиту електричну енергію, покладається на суб'єктів господарювання, що надають ці послуги. Таким чином, АТ «Чернігівобленерго» необхідно закупити 5 лічильників для обмінного фонду на суму **51,00 тис.грн. без ПДВ** (комерційна пропозиція за [посиланням](Комерційні%20пропозиції/Багатотарифні%20лічильники.pdf)).

**Розрахунок економічного ефекту**

Враховуючи, що мінімальний обсяг штрафних санкцій регулятора за невиконання вимог нормативної документації складає 85 т. грн, термін окупності складатиме:

**,** де

51/85 **= 0,6 років.**

**2.1.5. Придбання стендів повірки, зразкових лічильників, повірочних лабораторій**

**2.1.5.1 . Придбання однофазного стенду на 40 робочих місць MTSI40**

**1. Вимоги чинних нормативних документів щодо необхідності періодичної повірки приладів обліку**

Відповідно до пункту 1 статті 17 Закону України "Про метрологію та метрологічну діяльність" законодавчо регульовані засоби вимірювальної техніки, що перебувають в експлуатації, підлягають періодичній повірці та повірці після ремонту. Пунктом 4 (стаття 17) даного Закону передбачено: Відповідальність за своєчасність проведення періодичної повірки, обслуговування та ремонту (у тому числі демонтаж, транспортування та монтаж) засобів вимірювальної техніки (результати вимірювань яких використовуються для здійснення розрахунків за спожиті електричну енергію), що є власністю фізичних осіб, покладається на суб’єктів господарювання, що надають послуги з електропостачання.

Згідно з главою V Права та обов’язки учасників роздрібного ринку, розділ 5.1., пунктом 5.1.2 (підпункт 22) Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14.03.2018 № 312, в обов'язки оператора системи входить проведення за власний рахунок планової повірки, ремонту і заміни засобів вимірювальної техніки, які перебувають у нього у власності, в терміни, встановлені нормативно-правовими актами, нормативно-технічними документами та договором.

В пунктах 1.7 (глава VІІ Метрологічне забезпечення засобів вимірювальної техніки, розділ 1. Вимоги до метрологічного забезпечення) Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14.03.2018 № 311 зазначено щодо відповідальності власника ЗВТ за вчасне проведення періодичної повірки, обслуговування та ремонту (в тому числі демонтаж, транспортування та монтаж), якщо інше не передбачене законом або договором.

Отже, згідно вимог чинних нормативних документів, за своєчасність проведення періодичної повірки розрахункових ЗВТ, що перебувають в експлуатації, відповідає постачальник послуг комерційного обліку (оператор системи розподілу – АТ «Чернігівобленерго»). У разі прострочення терміну повірки засобу обліку електричної енергії, встановленого центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування державної політики у сфері метрології та метрологічної діяльності, ЗВТ вважається непридатним для експлуатації і всі санкції щодо недобросовісних споживачів при обліку електричної енергії цим приладом обліку до усунення зазначеного порушення Закону України "Про метрологію та метрологічну діяльність" не застосовуються.

**2. Необхідність придбання автоматизованої, багатофункціональної установки для повірки та регулювання приладів обліку електричної енергії.**

Станом на 01.01.2020р. в мережах АТ «Чернігівобленерго» в експлуатації знаходилось близько 510,610 тис. шт. 1-фазних та 40,762 тис. шт. 3-фазних лічильників електроенергії. У відповідності з розрахунками, на кінець 2024 року, в АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» нараховуватиметься 179 тис. «протермінованих» лічильників, (у т.ч. 105 тис. лічильників класу точності 2,5). Таким чином, для ліквідації «протермінованих» приладів обліку до кінця 2024 року щорічно необхідно виконувати заміну **36 тис. лічильників**. 20 тис. шт. з них буде закуплено нових, проте необхідно здійснити їх первинну перевірку працездатності з використанням повірочного стенду (що дозволяє на етапі до відправлення обладнання у відокремлені підрозділи відбракувати 0,2-1,3% некоректно працюючих лічильників). Зазначена процедура займає 25% від часу повної повірки (час повної повірки займає 2 години на стенді, час первинної перевірки займає 0,5 години на стенді), тобто завантаженість електроустановки буде еквівалентна завантаженості повної перевірки 5000 лічильників. Ще 16 000 необхідно відремонтувати і повірити для заміни «протермінованих» та класу 2,5, ще 6 000 для замін «дефектних» (статистичні дані по АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО»). Таким чином, до 2024 року, необхідно здійснювати повірку **27 000** лічильників щорічно. Слід зазначити, що протягом 2008-2012 років у побутових споживачів було встановлено близько 200 тис. шт. 1ф електронних лічильників електроенергії з міжповірочним інтервалом 16 років. Повірка цих приладів обліку за планом має бути виконана в період 2024-2028 років, що становить **40 000** шт. на рік і відповідно ~3300 шт. на місяць.

На даний момент в АТ “Чернігівобленерго” є такі стенди для повірки та регулювання 1-фазних лічильників:

1. ZERA 2005 року виготовлення на 10 місць;
2. ZERA 2011 року виготовлення на 10 місць.

Стенд ZERA 2005 року для повірки лічильників – на даний час вийшов із ладу.

Стенд ZERA 2011 року (Zera MTS-110), розрахований на максимальне завантаження 10 лічильників за 1 цикл. Максимальна продуктивність - 3 цикли, **30 лічильників за зміну, або** **7560** однофазних приладів на рік. Загалом за рік – 7 **560 лічильників.**

Тобто додатково, до кінця 2024 року необхідна повірка ще **19 440** лічильників за рік, а на протязі 2024-2028 років - ще **32 440** лічильників на рік (не враховуючи «дефектних»).

Враховуючи вищезазначене, за рахунок інвестиційної програми планується придбати стенд на 40 робочих місць для регулювання і повірки однофазних приладів обліку електричної енергії вартість якого **4 300,00 тис. грн. без ПДВ.** Згаданий стенд дозволить здійснювати повірку ще **30 240** лічильників на рік.

**3. Вибір типу установки.**

Фахівцями товариства було проведено детальний аналіз обладнання для повірки засобів вимірювальної техніки на ринку України та зарубіжжя, варто розглянути чотири варіанти автоматизованих установок таких виробників:

– ZERA GmbH (ТОВ "ЦЕРА Україна");

– MTE Meter Test Equipment AG (L&G Metering);

– Haiyan Shengdi Electrical Technical Co., Ltd (ТОВ "Стомер");

– ТОВ "НВП ТУНІКА".

В таблиці нижче наведено порівняння їх основних технічних характеристик

Таблиця 2.4

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Назва виробника** | **ZERA GmbH**  **(ТОВ "ЦЕРА Україна")** | **MTE Meter Test Equipment AG (L&G Metering)** | **Haiyan Shengdi Electrical Technical Co., Ltd (ТОВ "Стомер")** | **ТОВ "НВП ТУНІКА"** |
| **Тип** | MTS140 | MTE-F1-40.40 | HS-6103F | 2H320 |
| **Країна виробник** | Германія | Швейцарія | Китай | Україна |
| **Ціна, грн.** | 4 300 000 | 4 600 000 | 2 000 000 | від 996 600 |
| **Технічні характеристики** | | | | |
| **Вихідна напруга, В** | 40 ÷ 320 | 30 ÷ 300 | 0 ÷ 275 | 0 ÷ 264 |
| **Вихідний струм, А** | 1мА ÷ 120А | 1мА ÷ 120А | 5мА ÷ 120А | 5мА ÷ 150А |
| **Фазові кути** | 0⁰ ÷ 360⁰ | 0⁰ ÷ 360⁰ | 0⁰ ÷ 360⁰ | 0⁰ ÷ 360⁰ |
| **Клас точності** | 0,02 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| **Посадкових місць** | 40 | 40 | 48 | 40 |
| **Можливість одночасної повірки лічильників по фазному та нульовому елементах без їх перепідключення** | ТАК | НІ | НІ | НІ |
| **Наявність автоматизованого блоку контактів підкл.ючення лічильників** | ТАК | ТАК | НІ | НІ |
| **Комплектація** | Повірочна установка, ЕОМ, принтер, ПЗ | Повірочна установка, ЕОМ, принтер, ПЗ | Повірочна установка, ЕОМ, принтер, ПЗ | Повірочна установка, ЕОМ, принтер, ПЗ |
| **Операційна система керуючої ЕОМ** | Windows XP, 7, 8, 10 | Windows XP, 7, 8, 10 | Windows 98, 2000, XP (в ПАТ "Сумиобленерго" відсутня можливість інсталяції та підтримки таких ОС) | Windows 98, 2000, XP (в ПАТ "Сумиобленерго" відсутня можливість інсталяції та підтримки таких ОС) |
| **Функції програмного забезпечення стенду** | 1)Формування та друк протоколів повірки лічильників. 2)Автоматизоване занесення номерів та типів лічильників до ПЗ (за допомогою сканера) | 1)Формування та друк протоколів повірки лічильників 2)Автоматизоване занесення номерів та типів лічильників до ПЗ (за допомогою сканера) | 1)Формування та друк протоколів повірки лічильників  2)Автоматизоване занесення номерів та типів лічильників до ПЗ (за допомогою сканера) | Формування та друк протоколів повірки лічильників |
| **Організації, де експлуатуюється аналогічне обладнання** | ПАТ "Сумиобленерго", ПрАТ "Львівобленерго", АТ "Прикарпаттяобленерго", ПАТ "Запоріжжяобленерго", ТОВ "Телекарт Прилад", ДНВП "Об’єдання Комунар" | ТОВ "Луганське енергетичне об'єднання" | ВАТ "Меридіан" | ДП "Сумистандартметрологія", АТ "Харківобленерго", АТ "ДТЕК Дніпровські електромережі", АТ "ДТЕК Донецькі електромережі" |
| **Досвід експлуатації** | 1)Безвідмовна робота на протязі 15ти років (2003-2018) щоденної експлуатації. 2)Можливість одночасної повірки по фазному та нульовому елементах 1ф 2х елементних ЛЕ. 3)Сталі метрологічні характеристики складових стенду, що підтверджується щорічною д/п взірцевого лічильника в ДП "Укрметртестстандарт". 4)Зручність при роботі з ПЗ 5) Низькі трудозатрати та при виконанні зняття/встановлення ЛЕ на стенд.  6)Якісні матеріали, з яких виготовлено обладнання (блоки, кабелі силові та інтерфейсні, тощо). | 1)Безвідмовна робота на протязі першого року щоденної експлуатації. 2)Якісні матеріали, з яких виготовлено обладнання (блоки, кабелі силові та інтерфейсні, тощо). 3)Сталі метрологічні характеристики складових стенду. | 1)Незручність експлуатації, що призводить до значних трудозатрат. 2)Вихід з ладу (блоків струму та напруги) через кілька місяців експлуатації. Роботу стендів відновлено шляхом заміни несправних блоків на обладнання власної розробки. 3)Відсутність технічної підтримки виробника. | 1)Незручність експлуатації, що призводить до значних трудозатрат. 2)Частий вихід стенду з ладу. 3)Необхідність постійних витрат на ремонт та експлуатацію. 4)Низька продуктивність.  5)Синтезатор струму та напруги працює нестабільно.  6)Фотозчитуючий пристрій працює нестабільно |

Враховуючи характеристики даних установок та беручи до уваги вимоги АТ «Чернігівобленерго», ми зупинили свій вибір на обладнанні Німецького виробника «ZERA». Компанія «ZERA» є світовим лідером в галузі виробництва та продажу еталонного обладнання, призначеного для тестування та повірки лічильників електричної енергії та вимірювальних трансформаторів струму/напруги. З початку свого заснування (з 1920р.) і до теперішнього дня компанія займалась розробками тільки в цій області. Тому цілком логічно, що працюючи в цій галузі протягом 100 років, компанія «ZERA» набула бездоганної репутації у багатьох країнах світу.

АТ «Чернігівобленерго» має власний 15 річний досвід експлуатації автоматизованих установок в тому числі установки компанії «ZERA» для повірки лічильників електроенергії та переносних еталонів. За весь час експлуатації зазначеного обладнання не виникало дефектів (поломок), що не були б усунені нашими фахівцями (без залучення сервісних підрозділів виробника). Те ж можна зазначити про програмне забезпечення даних автоматизованих установок, яке є зручним та зрозумілим для користувачів (слюсарів з КВПіА) та не потребує додаткового залучення фахових програмістів.

Враховуючи, що до складу повірочних стендів «Zera» входять зразкові лічильники класу точності 0,02, наша компанія має можливість повіряти портативні зразкові лічильники класу 0,2 та 0,1. Повірка лічильників такого класу точності неможлива на установках інших виробників. Еталони «ZERA» – це обладнання, до якого протягом 2005-2020 рр. не було жодних претензій під час проведення первинної державної метрологічної атестації. Таким чином товариство не витрачає додаткові кошти на ремонт, перекалібровку та регулювання еталонів за весь час їх експлуатації, що також сприяє більш швидкій самоокупності обладнання. Необхідно зазначити, що вартість обладнання компанії «ZERA» обґрунтована затратами на розробку та запровадження власних досягнень та інноваційних технологій, а також затратами виробника на створення бренду, який є гарантією «німецької» точності, якості та надійності. Крім того, вартість обладнання виробництва «Zera» не зазнала істотного підвищення ціни з 2005 року (в еквіваленті Euro), наприклад в 2005р. вартість трифазної універсальної автоматизованої установки (10 місць) становила 894 тис. грн. без ПДВ або 150 тис. Euro. Станом на сьогодні запропонована виробником вартість 3-х фазної установки на 40 місць становить 4,3 млн.грн. без ПДВ, що дорівнює 159.2 тис. Euro. Водночас, згідно тендерних закупівель проведених у 2019 році через систему «Прозоро» вартість 1-фазної 10-місної автоматизованої установки виробництва компанії «ZERA» становила 2,83 млн. грн без ПДВ. Придбання та експлуатація установок інших виробників та типів несе в собі певні загрози та додаткові грошові витрати підприємства. Перш за все - відсутність досвіду та навиків нашого персоналу щодо роботи на новому обладнанні. По-друге - відсутність досвіду ремонту та обслуговування новопридбаного обладнання. Так, для експлуатації установок інших виробників (незнайомих персоналу цеху з ремонту та обслуговування приладів обліку) треба буде затратити додатковий час та кошти на навчання та підготовку працівників, що будуть працювати, обслуговувати та ремонтувати придбане обладнання. По-третє, постає питання щодо якості, надійності та довготривалої експлуатації обладнання інших виробників. Придбавши обладнання маловідомих виробників компанія наражає себе на ризики отримати непередбачувані проблеми через неякісне обладнання. Ефект від придбання такого обладнання буде знівельований внаслідок значних витрат компанії.

