Додаток 1.1

1. Будівництво, модернізація та реконструкція електричних мереж та обладнання

Всі заходи першого розділу Інвестиційної програми ПАТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО» на 2018 рік не пов’язані з виконанням заходів по приєднанню.

Всі заходи інвестиційної програми 2018 року пройшли публічні громадські обговорення відповідно до постанови НКРЕКП № 701 від 25.05.2017 року.

* + 1. **Реконструкція нових ЛЕП (КЛ, ПЛ), усього, з них:**

**35 кВ**

**1.1.2.2.1** **Реконструкція ПЛ-35 кВ «Козелець-Савин»**

**Повітряна лінія 35 кВ «Козелець – Савин»** протяжністю **23,237 км**., інв.№19285, що знаходиться на ремонтно-експлуатаційному обслуговуванні ПАТ «Чернігівобленерго», збудована та введена в експлуатацію в 1973 році. Дана повітряна лінія 35 кВ є транзитною (резервною) лінією між двома системними підстанціями 110 кВ північної зони Товариства, а саме ПС 110 кВ Козелець і ПС 110кВ Остер. ПЛ-35 «Козелець – Савин» живить ПС 35 кВ Савин, яка є центром перспективного розвитку туризму Чернігівщини та установ відпочинку.

Згідно технічної характеристики марки проводу на лінії: АС-95 і АС-50, троси марки С-35 і С-50, опори залізобетонні УАА, АА, ПБ-10,5, ізоляція ПС-70Д і ШД-35, з чого робимо висновок, що лінія 35 кВ побудована в габаритах лінії 10 кВ, що в свою чергу призводить до збільшення аварійних ситуацій і недовідпуску електроенергії споживачам а також при зростаючому навантаженні існуючих споживачів даного району (на даний час становить 1,5 МВт) і транзиту між системними підстанціями 110 кВ Козелець і Остер (до 10 МВт), та приєднання в перспективі нових споживачів, існуючого перерізу АС-95,АС-50 недостатньо для передачі якісної електроенергії споживачам.

Морально і фізично застаріла ізоляція ШД-35 ускладнює ліквідацію аварійних ситуацій, як пошуку однофазного замикання на землю, так і міжфазних замикань на лінії 35 кВ.

На даний час розроблений проект «**Реконструкція ПЛ-35 кВ «Козелець – Савин»** Козелецького району Чернігівської області», яким передбачено: заміну проводів марки АС-50 на проводи марки АС-120; залізобетонних опор, ізоляції ШД-35; грозового тросу ТК-35 на ділянці лінії **7,88** **км**. Загальна вартість реконструкція складає **8 552,99** **тис. грн. без ПДВ.**

Пропонується в рамках інвестиційної програми 2018 року провести реконструкцію ПЛ-35 кВ «Козелець – Савин».

**Економічний ефект від впровадження заходу**

Середній недовідпуск електроенергії з причини аварійних відключень ПЛ-35 кВ «Козелець – Савин» становить:

3відкл. \* 0,36 МВт.год = **1080,00** КВт∙год,

що в грошовому еквіваленті буде:

Нд = 1080,00 \* 1,59 грн. = **1717,20** грн.

Для ліквідації наслідків пошкодження ділянок ПЛ, на аварійно-відновлювальні роботи з урахуванням відстані до об’єкту (200 км), витрат на матеріали, пальне (3 години роботи підйомника) та працю робітників (3 чол.) в середньому складає: 10 470 грн.

Вт = 3 \* 10 470 грн. = **31 410** грн.

Загальні витрати на рік:

Зв = Нд + Вт = 1717,20 + 31 410 = **33127,20** грн.

При реконструкції ПЛ-35 кВ «Козелець – Савин» протяжністю 23,237 км. буде отримано матеріали від демонтажу на загальну суму 145535,12 грн., з них:

* Провід АС-50 – 26,2 км (3458,0 кг – алюміній, 1650,0 кг – сталь), де:

 брухт чорного металу (сталь) - 1650,0 кг \* 3 грн = 4950 грн.;

 брухт кольорового металу (алюміній) – 3558,0 кг \* 22,64 грн = 78289,12 грн.

* Опори залізобетонні: 86 шт. \* 500 грн = 43000 грн.
* Ізоляція підвісна ШД-35 – 243 шт.\* 12 грн = 2916 грн.

Металобрухт з металоконструкцій – 78 шт. \* 70 кг \* 3 грн = 16380,00 грн.

Загальний економічний ефект:

Е = 1,71 + 31,41 + 145,53 = **178,65 тис. грн.**

**0,4 кВ**

**1.1.2.5.1 ПЛ-0,4 кВ "Л-Вересня 15-го, Л-Ворошилова, Л-Овдіївська"**

 **від ЗТП-10 в м. Ніжин**, **Чернігівської області**.

Має довжину **6,37** км. ПЛ 0,4 кВ введена в експлуатацію 1964 р. ПЛ побудована на дерев’яних та з/б опорах більша частина з яких потребують заміни. Провід переважно марки А-16,25. Переважна більшість відгалужень від опор ПЛ до вводів дефектні. Рівень напруги в контрольних точках ПЛ не відповідає допустимим значення ГОСТ 13109-97. Розрахункове значення втрат напруги понаднормове.

На 01.01.2018 року технічний стан мереж характеризується як незадовільний згідно акту обстеження технічного стану Ніжинського району електричних мереж.

В інвестиційній програмі 2015 року виконано проект по реконструкції ПЛ-0,4 кВ "Л-Вересня 15-го, Л-Ворошилова, Л-Овдіївська" від ЗТП-10 в м. Ніжин, Чернігівської області.

Довжина магістралі Л-1 від ЗТП-10 до найвіддаленішого споживача складає 518 м. та від неї буде заживлено 65 споживачі з річним споживанням електричної енергії близько 569 400 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 57 шт. (87% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з річним споживанням електричної енергії близько 499 320 кВт·год. Кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника буде перевищувати 400 метрів складає 8 шт (13% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з річним споживанням електричної енергії близько 70 080 кВт·год.

Довжина магістралі Л-2 від ЗТП- 10 до найвіддаленішого споживача складає 583 м. та від неї буде заживлено 77 споживачів з річним споживанням електричної енергії близько 674 520кВт·год. Слід зауважити, що кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника не перевищує 400 метрів складає 70 шт. (91% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з річним споживанням електричної енергії близько 613 200 кВт·год. Кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника буде перевищувати 400 метрів складає 7 шт (9% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з річним споживанням електричної енергії близько 61 320 кВт·год.

Довжина магістралі Л-3 від ЗТП- 10 до найвіддаленішого споживача складає 480 м. та від неї буде заживлено 32 споживачів з річним споживанням електричної енергії близько 280 320 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. (91% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з річним споживанням електричної енергії близько 254 040 кВт·год. Кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника буде перевищувати 400 метрів складає 3 шт (9% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з річним споживанням електричної енергії близько 26 280 кВт·год.

Довжина магістралі Л-4 від ЗТП-20 до найвіддаленішого споживача складає 531 м. та від неї буде заживлено 78 споживачів з річним споживанням електричної енергії близько 700 800 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 68 шт. (87% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з річним споживанням електричної енергії близько 595 680 кВт·год. Кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника буде перевищувати 400 метрів складає 10 шт (13% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з річним споживанням електричної енергії близько 105 120 кВт·год.

Інвестиційною програмою 2018 року планується виконати реконструкцію **ПЛ-0,4 кВ "Л-Вересня 15-го, Л-Ворошилова, Л-Овдіївська"від ЗТП-10** в м. Ніжин, Чернігівської області протяжністю **6,37** **км** на суму **7 670,40** **тис.грн. без ПДВ.**

**Економічний ефект від впровадження заходу**

Недовідпуск електричної енергії пов’язаний з аварійними пошкодженнями на ПЛ 0,4 кВ за 2016 рік становив 61 798 000 кВт\*год.

На 1 км лінії недовідпуск складатиме:

Загальна довжина ПЛ 0,4 кВ 18,1 тис. км

61 798 000 кВт\*год / 18,1 тис. км = **3 414** кВт\*год на 1 км,

або в грошовому еквіваленті:

3 414\*1,68 = **5 735,52** 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:

6,365\*5 735,52 = **36 507** грн.

Безоблікове споживання електроенергії на ПЛ 0,4 кВ за 2016 рік становило 5870000 кВт\*год.

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

5 870 000 кВт\*год. /18,1 тис. км. = **324,3** кВт\*год. на 1 км;

При заміні проводу на ізольований безоблікове споживання електроенергії зменшиться на:

6,365\*324,3 = **2064,17** кВт\*год,

або в грошовому еквіваленті:

2064,17\*1,68 = **3 467,70** 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 6,365 км економія коштів на розчистку ліній становитиме 79 562,5 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 6,365 км економія коштів становитиме 89110 грн.

 Річне споживання електричної енергії по даному об’єкту в середньому становить 2751840 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=(2751840\*2,5%)/100% = **68796** кВт\*год.

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

Е2=(2751840\*1%)/100% = **27518,40** кВт \*год.

Економія складе:

Е=Е1-Е2=68796-27518,4 = **41277,6** кВт\*год,

або в грошовому еквіваленті:

41277,6\*1,68 = **69346,37** грн

При заміні проводу на ізольований зменшиться ТВЕ на:

6,365\*2 200 кВт\*год. = **14 003** кВт\*год,

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

або в грошовому еквіваленті:

14 003 х 1,68 = **23** **525** грн.,

 Вартість матеріалів отриманих від демонтажу на 1 км лінії становить 30 311 грн., а на 6,365 км – 192 929 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.

Окупність складатиме:

(5092-192,93)/(36,51+3,47+79,56+89,11+69,35+23,53)= **16,3** років.

**1.1.2.5.2 ПЛ-0,4кВ Л-Господарчий двір, Л-Міськлікарня, Л-Харчоблок**

 **від ЗТП-14 в м. Ніжин, Ніжинського району, Чернігівської області.**

Має довжину **0,69 км.** ПЛ 0,4 кВ введена в експлуатацію 1961 р. ПЛ побудована на дерев’яних та з/б опорах більша частина з яких потребують заміни. Провід переважно марки А-16,25,35. Переважна більшість відгалужень від опор ПЛ до вводів дефектні. Рівень напруги в контрольних точках ПЛ не відповідає допустимим значення ГОСТ 13109-97. Розрахункове значення втрат напруги понаднормове.

На 01.01.2017 року технічний стан мереж характеризується як незадовільний згідно акту обстеження технічного стану Ніжинського району електричних мереж.

В інвестиційній програмі 2015 року виконано проект по реконструкції ПЛ-0,4кВ Л-Господарчий двір, Л-Міськлікарня, Л-Харчоблок від ЗТП-14 в м. Ніжин, Ніжинського району, Чернігівської області.

Довжина магістралі від ЗТП – 14 до найвіддаленішого споживача не перевищує 400 м.

Інвестиційною програмою 2018 року планується виконати реконструкцію **ПЛ-0,4кВ Л-Господарчий двір, Л-Міськлікарня, Л-Харчоблок від ЗТП-14** в м. Ніжин, Ніжинського району, Чернігівської областіпротяжністю **0,69** **км** на суму **771,55** **тис.грн. без ПДВ.**

**Економічний ефект від впровадження заходу**

Методика розрахунку економічного ефекту від впровадження даного заходу наведе в пункті **1.1.2.5.1.**

При заміні проводу на ізольований недовідпуск електричної енергії пов'язаний з аварійними пошкодженнями на ПЛ 0,4 кВ зменшиться на 3 929грн.

При заміні проводу на ізольований безоблікове споживання електроенергії зменшиться на 222,15кВт\*год, або в грошовому еквіваленті 373,2грн.

При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ економія коштів на розчистку ліній становитиме 9590 грн.

При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ економія коштів на експлуатаційне обслуговування становитиме 15070 грн.

При заміні лічильників на більший клас точності економія складе 897 кВт\*год, або в грошовому еквіваленті 1507 грн.

При заміні проводу на ізольований зменшиться ТВЕ на 1507 кВт\*год, або в грошовому еквіваленті 2532грн.

Вартість матеріалів отриманих від демонтажу 12 796 грн.

Загальні капітальні вкладення у реконструкцію даної ПЛ 0,4 кВ на 2018 рік становлять 867,40 тис.грн.

Окупність складатиме:

(867,40–12,8)/(3,9+0,4+9,6+15,1+1,5+2,5) = **25,9** років.

 **1.1.2.5.3 ПЛ-0,4кВ Л-Небесної сотні (Леніна), Л-Яворовського**

**від ЗТП-20 в м. Ніжин, Ніжинського району,**

**Чернігівської області**.

Має довжину **2,93 км**. ПЛ 0,4 кВ введена в експлуатацію 1948 р. ПЛ побудована на дерев’яних та з/б опорах більша частина з яких потребують заміни. Провід переважно марки А-16,25. Переважна більшість відгалужень від опор ПЛ до вводів дефектні. Рівень напруги в контрольних точках ПЛ не відповідає допустимим значення ГОСТ 13109-97. Розрахункове значення втрат напруги понаднормове.

На 01.01.2017 року технічний стан мереж характеризується як незадовільний згідно акту обстеження технічного стану Ніжинського району електричних мереж.