Для забезпечення виконання планових робіт в цеху по ремонту та повірці приладів обліку електроенергії в термін, зменшення норм часу, зменшення трудовитрат, ефективнішого використання коштів необхідно придбати установку Zera MTS-140.

Стенд також буде використовуватися для здійснення первинної перевірки працездатності нових приладів обліку та позачергових експертних повірок.

**Розрахунок економічного ефекту**

АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» планує власними силами щорічно перевіряти та повіряти на придбаному стенді не менше 19 440 лічильників. Враховуючи, що середня ціна повірки 1 фазного приладу обліку у підприємств, що надають послуги у галузі стандартизації та метрології (у цінах 2020 року) складає 113 грн без ПДВ, сукупний річний економічний ефект складе 2196,7 т.грн. без ПДВ.

**,** де

4 300,0/2196,7 = **1,96 року.**

**2.2.Інше**

**2.2.1 Придбання ПСР-10**

При проведенні технічних перевірок, контрольних оглядів, зняття показників лічильників персонал товариства виявляє порушення ПРРЕЕ та складає відповідні акти про порушення. Останнім часом споживачі (як юридичні так і побутові) часто використовують такі види порушень, як накиди, самовільні підключення та використання «штучного нуля». Використання пристроїв ПСР-10 дозволяє виявляти більшу кількість споживачів, у яких є порушення ПРРЕЕ, в тому числі і вищенаведені.

Пристрій дозволяє фіксувати навантаження як на лінії 0,4 кВ в цілому, так і на відгалуженнях до кожного споживача, не заходячи до останнього на його приватну територію, та шляхом аналізу виявляти чи відповідає навантаження яке йде на відповідного споживача, його обсягам споживання електричної енергії.

На даний час є 31 шт. покажчиків струму на ПЛ-0,4 кВ типу ПС(р)-10, які придатні до експлуатації. В Товаристві, в залежності від погодних умов, кожного дня працює 15-35 бригад (загальна середньозважена кількість бригад складає 55 шт.), яким необхідно проводити заміри навантажень на ПЛ-0,4кВ. Враховуючи розосередженість даних бригад, наявної кількості даних пристроїв недостатньо для забезпечення всіх бригад, які залучаються до рейдової роботи. Окрім цього, внаслідок більш активної експлуатації даних пристроїв саме в період від’ємних температур повітря, кожного року певна частина обладнання(гарантійний термін експлуатації якого складає 1 рік) виходить з ладу(розстріскування штанг, вихід з ладу електроніки, деградація живлячих елементів), внаслідок чого частково проходить поточний ремонт, та повертається до експлуатації, а частково підлягає вилученню з експлуатації через неможливість проведення ремонту.

Протягом 11 місяців 2019 року складено 609 актів про порушення ПРРЕЕ, 153 з яких складено на самовільні підключення, накиди та використання «штучного нуля». Середня сума нарахувань по вищезазначеним видам порушень становить 15 тис. грн. Окрім цього, даний пристрій може використовуватися і для аналітичних методів виявлення інших типів порушення, внаслідок використання яких споживач збільшує обсяги споживання електроенергії.

За рахунок інвестиційної програми планується придбати 24 шт. ПСР-10 за 148,80 тис. грн. без ПДВ.

Комерційна пропозиція за посиланням.

Таким чином використання ПСР-10 дозволить збільшити кількість написаних актів про порушення ПРРЕЕ. Величина нарахувань по актам може збільшитися на 4-5 % (близько 300 тис. грн.).

Термін окупності складатиме:

**,** де

148,80/300 = **0,5 років.**

Витрати мають окупитись впродовж першого року використання.

**2.2.2 Придбання пристрою для обрізання проводів (секатор)**

При проведенні відключень споживачів (як юридичних так і побутових), до приладів обліку яких існує обмежений доступ (недопуск працівників Товариства, тощо) є можливість здійснення відключень за допомогою секатора. Протягом 2019 року було відключено 8327 споживачів, близько 3600 силами ОВБ відключалися з опори у випадках, коли доступ до приладу обліку обмежений. Для проведення відключення з опори необхідно здійснювати виїзд персоналу Товариства до таких споживачів на автомобілі, обладнаному підйомним механізмом, що призводить до додаткових витрат на паливно-мастильні матеріали. Також наголошуємо, що в Товаристві знаходиться в експлуатації 83 відповідних автомобілі, на які покладенні й інші першочергові завдання (усунення пошкоджень на лініях, заміни аварійних відгалужень, відключення/підключення відповідно до заявок споживачів, виконання планової чистки трас та інші). Сума за відключення споживачів з однофазним вводом, згідно затверджених калькуляцій, складає 221,76 грн.  Сума за відключення споживачів з трифазним вводом складає 330,89 грн. Використання секаторів дозволить економити на використанні паливо-мастильних матеріалів за рахунок використання легкових автомобілів з меншими витратами пального. Величина річної економії складе 47 т.грн

За рахунок інвестиційної програми планується придбати 33 секатори за **198 тис. грн. без ПДВ.** (комерційна пропозиція за [посиланням](Комерційні%20пропозиції/Пристрій%20для%20обрізання%20крон%20дерев.pdf))

Термін окупності складатиме:

**,** де

198/47 = **4,2 роки.**

Таблиця 2.5 - Економічний ефект від впровадження заходів інвестиційної програми

на 2020 рік АТ «Чернігівобленерго»

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Найменування заходу | Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ) | Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2019 рік\*, тис. грн (без ПДВ) | Окупність, роки | Складові економічного ефекту, тис. грн  (без ПДВ) | | | |
| Зниження ТВЕ | Зниження операційних витрат | Збільшення корисного відпуску | Зниження потенційних очікуваних збитків\*\* |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 1 | Придбання 3-фазних електронних лічильників (для організації АСКОЕ в комерційних обліках на обладнанні товариства, встановлення "дублів" згідно вимог ККО та обмінний фонд) | 1210,0 | 313,1 | 3,9 |  | 228,1 |  | 85,0 |
| 2 | Придбання трансформаторів струму для обмінного фонду (150/5, 200/5, 300/5) КЛ.Т.0,5S | 97,2 | 94,7 | 1,0 |  |  | 94,7 |  |
| 5 | Придбання трансформаторів струму 10кВ (75/5, 150/5, 200/5, 300/5) КЛ.Т.0,5S | 270,0 | 85,0 | 3,2 |  |  |  | 85,0 |
| 6 | Придбання комплектів для винесення 1-фазних обліків на фасад будинку | 1540,0 | 399,5 | 6,3 |  |  | 399,5 |  |
| 7 | Придбання комплектів для винесення 3-фазних обліків на фасад будинку | 960,0 |
| 8 | Придбання 1-фазних "тарифних" лічильників для обмінного фонду | 147,0 | 85,0 | 1,7 |  |  |  | 85,0 |
| 9 | Придбання 3-фазних "тарифних" лічильників для обмінного фонду | 849,5 | 170,0 | 5,0 |  |  |  | 170,0 |
| 10 | Придбання1-фазних електронних лічильників для ліквідації протермінованих лічильників та/або лічильників кл.т. 2,5 у побутових споживачів | 5890,0 | 2286,9 | 2,6 |  |  | 2286,9 |  |
| 11 | Придбання 1-фазних електронних лічильників з PLC модулями для їх використання в АСКОЕ побутових споживачів | 3120,0 | 592,4 | 6,5 |  |  | 592,4 |  |
| 12 | Придбання 3-фазних електронних лічильників з PLC модулями та для їх використання в АСКОЕ побутових споживачів | 392,0 |
| 14 | Придбання "маршрутизаторів-концентраторів" для їх використання в АСКОЕ побутових споживачів. | 307,5 |
| 15 | Придбання 3-фазних електронних лічильників з PLC модулями для балансування енерговузлів в АСКОЕ побутових споживачів. | 42,0 |
| 15 | Придбання 3-фазних електронних лічильниківв обмінний фонд для побутових споживачів з "зеленим" тарифом | 51,0 | 85,0 | 0,6 |  |  |  | 85 |
| 16 | Придбання однофазного стенду на 40 робочих місць MTSI40 | 4300,0 | 2196,7 | 1,96 |  | 2196,0 |  |  |
| 17 | Придбання ПСР-10 | 148,8 | 300,0 | 0,5 |  | 300,0 |  |  |
| 18 | Придбання пристрою для обрізання проводів (далі по тексту Секатор) | 198,0 | 47 | 4,2 |  | 47,0 |  |  |

Додаток 3.1

1. **Впровадження та розвиток АСДТК**

Для завершення побудови сучасної АСДТУ в усіх районах АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» була розроблена «[Концепція впровадження автоматизованих систем диспетчерсько-технологічного управління процесом прийому, передачі і розподілу електроенергії у мережах АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО](Концепція%20АСДТУ.pdf)»».

Першим розділом інвестиційної програми 2020 передбачається модернізація АСДТУ при технічному переоснащенні підстанцій:

* ПС 110/10 кВ «Виповзово»;
* ПС 110/10 кВ «Ріпки»;
* ПС 35/10 кВ «Талалаївка-2»;
* ПС 35/10 кВ «Ч.Партизани».

В період 2004-2019 років впроваджено АСДТУ в 14 районах на 113 ПС на суму 22 263 тис. грн (без ПДВ).

Стан телемеханізації підстанцій АТ «Чернігівобленерго»

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Об’єкти електромереж | Телемеха-  нізовано  до 2020 року | Телемеха-нізація в 2020 році | Потребує телемеха-нізації | % телемеха-нізації | Орієнтована вартість телемеханізації, тис. грн. |
| ПС-110 кВ | 27 | 0 | 9 | 75,0 | 15002,2 |
| ПС-35 кВ | 85 | 1 | 40 | 67,5 | 68343,3 |
| ТП/РП 10 кВ | 1 | 0 | 47 | 2,1 |  |

**3.1.1 Система керування й отримання даних**

Система керування і отримання даних в Бобровицькій та Ічнянській дільниці працює нестабільно (сервера не можуть швидко обробляти багатофункціональні процеси системи MicroSCADA, що призводить до призупинення каналів зв’язку з підстанціями та відображення з витримкою часу телесигналізації, телевимірювань комутаційних апаратів, і передачі їх центральному серверу та відображенню на диспетчерському щиті). Причина завантаження сервера на 100%. Враховуючи, що сервера були придбані в 2001 році, то необхідна їх заміна і укомплектування платами Moxa CP-104EL-A-DB9M разом з джерелами живлення Smart-UPC RM 1500VA 2U.

Для забезпечення надійної роботи системи керування і отримання даних на Бобровицькій дільниці необхідно витратити кошти:

Таблиця 3.1

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Система керування  й отримання даних | Одиниця виміру | Вартість одиниці,  тис. грн. без ПДВ | Кількість | Вартість, тис. грн. без ПДВ |
| Сервер HP ProLiant | шт. | 192,20 | 2,00 | 384,40 |
| Плата Moxa CP-104EL-A-DB9M | шт. | 5,82 | 2,00 | 11,64 |
| Джерело живлення Smart-UPC RM 1500VA 2U | шт. | 25,91 | 2,00 | 51,82 |
| Всього: |  |  |  | 447,86 |

Комерційні пропозиції за посиланням :

|  |
| --- |
| <https://prom.ua/p880714056-server-proliant-dl360.html> |
| <https://www.west-l.com/catalog/16/00001x0001x0011x0001x0005x0004/t370784/> |
| <https://hard.rozetka.com.ua/135020899/p135020899/> |
|  |

**Розрахунок складових економічного ефекту**

Таблиця 3.2 – Розрахунок операційних витрат пального

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Назва дільниці | Відстань виїзду  S, км | Норма витрат пального NПАЛ, л/км | Вартість пального СПАЛ, грн. | Кількість планових виїздів nПЛ | Кількість аварійних виїздів nАВ | Операційні витрати пального ВПАЛ, грн. |
| Бобровицька | 240 | 0,17 | 23,75 | 12 | 8 | 19380,00 |
| Борзнянська | 290 | 7 | 22246,63 |
| Ічнянська | 320 | 5 | 2380,00 |
| Куликівська | 100 | 6 | 7267,50 |
| Разом |  |  |  |  |  | 44574,00 |

Операційні витрати пального ВПАЛ, грн.

ВПАЛ = S · NПАЛ · СПАЛ · (nПЛ + nАВ),

де S – відстань виїзду бригади до дільниці і назад, км;

NПАЛ – норма витрат пального для автомобіля, л/км;

СПАЛ – вартість пального для автомобіля, грн.

nПЛ – кількість планових виїздів за рік (один раз на місяць для технічного обслуговування);

nАВ – кількість аварійних виїздів за рік.

Таблиця 3.3 – Розрахунок операційних витрат на оплату праці

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Назва дільниці | Середньо-годинна тарифна ставка Т, грн. | Кількість виконавців R, чол. | Час оперативного  обслуговування t, год | Кількість планових виїздів nПЛ | Кількість аварійних виїздів nАВ | Операційні витрати на оплату праці ВПР, грн. |
| Бобровицька | 70,03 | 2 | 8 | 12 | 8 | 22409,60 |
| Борзнянська | 7 | 21289,12 |
| Ічнянська | 5 | 19048,16 |
| Куликівська | 6 | 20168,64 |
| Разом |  |  |  |  |  | 82915,52 |

Операційні витрати на оплату праці ВПР, грн.

ВПР = Т · R · t · (nПЛ + nАВ),

де Т – середньогодинна тарифна ставка (інженера), грн.;

R – кількість виконавців (інженер), чол.;

t – час оперативного обслуговування (час проїзду бригади до дільниці і назад + час знаходження на дільниці), год.

nПЛ – кількість планових виїздів за рік (один раз на місяць для технічного обслуговування);

nАВ – кількість аварійних виїздів за рік.