В інвестиційній програмі 2015 року виконано проект по реконструкції ПЛ-0,4кВ Л-Небесної сотні (Леніна), Л-Яворовського від ЗТП-20 в м. Ніжин, Ніжинського району, Чернігівської області.

Довжина магістралі Л-1 від ЗТП-20 до найвіддаленішого споживача складає 552 м. та від неї буде заживлено 22 споживачі з річним споживанням електричної енергії близько 163 520 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. (91% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з річним споживанням електричної енергії близько 158 614,40 кВт·год. Кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника буде перевищувати 400 метрів складає 2 шт (9% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з річним споживанням електричної енергії близько 4 905,6 кВт·год.

Довжина магістралі Л-2 від ЗТП- 20 до найвіддаленішого споживача складає 437 м. та від неї буде заживлено 59 споживачів з річним споживанням електричної енергії близько 659 920 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 54 шт. (91% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з річним споживанням електричної енергії близько 613 725,60 кВт·год. Кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника буде перевищувати 400 метрів складає 5 шт (9% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з річним споживанням електричної енергії близько 46 194,40 кВт·год.

Довжина магістралі Л-3 від ЗТП- 20 до найвіддаленішого споживача складає 450 м. та від неї буде заживлено 49 споживачів з річним споживанням електричної енергії близько 401 520 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 46 шт. (94% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з річним споживанням електричної енергії близько 379 436,40 кВт·год. Кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника буде перевищувати 400 метрів складає 3 шт (6% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з річним споживанням електричної енергії близько 22 083,60 кВт·год.

Довжина магістралі Л-4 від ЗТП-20 до найвіддаленішого споживача складає 534 м. та від неї буде заживлено 35 споживачів з річним споживанням електричної енергії близько 572 320 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 32 шт. (91% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з річним споживанням електричної енергії близько 554 800 кВт·год. Кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника буде перевищувати 400 метрів складає 3 шт (9% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з річним споживанням електричної енергії близько 17 520 кВт·год.

Інвестиційною програмою 2018 року планується виконати реконструкцію **ПЛ-0,4кВ Л-Небесної сотні (Леніна), Л-Яворовського від ЗТП-20** в м. Ніжин, Ніжинського району, Чернігівської областіпротяжністю **2,93** **км** на суму **4 164,67** **тис.грн. без ПДВ.**

**Економічний ефект від впровадження заходу**

Методика розрахунку економічного ефекту від впровадження даного заходу наведе в пункті **1.1.2.5.1.**

При заміні проводу на ізольований недовідпуск електричної енергії пов'язаний з аварійними пошкодженнями на ПЛ 0,4 кВ зменшиться на 16778 грн.

При заміні проводу на ізольований безоблікове споживання електроенергії зменшиться на 948,58кВт\*год, або в грошовому еквіваленті 1593,6 грн.

При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ економія коштів на розчистку ліній становитиме 40950 грн.

При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ економія коштів на експлуатаційне обслуговування становитиме 64350 грн.

При заміні лічильників на більший клас точності економія складе 878 кВт\*год, або в грошовому еквіваленті 1474 грн.

При заміні проводу на ізольований зменшиться ТВЕ на 6435 кВт\*год, або в грошовому еквіваленті 10811 грн.

Вартість матеріалів отриманих від демонтажу 54 642грн.

Загальні капітальні вкладення у реконструкцію даної ПЛ 0,4 кВ на 2018 рік становлять 4675,09 тис.грн.

Окупність складатиме:

(4675,09–54,6)/(16,8+1,6+41+64,35+1,5+10,8) = **33,96** років.

**1.1.2.5.4 Реконструкція ПЛ-0,4кВ Л-Шевченко від ЗТП-29 в м. Ніжин,**

 **Ніжинського району, Чернігівської області**.

Має довжину **3,06 км.** ПЛ 0,4 кВ введена в експлуатацію 1978 р. ПЛ побудована на дерев’яних та з/б опорах більша частина з яких потребують заміни. Провід переважно марки А-16,25. Переважна більшість відгалужень від опор ПЛ до вводів дефектні. Рівень напруги в контрольних точках ПЛ не відповідає допустимим значення ГОСТ 13109-97. Розрахункове значення втрат напруги понаднормове.

На 01.01.2018 року технічний стан мереж характеризується як незадовільний згідно акту обстеження технічного стану Ніжинського району електричних мереж.

В інвестиційній програмі 2015 року виконано проект по реконструкції ПЛ-0,4кВ Л-Шевченко від ЗТП-29 в м. Ніжин, Ніжинського району, Чернігівської області.

Довжина магістралі від ЗТП -29 до найвіддаленішого споживача не перевищує 400 м.

Інвестиційною програмою 2018 року планується виконати реконструкцію **ПЛ-0,4кВ Л-Шевченко від ЗТП-29** в м. Ніжин, Ніжинського району, Чернігівської області протяжністю **3,06** **км** на суму **3 889,79** **тис.грн. без ПДВ.**

**Економічний ефект від впровадження заходу**

Методика розрахунку економічного ефекту від впровадження даного заходу наведе в пункті **1.1.2.5.1.**

При заміні проводу на ізольований недовідпуск електричної енергії пов'язаний з аварійними пошкодженнями на ПЛ 0,4 кВ зменшиться на 17563 грн.

При заміні проводу на ізольований безоблікове споживання електроенергії зменшиться на 993кВт\*год, або в грошовому еквіваленті 1668,3грн.

При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ економія коштів на розчистку ліній становитиме 42868 грн.

При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ економія коштів на експлуатаційне обслуговування становитиме 73364 грн.

При заміні лічильників на більший клас точності економія складе 1175 кВт\*год, або в грошовому еквіваленті 1973 грн.

При заміні проводу на ізольований зменшиться ТВЕ на 6736 кВт\*год, або в грошовому еквіваленті 11317 грн.

Вартість матеріалів отриманих від демонтажу 57201грн.

Окупність складатиме:

(4424,05–57,2)/(17,6+1,7+42,9+73,4+2+11,3) =**29,33** років.

**1.1.2.5.5 Реконструкція ПЛ-0,4кВ Л-Лермонтова, Л-Московська**

 **від ЗТП-84 в м. Ніжин, Ніжинського району, Чернігівської області**.

Має довжину **4,51 км**. ПЛ 0,4 кВ введена в експлуатацію 1979 р. ПЛ побудована на дерев’яних та з/б опорах більша частина з яких потребують заміни. Провід переважно марки А-16,25. Переважна більшість відгалужень від опор ПЛ до вводів дефектні. Рівень напруги в контрольних точках ПЛ не відповідає допустимим значення ГОСТ 13109-97. Розрахункове значення втрат напруги понаднормове.

На 01.01.2017 року технічний стан мереж характеризується як незадовільний згідно акту обстеження технічного стану Ніжинського району електричних мереж.

В інвестиційній програмі 2015 року виконано проект по реконструкції ПЛ-0,4кВ Л-Лермонтова, Л-Московська від ЗТП-84 в м. Ніжин, Ніжинського району, Чернігівської області.

Довжина магістралі Л-1 від ЗТП-84 до найвіддаленішого споживача складає 488 м. та від неї буде заживлено 31 споживач з річним споживанням електричної енергії близько 486 180 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 25 шт. (81% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з річним споживанням електричної енергії близько 381 060 кВт·год. Кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника буде перевищувати 400 метрів складає 6 шт (19% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з річним споживанням електричної енергії близько 105 120 кВт·год.

Довжина магістралі Л-2 від ЗТП- 84 до найвіддаленішого споживача складає 648 м. та від неї буде заживлено 43 споживачів з річним споживанням електричної енергії близько 442 380 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 37 шт. (86% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з річним споживанням електричної енергії близько 389 820 кВт·год. Кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника буде перевищувати 400 метрів складає 6 шт (14% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з річним споживанням електричної енергії близько 52 560 кВт·год.

 Довжина магістралі Л-3 від ЗТП – 84 до найвіддаленішого споживача не перевищує 400 м.

Довжина магістралі Л-4 від ЗТП-84 до найвіддаленішого споживача складає 553 м та від неї буде заживлено 62 споживачів з річним споживанням електричної енергії близько 543 120 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 56 шт. (91% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з річним споживанням електричної енергії близько 490 560 кВт·год. Кількість споживачів відстань до яких по трасі ПЛ-0,4кВ від трансформаторної підстанції до лічильника буде перевищувати 400 метрів складає 6 шт (9% від загальної кількості споживачів на ПЛ-0,4кВ) з річним споживанням електричної енергії близько 52 560 кВт·год.

 Довжина магістралі Л-5 від ЗТП – 84 до найвіддаленішого споживача не перевищує 400 м.

Інвестиційною програмою 2018 року планується виконати реконструкцію **ПЛ-0,4кВ Л-Лермонтова, Л-Московська від ЗТП-84** в м. Ніжин, Ніжинського району, Чернігівської області протяжністю **4,51** **км** на суму **5 065,44** **тис.грн. без ПДВ.**

**Економічний ефект від впровадження заходу**

Методика розрахунку економічного ефекту від впровадження даного заходу наведе в пункті **1.1.2.5.1.**

При заміні проводу на ізольований недовідпуск електричної енергії пов'язаний з аварійними пошкодженнями на ПЛ 0,4 кВ зменшиться на 25 869 грн. :

При заміні проводу на ізольований безоблікове споживання електроенергії зменшиться на 2 457,20 грн.

При заміні голого проводу на ізольований на ПЛ 0,4 кВ економія коштів на розчистку ліній становитиме 63 098,00 грн.

При заміні лічильників на більший класс точності економія складе 1100 кВт\*год., або в грошовому еквіваленті 2 772 грн.

При заміні проводу на ізольований зменшиться ТВЕ на 9922 кВт\*год, або в грошовому еквіваленті: 16669 грн.,

Окупність складатиме:

(3605600– 84251)/(25869+2457.2+63098+63140+2772+16669+36056) = **21,1** років.

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

**110 кВ**

**1.1.5.1.1Технічне переоснащення ПС 110/35/10 кВ "Ріпки"**

**в смт. Ріпки, Чернігівської області (1-2 черга)**.

Рік введення в експлуатацію підстанції 1980 р., з того часу заміна основного обладнання не проводилась. Відповідно значна його частина вже вичерпала свій моральний та фізичний ресурс, про що свідчить акт обстеження технічного стану ПС 110/35/10 кВ «Ріпки» за 2016 рік Північних ВЕМ.

Силовий трансформатор Т-1, який було введено в експлуатацію 1980 р., потребує заміни, про що свідчить висновок експертизи Вінницького ЕТЦ № 05.09.04-82.15 від 01.10.2015 року щодо відповідності силового трансформатора типу ТДТН-16000/110 №11010 вимогам нормативно – правових актів з охорони праці та промислової безпеки.

Силовий трансформатор Т-2, який було введено в експлуатацію 1988 р., також потребує заміни, про що свідчить висновок експертизи Вінницького ЕТЦ № 05.09.04-83.15 від 01.10.2015 року щодо відповідності силового трансформатора типу ТДТН-16000/110 №11010 вимогам нормативно – правових актів з охорони праці та промислової безпеки.

В інвестиційній програмі 2018 року передбачене фінансування технічного переоснащення ПС 110/35/10 кВ «Ріпки» в смт. Ріпки Чернігівської області.

Першою чергою проекту технічного переоснащення передбачено:

* заміну силового трансформатора Т-1 типу ТДТН –16000/110 на новий ТДТН 16000/110, який має автоматичний пристрій РПН з мікропроцесорним блоком керування;
* заміну розрядників 110, 35, 10 кВ приєднання Т-1 та нейтралі трансформатора на ОПН 110, 35, 10кВ з реєстраторами грозових і комутаційних перенапруг;
* відновлення маслоприймача трансформатора Т-1;
* заміну ЗОН-110 Т-1;
* встановлення трансформаторів струму 35, 10 кВ приєднання Т-1;
* заміна релейного захисту та автоматики, монтаж шафи оперативного струму.

 Другою чергою проекту технічного переоснащення передбачено:

* заміну силового трансформатора Т-2 типу ТДТН –16000/110 на новий ТДТН 16000/110, який має автоматичний пристрій РПН з мікропроцесорним блоком керування;
* заміну розрядників 110, 35, 10 кВ приєднання Т-2 та нейтралі трансформатора на ОПН 110, 35, 10 кВ з реєстраторами грозових і комутаційних перенапруг;
* відновлення маслоприймача трансформатора Т-2;
* заміну ЗОН-110 Т-2;
* встановлення трансформаторів струму 35, 10 кВ приєднання Т-2;
* заміна релейного захисту та автоматики.

Загальна вартість реалізації проекту **технічного переоснащення ПС 110/35/10 кВ "Ріпки**" в смт. Ріпки Чернігівської області 1-2 черги, згідно кошторисускладає **28 566,64тис.грн. без ПДВ**.

#### 1.1.5.1.2 Технічне переоснащення ПС 110/35/10 кВ "Козелець" в смт. Козелець Чернігівської області (3 черга).

Рік введення в експлуатацію підстанції 1986 р, з того часу заміна основного обладнання не проводилась. Відповідно значна частина основного силового обладнання вже вичерпала свій моральний та фізичний ресурс.

 В інвестиційній програмі 2018 року передбачене фінансування технічного переоснащення ПС 110/35/10 кВ «Козелець» в смт. Козелець Чернігівської області.

 Третьою чергою проекту технічного переоснащення передбачено:

* ­ заміну силового трансформатора Т-2 типу ТДТН –16000/110 на новий ТДТН­–16000/110, який має автоматичний пристрій РПН з мікропроцесорним блоком керування;
* заміну ЗОН 110 Т-2;
* заміну розрядників 110, 35, 10кВ приєднання Т-2 та нейтралі трансформатора на ОПН 110, 35, 10кВ;
* відновлення маслоприймача трансформатора Т-2;
* встановлення трансформаторів струму 35, 10 кВ приєднання Т-1.

В 2017 році розпочаті роботи з технічного переоснащення ПС 110/35/10 кВ «Козелець» в смт. Козелець Чернігівської області,сплачено аванс для закупівлі матеріалів, обладнання в розмірі 70% від загальної вартості робітта розпочато виконання робіт. Роботи планується виконати згідно графіку та закінчити в 2018 році. Захід є перехідним, закінчення робіт (повне освоєння коштів) та остаточний розрахунок планується в 2018 році за рахунок інвестиційної програми на 2018 рік.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Етапи | 2017 рік, місяць | 2018 рік, місяць |
| 9 | 10 | 11 | 12 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Проведення тендерної процедури закупівлі |  | Х | Х |  |  |  |  |  |  |
| Закупівля матеріалів та обладнання |  |  | Х | Х | Х | Х |  |  |  |
| Виконання робіт |  |  |  | Х | Х | Х | Х | Х |  |
| Приймання об’єкта в експлуатацію |  |  |  |  |  |  |  |  | Х |

Інвестиційною програмою 2018 року планується остаточне фінансування тазавершення робіт з технічного переоснащення ПС 110/35/10 кВ «Козелець» в смт. Козелець Чернігівської області на що планується виділити кошти в розмірі **3 994,74** тис. грн. без ПДВ.

**35 кВ**

 **1.1.5.2.1 Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ "Городська"**

 **в м. Ніжин, Чернігівської області (3 черга).**

 Рік введення в експлуатацію підстанції 1964р. Частина основного силового обладнання вже вичерпала свій моральний та фізичний ресурс, про що свідчить акт обстеження технічного стану силового трансформатора Т-1 Південних ВЕМ. Висновок експертизи Вінницького ЕТЦ № 05.09.04.-88.15 від 30.09.2015 року щодо відповідності силового трансформатора типу ТДНС-16000/35 № 149912 вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки, трансформатор знаходиться в незадовільному технічному стані і підлягає до виведення з експлуатації.

 В інвестиційній програмі 2018 року передбачене фінансування технічного переоснащення ПС 35/10 кВ «Городська» в м.Ніжин Чернігівської області.

 Проект третьої черги технічного переоснащення включає:

* заміну трансформатора Т-1 типу ТДНС – 16000/35 на новий типу ТДНС – 16000/35, який має автоматичний пристрій РПН з мікропроцесорним блоком керування;
* заміну розрядників 35кВ та 10кВ приєднання Т-1 на ОПН 35кВ і ОПН 10кВ;
* модернізацію релейного захисту та автоматики Т-1 на мікропроцесорних пристроях;
* ремонт маслоприймача трансформатора Т-1;
* встановлення трансформаторів струму 35, 10 кВ;
* установку шафи оперативного струму.

Загальна вартість реалізації проекту **технічного переоснащення ПС 35/10 кВ «Городська»** в м. Ніжин Чернігівської області (3 черга), згідно кошторису складає **10 259,73**тис.грн. без ПДВ.

**1.1.5.2.2Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ "Б. Гать" с. Березова гать,**

**Н. Сіверського району, Чернігівської області (1 черга).**

Рік введення в експлуатацію підстанції 1966р. Значна частина основного силового обладнання вже вичерпала свій моральний та фізичний ресурс, про що свідчить акт обстеження технічного стану силового трансформатора Т-1 Північних ВЕМ. Експертизою Вінницького ЕТЦ № 05.09.04.-89.15 від 29.09.2015 року визначено, що силовий трансформатор типу ТМ-1600/35 № 96 не відповідає вимогам нормативно–правових актів з охорони праці та промислової безпеки, трансформатор знаходиться в незадовільному технічному стані і підлягає до виведення з експлуатації.

В інвестиційній програмі 2018 року передбачене фінансування модернізації ПС 35/10 кВ «Б. Гать» в с. Березова гать Новгород-Сіверського району Чернігівської області.

 Проект першої черги модернізації включає:

* заміну трансформатора Т-1 типу ТМ – 1600/35 на новий, який має автоматичний пристрій РПН з мікропроцесорним блоком керування;
* заміну розрядників 35кВ та 10кВ приєднання Т-1 на ОПН 35кВ і ОПН 10кВ;
* заміну ПСН-35 Т-1 на сучасний вимикач;
* заміна роз’єднувачів приєднання 35 кВ ПСН-35 Т-1;
* модернізацію релейного захисту та автоматики Т-1 на мікропроцесорних пристроях;
* ремонт маслоприймача трансформатора Т-1;
* встановлення трансформаторів струму 35, 10 кВ.

 Загальна вартість реалізації проекту **технічного переоснащення ПС 35/10 кВ**

 **«Б. Гать»** в с. Березова гать Новгород-Сіверського району Чернігівської області (1 черга), згідно кошторису складає **4 007,89** тис.грн. без ПДВ.

***Розрахунок економічного ефекту від заміни запобіжників ПСН 35 кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ на ПС «Б. Гать»***

Конструкція запобіжників 35 кВ типу ПСН, що забезпечують захист силових трансформаторів, на забезпечує умов надійності роботи розподільчих підстанцій. Запобіжники спрацьовують при номінальних струмах короткого замикання, при менших значеннях вони залишаються в роботі, має негативні наслідки для силового обладнання, особливо трансформаторів.

Запобіжники ПСН-35 не можливо телемеханізувати та виконати дистанційне управління, також вони не мають функції АПВ. При спрацюванні запобіжника необхідний виїзд обслуговуючого персоналу на підстанцію, що призводить до значного часу відключення електрообладнання та додаткових витрат.

***Недовідпуск у разі спрацювання запобіжників:***

W = Р \* h\* V

 де, Р – навантаження на силовий трансформатор, захист якого забезпечується ПСН, кВт\*год,

 h – середній час, необхідний для заміни ПСН та вмикання в роботу трансформатора, год,

 V – вартість електроенергії, 1,59 грн.

W = 500 \* 4 \* 1,59 = 3,18 тис. грн

***Економічний ефект від зниження операційних витрат на обслуговування при заміні ПСН на вимикач:***

Е = W + C + B

де, С – вартість обслуговування комплекту ПСН-35 в рік, тис. грн

 В - вартість матеріалів отриманих від демонтажу старого обладнання, тис. грн.

Е = 3,18 + 3,24 + 0,44 = 6,86 тис. грн.

***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;

**Тр –** час ремонту;

**Na –** середній тариф за спожиту електроенергію.

Н = **137,14 тис. грн..**

**Розрахунок економічного ефекту від заміни силових трансформаторів**

**(пп. 1.1.5.1.1, 1.1.5.1.2, 1.1.5.2.1, 1.1.5.2.2)**

Розрахунок проводиться виходячи зі зниження ТВЕ та поліпшення параметрів силових трансформаторів:

Вихідні дані для розрахунків:

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **SН,МВА** |  | Номінальна потужність трансформатора |  |  |  |  |  |
| **ΔР, кВт** |  | Втрати активної потужності при холостому ході |
| **Iхх, %** |  | Струм холостого ходу |
| **ΔQ, кВар** |  | Втрати реактивної потужності при холостому ході (SН\*IХХ/100) |
|  |  |  |
| Розрахунок економічного ефекту:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ΔWXA, кВт\*год** |  | Зменшення втрат активної потужності |
|  |  |  Т - кількість годин роботи в році |
|  |  |  |  |  |
| **ΔWXP,**  |  | Зменшення втрат реактивної потужності |
|  |  |  |  |  |
| **ВA, грн** |  | Економія коштів за рахунок зменшення втрат активної потужності ВA = Na ∙ ∆WXA |

**В р, грн** Економія коштів за рахунок зменшення втрат реактивної потужності  ВP = Nр ∙ ∆WXP**В сум, грн.** Сумарна економія коштів протягом року за рахунок зниження ТВЕ  Всум = ВА+ ВР**Na, Np** - Тариф на купівлю активної та реактивної електроенергії (1,59 грн за кВт\*год та 1,37 грн за кВар\*год).Результати розрахунків економічного ефекту від заміни силових трансформаторів наведено в таблиці: |  |
| **Назва підстанції** | **Номер****тр-ра** | **Старий трансформатор** | **Новий трансформатор** |
| **SН, МВА** | **ΔР, кВт** | **ΔQ, кВар** | **Iхх, %** | **SН, МВА** | **ΔР, кВт** | **ΔQ, кВар** | **Iхх, %** |
| ПС 110 кВ Ріпки | Т-1 | 16 | 28,1 | 176 | 1,1 | 16 | 26 | 160 | 1 |
| ПС 110 кВ Ріпки | Т-2 | 16 | 28,5 | 176 | 1,1 | 16 | 26 | 160 | 1 |
| ПС 35 кВ Городська | Т-1 | 16 | 22,5 | 108,8 | 0,68 | 16 | 21 | 96 | 0,6 |
| ПС 110 кВКозелець | Т-2 | 16 | 18,1 | 176 | 1,1 | 16 | 26,0 | 168 | 1,05 |
| ПС 35 кВ Б. Гать | Т-1 | 1,6 | 3,9 | 22,4 | 1,4 | 1,6 | 2,9 | 20,8 | 1,3 |

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Назва****ПС** | **Номер****тр-ра** | **ΔWXA,****кВт\*год** | **ΔWXP,****кВар\*год** | **ВA,****грн** | **ВР,****грн** | **Всум,****грн.** |
| ПС 110 кВ Ріпки | Т-1 | 18396 | 140160 | 29250 | 192019 | 221269 |
| ПС 110 кВ Ріпки | Т-2 | 21900 | 140160 | 34821 | 192019 | 226840 |
| ПС 35 кВ Городська | Т-1 | 13140 | 112128 | 20893 | 153615 | 174508 |
| ПС 110 кВКозелець | Т-2 | 18 396 | 34 560 | 25 975 | 39 398 | 65 374 |
| ПС 35 кВ Б. Гать | Т-1 | 8760 | 14016 | 13928 | 19202 | 33130 |

**Розрахунок економічного ефекту від зниження операційних витрат**

**(пп. 1.1.5.1.1, 1.1.5.1.2, 1.1.5.2.1.)**

Відповідно до рекомендацій наведених в експертних щодо експлуатації старих трансформаторів необхідно щомісячно проводити їх технічний моніторинг, а саме виконувати електротехнічні виміри, аналіз трансформаторного масла.

На ці заходи щомісячно витрачаються кошти на проїзд автотранспорту, витрати на оплату праці та інш.:

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 110 кВ (термін експлуатації більше 25 років) в працездатному стані необхідно щороку витрачати на придбання комплектуючих щонайменше **7,5** тис. грн. Крім того на проведення капітального ремонту трьох обмоткового трансформатора 110/35/10 кВ необхідно витратити щонайменше 5,0 млн.грн. Періодичність таких ремонтів складає 10 років, тобто, в середньому необхідно **500 тис. грн**. на рік. Виконання таких ремонтів потребує кваліфікованого персоналу, спеціального обладнання та механізмів. Для виконання якісного ремонту трансформатора необхідно виконати значний обсяг робіт. Найбільш трудомісткими та затратними роботами при капітальному ремонту є:

Заміна високовольтних вводів 35-110 кВ,

Ремонт або заміна розширювача,

Ремонт системи охолодження,

Ремонт приводу РПН,

Ремонт, сушіння та герметизація активної частини,

Ремонт трансформаторів струму,

Ремонт інших вузлів трансформатора.

Але при значних затратах на капітальний ремонт не можливо повністю відновити характеристики трансформатора.

**Зниження потенційних очікуваних збитків (пп. 1.1.5.1.1, 1.1.5.1.2, 1.1.5.2.1.)**

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;

**Тр –** час ремонту;

**Na –** середній тариф за спожиту електроенергію.

Результати розрахунків **економічного ефекту від зниження операційних витрат та зниження потенційних очікуваних збитків при заміні силових трансформаторів наведено в таблиці загального е**кономічного ефекту від впровадження заходів інвестиційної програми на 2018 рік.