Таблиця 3.3 - Економічний ефект від впровадження заходів інвестиційної програми на 2020 рік АТ «Чернігівобленерго»

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Найменування заходу | Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ) | Сукупний економіч-ний ефект від впровад-ження заходу за **2020** рік\*, тис. грн (без ПДВ) | Окупність, роки | Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ) | | | | | |
| Зни-ження ТВЕ | Зниження операційних витрат | | | Змен-шення штраф-них санкцій | Зни-ження потен-ційних очіку-ваних збитків\* |
| Зни-ження витрат на матері-али та облад-нання | Знижен-ня витрат ПММ | Зниже-ння витрат на оплату праці |
| 1 | 2 | 3 | 4=6+...+11 | 5=3/4 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| 1 | Сервер HP ProLiant | 384,4 | 127,49 | 3,51 |  | 44,574 | 82,916 |  |  |  |
| 2 | Плата Moxa CP-104EL-A-DB9M | 11,64 |
| 3 | Джерело живлення Smart-UPC RM 1500VA 2U | 51,82 |

Додаток 4.1

**4. Впровадження та розвиток інформаційних технологій**

**4.1. Закупівля нових та модернізація наявних апаратних засобів інформатизації, у т.ч.:**

**4.1.1 Закупівля та модернізація робочих станцій**

**4.1.1.1 Робоча станція на платформі Інтел**

В інвестиційній програмі 2020 року передбачено закупівлю нових персональних комп’ютерів (сучасний потужний з процесором Intel Core i5-9500T, матрицею IPS 23.8”, оперативною пам’яттю 8 ГБ DDR4, накопичувач SSD 256 ГБ, з клавіатурою та оптичним маніпулятором) в кількості **63 шт**. за ціною **24,00 тис. грн. без ПДВ** на суму **1 512,00 тис. грн. без ПДВ.**

Вартість обладнання можна переглянути за посиланням:

<https://allo.ua/ua/products/monobloki/dell-optiplex-5260-21-5fhd-n037o5260aio.html>

В АТ “ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО” необхідність своєчасного та якісного забезпечення інформацією різних структур товариства для обліку, аналізу, управління технологічними та господарськими процесами потребує постійної організації та виконання ряду завдань по передачі даних, обробці та збереженню інформації. Для їх реалізації використовується значна кількість обчислювальної техніки, комунікаційного обладнання та програмного забезпечення.

Серед таких задач основними є:

автоматизація обліку споживання електроенергії та розрахунків із споживачами електроенергії, яка передбачає ведення баз даних абонентів у кожному структурному підрозділі, оперативні нарахування та розрахунки з абонентами, аналіз споживання електроенергії, розрахунків тощо;

бухгалтерський облік;

АСУ ТП телемеханіка;

розрахунок кошторисів виконаних робіт, облік паливно-мастильних матеріалів;

кадровий облік;

ведення бази даних договорів із споживачами та актів порушень ПКЕЕ;

електронна пошта, діловодство.

В таблиці4.1 наведені норми використання обчислювальної техніки, що використовуються у АТ “ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО”, які визначені експериментальним шляхом під час експлуатації спеціального прикладного програмного забезпечення. Згідно цих норм можлива нормальна організація робочого процесу в підрозділах. Збільшення нормативних показників приводить до збільшення робочого часу, що є прямим порушенням трудового законодавства України.

Таблиця 4.1 Норми використання обчислювальної техніки, що використовуються у   
АТ “ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО”

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № п/п | Задача | Норматив |
| 1 | Розрахунок з фізичними особами | 1 ПК на 6,5 тис.абонентів, додатково 1 ПК на кожні 15 тис. абонентів для роботи із споживачами (довідкове бюро) |
| 2 | Розрахунок з юридичними особами | 1 ПК на 200 абонентів, додатково 1 ПК для роботи із споживачами (довідкове бюро) |
| 3 | Бухгалтерський облік, системи "Клієнт Банк" | По кількості бухгалтерів |
| 4 | Запис диспетчерських переговорів | 1 ПК на підрозділ |
| 5 | Файловий сервер та сервер баз даних | 2 EOM на підрозділ |
| 6 | Телемеханіка | 2 ПК на підрозділ |
| 7 | Електронна пошта, адміністрування ЛОМ, профілактика та наладка ПК та ПЗ (робоче місце інженера з використання комп'ютерів) | 1 ПК на підрозділ |
| 8 | Ведення договорів та робота з актами порушень ПКЕЕ | 1 ПК на підрозділ та додатково 3 ПК для Прилуцького, по 2 ПК для Ніжинського, Чернігівського РЕМів та 5 ПК для ЧнМЕМ |
| 9 | Діловодство та кадровий облік | 1 ПК на підрозділ та додатково 1 ПК на кожні 100 працюючих |
| 10 | Розрахунок кошторисів виконаних робіт (ВТГ), облік паливно-мастильних матеріалів, робота юрисконсульта. | 2 ПК на підрозділ (3 ПК для Прилуцького, Ніжинського, Чернігівського РЕМів, ПнВЕМ, ПдВЕМ та 4 ПК для ЧнМЕМ) |
| 11 | Служби РЗА, ІЗП та служба підстанцій | По 2 ПК на службу для ВВЕМ та ЧнМЕМ |
| 12 | Планово-економічний відділ | По 2 ПК для ВВЕМ та ЧнМЕМ |

На даний час не всі структурні підрозділи товариства забезпечені достатньою кількістю обчислювальної техніки для виконання цих та інших задач.

Значна кількість обчислювальної техніки в АТ "ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО" не відповідає вимогам, які пред'являються до неї (має місце фізичне та моральне старіння).

Нормальна робота програм для розрахунків із споживачами електроенергії, комплексу бухгалтерії, диспетчерських комплексів потребує відповідної конфігурації ПК: частота процесора не менш 2,0 ГГц, ОЗУ – 4 Гб, мінімальний дисковий простір 250 Гб.

Частина ПК вже не здатна виконувати свої функції і вважається морально і фізично застарілою і непридатною до подальшої експлуатації (таблиця 4.2). Значна частина комп’ютерів ще знаходиться в експлуатації, але за своїми характеристиками і параметрами не придатна для виконання поставлених завдань. До таких відносяться комп’ютери на базі першого покоління процесорів Pentium та їх аналогів. Окрім морального старіння має місце і фізичне, причому вихід з ладу частини ПК призводить до заміни майже всього ПК, так як комплектуючі для заміни виведених з ладу з такими параметрами на даний час вже не виробляються.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Таблиця 4.2 Стан комп'ютерної техніки у товаристві: | | |
| Група за роком випуску | Кількість, шт. | % |
| Комп'ютери до 2014 року випуску | 969 | 76,42% |
| Комп'ютери 2015 року випуску | 0 | 0,00% |
| Комп'ютери 2016 року випуску | 165 | 13,01% |
| Комп'ютери 2017 року випуску | 70 | 5,52% |
| Комп'ютери 2018 року випуску | 41 | 3,23% |
| Комп'ютери 2019 року випуску | 23 | 1,81% |
| **Усього** | 1 268 | 100% |

Переваги форм-фактору моноблок перед стаціонарним комп’ютером:

компактність, зовнішній вигляд;

мінімальна кількість проводів, необхідних для підключення та роботи комп'ютера; робочий простір не зайнятий множістю проводів; люди не чіпляються ногами за переплетіння проводів;

простота установки, зручність переміщення;

мінімальний шум при роботі (або його повна відсутність);

економність споживання електричної енергії, у порівнянні із ПК;

менше поломок від перегріву (часто через нехватку робочого простору системній блок ставиться під стіл, де недостатньо простору для охолодження та системи вентиляції забиваються навколишнім пилом);

можливість використовувати для відео конференцій (наявність веб-камери та акустичних систем в комплекті).

Економічний ефект від придбання нових комп’ютерів – це зниження витрат на запасні частини для ремонтів, нова техніка рідше виходить з ладу; це зниження витрат на ПММ для виїздів на дільниці для ремонтів техніки; це зниження потенційних збитків від простою техніки на період її ремонту, неможливості працівників вчасно виконати завдання. Очікуваний сукупний економічний ефект від впровадження становить 395 тис.грн. без ПДВ.

Термін окупності складатиме:

**,** де

Т=1512,0/395=3,8 **років.**

**4.1.3 Закупівля та модернізація активного обладнання комп'ютерних мереж**

**4.1.3.1 Впровадження мережі рівня ядра**

В інвестиційній програмі 2020 р. передбачено впровадження мережі рівня ядра на загальну суму 2011,0 тис. грн. без ПДВ.

Ієрархічна модель мережі - трирівнева модель організації мережі компанії, вперше запропонована інженерами Cisco Systems. Поділяє мережу компанії на три рівні ієрархії: ядро мережі, рівень розподілу, рівень доступу.

Рівень доступу. Служить для підключення робочих станцій і серверів до мережі компанії. У більшості випадків рівень доступу представлений в мережі комутаторами другого рівня. Як правило, для організації цього самого простого рівня ієрархічної моделі встановлюються найбільш оптимальні за ціною пристрою, які не потребують складної конфігурації. Основне завдання таких пристроїв - надання доступу робочих станцій і серверів до наступного рівня (розподілу) ієрархії.

Рівень розподілу. Цей рівень є самим «розумним» в ієрархічній моделі. На рівні розподілу вирішуються завдання агрегації широкомовних доменів і доменів маршрутизації, фільтрації і налаштування QoS, агрегації великих дротових мереж в комунікаційному шафі, забезпечення високого рівня доступності ядра для кінцевих користувачів. Маршрутизатор, що використовуються на рівні розподілу також можуть брати на себе функції забезпечення доступу в Інтернет для підрозділів компанії.

Ядро мережі. Ядро являє собою комплекс мережевих пристроїв (маршрутизаторів і комутаторів), що забезпечують резервування каналів і високошвидкісну передачу даних між різними сегментами рівня розподілу.

На даний момент комп’ютерна мережа компанії лінійна, однорівнева, побудована на комутаторах. Ієрархічна модель мережі не реалізована. В 2020 році планується впровадження трирівневої моделі організації мережі компанії, починаючи з рівня ядра.

Завдяки впровадженню мережі рівня ядра буде забезпечено зберігання файлів , інформації на хмарних серверах товариства. Це дасть можливість відійти від використання незахищених FTP, SMB протоколів, які являються причиною неоднократних взломів на енергетичних об’єктах.

Мережа рівня ядра забезпечить відмову від зберігання даних на персональних комп’ютерах користувачів та надасть можливість зберігати дані централізовано розмежованим доступом для груп користувачів та забезпечить шифрування даних на серверах.

«Мережа рівня ядра» забезпечує наступними перевагами: кібербезпека, виділення технологічної мережі, сегментація мережі, контроль доступу до ресурсів, винесення та організація ДМЗ, організація хмарного сховища cloud робота з документами, сумісний доступ тільки по певним захищеним протоколам, винесення серверів та телефонії, продуктивність мережі і відмовостійкість, vpn підключення.

Перелік обладнання:

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № п.п. | Назва | Кількість | Ціна без ПДВ | Сума без ПДВ |
| 1 | Маршрутизатор ядра Mikrotik CCR1072-1G-8S+ | 2 | 59345,00 | 118690,00 |
| 2 | Комутатор ядра 10 Gigabit Ethernet Dell Dell N4064F | 2 | 294920,34 | 589840,68 |
| 3 | HIGH AVAILABILITY XG-1537 1U Security Gateway with pfSense® software | 1 | 82756,05 | 82756,05 |
| 4 | FF-SFP+.10GW.20.1330/1270-PL-DDM (LC) FiberField | 99 | 973,05 | 96331,95 |
| 5 | Комутатор розподілу Mikrotik CRS317-1G-16S+RM | 12 | 6979,27 | 83751,20 |
| 6 | Комутатор доступу Mikrotik CRS328-24P-4S+RM | 26 | 7565,13 | 196693,47 |
| 7 | Модуль оптический DDM SFP+ 300 м 850 нм LC D-link DEM-431XT-DD | 100 | 841,36 | 84136,00 |
| 8 | Оптический патч-корд LC/UPC-LC/UPC OM3 Duplex 3м 3M BDUDU-CB0003 | 55 | 544,70 | 29958,50 |
| 9 | Оптический патч-корд LC/UPC-SC/UPC OS2 Duplex LSZH 2м Corning 047202R5Z20002M | 100 | 992,16 | 99216,00 |
| 10 | Шкаф монтажный 42U 600x800 Lite | 6 | 8827,00 | 52962,00 |
| 11 | Блок розеток 1,5U 19" на 6 розеток с выкл. PDU 220В, 10А, 3м, Schuko, с организатором кабеля | 12 | 297,27 | 3567,20 |
| 12 | Полка 500мм 1U 19", 4 точки крепл., EServer, черная, 1,5мм | 12 | 525,20 | 6302,40 |
| 13 | Блок вентиляторов на 4 вентилятора для серии Lite | 6 | 1758,47 | 10550,80 |
| 14 | Термостат | 6 | 343,20 | 2059,20 |
| 15 | Панель оптическая ODF Line 1U SC48 в сборе | 8 | 1779,27 | 14234,13 |
| 16 | Патч-панель для 24 модулей, 1U, 19’, | 24 | 1183,00 | 28392,00 |
| 17 | Комплект крепежа (черный винт 20мм+гайка+шайба) | 161 | 3,47 | 558,13 |

Комерційні пропозиції за посиланням :

|  |
| --- |
| <https://lanmarket.ua/mikrotik/mikrotik-cloud-core-router-ccr1072-1g-8s%2B-2553/> |
| <https://comtrade.ua/dell-n4064f/> |
| <https://store.netgate.com/pfSense/XG-1537-HA.aspx> |
| <https://lanmarket.ua/wdm-sfp-moduli_1/ff-sfp-10gw-20-1310-1270-pl/> |
| <https://setevuha.ua/mikrotik-crs317-1g-16srm.html?utm_medium=cpc&utm_source=hotline&utm_campaign=%D0%9A%D0%BE%D0%BC%D0%BC%D1%83%D1%82%D0%B0%D1%82%D0%BE%D1%80%D1%8B&utm_term=Mikrotik+Cloud+Router+Switch+%28CRS317-1G-16S%2BRM%29> |
| <https://setevuha.ua/mikrotik-crs328-24p-4srm.html> |
| <https://comtrade.ua/d-link-dem-431xt-dd/> |
| <https://comtrade.ua/3m-lc-upc-lc-upc-50-125-om3-duplex-3m-bdudu-cb0003/> |
| <https://comtrade.ua/corning-lc-upc-sc-upc-sm-os2-2mm-lszh-duplex-2m-047202r5z20002m/> |
| <https://e-server.com.ua/servernye-shkafy/napolnye-shkafy/shkaf-montazhnyj-42u-600x800-lite-detail> |
| <https://e-server.com.ua/aksessuary-krepleniya/bloki-rozetok-19/cetevoj-filtr-s-organizatorom-kabelej-pitaniya-detail> |
| https://e-server.com.ua/aksessuary-krepleniya/servernye-polki/polka-19-4-tochki-krepl-500mm-glub-perforirovannaya-stal-1-5mm-detail |
| https://e-server.com.ua/aksessuary-krepleniya/bloki-ventilyatorov/blok-ventilyatorov-na-4-ventilyatora-dlya-serii-lite-detail |
| <https://e-server.com.ua/aksessuary-krepleniya/bloki-ventilyatorov/termostat-detail> |
| <https://e-server.com.ua/opticheskie-komponenty/opticheskie-patch-paneli/opticheskie-patch-paneli-1-u/panel-opticheskaja-odf-line-1u-sc48-detail> |
| <https://e-server.com.ua/patch-paneli-taywan/patch-paneli-modulnye/patch-panel-dlya-24-modulej-1u-19-nerzhaveyushchaya-stal-detail> |
| https://e-server.com.ua/aksessuary-krepleniya/krepezh-raznoe/komplekt-krepezha-detail |

Економічний ефект від впровадження – це зниження витрат на запасні частини для ремонтів старого обладнання; це зниження потенційних збитків від простою комп’ютерної мережі у зв’язку з поломками та збоями від зростаючого навантаження, а це неможливість працівників вчасно виконати завдання та надати споживачам послуги. Очікуваний сукупний економічний ефект від впровадження становить 370 тис.грн. без ПДВ.