Загальний економічний ефект від впровадження заходів інвестиційної програми на 2018 рік по пп. 1.1.5.1.1, 1.1.5.1.2, 1.1.5.2.1, 1.1.5.2.2.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Найменування заходу | Вартість заходу усього, тис. грн(без ПДВ) | Оприбуткування зворотних матеріалів | Сукупний економічний ефектвід впровадження заходу за **2017** рік\*, тис.грн(без ПДВ) | Окупність, роки | Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ) |
| Зниження ТВЕ | Зниження операційних витрат | Зниження потенційних очікуваних збитків\*\* |
| 1 | 2 | 3 | 4=6+7+8 | 5=(2-3)/4 | 6 | 7 | 8 |
| 1 | Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ "Городська" в м. Ніжин Чернігівської області (3 черга) | 10 259,73 | 500 | 5 208,30 | 1,8 | 174,51 | 307,3 | 3554,6 |
| 2 | Технічне переоснащення ПС 110/35/10 кВ "Козелець" в м. Козелець Чернігівської області (3черга) | 3 994,74 | 700,00 | 1 644,57 | 2,0 | 65,37 | 510,3 | 643,9 |
| 3 | Технічне переоснащення ПС 110/35/10 кВ "Ріпки" в смт. Ріпки, Чернігівської області (1-2 черга) | 28 566,64 | 1400 | 5 787,21 | 4,6 | 448 | 1020,4 | 988,34 |
| 4 | Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ "Б. Гать" в с. Березова гать, Н. Сіверського району, Чернігівської області (1 черга) | 4122,6 | 303,24 | 388,21 | 9,84 | 33,13 | 217,94 | 137,14 |
| \* Економічний ефект розраховується виключно для заходів, які будуть введені в промисловуексплуатацію протягом 2018 року. |
| \*\* Зниження потенційних очікуваних збитків розраховується як різниця між добутками ймовірності збитку та величини збитку при старому та новому обладнанні відповідно. |

**1.1.5.2.3 Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ "Варва"**

**смт. Варва Чернігівської області (2 черга).**

 Рік введення в експлуатацію підстанції 1984р. Значна частина основного силового обладнання вже вичерпала свій моральний та фізичний ресурс.

 В інвестиційній програмі 2018 року передбачене фінансування виготовлення технічного переоснащення ПС 35/10 кВ «Варва» в смт.Варва Чернігівської області.

 Проектом другої черги технічного переоснащення передбачено:

* заміну масляного вимикача 35 кВ Т-2 на вакуумний вимикач 35 кВ,
* заміна шинного роз’єднувача Т-2 на сучасний роз’єднувач 35 кВ з ручним приводом,
* монтаж комплекту трансформаторів струму 35 кВ приєднання Т-2,
* заміна шинного мосту 35 кВ приєднання Т-2,
* демонтаж старих кабельних каналів та монтаж нових під обладнання, що монтується.

Загальна вартість реалізації **технічного переоснащення ПС 35/10 кВ «Варва»** в смт. Варва Чернігівської області (2 черга), згідно кошторису складає **1 361,33** тис.грн. без ПДВ.

|  |
| --- |
| **Розрахунок економічного ефекту від заміни масляних вимикачів 35 кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ на ПС «Варва»** ***Витрати на обслуговування масляного вимикача*** |
| Витрати на капітальний ремонт масляних вимикачів з врахуванням заміни масла: |
|

|  |
| --- |
|  |

 |  |  |  |
|  |  |  |  |
| Св = 7 580 грн – вартість капітального ремонту одного вимикача (без врахування витрат на заміну трансформаторної оливи)  |  |  |  |
| Cм = 60 грн – вартість 1 кг масла  |
| М, кг – норма масла на один вимикач, (маса масла вимикача МКП-110 – 8 000 кг).  |
| n, шт – кількість вимикачів |
| Су = 3,6 грн – витрати на утилізацію 1 кг масла  |
|

|  |
| --- |
| С2 = n\*1975 грн - витрати на поточний ремонт у рік |

 |  |  |  |
| Сумарні витрати на обслуговування масляних вимикачів: |  |
|  **ΣС= C1+C2** |
| ***Витрати на обслуговування вакуумного вимикача*** |
| Витрати на поточне обслуговування вакуумних вимикачів: |
|  **С3 = З\*n**, |  |  |  |
| де: З = 600 грн – затрати на поточне обслуговування з з/п персоналу в рік; |  |  |  |
| n – кількість вимикачів. |
| Економія витрат на річне обслуговування: |
| **Eр=B\*n-C3** |  |  |  |
| де: В = 25 000 – вартість матеріалів, отриманих від демонтажу 1 масляного вимикача;  |  |  |  |
| С3 – витрати на поточне обслуговування вакуумних вимикачів;  |
| n – кількість вимикачів. |
| Загальна економія на ремонті: |
| **Ез=Ер+ΣС**, |  |  |  |
| де: Ер – економія на витрати на ремонти за рік;  |
| С – витрати на капітальний та поточний ремонт масляних вимикачів з врахуванням заміни масла. |
| Економія від впровадження вакуумних вимикачів: |
| **Ее=W\*Т+Ез**, |  |  |  |
| де: Т = 1,59 грн/кВт\*год – тариф на електроенергію;  |  |  |  |
| W – річна економія електричної енергії при заміні масляних вимикачів на вакуумні з модернізацією захисту; |
| Eз – загальна економія на ремонті. |

Економічний ефект від заміни масляного вимикача 35 кВ на вакуумний наведено в таблиці:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Назва підстанції** | **n, шт.** | **Витрати електричної енергії на роботу, кВт\*год** | **W, кВт\*год** |
| **Масляні вимикачі** | **Вакуумнівимикачі** |
| **W1** | **W2** | **ΣW** | **W3** |
| Варва | 1 | 4 488 | 1 080 | 5 568 | 2 244 | 3 324 |
|  |
|  |
| **Назва підстанції** | **Витрати на ремонт та обслуговування вимикачів** | **Ер, грн** | **Ез, грн** | **Ее, грн** |
| **МасляніС1, грн** | **Масляні С2, грн** | **Масляні ΣС, грн** | **ВакуумніС3, грн** |
|
| Варва | 10 357,39 | 1 500,60 | 11 857,99 | 200 | 14 073,00 | 25 930,99 | 30 624,48 |

***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;

**Тр –** час ремонту;

**Na –** середній тариф за спожиту електроенергію.

Загальний економічний ефект від впровадження заходу наведено в таблиці:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Найменування заходу | Вартість заходу усього, тис. грн(без ПДВ) | Оприбуткування зворотних матеріалів | Сукупний економічний ефектвід впровадження заходу за **2017** рік\*, тис.грн(без ПДВ) | Окупність, роки |
| 1 | 2 | 3 | 4=6+7+8 | 5=(2-3)/4 |
| 1 | Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ "Варва" смт. Варва Чернігівської області (2 черга) | 1600 | 10 | 169,07 | 9,4 |

|  |  |
| --- | --- |
| № | Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ) |
| Зниження ТВЕ | Зниження операційних витрат | Зниження потенційних очікуваних збитків\*\* |
| 6 | 7 | 8 |
| 1 | - | 11,86 | 157,21 |

**1.1.5.2.4 – 1.1.5.2.12 Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ «Патюти» в с. Патюти, Козелецького району, Чернігівської області, Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ «Мрин» в с. Мрин, Носівського району, Чернігівської області, Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ «Кукшин» в с. Кукшин, Ніжинського району, Чернігівської області, Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ «Петрівське» в с. Петрівське, Козелецького району, Чернігівської області, Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ "Феськівка" в с.Феськівка, Менського району, Чернігівської області,Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ «ЗСМ» в м.Корюківка, Чернігівської області,Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ "Головеньки" в с.Головеньки, Борзнянського району, Чернігівської області,Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ "Ядути" в с.Ядути, Борзнянського району, Чернігівської області,Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ "Коломійцівка" в с.Коломійцівка, Носівського району, Чернігівської області,**

**Заміна вимикачів 10 кВ**

Інвестиційною програмою на 2018 рік передбачається заміну **68 шт**. застарілих вимикачів 10 кВ на вакуумні підрядним способом на загальну суму **18 457,23 тис.грн. без ПДВ** на наступних підстанціях:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Назва підстанції | Тип вимикача | Кільк. | Рік встанов. | Тип комірки |
| 1 | ПС 35/10 кВ «Коломійцівка» | ВМГ-10 | 7 | 1984 | КРН-ІІІ |
| 2 | ПС 35/10 кВ «Мрин» | ВМГ-10, ВМП-10,ВМГ-133 | 9 | 1970 | КРН-ІІ, КРН-ІІІ |
| 3 | ПС 35/10 кВ «Головеньки» | ВМП-10,ВМГ-133 | 8 | 1970 | КРН-ІІІ, КРН-10,КВГН-ІІІ |
| 4 | ПС 35/10 кВ «Кукшин» | ВМП-10/630 | 4 | 1984 | КРН-ІІІ |
| 5 | ПС 35/10 кВ «Ядути» | ВМП-10,ВМГ-133 | 7 | 1969 | КРН-ІІ, КРН-ІІІ |
| 6 | ПС 35/10 кВ «ЗСМ» | ВМП-10 | 9 | 1980 | КРН-ІІІ |
| 7 | ПС 35/10 кВ «Патюти» | ВМП-10,ВВВ-10 | 8 | 1974 | КРН-ІІІ |
| 8 | ПС 35/10 кВ «Петрівське» | ВМГ-10 | 6 | 1973 | КРН-ІІІ |
| 9 | ПС 35/10 кВ «Феськівка» | ВМГ-10 | 10 | 1976 | КРН-ІІІ |
|  | **Всього** |  | **68** |  |  |

**Економічний ефект від заміни масляних вимикачів 10 кВ на вакуумні вимикачі розраховується на основі співвідношення витрат електроенергії на роботу та витрат на обслуговування:**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **W1, кВт\*год** | Середнє споживання енергії на обігрів схем РЗА однієї комірки 10 кВ |  |  |
|  | **W1 = P х Tн**, де: |  |  |  |  |  |
|  | Р = 0,5 кВт – середнє споживання енергії на обігрів однієї комірки зі схемою РЗА. |  |
|  | Т=4488 год – число годин роботи нагрівних елементів |  |  |  |
| **W2, кВт\*год** | Енергія, що споживається елементами РЗА |  |  |  |  |
|  | **W2 = P х Tв**, де: |  |  |  |  |  |
|  | Тв = 8760 год – число годин використання в рік; |  |  |  |  |
|  | Р=37,28 Вт – споживання електричної енергії елементами РЗА приєднання 10 кВ  |  |
| **W3, кВт\*год** | Споживання електроенергії на обігрів вимикачів і їх приводів. |  |  |  |
|  | **W3= P х Tп**, де: |  |  |  |  |  |
|  | P=2 кВт – споживання енергії на обогрів масляних вимикачів та їх приводів |  |  |
|  | Tп=4488 год – число годин роботи нагрівних елементів |  |  |  |
| **ΣW, кВт\*год** | Сумарне споживання електроенергії  |  |  |  |  |  |
|  | **ΣW=W1+W2+W3** |  |  |  |  |  |
| **W4, кВт\*год** | Споживання електричної енергії на роботу вакуумних вимикачів 10 кВ |  |  |
|  | **W1 = P х Tн**, де: |  |  |  |  |  |
|  | Р = 3 Вт – споживання енергії реле |  |  |  |  |  |
|  | Т=8760 год – число годин роботи реле |  |  |  |  |  |
| **W, кВт\* год** | Річна економія електричної енергії при заміні масляних вимикачів на вакуумні з модернізацією захисту |
|  | **W=ΣW-W4** |  |  |  |  |  |
| **∆Ph, кВт\*год** | Втрати енергії в лініях при ремонті вимикачів які вийшли з ладу |  |  |  |
|  |

|  |
| --- |
| **∆Рh=** |

 | **\*t\*n** |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |
|  | R0 =0,75 Ом/км – питомий активний опір проводу |  |  |  |  |
|  | l = 20 км – довжина лінії |  |  |  |  |  |
|  | І = 20 А – струм основної лінії |  |  |  |  |  |
|  | Ірез = 20 А – струм резервної лінії |  |  |  |  |  |
|  | n – кількість вимикачів |  |  |  |  |  |
|  | t = 88 год – число годин необхідне для оперативних перемикань та ремонту вимикачів |  |

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **С1, грн** | Витрати на капітальний ремонт масляних вимикачів з врахуванням заміни масла |  |  |
|  |

|  |
| --- |
|  |

 |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Св = 2000 грн – вартість капітального ремонту одного вимикача (без врахування витрат на заміну трансформаторної оливи)  |
|  | Cм = 43 грн – вартість 1 кг масла  |  |  |  |  |  |  |
|  | М, кг – норма масла на один вимикач  |  |  |  |  |
|  | n, шт – кількість вимикачів |  |  |  |  |  |  |
|  | Су = 1,25 грн – витрати на утилізацію 1 кг масла  |  |  |  |  |
| **С2, грн** |

|  |
| --- |
| Затрати на поточне обслуговування вакуумних вимикачів |

 |  |  |  |  |  |  |  |
|  | **С2 = З\*n**, де: |  |  |  |  |  |  |  |
|  | З = 400 грн – затрати на поточне обслуговування з з/п персоналу в рік |  |  |  |
|  | n – кількість вимикачів |  |  |  |  |  |  |
| **Ер, грн** | Економія на витрати на ремонти за рік  |  |  |  |  |
|  | **Eр=B\*n-C2**, де: |  |  |  |  |  |  |  |
|  | В = 1200 – вартість матеріалів, отриманих від демонтажу 1 масляного вимикача  |  |  |
|  | С2 – затрати на поточне обслуговування вакуумних вимикачів  |  |  |  |
|  | n – кількість вимикачів |  |  |  |  |  |  |
| **Ез, грн** | Загальна економія на ремонті |  |  |  |  |  |  |
|  | **Ез=Ер+С1**, де: |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Ер – економія на витрати на ремонти за рік  |  |  |  |  |
|  | С1 – витрати на капітальний ремонт масляних вимикачів з врахуванням заміни масла |  |  |
| **Ее,грн** | Економія електроенергії від впровадження вакуумних вимикачів |  |  |  |
|  | **Ее=(∆Ph+W)\*Т+Ез**, де: |  |  |  |  |  |  |
|  | Т = 1,412 грн/кВт\*год – тариф на електроенергію  |  |  |  |  |
|  | ∆Ph – втрати енергії в лініях при ремонті вимикачів які вийшли з ладу |  |  |  |
|  | W – річна економія електричної енергії при заміні масляних вимикачів на вакуумні з модернізацією захисту |
|  | Eз – загальна економія на ремонті |  |  |  |  |  |  |
| **С1, грн** | Витрати на капітальний ремонт масляних вимикачів з врахуванням заміни масла |  |  |
|  |

|  |
| --- |
|  |

 |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Св = 2000 грн – вартість капітального ремонту одного вимикача (без врахування витрат на заміну трансформаторної оливи)  |
|  | Cм = 43 грн – вартість 1 кг масла  |  |  |  |  |  |  |
|  | М, кг – норма масла на один вимикач  |  |  |  |  |
|  | n, шт – кількість вимикачів |  |  |  |  |  |  |
|  | Су = 1,25 грн – витрати на утилізацію 1 кг масла  |  |  |  |  |
| **С2, грн** |

|  |
| --- |
| Затрати на поточне обслуговування вакуумних вимикачів |

 |  |  |  |  |  |  |  |
|  | **С2 = З\*n**, де: |  |  |  |  |  |  |  |
|  | З = 400 грн – затрати на поточне обслуговування з з/п персоналу в рік |  |  |  |
|  | n – кількість вимикачів |  |  |  |  |  |  |
| **Ер, грн** | Економія на витрати на ремонти за рік  |  |  |  |  |
|  | **Eр=B\*n-C2**, де: |  |  |  |  |  |  |  |
|  | В = 1200 – вартість матеріалів, отриманих від демонтажу 1 масляного вимикача  |  |  |
|  | С2 – затрати на поточне обслуговування вакуумних вимикачів  |  |  |  |
|  | n – кількість вимикачів |  |  |  |  |  |  |
| **Ез, грн** | Загальна економія на ремонті |  |  |  |  |  |  |
|  | **Ез=Ер+С1**, де: |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Ер – економія на витрати на ремонти за рік  |  |  |  |  |
|  | С1 – витрати на капітальний ремонт масляних вимикачів з врахуванням заміни масла |  |  |
| **Ее,грн** | Економія електроенергії від впровадження вакуумних вимикачів |  |  |  |
|  | **Ее=(∆Ph+W)\*Т+Ез**, де: |  |  |  |  |  |  |
|  | Т = 1,412 грн/кВт\*год – тариф на електроенергію  |  |  |  |  |
|  | ∆Ph – втрати енергії в лініях при ремонті вимикачів які вийшли з ладу |  |  |  |
|  | W – річна економія електричної енергії при заміні масляних вимикачів на вакуумні з модернізацією захисту |
|  | Eз – загальна економія на ремонті |  |  |  |  |  |  |

Підсумки розрахунків наведі в таблиці:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Назва підстанції** | **n, шт.** | **Витрати електричної енергії на роботу, кВт\*год** | **W, кВт\*год** |
| **Масляні вимикачі** | **Вакуумнівимикачі** |
| **W1** | **W2** | **W3** | **ΣW** | **W4** |
| Феськівка | 10 | 2 244,00 | 326,57 | 8 976,00 | 115 465,73 | 262,80 | 115 202,93 |
| Коломийцівка | 7 | 2 244,00 | 326,57 | 8 976,00 | 80 826,01 | 183,96 | 80 642,05 |
| Мрин | 9 | 2 244,00 | 326,57 | 8 976,00 | 103 919,16 | 236,52 | 103 682,64 |
|  Головеньки | 8 | 2 244,00 | 326,57 | 8 976,00 | 92 372,58 | 210,24 | 92 162,34 |
|  Кукшин | 4 | 2 244,00 | 326,57 | 8 976,00 | 46 186,29 | 105,12 | 46 081,17 |
|  Ядути | 7 | 2 244,00 | 326,57 | 8 976,00 | 80 826,01 | 183,96 | 80 642,05 |
|  ЗСМ  | 9 | 2 244,00 | 326,57 | 8 976,00 | 103 919,16 | 236,52 | 103 682,64 |
|  Патюти  | 4 | 2 244,00 | 326,57 | 8 976,00 | 46 186,29 | 105,12 | 46 081,17 |
|  Петрівське  | 6 | 2 244,00 | 326,57 | 8 976,00 | 69 279,44 | 157,68 | 69 121,76 |

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Назва підстанції** | **∆Ph, кВт/год** | **Витрати на ремонт та обслуговування вимикачів** | **Ер, грн** | **Ез, грн** | **Ее, грн** |
| **МасляніС1, грн** | **ВакуумніС2, грн** |
| Феськівка | 3 336,96 | 5 475,00 | 4 000,00 | 8 000,00 | 13 475,00 | 180 853,32 |
| Коломийцівка | 2 335,87 | 3 832,50 | 2 800,00 | 5 600,00 | 9 432,50 | 126 597,33 |
| Мрин | 3 003,26 | 4 927,50 | 3 600,00 | 7 200,00 | 12 127,50 | 162 767,99 |
| Головеньки | 2 669,57 | 4 380,00 | 3 200,00 | 6 400,00 | 10 780,00 | 144 682,66 |
| Кукшин | 1 334,78 | 2 190,00 | 1 600,00 | 3 200,00 | 5 390,00 | 72 341,33 |
| Ядути | 2 335,87 | 3 832,50 | 2 800,00 | 5 600,00 | 9 432,50 | 126 597,33 |
| ЗСМ | 3 003,26 | 4 927,50 | 3 600,00 | 7 200,00 | 12 127,50 | 162 767,99 |
| Патюти | 1 334,78 | 2 190,00 | 1 600,00 | 3 200,00 | 5 390,00 | 72 341,33 |
| Петрівське | 2 002,18 | 3 285,00 | 2 400,00 | 4 800,00 | 8 085,00 | 108 511,99 |

* 1. **ІНШЕ**

**1.2.1, 1.2.4, 1.2.5, 1.2.6 «Техніко-економічне обгрунтування щодо визначення доцільності підвищення енергоефективності роботи розподільчих мереж шляхом їх реконфігурації з автоматизацією та переходом на ступінь напруги 20 кВ розподільчих електричних мереж напругою 10 кВ» та «Розробка ТЕО "Реконструкція електричних мереж ПАТ "ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО" з переведенням класу напруги 10кВ на клас напруги 20кВ"».**

Мережі рівня напруги 20 кВ успішно застосовуються у багатьох країнах світу, зокрема в Чехії, Словаччині, Франції, Фінляндії, Польщі, Японії, Німеччині тощо. Переведення електричної мережі на рівень напруги 20 кВ із зміною конфігурації максимально ефективне при одночасній автоматизації цієї мережі та реконструкції систем обліку та дозволить:

* передавати більшу потужність без зміни перетину проводів;
* знизити технологічні витрати електроенергії при її транспортуванні;
* знизити загальну довжину ліній 0,4 кВ та втрат в ній за рахунок використання щоглових КТП 20/0,4 кВ;
* реконструювати мережі із застосуванням сучасного, більш надійного обладнання в габаритах існуючого; ізольованого проводу (СІП-3) та кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену; розподільних трансформаторів з магнітопроводами з аморфної сталі із меншими втратами холостого ходу;
* зменшити недовідпуск електричної енергії шляхом автоматизації мереж, зокрема встановленням реклоузерів для секціонування мереж;
* збереження охоронних зон повітряних ліній електропередачі (для ПЛ до 20 кВ охоронна зона складає 10 метрів);
* усунути дефіцит потужності в центрах живлення;
* створити можливість підключення розподіленої генерації;
* покращити показники якості електропостачання SAIDI та SAIFI за рахунок підвищення надійності роботи електрообладнання , за умови одночасної зміни режиму

роботи заземлення нейтралі, відключення однофазного замикання, автоматизації мереж, що в свою чергу, призведе до зменшення витрат на ремонт та експлуатацію мереж.

Відповідно до протокольного рішення наради щодо зменшення втрат в розподільчих мережах 6(10) кВ шляхом переходу на більш високий клас напруги 20 кВ зі зміною конфігурації мережі та концептуальних підходів до автоматизації розподільчої мережі та систем обліку електричної енергії, яка відбулась 18.07.2016, в інвестиційній програмі 2018 року передбачені кошти на розробку:

**-** ТЕО щодо визначення доцільності підвищення енергоефективності роботи розподільчих мереж шляхом їх реконфігурації з автоматизацією та переходом на ступінь напруги 20 кВ розподільчих електричних мереж напругою 10 кВ Козелецького району Чернігівської області в обсязі **2 735,51 тис. грн. без ПДВ;**

**-** ТЕО щодо визначення доцільності підвищення енергоефективності роботи розподільчих мереж шляхом їх реконфігурації з автоматизацією та переходом на ступінь напруги 20 кВ розподільчих електричних мереж напругою 10 кВ Ніжинського району Чернігівської області в обсязі **3 163,57** **тис. грн. без ПДВ;**

- Техніко-економічне обгрунтування щодо визначення доцільності 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 в обсязі **455,80 тис. грн. без ПДВ;**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Етапи | 2017 рік, місяць | 2018 рік, місяць |
| 10 | 11 | 12 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Виготовлення ПКД | Х | Х | X | Х | Х | Х | Х |  |  |
| Погодження ПКД |  |  |  |  |  |  |  | Х | Х |

- Техніко-економічне обґрунтування щодо визначення доцільності 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 в обсязі **609,34 тис. грн. без ПДВ;**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Етапи | 2017 рік, місяць | 2018 рік, місяць |
| 10 | 11 | 12 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Виготовлення ПКД | Х | Х | Х | Х | Х | Х | Х |  |  |
| Погодження ПКД |  |  |  |  |  |  |  | Х | Х |

* + 1. **Проектні роботи з реконструкції ПЛ 10 кВ ТП 22 РП 2**

**в м. Чернігів, Чернігівської області.**

 ПЛ 10 кВ ТП 22 РП 2 введена в експлуатацію 1974 р. Побудована переважно на дерев’яних опорах із з/б приставками з використанням голих проводів марки А-70 Загальна протяжність **0,654 км**.

На 01.01.2017 року технічний стан мереж характеризується як незадовільний. Деякі ділянки даної ПЛ потребують винесення опор із присадибних ділянок, з метою дотримання вимог Правил охорони електричних мереж.

На виготовлення **проектні роботи з реконструкції ПЛ 10 кВ ТП 22 РП 2** в м. Чернігів, Чернігівської області інвестиційною програмою 2018 року передбачено **29,27 тис. грн. без ПДВ.**

* + 1. **Проектні роботи з реконструкції КЛ 10 кВ «ТП-299-ТП-473»**

**в м. Чернігів, Чернігівської області.**

 КЛ 10 кВ «ТП-299-ТП-473» введена в експлуатацію 1986 р. Виконана кабелем ААШв-10 3х120. Загальна протяжність **0,43 км**. На КЛ встановлено 21 з’єднувальних муфт.

На 01.01.2017 року технічний стан мереж характеризується як незадовільний.

На виготовлення **проектні роботи з реконструкції КЛ 10 кВ «ТП-299-ТП-473»** в

м. Чернігів, Чернігівської області інвестиційною програмою 2018 року передбачено **28,36 тис. грн. без ПДВ.**

* + 1. **Проектні роботи з реконструкції КЛ 0,4 кВ**

**«ТП 7 Исторический факультет пединститута»**

**в м. Чернігів, Чернігівської області.**

 КЛ 0,4 кВ «ТП 7 Исторический факультет пединститута» введена в експлуатацію 1981 р. Виконана кабелем АСБ 3х50 мм2. Загальна протяжність **0,37 км**. На КЛ встановлено 9 з’єднувальних муфт.

На 01.01.2017 року технічний стан мереж характеризується як незадовільний.

На виготовлення **проектні роботи з реконструкції КЛ 0,4 кВ «ТП7 Исторический факультет пединститута»** в м. Чернігів, Чернігівської області інвестиційною програмою 2018 року передбачено **24,06 тис. грн. без ПДВ.**

* + 1. **Проектні роботи з реконструкції КЛ 0,4 кВ «ТП 32 Шевченко 22 Л-ІІ»**

**в м. Чернігів, Чернігівської області.**

 КЛ 0,4 кВ «ТП 32 Шевченко 22 Л-ІІ» введена в експлуатацію 1965 р. Виконана кабелем АСБ 3х70+1х35 мм2. Загальна протяжність **0,371 км.** На КЛ встановлено 16 з’єднувальних муфт.

На 01.01.2017 року технічний стан мереж характеризується як незадовільний.

На виготовлення **проектні роботи з реконструкції КЛ 0,4 кВ «ТП 32 Шевченко 22 Л-П»** в м. Чернігів, Чернігівської області інвестиційною програмою 2018 року передбачено **24,12 тис. грн. без ПДВ.**

**1.2.9 Проектні роботи з реконструкції КЛ 0,4 кВ «ТП 173 Щорса 51,**

**общ.ТЕЦ Л-І» в м. Чернігів, Чернігівської області.**

 КЛ 0,4 кВ «ТП 173 Щорса 51, общ.ТЕЦ Л-І» введена в експлуатацію 1976 р. Виконана кабелем ААШв 3х120 мм2. Загальна протяжність **0,34 км**. На КЛ встановлено 23 з’єднувальних муфт. На 01.01.2017 року технічний стан мереж характеризується як незадовільний.