Термін окупності складатиме:

**,** де

Т=1500,0/370=4,1 **років.**

**4.1.5 Інші засоби інформатизації**

**4.1.5.1 Багатофункціональний пристрій чорно-білий формату А4**

В інвестиційній програмі 2020 р. передбачено закупівлю багатофункціональних пристроїв чорно-білих формату А4 в кількості **30 шт** за ціною **20,86 тис. грн. без ПДВ,**  на загальну суму **625,8 тис. грн. без ПДВ.**

Комерційні пропозиції за посиланням :

|  |
| --- |
| <https://www.moyo.ua/mfu-hp-laserjet-pro-500-m521dn-a8p79a/38889.html?utm_medium=cpc_price_list&utm_source=hotline.ua&utm_campaign=mfu&utm_term=mfu-hp-laserjet-pro-500-m521dn-a8p79a&utm_content=38889> |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Найменування заходів інвестиційної програми | Вартість,  тис.грн  (без ПДВ) | Кількість, шт | Сума,  тис.грн (без ПДВ) | Технічні характеристики |
| Багатофункціональний пристрій чорно-білий формату А4 | 20,86 | 30 | 625,8 | Багатофункціональний пристрій лазерний чорно-білий формат А4, двохсторонній друк, Ethernet, швидкість монохромного друку 40 стор/хв., автоматичне двостороннє сканування. |

Значна частина друкувальної та копіювальної техніки Товариства придбана більше 10 років тому. На даний час вона вже відпрацювала свій ресурс і потребує заміни, не в змозі виконувати свої функції. Наслідки частих поломок друкувальної та копіювальної техніки : витрати на ПММ для виїздів на дільниці для ремонтів техніки та витрати на оплату праці персоналу з обслуговування техніки; витрати на ПММ для перевозки техніки на ремонт до підрядної організації; витрати часу працівників на спроби роздрукувати документи на нестабільно працюючій техніці.

Іншим аспектом проблеми є недостатня забезпеченість скануючими пристроями. У багатьох випадках на дільницю з 20 робочими місцями припадає 2 локальні скануючі пристрої. Потреби у роботі зі скан-копіями документів постійно зростають. В результаті маємо замітну втрату робочого часу.

На 2020 рік планується придбання багатофункціональних пристроїв (принтер-копір-сканер) для оптимального забезпечення відокремлених підрозділів та робочих груп надійною сучасною технікою.

Економічний ефект від придбання нових багатофункціональних пристроїв – це зниження витрат на запасні частини для ремонтів, нова техніка рідше виходить з ладу; це зниження витрат на ПММ для виїздів на дільниці для ремонтів техніки. Очікуваний сукупний економічний ефект від впровадження становить 260 тис.грн. без ПДВ.

Термін окупності складатиме:

**,** де

Т=625,8/260=2,4 **років.**

**4.1.5.2 ДБЖ APC Back-UPS Pro 900VA**

В інвестиційній програмі 2020 р. передбачено закупівлю ДБЖ APC Back-UPS Pro 900VA кількості **11 шт** за ціною **7,47 тис. грн. без ПДВ** на загальну суму **82,17 тис. грн. без ПДВ.**

Комерційні пропозиції за посиланням :

|  |
| --- |
| <https://kvshop.com.ua/ru/bloki-bespereboynogo-pitaniya/apc/apc-back-ups-pro-900va-br900gi/> |
|  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Найменування заходів інвестиційної програми | Вартість,  тис.грн  (без ПДВ) | Кількість, шт | Сума,  тис.грн (без ПДВ) | Технічні характеристики |
| ДБЖ APC Back-UPS Pro 900VA | 7,47 | 11 | 82,17 | ДБЖ APC Back-UPS Pro 900VA. Схема автоматичної стабілізації напруги (AVR) для економіі заряда батареї. Вихідна потужність 900ВА/540 Вт. Час роботи при повному навантаженні 5хв., |

ДБЖ необхідні для забезпечення електроживлення серверного та мережного обладнання і робочих станцій працівників Товариства при відсутності напруги в електромережах, при збоях в електропостачанні з метою збереження та захисту їх від псування.

Економічний ефект від придбання нових пристроїв безперебійного живлення - це зниження потенційних збитків від виходу з ладу серверного та мережного обладнання, робочих станцій працівників Товариства. Очікуваний сукупний економічний ефект від впровадження становить 18 тис.грн. без ПДВ.

Термін окупності складатиме:

**,** де

Т=82,17/18=4,6 **років.**

**4.3. Закупівля та модернізація прикладного програмного забезпечення, у т.ч.:**

**4.3.1 офісного**

**4.3.1.1 Модуль інтеграції GLPi з системою IP-телефонії**

Модуль інтеграції GLPi з системою IP-телефонії дозволяє здійснювати автоматичну реєстрацію заявок на основі вхідних дзвінків в службу підтримки, а також фіксацію всіх звернень користувачів по телефону в службу підтримки.

Використання даного модуля не вимагає установки додаткового ПЗ на ПК оператора, а також додаткового конфігурування системи IP-телефонії. Після установки і настройки даного плагіна, оператори отримують можливість централізованого управління всіма дзвінками (в т.ч. груповими), які надходять до Служби Підтримки. При цьому у операторів і диспетчера з'являється можливість автоматичної ідентифікації, що дзвонять, створення нових заявок, а також прив'язки дзвінка до вже існуючих зверненнями. Крім того, плагін дозволяє контролювати всі пропущені дзвінки і відслідковувати статистику по всіх дзвінків.

В інвестиційній програмі 2020 року передбачено виділення коштів в сумі **15,00 тис. грн. без ПДВ** на впровадження модулю інтеграції GLPi з системою IP-телефонії.

Комерційна пропозиція за [посиланням](Комерційні%20пропозиції/Впрвадження%20модуля%20інтеграції.pdf).

Економічний ефект очікується за рахунок збільшення контролю за зверненнями працівників до служби технічної підтримки, систематизації й управління заявками. Очікується зменшення часу вирішення проблемних питань. Очікуваний сукупний економічний ефект від впровадження становить 4 тис.грн. без ПДВ.

Термін окупності складатиме:

**,** де

Т=15/4=3,8 **років.**

**4.3.4 систем електронного документообігу**

**4.3.4.1 Впровадження документообігу**

В інвестпрограмі 2020 р. передбачено виділення коштів в сумі **300,00 тис. грн. без ПДВ** на придбання 100 додаткових ліцензій до системи електронного документообігу та автоматизації бізнес-процесів «Megapolis.DocNet» вартістю 255 тис. грн. без ПДВ та послуг з впровадження вартістю 45 тис. грн. без ПДВ.

Комерційна пропозиція за [посиланням](Комерційні%20пропозиції/СЕД.pdf).

В 2018 році в АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» було розпочате впровадження системи електронного документообігу та автоматизації бізнес-процесів «Megapolis.DocNet» з ліцензією на право її використання, що забезпечує можливість одночасного підключення та роботи 120 користувачів. В процесі впровадження були виконані наступні роботи:

1. Аналіз існуючих процесів ведення діловодства в Товаристві.

2. Розробка технічного завдання із налагодження системи.

3. Налаштування серверного обладнання та розгортання системи.

4. Налагодження системи згідно технічного завдання.

В 2019 році було додатково придбано ліцензію на 97 користувачів та 12 користувачів мобільної версії і виконані наступні роботи:

1. Впровадження модуля «звернення громадян».

2. Оновлення штатного розкладу системи електронного документообігу у відповідності до зміненої оргструктури підприємства та перебудова системи ідентифікації.

3. Інтеграція модуля «звернення громадян» з ПКТ «Кол-центр».

4. Впровадження ЕЦП.

Пройшло небагато часу, а електронний документообіг став невід’ємною частиною інфраструктури і Товариство не може уявити життя без електронного документообігу. Впорядковані внутрішні терміни розгляду документів, збільшився контроль та прозорість - у будь який час можна перевірити статус документу, етапи його проходження та виконання. Значно зменшилась кількість бумажних документів, що рухаються між підрозділами.

Кількості ліцензій, які на даний момент придбані Товариством, недостатньо для співробітників, активно працюючих з документами і це знижує загальний ефект використання системи електронного документообігу. Тому в 2020 році планується додатково придбати 85 ліцензій та впровадити модуль інтеграції системи електронного документообігу з системою електронної взаємодії органів виконавчої влади України.

Економічний ефект від придбання додаткових ліцензій до системи електронного документообігу - це зниження витрат на папір та тонер для друку документів, це зменшення витрат на ПММ та часу отримання документів віддаленими користувачами, це збільшення контролю за виконанням завдань. Очікуваний сукупний економічний ефект від впровадження становить 58 тис.грн. без ПДВ.

Термін окупності складатиме:

**,** де

Т=300/58=**5,2 років.**

**4.3.7 Інформаційна система управління виробництвом**

**4.3.7.1 Впровадження SAP**

Управління підприємством неможливе без сучасних програмних продуктів, які вирішують завдання обліку, управління ресурсами і виробничими процесами. Відсутність у Товаристві єдиної інформаційної системи знижує ефективність управління, а пов'язане з ним невчасне і неповне надходження даних потребуючим їх співробітникам нерідко приводить до ухвалення помилкових управлінських рішень.

Впровадження такої системи в АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» дає можливість повністю централізувати всі функції окремих систем і комплексів, що використовуються для аналізу і ухвалення рішень керівництвом Товариства, дозволяє забезпечити контроль і управління процесами бізнесу, відображаючи реальне положення справ. При цьому керівництву значно спрощується завдання прийняття оптимальних рішень – система сама показує йому, як і куди рухається Товариство.

Для організації роботи Товариства за міжнародними стандартами ISO 9000 виконується поетапне впровадження системи з урахуванням інвестиційної політики в 2020 році.

Роботи по підготовці та конфігуруванню системи були розпочаті у 2012 році. З того часу були визначені основні модулі та розроблені концептуальні проєкти їх впровадження, виконане дослідження бізнес-процесів Товариства, проведене моделювання та оптимізація конфігурацій кожного з модулів ERP-системи.

В 2013 році було виконане встановлення та конфігурування програмного середовища SAP ERP, розгортання та налаштування базового прототипу SAP ERP, комп’ютерне програмування та впровадження модуля «Технічне обслуговування та ремонт обладнання» (ТОРО). Також були придбані ліцензії для використання системи у обсягах, достатніх для роботи групи конфігурування програмного середовища системи та модуля ТОРО.

На протязі 2014-2019 років послідовно проводилося дослідження, конфігурування, наповнення даними та впровадження модулів «Основні засоби» (з інтеграцією до модуля ТОРО), «Фінанси та бухгалтерія», «Контролінг», «Управління матеріальними потоками», «Управління проєктами/Управління інвестиціями», «Управління бюджетом» в апараті управління Товариства, Чернігівьких МЕМ, Чернігівському, Ніжинському, Прилуцькому, Козелецькому, Бахмацькому, Бобровицькома, Борзнянському та Варвинському районах електричних мереж.

Створена єдина методика для розрахунків по промислових споживачах в модулі IS-U (білінг) та проведено аналіз і оптимізацію рішень щодо розрахунків з побутовими споживачами.

Впровадження ERP-системи в цілому по Товариству передбачає поетапне впровадження її модулів у всіх підрозділах та послідовне забезпечення відповідною кількістю ліцензій на їх використання.

За період з 2013 по 2019 роки було витрачено 2730 тис.грн. без ПДВ на придбання ліцензій та 6613 тис.грн. без ПДВ на впровадження ERP SAP.

Модуль системи SAP IS-U на сьогоднішній день - єдиний програмний комплекс, який може забезпечити комплексне рішення для ведення енергозбутових бізнес-процесів в енергетиці.

Дане рішення використовується в провідних світових енергокомпаніях. та адаптоване для використання на українських енергетичних підприємствах.

Враховуючи, що система автоматизації виконує вирішальну роль в забезпеченні необхідних сервісів взаємодії з споживачами електричної енергії, інвестиційною програмою на 2020 рік передбачено виділення коштів в сумі **1 000,00 тис. грн. без ПДВ** на впровадження системи SAP IS-U управління збутовими процесами підприємства розподілу, як найбільш пріоритетному напрямку діяльності на даний час, а саме модулів білінгу промислових споживачів, ліцензії на використання яких були частково придбані за інвестиційною програмою в 2019 році.

Комерційна пропозиція [за посиланням](Комерційні%20пропозиції/Впровадження%20САП.pdf).