На виготовлення **проектні роботи з реконструкції КЛ 0,4 кВ «ТП 173 Щорса 51, общ.ТЕЦ Л-І»** в м. Чернігів, Чернігівської області інвестиційною програмою 2018 року передбачено **23,83 тис. грн. без ПДВ.**

* + 1. **Проектні роботи з реконструкції КЛ 0,4 кВ «ТП 224 Стахановцев,18»**

**в м. Чернігів, Чернігівської області.**

 КЛ 0,4 кВ «ТП 224 Стахановцев,18» введена в експлуатацію 1981 р. Виконана кабелем АПВГ 3х50+1х25 мм2. Загальна протяжність **0,19 км**. На КЛ встановлено 10 з’єднувальних муфт.

На 01.01.2017 року технічний стан мереж характеризується як незадовільний.

На виготовлення **проектні роботи з реконструкції КЛ 0,4 кВ «ТП 224 Стахановцев 18»** в м. Чернігів, Чернігівської області інвестиційною програмою 2018 року передбачено **20,50 тис. грн. без ПДВ.**

* + 1. **Проектні роботи з реконструкції КЛ-0,4 кВ ЗТП-7 пр. Нарсуд №1,**

**КЛ-0,4 кВ ЗТП-7 пр. Нарсуд №2**

**в Прилуцькому районі, Чернігівської області**.

КЛ-0,4 кВ ЗТП-7 пр. Нарсуд №1, КЛ-0,4 кВ ЗТП-7 пр. Нарсуд №2 введена в експлуатацію 1986 р. Виконана кабелем АПВГ-3х50+1х25 мм2. Загальна протяжність **0,54 км.** На КЛ встановлено 3 з’єднувальних муфт.

 На 01.01.2017 року технічний стан мереж характеризується як незадовільний.

На виготовлення **проектні роботи з реконструкції КЛ 0,4 кВ «ЗТП-7 пр. Нарсуд №1,**

**КЛ-0,4 кВ ЗТП-7 пр. Нарсуд №2»** в Прилуцькому районі, Чернігівської області інвестиційною програмою 2018 року передбачено **39,75 тис. грн. без ПДВ.**

* + 1. **Проектні роботи з реконструкції КЛ-0,4 кВ ЗТП-159 пр. ж/б**

**вул.. Костянтинівська 98 №1, КЛ-0,4 кВ ЗТП-159**

**пр. вул. Костянтинівська 98**

**№2 Прилуцькому районі, Чернігівської області.**

КЛ-0,4 кВ ЗТП-159 пр. ж/б вул.. Костянтинівська 98 №1, КЛ-0,4 кВ ЗТП-159 пр. вул. Костянтинівська 98 №2 введена в експлуатацію 1995 р. Виконана кабелем ААШву-3х70 мм2. Загальна протяжність **0,16 км.**

На 01.01.2017 року технічний стан мереж характеризується як незадовільний.

На виготовлення **проектні роботи з реконструкції КЛ 0,4 кВ «ЗТП-159 пр. ж/б вул.. Костянтинівська 98 №1, КЛ-0,4 кВ ЗТП-159 пр. вул. Костянтинівська 98 №2»** в Прилуцькому районі, Чернігівської області інвестиційною програмою 2018 року передбачено **21,42 тис. грн. без ПДВ.**

* + 1. **Проектні роботи з реконструкції КЛ-0,4 кВ ЗТП-174 пр. ж/б**

**вул. Пушкіна, 76, КЛ-0,4 кВ ЗТП-174 пр. вул. Пушкіна, 78**

**в Прилуцькому районі, Чернігівської області.**

КЛ-0,4 кВ ЗТП-174 пр. ж/б вул.. Пушкіна, 76, КЛ-0,4 кВ ЗТП-174 пр. вул.. Пушкіна, 78 введена в експлуатацію 1975 р. Виконана кабелем АВВГ-3х35+1х25 мм2. Загальна протяжність **0,45 км**. На КЛ встановлено 2 з’єднувальних муфт.

На 01.01.2017 року технічний стан мереж характеризується як незадовільний.

На виготовлення **проектні роботи з реконструкції КЛ 0,4 кВ «ЗТП-174 пр. ж/б вул.. Пушкіна, 76, КЛ-0,4 кВ ЗТП-174 пр. вул. Пушкіна, 78»** в Прилуцькому районі, Чернігівської області інвестиційною програмою 2018 року передбачено **27,80 тис. грн. без ПДВ.**

**1.2.14 – 1.2.17 Проектні роботи з реконструкції ПС 110/10 кВ "Машево" в с. Машево, Семенівського району, Чернігівської області (1-2 черга), ПС 110/10 кВ "Томашівка" в с. Томашівка Ічнянського району, Чернігівської області (1-2 черга), ПС 35/6 кВ "Ладан" в смт. Ладан, Прилуцького району, Чернігівської області (1-2 черга), з реконструкції мереж 0,4-10 кВ від ПС "Машево" з метою підвищення енергоефективності електричних розподільних мереж в Семенівському районі Чернігівської області 1-2 черга.**

В інвестиційній програмі на 2018 рік планується виконати остаточні рахунки по вищевказаним об’єктам. На всі заходи планується виділити **691,92** тис. грн. без ПДВ. ПАТ «Чернігівобленерго» в першому півріччі 2017 року виконало техніко-економічне обґрунтування щодо визначення доцільності підвищення енергоефективності роботи розподільчих мереж шляхом іх реконфігурації з автоматизацією та переходом на ступінь напруги 20 кВ розподільчих електричних мереж напругою 6-10 кВ при реконструкції ПС 110 кВ «Машево», «Томішівка» та ПС 35 кВ «Ладан».

**1.2.17** Проектні роботи з реконструкції ПС 110/10 кВ «Машево» з метою створення центру живлення 20 кВ в с. Машево Семенівського району Чернігівської області (1-2 черга) вартістю **544,053** тис. грн. без ПДВ. В 2017 році розпочато роботи з проектування. Сплачено аванс в розмірі 80% від загальної вартості робіт. Роботи планується виконати згідно графіку та закінчити в 2018 році. Захід є перехідним, закінчення робіт (освоєння коштів) та остаточний розрахунок планується в 2018 році за рахунок інвестиційної програми на 2018 рік.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Етапи | 2017 рік, місяць | 2018 рік, місяць |
| 9 | 10 | 11 | 12 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Виготовлення ПКД |  |  | Х | Х | Х | Х | Х |  |  |
| Погодження ПКД |  |  |  |  |  |  | Х | Х |  |
| Проходження експертизи |  |  |  |  |  |  |  |  | Х |

Інвестиційною програмою 2018 року планується дофінансувати захід в сумі **108,81** тис. грн.

**1.2.16** Проектні роботи з реконструкції ПС 110/10 кВ "Томашівка" з метою створення центру живлення 20 кВ в с. Томашівка Ічнянського району, Чернігівської області 1-2 черга вартістю **733,561** тис. грн. без ПДВ. В 2017 році були розпочаті роботи з проектування. Сплачено аванс в розмірі 80% від загальної вартості робіт. Роботи плануються виконати згідно графіку та закінчити в 2018 році. Захід є перехідним, закінчення робіт (освоєння коштів) та остаточний розрахунок планується в 2018 році за рахунок інвестиційної програми на 2018 рік.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Етапи | 2017 рік, місяць | 2018 рік, місяць |
| 9 | 10 | 11 | 12 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Виготовлення ПКД |  |  | Х | Х | Х | Х | Х |  |  |
| Погодження ПКД |  |  |  |  |  |  | Х | Х |  |
| Проходження експертизи |  |  |  |  |  |  |  |  | Х |

Інвестиційною програмою 2018 року планується дофінансувати захід в сумі **146,71** тис. грн.

**1.2.17** Проектні роботи з реконструкції ПС 35/6 кВ "Ладан" з метою створення центру живлення 20 кВ в смт. Ладан, Прилуцького району, Чернігівської області 1-2 черга вартістю **720,00** тис. грн. без ПДВ. В 2017 році були розпочаті роботи з проектування. Сплачено аванс в розмірі 80% від загальної вартості робіт. Захід є перехідним, закінчення робіт (освоєння коштів) та остаточний розрахунок планується в 2018 році за рахунок інвестиційної програми на 2018 рік.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Етапи | 2017 рік, місяць | 2018 рік, місяць |
| 9 | 10 | 11 | 12 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Виготовлення ПКД |  |  | Х | Х | Х | Х | Х |  |  |
| Погодження ПКД |  |  |  |  |  |  | Х | Х |  |
| Проходження експертизи |  |  |  |  |  |  |  |  | Х |

Інвестиційною програмою 2018 року планується дофінансувати захід в сумі **144,00** тис. грн.

**1.2.18** Проектні роботи з реконструкції мереж 0,4-10 кВ від ПС "Машево" з метою підвищення енергоефективності електричних розподільних мереж в Семенівському районі Чернігівської області 1-2 черга вартістю **1 101,97** тис. грн. без ПДВ. В 2017 році були розпочаті роботи з проектування. Сплачено аванс в розмірі 80% від загальної вартості робіт. Захід є перехідним, закінчення робіт (освоєння коштів) та остаточний розрахунок планується в 2018 році за рахунок інвестиційної програми на 2018 рік.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Етапи | 2017 рік, місяць | 2018 рік, місяць |
| 9 | 10 | 11 | 12 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Виготовлення ПКД |  |  | Х | Х | Х | Х | Х |  |  |
| Погодження ПКД |  |  |  |  |  |  | Х | Х |  |
| Проходження експертизи |  |  |  |  |  |  |  |  | Х |

 Інвестиційною програмою 2018 року планується дофінансувати захід в сумі **220,39** тис. грн.

|  |
| --- |
| Економічний ефект від впровадження заходів інвестиційної програми на 2018 рік ПАТ "Чернігівобленерго" |
| № | Найменування заходу | Вартість зараза усього, тис. грн | Оприбуткуван-ня зворотних матеріалів | Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2018 рік\*, тис. грн | Окупність, роки | Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ) | Зниження потенційних очікуваних збитків\*\* |
| Зниження ТВЕ | Зниження операційних витрат | Збільшення корисного відпуску |
| ззиження витрат на матераіли та обладнання |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5=7+...+14+16 | 6=(3-4)/5 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1.1.2.2.1 | Реконструкція ПЛ-35 кВ "Козелець-Савин "  | 8 552,99 | 255,57 | 303,57 | 30,9 | - | 224,07 | 79,50 | - |
| 1.1.2.5.1 | Реконструкція ПЛ-0,4 кВ Л-Вересня 15-го, Л- Ворошилова, Л- Овдіївська від ЗТП-10 в м.Ніжин, Ніжинського району, Чернігівської області | 7 670,40 | 192,929 | 298,051 |  | 92,871 | 168,673 | 36,507 | 3,468 |
| 1.1.2.5.2 | Реконструкція ПЛ-0,4 кВ Л-Господарчий двір, Л-Міськлікарня, Л-Харчоблок від ЗТП-14 в м.Ніжин, Ніжинського району, Чернігівської області | 771,55 | 12,796 | 32,628 | 26,2 | 4,039 | 24,660 | 3,929 | 0,373 |
| 1.1.2.5.3 | Реконструкція ПЛ-0,4 кВ Л-Небесної сотні (Леніна), Л-Яворовського від ЗТП-20 в м.Ніжин, Ніжинського району, Чернігівської області | 4 164,67 | 54,642 | 134,363 | 30,4 | 12,285 | 105,300 | 16,778 | 1,594 |
| 1.1.2.5.4 | Реконструкція ПЛ-0,4 кВ Л-Шевченка від ЗТП-29 в м.Ніжин, Ніжинського району, Чернігівської області | 3 889,79 | 57,201 | 147,085 | 29,6 | 13,290 | 116,232 | 17,563 | 1,668 |
| 1.1.2.5.5 | Реконструкція ПЛ-0,4 кВ Л-Лермонтова, Л-Московська від ЗТП-84 в м.Ніжин, Ніжинського району, Чернігівської області | 5 065,44 | 84,251 | 207,577 | 17 | 19,441 | 162,267 | 25,869 | 2,457 |
| 1.1.5.1.1 | Технічне переоснащення ПС 110/35/10 кВ "Ріпки" в смт. Ріпки, Чернігівської області (1-2 черга) | 28 566,64 | 1400 | 5787,21 | 4,6 | 448 | 1020,40 | - | 988,34 |
| 1.1.5.1.2 | Технічне переоснащення ПС 110/35/10 кВ "Козелець" в м. Козелець Чернігівської області (3черга) | 13 324,27 | 700 | 1644,57 | 7,6 | 65,37 | 510,3 |  | 643,9 |
| 1.1.5.2.1 | Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ "Городська" в м. Ніжин Чернігівської області (3 черга) | 10 259,73 | 500,00 | 5208,30 | 1,8 | 174,51 | 307,30 | - | 3554,6 |
| 1.1.5.2.2 | Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ "Б. Гать" в с. Березова гать, Н. Сіверського району, Чернігівської області (1 черга) | 4 007,89 | 303,24 | 388,21 | 9,5 | 33,13 | 217,94 | 137,14 |  |
| 1.1.5.2.3 | Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ «Патюти» в с. Патюти, Козелецького району, Чернігівської області | 2 110,12 | 50,00 | 267,28 | 7,5 | 68,15 | 11,15 | 187,98 |  |
| 1.1.5.2.4 | Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ «Мрин» в с. Мрин, Носівського району, Чернігівської області | 2 643,47 | 50,00 | 304,76 | 8,5 | 150,64 | 12,12 | 142,00 |  |
| 1.1.5.2.5 | Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ «Кукшин» в с. Кукшин, Ніжинського району, Чернігівської області | 1 057,67 | 50,00 | 135,47 | 7,4 | 66,95 | 5,39 | 63,13 |  |
| 1.1.5.2.6 | Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ «Петрівське» в с. Петрівське, Козелецького району, Чернігівської області | 1 579,27 | 50,00 | 203,18 | 7,5 | 100,43 | 8,08 | 94,67 |  |
| 1.1.5.2.7 | Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ "Феськівка" в с.Феськівка, Менського району, Чернігівської області | 2 593,10 | 50,00 | 338,65 | 8,3 | 167,38 | 13,48 | 157,79 | - |
| 1.1.5.2.8 | Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ «ЗСМ» в м. Корюківка, Чернігівської області | 2 569,39 | 50,00 | 304,76 | 6,6 | 150,64 | 12,12 | 142,00 |  |
| 1.1.5.2.9 | Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ «Головеньки» в с. Головеньки, Борзнянського району, Чернігівської області  | 2 106,28 | 50,00 | 270,89 | 7,5 | 133,90 | 10,78 | 126,21 |  |
| 1.1.5.2.10 | Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ «Ядути» в с.Ядути, Борзнянського району, Чернігівської області | 1 989,88 | 50,00 | 230,75 | 8,4 | 120,77 | 8,60 | 101,38 |  |
| 1.1.5.2.11 | Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ «Коломійцівка» в с Коломійцівка , Носівського району, Чернігівської області | 1 808,04 | 50,00 | 218,20 | 8 | 113,40 | 5,33 | 99,47 |  |
| 1.1.5.2.12 | Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ Варва» в смт Варва, Чернігівської області | 1 361,33 | 50,00 | 183,15 | 7,1 | 107,44 | 3,47 | 72,24 |  |
| Усього | 96 762,39 | 3 726,38 | 15 193,33 |  | 1 397,04 | 2 745,09 | 920,209 | 993,75 |

Додаток 2.1

1. **Заходи зі зниження нетехнічних витрат електричної енергії**

**2.1 Покращення обліку електроенергії, у т.ч.:**

* + 1. **Впровадження обліку споживання електричної енергії населенням**
			1. **Придбання комплектів для винесення 1-фазних обліків на фасад будинку**
			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 структурних підрозділах.

ПАТ «Чернігівобленерго» планує продовжити роботи по виносу обліків на фасади будівель в 2018 році.

Передбачається улаштування 2000 шт. 1-фазних обліків та 300 шт. 3-фазних. На ці цілі заплановано витратити **1 538,28**  тис.грн без ПДВ. Прогнозований економічний ефект при середньому прирості споживання 30 кВт\*год, середньому тарифі для населення 1 грн без ПДВ становитиме 7840 тис.грн/рік. Витрати мають окупитися впродовж 2 років з моменту впровадження.

* + - 1. **Придбання 1-фазних електронних лічильників з PLC модулями для їх використання в АСКОЕ побутових споживачів**
			2. **Придбання 3-фазних електронних лічильників з PLC модулями для їх використання в АСКОЕ побутових споживачів**
			3. **Придбання "маршрутизаторів-концентраторів" для їх використання в АСКОЕ побутових споживачів.**

При аналізі заходів, які направлені на зниження втрат електричної енергії було виявлено, що значний ефект отримано від впровадження автоматичної системи комерційного обліку електроенергії побутових споживачів електричної енергії.

Переваги від впровадження АСКОЕ побутових споживачів є наступними:

Організаційні:

* наявність в організаційно-штатній структурі компанії спеціалізованих підрозділів та фахівців, які зможуть ефективно експлуатувати систему;
* незалежність компанії від сторонніх установ та організацій при впровадженні комплексу.

Технічні:

при впровадженні АСКОЕ товариство отримує цілий ряд суттєвих переваг в порівнянні з можливостями традиційних систем організації обліку електричної енергії:

* висока точність обліку;
* можливість контролю додаткових параметрів роботи приладів обліку (миттєве споживання потужності, накопичення за різні періоди часу даних про основні параметри, що контролюються);
* здійснення дистанційного автотестування роботоздатності системи та достовірності даних, які вона фіксує, дистанційне управління електропостачанням окремих споживачів;
* апаратна та програмна сумісність з існуючою системою АСКОЕ ПАТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО»;
* високий ступінь захисту від несанкціонованого втручання в роботу системи (захищеність від крадіжок);
* лічильники мають можливість обліковувати електроенергію в двох або трьох тарифних зонах.

Економічні:

АСКОЕ є доцільнішим від традиційних систем організації обліку спожитої електричної енергії завдяки:

* усуненню недоліків “людського” фактора;
* можливість дистанційного вимкнення/вмикання боржників, як наслідок - висока дисципліна споживачів та вчасна оплата за електроенергію.

В інвестпрограмі 2018 року планується придбання 1-фазних **12 614,00**  шт. та 3-фазних **730** шт. електронних лічильників з PLC модулями та "маршрутизаторів-концентраторів" **70** шт. для їх використання в АСКОЕ побутових споживачів, на що планується виділити кошти в сумі **19 313,50**  тис. грн без ПДВ.

За результатами «пофідерного» аналізу було вибрано наступні приєднання:

1) **Чернігівські МЕМ:**

1. Приєднання лТП-71, критерій вибору – небаланс, обсяг понаднормативних втрат складає 13,39%. АСКОЕ планується впровадити на всьому приєднанні. Заплановано встановити 5 КЗД, 4 лічильники улаштування вводів для розрахунку балансів, 755 однофазних лічильників, 55 трифазних лічильників. **Загальна сума улаштування АСКОЕ за приєднанням становить 1 312 570,00 грн**. Середньомісячний обсяг надходження електроенергії по фідеру становить 468 360 кВт\*г, розрахункові втрати – 38 862 кВт\*г, фактичний небаланс – 62 718 кВт\*г. Прогнозований економічний ефект – має окупитися впродовж 1,5 років з моменту встановлення;
2. Приєднання лРП-1-1, критерій вибору – небаланс, обсяг понаднормативних втрат складає 0,61%. АСКОЕ планується впровадити на всьому приєднанні. Заплановано встановити 7 КЗД, 6 лічильників улаштування вводів для розрахунку балансів, 1 355 однофазних лічильників, 55 трифазних лічильників. **Загальна сума улаштування АСКОЕ за приєднанням становить 2 297 960,00 грн**. Середньомісячний обсяг надходження електроенергії по фідеру становить 1 135 440 кВт\*г, розрахункові втрати – 65 637 кВт\*г, фактичний небаланс – 6 880 кВт\*г. Прогнозований економічний ефект – має окупитися впродовж 4,5 років з моменту встановлення;
3. Приєднання лРП-1-2, критерій вибору – небаланс, обсяг понаднормативних втрат складає 7,58%. АСКОЕ планується впровадити на всьому приєднанні. Заплановано встановити 10 КЗД, 9 лічильників улаштування вводів для розрахунку балансів,

1042 однофазних лічильників, 55 трифазних лічильників. **Загальна сума улаштування АСКОЕ за приєднанням становить 3 764 320,00 грн**. Середньомісячний обсяг надходження електроенергії по фідеру становить 1 101 440 кВт\*г, розрахункові втрати – 102 747 кВт\*г, фактичний небаланс – 83 441 кВт\*г. Прогнозований економічний ефект – має окупитися впродовж 3 років з моменту встановлення;

**Загальна сума, передбачена на впровадження АСКОЕ у побутових споживачів електричної енергії Чернігівських МЕМ в 2018 році, становить 7 374 850,00 тис.грн.**

2) **Чернігівський РЕМ:**

1. Приєднання ПЛ 10 кВ Л 49 Сов,Слобода, критерій вибору – відсутність вільного доступу до приладів обліку. АСКОЕ планується впровадити на всьому приєднанні. Заплановано встановити 18 КЗД, 17 лічильники улаштування вводів для розрахунку балансів, 1 198 однофазних лічильників, 55 трифазних лічильників. **Загальна сума улаштування АСКОЕ за приєднанням становить 4 290 230,00 грн**. Середньомісячний обсяг надходження електроенергії по фідеру становить 376 080 кВт\*г, розрахункові втрати – 25 711 кВт\*г, фактичний небаланс – 9 980 кВт\*г. Прогнозований економічний ефект – має окупитися впродовж 5 років з моменту встановлення;
2. Приєднання ПЛ 10 кВ Л 53 Комплекс, критерій вибору – небаланс, обсяг понаднормативних втрат складає 5,43%. АСКОЕ планується впровадити на всьому приєднанні. Заплановано встановити 4 КЗД, 3 лічильники улаштування вводів для розрахунку балансів, 310 однофазних лічильників, 55 трифазних лічильників. **Загальна сума улаштування АСКОЕ за приєднанням становить 988 540,00 грн**. Середньомісячний обсяг надходження електроенергії по фідеру становить 49 770 кВт\*г, розрахункові втрати – 5 111 кВт\*г, фактичний небаланс – 2 704 кВт\*г. Прогнозований економічний ефект – має окупитися впродовж 5 років з моменту встановлення;
3. Приєднання ком.3 РП-1, критерій вибору – небаланс, обсяг понаднормативних втрат складає -2,82%. АСКОЕ планується впровадити на всьому приєднанні. Заплановано встановити 6 КЗД, 5 лічильники улаштування вводів для розрахунку балансів, 1 699 однофазних лічильників, 55 трифазних лічильників. **Загальна сума улаштування АСКОЕ за приєднанням становить 3 208 100,00 грн**. Середньомісячний обсяг надходження електроенергії по фідеру становить 834 740 кВт\*г, розрахункові втрати – 84 491 кВт\*г, фактичний небаланс – 23 573 кВт\*г. Прогнозований економічний ефект – має окупитися впродовж 5 років з моменту встановлення;

**Загальна сума, передбачена на впровадження АСКОЕ у побутових споживачів електричної енергії Чернігівського РЕМ в 2018 році, становить 8 486 870,00 тис.грн.**

3) **Ніжинський РЕМ:**

1. Приєднання Л-10 Городская-РП-15, критерій вибору – відсутність вільного доступу до приладів обліку. АСКОЕ планується впровадити на всьому приєднанні. Заплановано встановити 3 КЗД, 2 лічильники улаштування вводів для розрахунку балансів, 1 192 однофазних лічильників, 55 трифазних лічильників. **Загальна сума улаштування АСКОЕ за приєднанням становить 2 242 520,00 грн**. Середньомісячний обсяг надходження електроенергії по фідеру становить 239 656 кВт\*г, розрахункові втрати – 7 198 кВт\*г, фактичний небаланс – 2 930 кВт\*г. Прогнозований економічний ефект – має окупитися впродовж 10 років з моменту встановлення;
2. Приєднання Л-10 Городская-ТП-128, критерій вибору – відсутність вільного доступу до приладів обліку. АСКОЕ планується впровадити на всьому приєднанні. Заплановано встановити 15 КЗД, 14 лічильників улаштування вводів для розрахунку балансів, 419 однофазних лічильників, 55 трифазних лічильників. **Загальна сума улаштування АСКОЕ за приєднанням становить 4 697 420,00 грн**. Середньомісячний обсяг надходження електроенергії по фідеру становить 496 372 кВт\*г, розрахункові втрати – 46 779 кВт\*г, фактичний небаланс – 13 944 кВт\*г. Прогнозований економічний ефект – має окупитися впродовж 10 років з моменту встановлення;
3. Приєднання Л-10 Городская-ТП-5, критерій вибору – небаланс, обсяг понаднормативних втрат складає 10,80%. АСКОЕ планується впровадити на всьому приєднанні. Заплановано встановити 9 КЗД, 8 лічильники улаштування вводів для розрахунку балансів, 1 541 однофазних лічильників, 55 трифазних лічильників. **Загальна сума улаштування АСКОЕ за приєднанням становить 3 226 440,00 грн**. Середньомісячний обсяг надходження електроенергії по фідеру становить 393 222 кВт\*г, розрахункові втрати – 27 115 кВт\*г, фактичний небаланс – 42 468 кВт\*г. Прогнозований економічний ефект – має окупитися впродовж 5 років з моменту встановлення;

**Загальна сума, передбачена на впровадження АСКОЕ у побутових споживачів електричної енергії Ніжинського РЕМ в 2018 році, становить 10 166 380,00 тис.грн.**