Впровадження спеціалізованого галузевого рішення для енергетики SAP IS-U дозволить підвищити ефективність та оперативність процесів обліку споживання електроенергії, а також підвищити якість і оперативність формування відповідної звітності. Зокрема, дозволить перевести підприємство на централізований розрахунок споживання, на основі даних приладів обліку, на відміну від існуючої в теперішній час системи розрахунку споживачів на рівні структурних підрозділів. Це суттєво зменшить терміни формування звітності про споживання, а також виключить помилки, пов’язані із людським фактором або з необхідністю формування єдиної зведеної звітності на базі розрахунків структурних підрозділів. Отримана оперативна інформація дозволить застосовувати дієві заходи по підвищенню енергетичної ефективності Товариства та дозволить економити значні кошти.

Виконання робіт по впровадженню модулів білінгової системи SAP IS-U заплановано в кілька етапів:

|  |  |
| --- | --- |
| **Період виконання** | **Види робіт** |
| 2019 | Підготовка збір та систематизація вимог до функціональних можливостей модулів білінгової системи SAP IS-U |
| 2020 | Впровадження програмного комплексу SAP IS-U для юридичних споживачів |
| 2021 | Впровадження програмного комплексу SAP IS-U для побутових споживачів |
| 2022 | Впровадження консолідованої системи звітності SAP BW |
| 2023 | Впровадження системи управління документами SAP DMS |

Розрахунок економічної ефективності :

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу складає 450 тис. грн., і визначається від величини зниження потенційних очікуваних збитків, які розраховуються, як різниця між добутками ймовірності збитку та величини збитку при старому та новому програмному забезпеченні (далі ПЗ) по формулі:

де: 2000 - грн./день очікуваний збиток у випадку непрацездатності ПЗ;

250 – кількість днів роботи ПЗ в рік.

Термін окупності складе:

**,** де

**4.3.7.2. Впровадження автоматизованої системи технічного обслуговування та ремонтів електромереж АСТОР**

В інвестиційній програмі 2020 р. передбачено виділення коштів в сумі 830,00 тис. грн. без ПДВ на впровадження автоматизованої системи технічного обслуговування та ремонтів електромереж  АСТОР.

Комерційна пропозиція за [посиланням](Комерційні%20пропозиції/20191118_АСТОР_комерційна.pdf).

Експлуатація електричних мереж вимагає чіткого розуміння багатьох аспектів, в першу чергу стану об’єктів, розподілу сил і засобів, точного ведення технічної документації. Зокрема, йдеться про розробку і внесення необхідних змін до електричних схем, технічного обліку, якісного і кількісного стану електромереж.

Програмне забезпечення АСТОР дозволить в автоматичному режимі вести необхідну документацію. Наприклад, паспорти електричних об’єктів формуватимуться автоматично на основі електричних схем і автоматично здійснюватиметься їх коригування.

АСТОР дозволить відкинути суб’єктивний фактор в оцінці технічного стану об’єктів, а також оптимізує роботу технічних працівників і обліковуватиме трудові затрати підрозділів.

Сума на впровадження на 2020 рік складається з:

* 272 тис.грн. – графічно-інформаційний редактор повітряних ліній, база даних обладнання ПЛ, база даних СІП, довідники обладнання ПЛ та СІП, автоматичне формування паспортів ПЛ, зв’язки з журналом обліку щоденних ремонтних робіт, журналом дефектів, журналом протоколів випробувань, оцінка технічного стану;
* 348 тис.грн - паспортизація ремонтів : журнал обліку щоденних ремонтних робіт, акти виконаних ремонтних робіт для ПС, ПЛ, КЛ, РЗА, ЗДТУ, база даних «норми часу на ремонт та технічне обслуговування електричних мереж;
* 210 тис.грн – паспортизація дефектів : листи огляду та перевірок для ПЛ, ПС, журнал дефектів ПЛ та ПС, дефектні акти ПЛ та ПС, журнал порушення охоронних зон.

Сума впровадження автоматизованої системи технічного обслуговування та ремонтів електромереж АСТОР 830,00 тис. грн. включає вартість програмного забезпечення, вартість впровадження, навчання користувачів та технічної підтримки, даний програмний комплекс планується впровадити в повному обсязі в 2020 році.

Графічно-інформаційний  редактор призначений для формування поопорних схем повітряних ліній електропередач з можливостями:

* детального відображення елементів схем прийнятими графічними позначеннями з текстовими коментарями у довільній формі, з подальшою можливістю друку, а також відображення місцевостей, по яких проходить траса ліній;
* формування баз технічних параметрів об’єктів електричних мереж та їх елементів (опори, прогони, стояки опор, трансформатори, вимикачі тощо), а також додаткової інформації (перетини та переходи, ділянки з особливими умовами, місцевості, перелік землевласників, споживачів, вузьких місць, вулиць тощо);
* автоматичне формування паспортів об’єктів електричних мереж;
* автоматичне відображення ліній на Google Maps по даних координат опор з відображенням технічних характеристик елементів;
* оцінки ступеня завантаженості ліній електропередач 0,4-10 кВ, з можливостями розрахунку рівня втрат потужності та спадів напруг в мережі;
* автоматизованого зв’язку схем ЕМ з інформацією про роботи, які проводились на елементах даного об’єкту та з виявленими під час оглядів дефектами та пошкодженнями.

Модуль паспортизації ремонтів призначений для здійснення обліку щоденних ремонтних робіт з фіксацією матеріальних та людських затрат на основі норм часу та розцінок на ремонт та технічне обслуговування. Автоматичного формування актів виконаних робіт на основі записів про щоденні ремонтні роботи. Формування актів приймання-здавання з капітального ремонту та подання заявок на матеріали, які необхідні для ремонту.

Модуль паспортизації дефектів призначений для формування баз даних оглядів та перевірок об’єктів ЕМ, ведення історії дефектів та їх ліквідації, реєстрації пошкоджень.

Економічний ефект очікується від впорядкування технічної документації, перенесення її в електронну форму. Це призведе до зменшення часу на пошук необхідної інформації. Електронна паспортизація журналів дефектів, випробувань та ремонтних робіт з прив’язкою до обладнання електромереж дозволить технічному персоналу приймати більш ефективні рішення та зменшить ймовірність прийняття хибних рішень. Очікуваний сукупний економічний ефект від впровадження становить 200 тис.грн. без ПДВ на рік.

Термін окупності складатиме:

**,** де

Т=830/200=**4,2 років.**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Таблиця 4.3-Економічний ефект від впровадження заходів інвестиційної програми на 2020 рік компанії | | | | | | | | | | |
| № | Найменування заходу | Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ) | Сукупний економіч-ний ефект від впровад-ження заходу за **2020** рік\*, тис. грн (без ПДВ) | Окупність, роки | Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ) | | | | | |
| Зни-ження ТВЕ | Зниження операційних витрат | | | Змен-шення штраф-них санкцій | Зни-ження потен-ційних очіку-ваних збитків\* |
| Зни-ження витрат на матері-али та облад-нання | Знижен-ня витрат ПММ | Зниже-ння витрат на оплату праці |
| 1 | 2 | 3 | 4=6+...+11 | 5=3/4 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| 1 | Робоча станція на платформі Інтел | 1 512,0 | 395 | 3,8 |  | 260,00 | 45,00 |  |  | 90,00 |
| 2 | Впровадження мережі рівня ядра | 1 500,0 | 370 | 4,1 |  | 100,00 |  |  |  | 270,00 |
| 3 | Багатофункціональний пристрій чорно-білий формату А4 | 625,8 | 260 | 2,4 |  | 240,00 | 20,00 |  |  |  |
| 4 | ДБЖ APC Back-UPS Pro 900VA | 82,17 | 18 | 4,6 |  |  |  |  |  | 18,00 |
| 5 | Модуль інтеграції GLPi з системою IP-телефонії | 15,00 | 4 | 3,8 |  |  |  |  |  | 4,00 |
| 6 | Впровадження документообігу | 300,00 | 58 | 5,2 |  | 50,00 | 8,00 |  |  |  |
| 7 | Впровадження SAP | 1000,00 | 450 | 2,2 |  |  |  |  |  | 450,00 |
| 8 | Впровадження автоматизованої системи технічного обслуговування та ремонтів електромереж АСТОР | 830,00 | 200 | 4,2 |  |  |  |  |  | 200 |

Додаток 5.1

**5. Впровадження та розвиток систем зв’язку**

**5.3. Інше**

**5.3.1. Зварювальний апарат для оптоволокна**

**5.3.2. Оптичний рефлектометр**

В інвестиційній програмі на 2020 рік передбачено закупівлю одного **зварювального апарату для оптоволокна Fujikura 80S “Kit-A” Plus (комплектація “Kit-A” Plus)** на суму **288,32 тис. грн. без ПДВ** та одного **оптичного рефлектометра MULTITEST MO2035** на суму **50,19 тис. грн. без ПДВ.**

На даний час в АТ «Чернігівобленерго» відсутнє обладнання для зварювання оптоволокна та діагностики волоконно-оптичного кабелю.

Комерційні пропозиції за посиланням :

|  |
| --- |
| <https://e-server.com.ua/opticheskie-komponenty/svarochnye-apparaty-i-aksessuary/svarochnye-apparaty/avtomaticheskij-svarochnyj-apparat-fujikura-80s-kit-a-plus-detail> |
| <https://mid-ip.com.ua/catalog/izmeritelnoe_svarochnoe_oborudovanie_instrumenty_i_aksessuary/izmeritelnoe_oborudovanie/oborudovanie_dlya_izmereniya_opticheskikh_setey/opticheskie_reflektometry_otdr/1195/> |

АТ «Чернігівобленерго» почало побудову корпоративної системи зв’язку, яка дозволяла підвищити ефективність діяльності технічних відділів за рахунок створення єдиної системи передачі, зберігання й обробки інформації в процесі функціонування АТ «Чернігівобленерго».

Планувалося взяти за основу корпоративної мережі зв’язку АТ «Чернігівобленерго» магістральні цифрові канали зв’язку, які будувалися за допомогою прольотів радіорелейних ліній зв’язку. В Чернігівській області було побудовано 14 прольотів РРЛ: Чернігів-Куликівка, Куликівка-Ніжин, Ніжин-Ічня, Ічня-Прилуки, Чернігів-Халявін-Ріпки (з перетрансляцією в с.Халявін, на орендованій вежі), Ріпки-Городня, Городня-Щорс, Щорс-Корюківка, Корюківка-Мена, Мена-Борзна, Ніжин-Носівка, Носівка-Козелець, Борзна-Бахмач.

Для того, щоб покрити всю територію Чернігівської області РРЛ зв’язком необхідно виконати будівельні роботи вартістю 25 млн грн.

На даний час будівництво радіовеж та магістральних каналів радіорелейного зв’язку

не затребуване, тому що дана технологія технічно застаріла, фінансово затратна та потребує коштів на утримання та обслуговування після завершення будівництва радіовеж та магістральних каналів радіорелейного зв’язку.

Було прийнято рішення продовжити побудову корпоративної мережі зв’язку АТ «Чернігівобленерго» за допомогою волоконно оптичних ліній зв’язку (ВОЛЗ). ВОЛЗ має низку переваг перед радіорелейними системами зв'язку. Мале загасання сигналу і значно більші відстані передачі без підсилювачів. Висока пропускна здатність і швидкість передачі інформації, недосяжні для інших систем зв'язку. Висока надійність передавального оптичного середовища. Інформаційна безпека - інформація по ВОЛЗ передається від джерела до приймача без можливості перехоплення. Висока внутрішня захищеність ВОЛЗ - високий рівень екранування (більше 100 дБ). Випромінювання в одному волокні ніяк не впливає на сигнал, який передається по сусідньому волокну. Всі ці переваги нададуть можливість забезпечити надійним магістральним зв’язком ПС АТ «Чернігівобленерго». Для покриття значної частини Чернігівської області необхідно прокласти ВОЛЗ між пунктами: Прилуки – Варва – Срібне – Талалаївка – Бахмач – Талалаївка, Мена – Семенівка, Мена – Короп, Короп – Н. Сіверський, Холми – Н. Сіверський, Семенівка – Н. Сіверський, Козелець – Бобровиця, Чернігів – Ріпки, Чернігів – Березне, Ріпки – Холми, Березне – Корюківка.

Приблизна довжина оптоволоконного кабелю для покриття даних пунктів – 824,7 км.

Кількість муфт – 824,7/2=411.

Кількість з’єднаннь – 411\*24 = 9864 (кабель 24-волоконний).

Вартість даного об’єму робіт підрядними організаціями – 9864\*200 = 1972800 тис. грн (вартість розварки однієї точки (будь-яка зварка одного оптичного волокна в одному місці) становить близько 200 грн. з ПДВ).

На сьогодні кількість побудованих ВОЛС дорівнює 26 шт. загальною протяжністю 52 км. , всі ВОЛС виконані за допомогою повітряного підвісу, що обумовлює щорічно вивід в ремонт до 50 разів (зварні роботи оптоволоконного кабеля та накладання муфт підрядним способом ).

Вартість даного об’єму робіт підрядними організаціями — 50\*24\*200=240 тис.грн

Також на 2020 рік заплановано заміну “останньої милі” з “міді” на ВОЛС по м. Чернігів , що зумовить зростання кількості робіт підрядним способом. На сьогодні ділянок, які потребують відновлення зв’язку дорівнює 9 шт. загальної протяжністю 62 км.

Вартість даного об’єму робіт підрядними організаціями 62/2\*24\*200=148,8 тис.грн

Придбання даного обладнання дозволить Товариству самостійно здійснювати комплекс робіт по зварці та вимірюванню параметрів волоконно-оптичних ліній зв’язку (ВОЛЗ) без залучення сторонніх організацій. Це є основою для початку самостійної побудови мережі ВОЛЗ та для проведення робіт по ремонту та обслуговуванню існуючих волоконно-оптичних кабелів. При експлуатації мережі ВОЛЗ наявність цього обладнання дозволить усувати пошкодження в стислі терміни так як не буде необхідності шукати підрядника для проведення ремонту.

Термін окупності складатиме:

**,** де

Т=(288,32+50,19)/1972,8=0,2 **років.**

**5.3.3. IP телефон**

В межах інвестиціної програми 2019 року було встановлено ІР-АТС в якості кінцевого комутаційного вузла, що дозволило інтегрувати підрозділи шести РЕМ у корпоративну мережу зв’язку. Це значно покращує оперативність та якість управління підрозділами та технологічними процесами. Також це дозволяє знизити витрати на міжміський зв’язок.

В 2020 році, згідно концепції розвитку корпоративної мережі зв’язку, необхідно розпочати закупівлю ІР телефонів, що покращить взаємодію між працівниками Товариства та поставить на новий рівень участь їх у бізнес-процесах, пов’язаних з діяльністю Товариства. Завдяки ІР-телефонам стане можливим використання всіх можливостей сучасної ІР-телефонії (голосова пошта, пропущені виклики, конференція до 3-х учасників, переадресація виклику, запис розмов, індикація занятості абонента та ін.).

В інвестиційній програмі на 2020 рік передбачено закупівлю **119 шт**. ІР-телефонів на суму **258,23 тис.грн. без ПДВ**, а саме:

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| №  пп | Найменування | Вартість одиниці продукцї тис. грн (без ПДВ) | Кі-ть | Всього тис. грн (без ПДВ) |
| 1. | Grandstream GXP1625 Small-Medium Business HD IP Phone | 1,71 | 93 | 159,03 |
| 2. | Grandstream GXP2170 Enterprise | 4,34 | 12 | 52,04 |
| 3. | Grandstream GXP2200EXT Expansion Module | 3,20 | 13 | 41,41 |
| 4. | Grandstream GXV3240 Multimedia IP Phone for Android | 5,746 | 1 | 5,75 |

Комерційні пропозиції за посиланням :

|  |
| --- |
| <https://prom.ua/p567679210-telefon-grandstream-gxp.html> |
| <https://prom.ua/p1014252521-telefon-grandstream-gxp2170.html> |
| <https://prom.ua/p985918745-konsol-dlya-telefona.html> |
| <https://prom.ua/p1029653377-grandstream-gxv3240-multimedia.html> |

Виходячи з того, що абонплата за телефонний номер для юридичних осіб становить 73 грн./міс. то орієнтовний термін окупності становить: 258,23 тис.грн./(0,073 тис.грн.\*12 міс.\*100 шт.)=3 роки.

Таблиця 5.1 - Економічний ефект від впровадження заходів інвестиційної програми на 2020 рік АТ «Чернігівобленерго»

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Найменування заходу | Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ) | Сукупний економіч-ний ефект від впровад-ження заходу за **2020** рік\*, тис. грн (без ПДВ) | Окупність, роки | Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ) | | | |
| Зниження ТВЕ | Зниження операційних витрат | Зменшення штрафних санкцій | Зни-ження потен-ційних очіку-ваних збитків\* |
| 1 | 2 | 3 | 4=6+...+11 | 5=3/4 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 1 | Зварювальний апарат для оптоволокна | 288,32 | 1972,8 | 0,2 |  | 1972,8 |  |  |
| 2 | Оптичний рефлектометр | 50,19 |  |  |
| 3 | IP телефон | 258,23 | 87,6 | 3 |  | 87,6 |  |  |

Додаток 6.1

1. **Модернізація та закупівля колісної техніки**

Для обслуговування електричних мереж в АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» використовується 768 одиниці автотракторної техніки та спец механізмів, з яких 105 одиниць підлягає списанню, тобто 13,7%, а саме: 21 автокран, з них 5 підлягає списанню (23,8%), автобурові машини 15, з яких 6 підлягають списанню (40%), 25 бурильно-кранові машини, з них 3 підлягає списанню (12%), 100 автовишок, з яких 17 підлягає списанню (17%), 21 електролабораторія, з них 5 підлягає списанню (23,8%), 9 автомобільних майстерень, з яких 4 підлягає списанню (44,4%), 111 бригадних автомобіля, з них 26 підлякає списанню (23,42%), 149 вантажних, з них 19 підлягає списанню (12,75%), 63 тракторів, з них 4 підлягає (6,4%), 117 легкових автомашин, з них 4 підлягає списанню (3,4%), 27 мікроавтобусів, з яких 1 підлягає списанню, 99 причепа, з них 3 підлягає списанню (3%), 11 автонавантажувачів, 1 підлягає списанню (9,1%).

Загалом 62,76% автотракторної техніки та спец механізмів а Товаристві з терміном експлуатації від 20 до 35 років, 12,11% - понад 35 років. В звязку з моральним засторіванням та фізичним зношенням, Товариство в 2019 році витратило на ремонт та підтримання техніки в робочому стані значні кошти, а саме 8358,66 тис. грн. Морально застаріла техніка характеризується великим розходом паливно-мастильних матеріалів, що змушує проводити закупівлю значних обсігів паливно-мастильних матеріалів. Так у 2019 році було придбано палива на суму понад 33 млн. грн. 80% автотракторної техніки вимагає заміни з причини граничного строку експлуатації.

Придбання сучасної техніки дозволить значно зменшити витрати на ремонти та зменшити розходи паливно-мастильніх матеріалів. Тому для недопущення негативних наслідків, взамін замортизованої техніки в інвестиційній програмі 2020 року передбачається придбання нової автотехніки а саме:

**6.1 Автогідропідіймач телескопічний 18 м на базі Iveco Daily, двухрядна кабіна або аналог**

Автогідропідіймач телескопічний 18 м на базі Iveco Daily - це базовий автомобіль оснащений дизельним двигуном, який має більший моторесурс, меншу витрату палива в порівнянні з бензиновим двигуном. Автомобіль комплектується 5-ти місцевою кабіною підвищеної комфортабельності, що дозволяє розміщувати всю бригаду ОВБ, не використовуючи для виїзду на усунення несправностей електромережі ще одного автомобіля.

Інвестпрограмою 2020 року передбачено придбання одного автопідіймача на базі IVECO взамін [ГАЗ-52 ТВГ-15 № 01358 МН 1992 р.в.](Акт%20тех.обстеження%20автомобілів/Акт%20Iveco%201%20шт/ТВГ%2015%2001358МН%20взамен%20Dokker.pdf) Чернігівської дільниці, що вийшов з ладу і технічний стан якого є незадовільним, що підтверджено [дефектним актом](Акти%20тех.обстеження%20автомобілів/ТВГ%2015%2001358МН%20взамен%20ивеко.pdf).

Таблиця 6.3 - Порівняльна характеристика автопідіймачів автомобільних з максимальною висотою підйому люльки 14-18 м

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Технічна характеристика | Автопідіймач з максимальною висотою підйому люльки 18 метрів на базі IVECO | Автогідропідйомник DASAN DAP130S | Автогідропідйомник COMET 9 (11) HQ НА БАЗі МАЗ-4371 |
| Максимальна висота підйому люльки, м | 18 | 15 | 18 |
| Вантажопідйомніть, кг | 250 | 200 | 250 |
| Кут повороту платформи, град  поворотна колиска, град | 360  90+90 | 360  90+90 | 360  90+90 |
| Горизонтальний виліт, | 14 | 7,8 | 14 |
| Габарити ДхШхВ | 5899/1996/2400 | 5115/2100 /2455 | 8620/2550/3720 |
| Вартість автомобіля, тис.грн без ПДВ | 1 872,24 | 2 156,00 | 2 100,00 |
| ОКУПНІСТЬ (роки) | 11 | 12,7 | 12,4 |

Автогідропідіймач телескопічний 18 м на базі Iveco Daily за своїми характеристиками має переваги серед своїх аналогів відповідно до таблиці порівняння.

Відповідно до [«Концепції оновлення автотранспорту АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО»](Концепція%20оновлення%20автотранспорту%20АТ%20Чернігівобленерго.pdf) інвестиційною програмою АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» на 2020 рік передбачено придбання автогідропідіймача телескопічного 18 м на базі Iveco Dailyв кількості 1 шт. на суму **1 872,24** **тис. грн. без ПДВ.** Комерційна пропозиція за [посиланням](Комерційні%20пропозиції/Ивеко_АП-18.pdf).

Таблиця 6.4

Дані для розрахунку економічного ефекту автогідропідіймача телескопічного 18 м на базі Iveco

Daily, двухрядна кабіна

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Марка колісної техніки, що підлягає заміні/ державний номер | Рік випуску/пробіг | Марка колісної техніки, що пропонується на заміну | Вартість нової одиниці колісної техніки, що пропонується на заміну, тис.грн (без ПДВ) | Очікуваний річний економічний ефект (тис.грн з ПДВ) від: | | | | |
| економії витрат на паливно-мастильні матеріали | зменшення витрат на технічне обслуговування і ремонт | зменшення інших витрат | зменшення затрат на закупівлю автомобільних шин за рахунок збільшення іх норми пробігу | загальний очікуваний економічний ефект від заміни колісної техніки |
| 1 | ГАЗ-52 ТВГ-15/ № 01358 МН | 1992/117480 | IVECO CTE B-LIFT 187 | 1 872,24 | 30,00 | 60,00 | 30,00 | 50,00 | 170,00 |

**Розрахунок економічного ефекту**

Дані для розрахунку терміну окупності наведені в таблиці 6.4.

Термін окупності складатиме:

**,** де

1872,24/170 = **11,0 років.**

**6.2 Автомобіль легковий Renault Dokker з додатковим обладнанням (каркасний багажник, радіостанція, драбина, переобладнений багажний відсік, полки), або аналог**

Відповідно до [«Концепції оновлення автотранспорту АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО»](Концепція%20оновлення%20автотранспорту%20АТ%20Чернігівобленерго.pdf) інвестиційною програмою АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» на 2020 рік планується закупити автомобілі легкові Renault Dokker з додатковим обладнанням, або аналоги в кількості 19 шт. **на суму 7 829,58 тис.грн без ПДВ**.

Вартість одного автомобіля становить 412,08 тис.грн без ПДВ. Автомобіль легковий Renault Dokker поєднує в собі надійність та практичність, він характеризуються економічним та високопродуктивним двигуном, що відрізняється помірними експлуатаційними витратами. Придбання автомобілів легкових Renault Dokker, або аналогів в кількості 19 шт. планується взамін автомобілів,визначених дефектними актами:

[- АЗЛК-2141 № 7405 ЧНА 1992 р.в., Корюківської дільниці](Акти%20тех.обстеження%20автомобілів/АЗЛК-2141_7405ЧНА%20взамен%20Docker.pdf) ;

[- АЗЛК-2141 № 3614 РМА 1994 р.в. Прилуцької дільниці;](Акти%20тех.обстеження%20автомобілів/АЗЛК-2141_3614РМА%20%20взамен%20Docker.pdf)

- [ВАЗ-2121 №7831ЧНА 1987 р.в.,Ніжинської дільниці;](Акти%20тех.обстеження%20автомобілів/ВАЗ-2121_7831ЧНА%20взамен%20Docker.pdf)

[- ВАЗ-21061 №8115ЧНА, 1992р.в., Чернігівських МЕМ;](Акти%20тех.обстеження%20автомобілів/ВАЗ-21061-8115%20ЧНА%20взамен%20Docker.pdf)

[- ГАЗ-2705 №01132МН, 1998р.в., Чернігівської дільниці](Акти%20тех.обстеження%20автомобілів/ГАЗ-2705_01132МН%20взамен%20Docker.pdf);

[- ИЖ-412 №СВ0492АО, 1992р.в., Ніжинської дільниці](Акти%20тех.обстеження%20автомобілів/ИЖ-412_СВ0492АО%20взамен%20Docker.pdf);

[- ИЖ-2715 №9180ЧНП, 1993р.в.. Чернігівської дільниці](Акти%20тех.обстеження%20автомобілів/ИЖ-2715_9180ЧНП%20взамен%20Docker.pdf);

- [ЛЕК-452 №02057МН, 1988р.в., Чернігівської дільниці;](Акти%20тех.обстеження%20автомобілів/ЛЕК-452_02057МН%20взамен%20Docker.pdf)

[- УАЗ-452 №СВ1397АО, 1990р.в., Ніжинської дільниці;](Акти%20тех.обстеження%20автомобілів/УАЗ-452_СВ1397АО%20взамен%20Docker.pdf)

[- УАЗ-31514 №СВ 6990АА, 2004р.в., Чернігівської дільниці;](Акти%20тех.обстеження%20автомобілів/УАЗ-31514_СВ6990АА%20взамен%20Docker.pdf)

[- УАЗ 469 № 2716 РМА, 1982р.в., Бахмацької дільниці;](Акти%20тех.обстеження%20автомобілів/УАЗ-469%202716%20РМА%20взамін%20Iveco.pdf)

[- УАЗ 31512 № 4208 РМА, 1994р.в., Бахмацької дільниці;](Акти%20тех.обстеження%20автомобілів/УАЗ%2031512%204208%20РМА%20взамін%20Dokker.pdf)

[- УАЗ-31512 № 3934 ЧНА, 1988р.в. Прилуцької дільниці;](Акти%20тех.обстеження%20автомобілів/УАЗ%2031512%203934%20ЧНА%20взамен%20Dokker.pdf)

[- ВАЗ-2121 №7385 ЧНА, 1992 р.в. Прилуцької дільниці.;](Акти%20тех.обстеження%20автомобілів/ВАЗ-2121%207385%20чна.pdf)

[- ГАЗ-33021 №01429 МН, 1999 р.в., Чернігівської міської дільниці;](Акти%20тех.обстеження%20автомобілів/ГАЗ%2033021%2001429МН%20взамін%20dokker.pdf)

[- ГАЗ-33021 № 01457 МН, 1998 р.в., Чернігівської міської дільниці;](Акти%20тех.обстеження%20автомобілів/ГАЗ%2033021%2001457МН%20взамін%20dokker.pdf)

[- ГАЗ-2705 №01133 МН, 1998р.в., Чернігівської міської дільниці;](Акти%20тех.обстеження%20автомобілів/ГАЗ%202705%2001133МН%20взамін%20dokker.pdf)

[- ГАЗ-33021 №СВ8493ВС, 1999р.в., Чернігівсьйкої міської дільниці;](Акти%20тех.обстеження%20автомобілів/УАЗ-31514%2000381МК%20взамін%20dokker.pdf)

[-УАЗ-31514 № 00381 МК, 2000р.в., Чернігівська дільниця.](Акти%20тех.обстеження%20автомобілів/УАЗ-31514%2000381МК%20взамін%20dokker.pdf)

АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» планує доукомплектувати Renault Dokker наступним обладнанням:

* цільнометалева перегородка з вікном у вантажний відсік;
* захисна решітка на радіатор;
* підлога, двері і бічні частини вантажного відсіку з дерев’яною обробкою, дерев’яні стелажі;
* «дорожній набір»;
* сталевий каркасний багажник;
* металева драбина Krause Tribilo 3x9;
* радіостанція Mototrbo DM1400 VHF діапазон. Антенна магнітна Vetex ВРА 04.136.03 VHF 136-174 мГц.

Вартість доукомплектування автомобіля з матеріалами, обладнанням та роботами становить 62,83 тис.грн.без ПДВ.

Таблиця 6.5 - Порівняльна характеристика автомобілів легкових з Renault Dokker (без додаткового обладнання)

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Технічна характеристика** | **Renault Dokker** | **Renault Lodgy intense** | **Volkswagen Caddy** |
| Тип двигуна | Дизельний | Дизельний | Дизельний |
| Об’єм двигуна (см3) | 1 500 | 1 500 | 1 896 |
| Потужність (к.с) | 90 | 90 | 105 |
| Крутний момент (Нм) | 200 | 200 | 250 |
| Витрати пального в комбінованому циклі (л/100 км) | 4,9 | 4,5 | 6,0 |
| Стандарт токсичності | Євро-5 | Євро-5 | Євро-5 |
| Трансмісія | 5-ти ступенева механічна | 5-ти ступенева механічна | 5-ти ступенева механічна |
| Привод | Передній | Передній | Передній |
| Повна маса, кг | 1280 | 1313 | 2 124 |
| Передні гальма | Дискові | Дискові | Дискові |
| Габаритні розміри (довжина/ширина/висота), мм | 4363/1751/1814 | 4498/2004/1714 | 4405/1794/1833 |
| Об’єм вантажного відсіку модулюється, м.куб | 300/800 | 207/2617 | 626/1266 |
| Кількість посадкових місць | 2-5 | 7 | 7 |
| Розмір коліс | R15 | R15 | R15 |
| Радіус розвороту, м | 11,1 | 11,1 | 11,3 |
| Вартість автомобіля, тис.грн без ПДВ | 349,25 | 400,0 | 414,2 |

Автомобіль легковий Renault Dokkerза своїми характеристиками має переваги серед своїх аналогів, відповідно до таблиці порівняння, саме тому інвестпрограмою 2020 року передбачено придбання даної марки автомобілівв кількості 19 шт. на суму **7 829,58** **тис. грн. без ПДВ.**

Комерційна пропозиція за [посиланням](Комерційні%20пропозиції/Коммерческое%20предложение%20Dokker%20Груз.%20переоборуд.%201,5.docx).

**Економічний ефект від закупівлі автомобілів Renault Dokker**

Дані для розрахунку терміну окупності наведені вище в таблиці

Термін окупності складатиме:

Т=(В\_з-В\_(зв)/Е\_еф, де

В\_з-вартість заходу

В\_зв-вартість зворотних матеріалів

Е\_еф-сукупний економічний ефект

7 829,58/2565 = 3,1 роки.

Таким чином, очікуваний термін окупності – 3,1 роки.

Таблиця 6.6 - Розрахунок економічного ефекту від закупівлі автомобілів Renault Dokker

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № з/п | Марка колісної техніки, що підлягає заміні (державний номер) | Марка колісної техніки, що пропонується на заміну | Рік випуску/ пробіг, км | Очікуваний річний економічний ефект (тис.грн без ПДВ) від: | | | | |
| економії витрат на паливно-мастильні матеріали | зменшення витрат на технічне обслуговування і ремонт | зменшення інших витрат | зменшення затрат на закупівлю автомобільних шин за рахунок збільшення іх норми пробігу | загальний очікуваний економічний ефект від заміни колісної техніки |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 10=5+6+7+8 |
| 1 | АЗЛК-2141  (№7405 ЧНА) | Автомобіль легковий Renault Dokker, або аналог | 1992/789000 | 20,00 | 35,00 | 50,00 | 30,00 | 135,00 |
| 2 | АЗЛК-2141  (№3614 РМА) | Автомобіль легковий Renault Dokker, або аналог | 1994/270000 | 20,00 | 35,00 | 50,00 | 30,00 | 135,00 |
| 3 | ВАЗ- 2121  (№7831 ЧНА) | Автомобіль легковий Renault Dokker, або аналог | 1987/510000 | 20,00 | 35,00 | 50,00 | 30,00 | 135,00 |
| 4 | ВАЗ-21061  (№8115 ЧНА) | Автомобіль легковий Renault Dokker, або аналог | 1992/172000 | 20,00 | 35,00 | 50,00 | 30,00 | 135,00 |
| 5 | ГАЗ-2705  (№01132 МН) | Автомобіль легковий Renault Dokker, або аналог | 1998/510000 | 20,00 | 35,00 | 50,00 | 30,00 | 135,00 |
| 6 | ИЖ-412  (№СВ0492АО) | Автомобіль легковий Renault Dokker, або аналог | 1992/417000 | 20,00 | 35,00 | 50,00 | 30,00 | 135,00 |
| 7 | ИЖ-2715  (№9180ЧНП) | Автомобіль легковий Renault Dokker, або аналог | 1993/395000 | 20,00 | 35,00 | 50,00 | 30,00 | 135,00 |
| 8 | ЛЕК-452  (№02057МН) | Автомобіль легковий Renault Dokker, або аналог | 1988/351000 | 20,00 | 35,00 | 50,00 | 30,00 | 135,00 |
| 9 | УАЗ-452  (№СВ1397АО) | Автомобіль легковий Renault Dokker, або аналог | 1990/700000 | 20,00 | 35,00 | 50,00 | 30,00 | 135,00 |
| 10 | УАЗ-31514  (№СВ6990АА) | Автомобіль легковий Renault Dokker, або аналог | 2004/421000 | 20,00 | 35,00 | 50,00 | 30,00 | 135,00 |
| 11 | УАЗ 469  (№2716РМА) | Автомобіль легковий Renault Dokker, або аналог | 1982/385000 | 20,00 | 35,00 | 50,00 | 30,00 | 135,00 |
| 12 | УАЗ 31512  (№4208РМА) | Автомобіль легковий Renault Dokker, або аналог | 1994/370000 | 20,00 | 35,00 | 50,00 | 30,00 | 135,00 |
| 13 | УАЗ 31512  (№3934ЧНА) | Автомобіль легковий Renault Dokker, або аналог | 1988/421000 | 20,00 | 35,00 | 50,00 | 30,00 | 135,00 |
| 14 | ВАЗ 2121  (№7385ЧНА) | Автомобіль легковий Renault Dokker, або аналог | 1992/470000 | 20,00 | 35,00 | 50,00 | 30,00 | 135,00 |
| 15 | ГАЗ 33021  (№01429МН) | Автомобіль легковий Renault Dokker, або аналог | 1999/480000 | 20,00 | 35,00 | 50,00 | 30,00 | 135,00 |
| 16 | ГАЗ 33021  (№01457МН) | Автомобіль легковий Renault Dokker, або аналог | 1998/370000 | 20,00 | 35,00 | 50,00 | 30,00 | 135,00 |
| 17 | ГАЗ 2705  (№01133МН) | Автомобіль легковий Renault Dokker, або аналог | 1998/530000 | 20,00 | 35,00 | 50,00 | 30,00 | 135,00 |
| 18 | ГАЗ 33021  (№СВ8493ВС) | Автомобіль легковий Renault Dokker, або аналог | 1999/275000 | 20,00 | 35,00 | 50,00 | 30,00 | 135,00 |
| 19 | УАЗ-31514 | Автомобіль легковий Renault Dokker, або аналог | 2000/425000 | 20,00 | 35,00 | 50,00 | 30,00 | 135,00 |

Таблиця 6.7 - Економічний ефект від впровадження заходів інвестиційної програми на 2020 рік

АТ «Чернігівобленерго» по закупівлі колісної техніки

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Найменування заходу | Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ) | Сукупний економіч-ний ефект від впровад-ження заходу за **2020** рік\*, тис. грн (без ПДВ) | Окупність, роки | Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ) | | | | |
| Зни-ження ТВЕ | Зниження операційних витрат | Збільшення корисного відпуску | Змен-шення штрафних санкцій | Зни-ження потен-ційних очіку-ваних збитків\* |
| 1 | 2 | 3 | 4=6+...+11 | 5=3/4 | 6 | 7 | 9 | 10 | 11 |
| 1 | Автогідропідіймач телескопічний 18 м на базі Iveco Daily, двухрядна кабіна або аналог | 1 872,24 | 170,00 | 11,0 |  | 170,0 |  |  |  |
| 2 | Автомобіль легковий Renault Dokker, або аналог | 7 829,58 | 2 565,0 | 3,1 |  | 2 565,0 |  |  |  |

Додаток 7.1

1. **Інше**

**7.1 Бензопила STHIL MS 461 або аналог**

Бензопили використовуються для проведення робіт по розчищенню трас повітряних ліній 0,4-110 кВ. В 2018 року на балансі АТ «Чернігівобленерго» обліковувалось 352 бензопили, в наслідок їх інтенсивної експлуатації в 2018 році вийшла з ладу 231 бензопила, з яких 188 були відремонтовані, 43 бензопили були визначені як непридатні до подальшої експлуатації та списані.

Працівниками Товариства бензопили використовуються щодня, при цьому час роботи бензопил складає по 5-6 год. на день. Внаслідок інтенсивного використання бензопил експлуатаційний ресурс бензоінструменту складає 2-3 роки, після чого техніку необхідно щорічно ремонтувати. Вартість одно ремонту становить близько 7-8 тис. грн. Іноді ремонт проводиться 2 рази на рік. Вартість двох ремонтів перевищує вартість однієї нової бензопили.

У 2020 році планується закупити **16** **бензопил STHIL MS 461** на загальну суму **256,8 тис.грн. без ПДВ**. Комерційна пропозиція за [посиланням](Комерційні%20пропозиції/7%20Бензопила.pdf).

За допомогою бензопил у 2020 році буде проведено розчистку трас загальною протяжністю 320 км.

**Розрахунок економічного ефекту**

Використання бензопил є економічно обґрунтованим, оскільки це зменшує витрати праці робітників під час проведення розчистки трас в 2,5 рази.

Відповідно до норм часу на ремонт і технічне обслуговування електричних мереж, витрати на обрізання гілок дерева ручним інструментом становлять 0,76 люд. год., а при використанні бензопил – 0,3 люд. год.., 0,76/0,3 = 2,53.

В середньому на 1 км необхідно проводити обрізання гілок на 10 деревах. При цьому трудовитрати на проведення розчистки ручним інструментом становлять 10\*0,76=7,6 люд. год,, а при використанні бензопил – 10\*0,3= 3 люд. год. Різниця складає 4,6 люд. год.

Вартість однієї люд.год. 60 грн.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу (економія по оплаті праці) за рік складе 320\*4,6\*60=88 320 грн.

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче в таблиці7.1.

Термін окупності складатиме:

**,** де

Т = 256,8/88,32 = 2**,9 роки.**

**7.2 Аналізатор якості електричної енергії Metrel MI 2892, або аналог**

Аналізатор параметрів якості електроенергії Metrel MI 2892 (далі - прилад) призначений для автоматичних вимірювань показників якості електричної енергії (далі - ПКЯЕЕ) відповідно з вимогами ДСТУ IEC 61000-4-30:2010 «Електромагнітна сумісність. Частина 4-30. Методи випробування та вимірювання. Вимірювання показників якості електричної енергії (IEC 61000-4-30:2008, IDT) та методикою вимірювання якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-55:2011, в стаціонарних умовах в складі інформаційно-вимірювальної системи MicroSCADA АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» та системі АСКОЕЕ.

У відповідності з пунктами 6.3.1 та 6.3.2 Кодексу систем розподілу ОСР зобов’язаний проводити моніторинг якості електричної енергії в системі розподілу на основі даних, отриманих на регулярній (за допомогою стаціонарних засобів) або вибірковій (за допомогою переносних засобів) основі.

Вимірювання параметрів якості електричної енергії на електроустановках середньої напруги проводиться з використанням характеристики процесу вимірювання класу A відповідно до ДСТУ IEC 61000-4-30:2010. Саме такими вимірювальними приладами виступають аналізатори якості електричної енергії METREL.

Для підвищення мобільності оцінки та своєчасності аналізу результатів вимірювання параметрів якості електричної енергії на місці проведення вимірювань виникає необхідність у придбанні в комплекті з вимірювальним приладом METREL ноутбука Lenovo з програмним забезпеченням METREL PowerView v3 .

Ноутбук Lenovo в комплекті з вимірювальним приладом METREL матиме, окрім звичних в наш час мережевих адаптерів Ethernet, Wi-Fi 802.11ac, портів USB 3.1 Type-C тощо, ще й можливість використовувати різні комунікаційні модулі інтерфейсів передачі даних, а саме Digital current loop interface, 2,5G модем, 3G модем, а також RS232.

Така організація передачі даних, зокрема й через стандарт інтерфейсу з новітньою комп’ютерною шиною PCI Express 5.0, встановленого на ноутбуці Lenovo, у комбінації з вимірювальним приладом METREL підвищить оперативність та якість аналізу результатів вимірювання параметрів якості електричної енергії, а налаштування на такому ноутбуці високошвидкісного підключення через стандарти AdvancedTCA та MicroTCA дає можливість віддаленого доступу до аналізаторів якості електричної енергії від компанії METREL.

Використання цього приладу дає можливість постійного дистанційного контролю параметрів якості ел. енергії на приєднаннях, що живлять споживачів з технологічними процесами які найбільш критично залежать від якості ел. енергії.

Відповідно до вимог розділу 6 «Кодексу системи розподілу» реєстратор якості має наступні технічні характеристики:

1) відповідність вимогам Кодексу за класом точності засобів вимірювальної техніки;

2) можливість безпосереднього вимірювання відповідного параметру;

3) необхідну дискретність у часі вимірів, достовірність даних та їх збереження;

4) передачу даних на визначені системою моніторингу рівні від приладів виміру;

5) цілісність та незмінність даних при їх передачі.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Технічні характеристики | | | |
| Функція | Діапазон вимірювань | Точність | Похибка вимірювань |
| Напруга | 50…1000 В (UL-N) 50…1730 В (UL-L) | 10 мВ 100 мВ | ±(0,1%) |
| Струм | 3…6000 А А1227) | 0,1 мВ | ±(0,25%) |
| Частота | 40…70 Гц | 2 мГц | ±10 мГц |
| Потужність, коефіціент потужності | По МЭК 61557-12 клас 1 | | |
| Енергія | По МЭК 62053-21 клас 1 | | |
| Гармоніки напруги (до 50) | 0…20% ном. напруги | |  |
| Інтергармоніки напруги | 0…20% ном. напруги | |  |
| Коэффициенты несимметрії по нулевій и обратній  послідовностям | 0,0…17,0% | 0,1% | ±1% |
| Величина провала и перенапруги | 10…150%Uном | 10 мВт | ±0,2%Uном |
| Величина остаточної напруги при перериванні | 0…10% Uном | 10 мВт | ±0,2%Uном |
| Передача даних | USB, RS232, Ithernet | | |

Область застосування: вимірювання, реєстрація, аналіз, ідентифікація подій, формування протоколу звіту та збір статистики щодо якості електроенергії в мережах 0,4-110 кВ.

У 2020 році планується придбати 1 аналізатор якості електричної енергії Metrel MI 2892 з доукомплектуванням кожного ноутбуком-трансформером Lenovo Yoga 520 на загальну суму 160,54 тис.грн. без ПДВ.

Комерційна пропозиція за [посиланням](Комерційні%20пропозиції/КП%20по%20Ексім%20Прилад-2.pdf).

**Розрахунок економічного ефекту**

У відповідності до Кодексу систем розподілу (затверджений Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 310) та ДСТУ EN 50160:2014 (ЕN 50160:2010, IDТ) «Національний стандарт України. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності», в разі постачання ел. енергії параметри якої не відповідають вимогам ДСТУ IEC 61000-4-30:2010 «Електромагнітна сумісність. Частина 4-30. Методи випробування та вимірювання. Вимірювання показників якості електричної енергії (IEC 61000-4-30:2008, IDT)», АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» може втрачати щороку до 25% вартості такої електроенергії у вигляді штрафів та компенсацій споживачеві вартості такої електроенергії, що може в середньому становити до 336 710 грн. на рік, при річному корисному відпуску по юридичних особах 859,4 млн. кВт\*год.

Термін окупності складатиме:

**,** де

Т = 160,54/336,71= 0,5  **роки.**

**7.3 Електронасос для перекачування оливи**

На даний час службою підстанцій 35 кВ та вище АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» для перекачування масла використовується морально та фізично застарілий ручний насос, що дуже ускладнює роботи пов’язані з перекачуванню масла.

Відцентровий загальнопромисловий насос серії СР з продуктивністю від 150 до 1000 л / хв. є гідне рішення для перекачування промислових мастил, а також інших рідин. Робочий корпус помпи виконаний з нержавіючої сталі 12Х18Н10Т (AISI 321).

Насос високопродуктивний має секційну конструкцію. Від розміру робочого колеса секції, а також від кількості обертів і потужності двигуна залежить продуктивність насоса. Кожна додаткова секція збільшує робочий тиск, що створюється насосом в випускному трубопроводі.

В інвестиційній програмі 2020 року передбачено закупівля **електронасосу для перекачування оливи** в кількості 1 шт. за ціною **30,33 тис. грн. без ПДВ.**

**Розрахунок економічного ефекту**

Вн = Вн1-Вн2, грн., де:

Вн1 – вартість виконання робіт ручним насосом;

Вн2 – вартість виконання робіт електронасосом.

Вн1=М/Мр\*Вз, грн., де:

М – середній об’єм мастила, що перекачується за допомогою насоса для сепарування та розливу в ємності (68 000 л);

Мр – об’єм масла який перекачується ручним насосом за 1 годину (540 л/год);

Вз – витрати на заробітну плату працівника (60 грн/год).

Вн1 = 68 000/540\*60 = 7 555 грн.

Вн2=М/Ме\*\*Вз, грн., де:

Ме – об’єм масла який перекачується електричним насосом за 1годину (9600 л/год);

Вз – витрати на заробітну плату працівника (60 грн/год).

Вн2 = (68 000/9 600)\*60 = 425 грн;

Економічний ефект становитиме:

Вн = 7 555 - 425 = 7 130 грн.

Термін окупності складатиме:

**,** де

, що включає в себе ∆ЗП.

Т = 30,33/7,13 = **4,3 роки.**

**7.4 Станок для намотки котушок НКЗ-2АМ, або аналог**

Намотувальний станок призначений для намотування провідників круглого і прямокутного (квадратного) перетину в котушки.

У 2020 році планується придбання одного **станка для намотки котушок НКЗ-2АМ, або аналога**

на загальну суму **145,8 тис.грн без ПДВ.**

Комерційна пропозиція за посиланням.

**Розрахунок економічного ефекту**

Майстернею по ремонту силових трансформаторів 10/0,4 кВ АТ «ЧЕРНІГІОБЛЕНЕРГО» щорічно виконується капітальний ремонт в середньому 110 силових трансформаторів із заміною обмоток. Витрати на перемотування обмоток в середньому складають 9,6 люд. год. на 1 трансформатор, загальні витрати при цьому складають 110\*9,6=1056 люд. год.

Закупка намотувального станка дає можливість в двічі пришвидшити перемотування обмоток. В середньому в рік економія за рахунок використання намоточного станка складає 528 люд. год.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу (економія по оплаті праці) за рік складе 528\*60\*=31680 грн. при вартості однієї люд. год. - 60 грн.

Термін окупності складатиме:

**,** де

Т = 145,8/31,68 = **4,6 роки.**

**7.5. Хроматограф**

Хроматограф газовий Газовий хроматограф «Кристаллюкс-4000M» використовується для аналізу розчинених газів (ХАРГ) є широко використовуваним діагностичним інструментом, і обов’язковим за вимогою нормативного документу СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006, висока чутливість якого дає змогу виявити дефекти трансформаторного обладнання на ранніх стадіях їх розвитку. Діагностика на основі методу ХАРГ дає змогу виявити та простежити тенденцію розвитку майже всіх видів дефектів і пошкоджень як електричного, так і термічного характеру. Ці дефекти, залежно від їх розміру, місцезнаходження та інтенсивності, призводять до утворення газів, що відрізняються за складом і кількісно.

Вартість обладнання згідно комерційної пропозиції знаходиться за [посиланням](Комерційні%20пропозиції/Хроматограф.pdf).

В інвестиційній програмі 2020 року передбачено закупівля одного **газового хроматографа Газовий хроматограф «Кристаллюкс-4000M» або ангалогу** за ціною **498,33тис. грн. без ПДВ.**

**Розрахунок економічного ефекту**

Даний прилад використовується з 2004 року для проведення хромотографічного аналізу проб трансформаторного масла обладнання Товариства так для проведення договірних робіт.

За 2018 рік було проведено 341 хромотографічний аналіз проб трансформаторного масла, хроматографічний аналіз однієї проби коштує 772 грн.18 коп.

Отже, середня річна вартість роботи приладу становить 341\*772,18= 263 313грн.

На даний час на підприємстві АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» знаходиться один хроматограф газовий типу «Кристалл 2000М».

В зв’язку зі збільшенням обсягів робіт пов’язаних із заміною силових трансформаторів за інвестиційною програмою є доцільне придбання Хроматографа газового «Хроматек-Кристал 5000.2».

Дані для розрахунку терміну окупності наведені нижче.

Термін окупності складатиме:

**,** де

Т = 498,33/263,31 = **1,9роки.**

**7.6. Стенд для механічних випробувань драбин , поясів та інше**

Згідно з п. 7.27 Правил охорони праці під час роботи з інструментом та пристроями (НПАОП 0.00-1.71-13), п 4.2.10 та п. 5.5.6 Правил охорони праці під час виконання робіт на висоті (НПАОП 0.00-1.15-07), всі монтерські лази та кігті, запобіжні пояси та переносні драбини після виготовлення їх та капітального ремонту, а також періодично під час експлуатації повинні випробуватись статичним навантаженням.

Для виконання вимог нормативно-правових актів з охорони праці за рахунок інвестиційної програми на 2020 рік планується придбати один стенд для механічних випробувань драбин приставних та стрем’янок, поясів запобіжних та їх стропів, монтерських кігтів та лазів.

На початок 2019 року в Товаристві налічувалось:

1. Драбин – 125 шт.
2. Кігтів по дереву – 248 пар
3. Лазів по бетону – 355 пар
4. Поясів запобіжних – 501 шт.

Стенд повинен забезпечити подання і підтримку статичного випробувального зусилля на випробуваних об’єктах протягом необхідного для проведення випробування часу, забезпечуючи можливість випробування на механічну міцність будь-яких засобів індивідуального захисту і пристосувань в повній відповідності до вимог нормативно-правових актів з охорони праці.

Подання випробувального зусилля на об’єкт повинно здійснюватися за допомогою гідроциліндра або ручної лебідки. Встановлення величини зусилля проводиться вручну за показами динамометра (механічний або цифровий).

Стенд повинен бути розміщений на пересувній основі, для легкого переміщення і можливістю встановлення в різних місцях приміщення при випробуваннях і режимі зберігання.

Стенд повинен проводити випробування наступних індивідуальних засобів захисту:

1. пояси запобіжні;
2. монтерські лази і кігті;
3. драбини приставні (дерев’яні і склопластикові)

і інші засоби захисту, для яких необхідна подача розтягуючого або деформуючого зусилля.

Також стенд повинен бути обладнаний сітчастим огородженням, який надійно захищає спеціаліста, який проводить випробування.

На сьогодні в Товаристві відсутній сертифікований стенд для механічних випробувань.

В наступному році потребують проведення випробувань 86 приставних драбин (1 раз у 6 місяців), 359 кігтів та лазів (1 раз у 6 місяців) та 251 запобіжних монтерських поясів (1 раз у 6 місяців).

Ціна випробування: однієї драбини – 340 грн. ;

одних кігтів або лазів – 240 грн.;

одного запобіжного

монтерського поясу – 120 грн.

Загалом затрати на випробування у наступному році складуть 291,04 тис.грн. Розрахунок економічного ефекта та терміну окупності по даному заходу наведено в таблиці 7.1.

В інвестиційній програмі 2020 року планується закупівля одного **стенду для механічних випробувань драбин, поясів та інше** на суму **66,49 тис.грн. без ПДВ.**

Комерційна пропозиція за [посиланням](Комерційні%20пропозиції/КП%20по%20Ексім%20Прилад-2.pdf).

**7.7. Автономне електроопалення адміністративної будівлі ПАТ "ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО", АТС "Квант", споруди цивільної оборони (Технічне переоснащення приміщення теплопункту за адресою вул. Гонча, 40 м. Чернігів, Чернігівської області, Україна)**

Переоблаштування адміністративної будівлі АТ «Чернігівобленерго» на децентралізоване опалення, пов’язане з тим, що такий спосіб обігріву приміщення, стає дешевше, ніж оплата послуг централізованого опалення.

Індивідуальне опалення має безліч позитивних сторін, які беруть пріоритет над централізованим. Доказом цього можуть послужити такі критерії, як:

* самостійне визначення початку опалювального сезону;
* безперебійна подача тепла в приміщеннях;
* відсутність загальновстановленою оплати (оплата здійснюється за лічильником);
* сумісність з централізованою системою, що дуже зручно при поломках.

Дане обладнання заживлюється кабелем відповідно до інструкцій надани виробником котлів. ТзОВ «Львівенергомережпроєкт» за рахунок інвестиційної програми 2018 року виконало [робочий проєкт](Проекти/Опалення%20Гонча,%2040), який затверджено наказом АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» [від 31.01.2020 № 36/01-02](накази/Наказ%20№36-01-02%20від%2031.01.2020.pdf).

* Електрокотел (робочий) – Р=2х105 кВт;
* Електрокотел (резервний) – Р=105 кВт;
* Циркуляційний насос - Р=2x0.91 кВт;
* Автоматика - Р=1 кВт.

Кошторисна вартість по даному заходу становить **690,35 тис.грн без ПДВ**

Інвестиційною програмою 2020 року передбачається виконання автоматичного електроопалення адміністративної будівлі АТ "ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО", АТС "Квант", споруди цивільної оборони по вул.Гонча, 40 в м.Чернігів за **489,4 тис.грн. без ПДВ.**

**Розрахунок економічного ефекту**

Під час опалювального сезону в період 2018-2019р.р., АТ «ЧОЕ» витратило на послуги з опалення приміщення по вул. Гонча, 40 м. Чернігів 311т. грн без ПДВ. Опалювальна площа зазначеної будівлі становить 2 131 м.кв.

Відповідно до розрахунків, для опалення зазначеної площі щомісячно буде орієнтовно витрачатись 20кВт/год. Річний обсяг споживання за опалювальний сезон становитиме 120 тис.кВт/год або 211 тис.грн. без ПДВ. Економічний ефект від впровадження даного заходу становить 311 т.грн.-211т.грн=100 т.грн щороку.

Термін окупності 489,4/100=5 років.

Таблиця 7.1 - Економічний ефект від впровадження заходів інвестиційної програми на 2020 рік АТ «Чернігівобленерго»

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Найменування заходу | Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ) | Сукупний економіч-ний ефект від впровад-ження заходу за **2020** рік\*, тис. грн (без ПДВ) | Окупність, роки | Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ) | | | |
| Зни-ження ТВЕ | Зниження операційних витрат | Збільшення корисного відпуску | Зниження потенційних очікуваних збитків \*\* |
| 1 | 2 | 3 | 4=6+...+9 | 5=3/4 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 1 | Бензопила STHIL MS 461 або аналог | 256,8 | 88,32 | 2,9 |  | 88,32 |  |  |
| 2 | Аналізатор якості електричної енергії Metrel MI 2892 + ноутбук-трансформер Lenovo Yoga 520 або аналог | 160,54 | 336,71 | 0,5 |  |  |  | 336,71 |
| 3 | Електронасос для перекачування оливи СР-150-1000 | 30,33 | 7,13 | 4,3 |  | 7,13 |  |  |
| 4 | Станок для намотки котушок НКЗ-2АМ, або аналог | 145,8 | 31,68 | 4,6 |  | 31,68 |  |  |
| 5 | Хромотограф | 498,33 | 263,31 | 1,9 |  | 263,31 |  |  |
| 6 | Стенд для механічних випробувань драбин, поясів та інше | 66,49 | 291,04 | 0,2 |  | 291,04 |  |  |
| 7 | Автоматичне електроопалення адміністративної будівлі ПАТ "ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО", АТС "Квант", споруди цивільної оборони по вул.Гонча,40 в м.Чернігів | 489,40 | 100 | 5,0 |  | 100 |  |  |