4) **Прилуцький РЕМ:**

1. Приєднання ПЛ-10 кВ "Боротьба", критерій вибору – небаланс, обсяг понаднормативних втрат складає 15,72%. АСКОЕ планується впровадити на всьому приєднанні. Заплановано встановити 5 КЗД, 4 лічильники улаштування вводів для розрахунку балансів, 615 однофазних лічильників, 27 трифазних лічильників. **Загальна сума улаштування АСКОЕ за приєднанням становить 1 229 480,00 грн**. Середньомісячний обсяг надходження електроенергії по фідеру становить 98 864 кВт\*г, розрахункові втрати – 6 779 кВт\*г, фактичний небаланс – 15 540 кВт\*г. Прогнозований економічний ефект – має окупитися впродовж 4,5-5 років з моменту встановлення;
2. Приєднання ПЛ-10 кВ "Боршна", критерій вибору – небаланс, обсяг понаднормативних втрат складає 31,94%. АСКОЕ планується впровадити на всьому приєднанні. Заплановано встановити 2 КЗД, 1 лічильник улаштування вводів для розрахунку балансів, 276 однофазних лічильників, 28 трифазних лічильників. **Загальна сума улаштування АСКОЕ за приєднанням становить 590 940,00 грн**. Середньомісячний обсяг надходження електроенергії по фідеру становить 53 640 кВт\*г, розрахункові втрати – 2 186 кВт\*г, фактичний небаланс – 17 133 кВт\*г. Прогнозований економічний ефект – має окупитися впродовж 1,5 років з моменту встановлення;
3. Приєднання ПЛ-10 кВ "Дубовий Гай", критерій вибору – небаланс, обсяг понаднормативних втрат складає 5,55%. АСКОЕ планується впровадити на всьому приєднанні. Заплановано встановити 3 КЗД, 2 лічильники улаштування вводів для розрахунку балансів, 353 однофазних лічильників, 27 трифазних лічильників. **Загальна сума улаштування АСКОЕ за приєднанням становить 792 470,00 грн**. Середньомісячний обсяг надходження електроенергії по фідеру становить 64 936 кВт\*г, розрахункові втрати – 7 344 кВт\*г, фактичний небаланс – 3 602 кВт\*г. Прогнозований економічний ефект – має окупитися впродовж 6 років з моменту встановлення;
4. Приєднання ПЛ-10 кВ "Жовтневе", критерій вибору – небаланс, обсяг понаднормативних втрат складає 16,70%. АСКОЕ планується впровадити на всьому приєднанні. Заплановано встановити 10 КЗД, 9 лічильників улаштування вводів для розрахунку балансів, 1 128 однофазних лічильників, 28 трифазних лічильників. **Загальна сума улаштування АСКОЕ за приєднанням становить 2 408 630,00 грн**. Середньомісячний обсяг надходження електроенергії по фідеру становить 153 198 кВт\*г, розрахункові втрати – 12 350 кВт\*г, фактичний небаланс – 25 581 кВт\*г. Прогнозований економічний ефект – має окупитися впродовж 6 років з моменту встановлення;
5. Приєднання ПЛ-10 кВ "Заїзд", критерій вибору – небаланс, обсяг понаднормативних втрат складає 4,63%. АСКОЕ планується впровадити на всьому приєднанні. Заплановано встановити 6 КЗД, 5 лічильники улаштування вводів для розрахунку балансів, 554 однофазних лічильників, 27 трифазних лічильників. **Загальна сума улаштування АСКОЕ за приєднанням становить 1 346 590,00 грн**. Середньомісячний обсяг надходження електроенергії по фідеру становить 109 206 кВт\*г, розрахункові втрати – 6 436 кВт\*г, фактичний небаланс – 5 059 кВт\*г. Прогнозований економічний ефект – має окупитися впродовж 6 років з моменту встановлення;
6. Приєднання ПЛ-10 кВ "Знам'янка", критерій вибору – небаланс, обсяг понаднормативних втрат складає 14,35%. АСКОЕ планується впровадити на всьому приєднанні. Заплановано встановити 3 КЗД, 2 лічильники улаштування вводів для розрахунку балансів, 177 однофазних лічильників, 28 трифазних лічильників. **Загальна сума улаштування АСКОЕ за приєднанням становить 705 810,00 грн**. Середньомісячний обсяг надходження електроенергії по фідеру становить 75 532 кВт\*г, розрахункові втрати – 5 238 кВт\*г, фактичний небаланс – 10 836 кВт\*г. Прогнозований економічний ефект – має окупитися впродовж 3-3,5 років з моменту встановлення;

**Загальна сума, передбачена на впровадження АСКОЕ у побутових споживачів електричної енергії Прилуцького РЕМ в 2018 році, становить 7 073 920,00 тис.грн.**

* 1. **Інше**

 **2.2.1 , 2.2.3 Придбання фотоапаратів (у комплекті з акумуляторами,**

 **картою пам’яті та зарядним пристороєм).**

**Придбання планшетів.**

Загальна кількість рейдів станом на 01.09.2017 рік складає 1713 шт. Кількість актів про порушення ПКЕЕ, що написана під час проведення рейдів, становить 503 шт. (і тенденція у кількості написанні актів ПКЕЕ збільшується щороку). Тобто 30% рейдів закінчуються написанням актів ПКЕЕ.

Фотоапарати, які будуть закріплені за кожною рейдовою бригадою Товариства, дозволять відслідковувати як проходить рейд. Під час рейдів персонал РЕМ Товариства проводять технічні перевірки, контрольні огляди у юридичних та побутових споживачів. Фотоапарати дадуть можливість спостерігати як проводиться фотозйомку (відеозйомку) від моменту потрапляння до абонента до її закінчення. По відеозапису буде зрозуміло чи правильно персонал Товариства виконує роботу, чи відповідає процес перевірки нормативним документам, порядкам та інструкціям Товариства. Також це дасть можливість зрозуміти як відносить персонал, відповідально чи безвідповідально, до роботи яку йому доручили та чи відповідає він займаній посаді.

При проведенні технічних перевірок або контрольних оглядів виявляються позаоблікове споживання електроенергії, в результаті чого складаються акти про порушення ПКЕЕ. Останнім часом споживачі (як юридичні так і побутові) дуже часто не згодні з виявленим порушення та подають позов в суд на Товариство. Фотоматеріали (фото, відео) з фотоапаратів в суді дадуть змогу спростувати або підтвердити факт втручання споживача в роботу лічильника (спрацьований ІМП, зрив пломби, застосування магніту) або позаоблікове споживання. Особливо це стосується юридичних споживачів, у яких штраф за безоблікове споживання більше 100 тис.грн, які не згодні з порушенням та виявлений факт не змогли зафіксувати під час написання акту ПКЕЕ. Фотоапарати дозволили б підтвердити факт крадіжки електроенергії.

Відсоток актів про порушення, які розглядаються в суді становить близько 10%, проте це в основному юридичні споживачі з великими сумами штрафів (загальна сума по актам, які знаходяться в суді складає 600 тис.грн). Фотофіксація дозволить збільшити відсоток виграних актів ПКЕЕ в суді. Витрати мають окупитись впродовж 1,5 років.

Планшети з програмним забезпечення білінгової системи дозолить під час проведення технічної перевірки чи контрольного огляду одразу переглянути всю інформацію про роботи, які проводились раніше у споживача: останні покази лічильника, номер лічильника, номера пломб, які встановлені, помісячне споживання по точці обліку. І в результаті неспівпадіння даних з білінгової програми та перевірки у споживача персонал Товариства одразу може скласти акт про порушення ПКЕЕ.

Використання планшетів з білінговою програмою дозволить збільшити кількість написаних актів про порушення ПКЕЕ. Величина нарахувань по актам може збільшитися на 15-20% (близько 1 млн. грн.).

Купівля **30** фотоапаратів вартість в **120,54** тис.грн забезпечить 30 рейдових бригад Товариства більш якісне проведення робіт, що на них будуть покладатися. Термін окупності фотоапаратів становить 2 роки.

Купівля **10** планшетів вартістю в **56,25** тис.грн забезпечить декілька відокремлених підрозділів Товариства, під час проведення робіт (технічних перевірок, контрольних оглядів, заміни приладів обліку, написання актів про порушення), володінням повною інформацією про споживача. Термін окупності планшетів становить 1 рік.

**2.2.2. Придбання "наборів інструменту електромонтера"**

Інвестиційною програмою 2018 року планується придбати набір інструмента електромонтера за **115,50** тис.грн в кількості **70** шт., який використовується персоналом Товариства при виконанні кожної технічної перевірки, контрольного огляду та заміні засобів обліку у юридичного чи побутового споживача. Якісний електроінструмент це в першу чергу безпечне виконання робіт та зменшення травматизму. Відсутність даного набору унеможливлює проведення перевірок, а отже не дозволить виявляти позаоблікове споживання електроенергії, тим самим зменшиться кількість складених актів про порушення ПКЕЕ та зменшаться нарахування по ним.

При написанні кожного акта ПКЕЕ персонал Товариства використовує набір інструмента електромонтера, тобто в 1100 актів ПКЕЕ, написаних за 2016 році, сума нарахувань по ним становить 7 млн. грн.

Витрати мають окупитись впродовж 0,6 років.

Економічний ефект від впровадження заходів інвестиційної програми на 2018 рік ПАТ "Чернігівобленерго

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Найменування заходу | Вартість заходу усього, тис. грн(без ПДВ) | Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за **2018** рік\*, тис. грн(без ПДВ) | Окупність, роки | Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ) |
| Зниження ТВЕ | Збільшення корисного відпуску |
|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1 | Придбання комплектів для винесення 1-фазних обліків на фасад будинку | 1 220,34 | 7680,00 | 0,2 |  | 7680,00 |
| 2 | Придбання комплектів для винесення 3-фазних обліків на фасад будинку | 317,94 |  |
| 3 | Придбання 1-фазних електронних лічильників з PLC модулями для їх використання в АСКОЕ побутових споживачів | 15 767,50 | 63445,25 | 0,3 |  | 63445,25 |
| 4 | Придбання 3-фазних електронних лічильників з PLC модулями та для їх використання в АСКОЕ побутових споживачів | 1 971,00 |  |
| 5 | Придбання "маршрутизаторів-концентраторів" для їх використання в АСКОЕ побутових споживачів. | 1575,00 |  |
| 8 | Придбання фотоаппаратів (у комплекті з акумуляторами, картою пам'яті та заряджувальним пристроем) | 120,54 | 600 | 0,2 |  | 600 |
| 10 | Придбання "наборів інструменту електромонтера" | 115,50 | 297,5 | 0,55 |  | 297,5 |
| 11 | Придбання планшетів для енергозбутового персоналу, | 56,25 | 173 | 0,3 |  | 173 |
| Усього | 21 144,07 | 75031,67 |  |  | 75144,75 |

Додаток 3.1

# Впровадження та розвиток АСДТК

* 1. **Інше**

**3.2.1 Проект побудови АСДТУ Н.Сіверського та Семенівського РЕМ**

В інвестиційній програмі 2018 року передбачено виконання проектних робіт на загальну суму **697,44** тис. грн. без ПДВ.

Керівництвом компанії прийнято рішення з 2018 року виконувати роботи з впровадження АСДТУ підрядним способом, тому необхідно розробити проекти для закінчення АСДТУ в мережах ПАТ “ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО”. Проекти будуть виконані згідно завдань на проектування, які вже розроблені ПАТ “ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО”.

В 2018 році планується виконати один проект, який визначає остаточну вартість впровадження АСДТУ.

Для виконання проектних робіт по впровадженню АСДТУ необхідно витратити кошти (Таблиця 5).

Таблиця 5 – Проектні роботи з впровадження АСДТУ

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Назва робіт | Одиниця виміру | Вартість одиниці, тис. грн. без ПДВ  | Кількість | Вартість, тис. грн. без ПДВ |
| Проект побудови АСДТУ Н.Сіверського та Семенівського РЕМ  | тис.грн. | 697,44 | 1,00 | 697,44 |
| Всього: |  |  |  | 697,44 |

Додаток 4.1

1. **ВПРОВАДЖЕННЯ ТА РОЗВИТОК ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ**
	* 1. **Закупівля та модернізація активного обладнання**

**комп'ютерних мереж**

На даний час в ПАТ “ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО” корпоративна мережа передачі даних побудована з урахуванням необхідності виділення в окремі віртуальні мережі різних робочих груп та підрозділів, але при цьому недостатньо забезпечена функціональними можливостями через використання застарілого обладнання з низькою пропускною здатністю та обмеженою функціональністю.

Також має місце часткова відсутність резервування та частий вихід з ладу мережного обладнання, що в даний час використовується в Товаристві. Для виправлення такої ситуації необхідне придбання додаткового мережного обладнання (**Коммутатор Cisco SRW2024-K9-EU/Комутатор SG 300-28 28-port Gigabit Managed Switch** або аналог), що дасть змогу дистанційного вирішення технічних та технологічних завдань, зменшити кількість виїздів до відокремлених підрозділів фахівців апарату управління для усунення, виникаючих на застарілому обладнанні, пошкоджень, відповідно будуть зменшені витрати на відрядження (близько 25 тис. грн. на рік) та використання паливно-мастильних матеріалів для автотранспорту (15 тис. грн. на рік). Очікуваний економічний ефект від зниження потенційно очікуваних збитків при виході із ладу мережного обладнання, задіяного у роботі корпоративної мережі передачі даних, що на практиці приводить до простою цілих відокремлених підрозділів, становить близько 950 тис. грн. на рік.

Інвестиційною програмою 2018 року планується виділити **16,38** тис.грн. без ПДВ.

**4.2.1.1 Ліцензування програмного забезпечення за програмою**

 **Microsoft Enterprise Agreement**

Законодавством України передбачене покарання при використанні програмного забезпечення (далі - ПЗ), яке потребує спеціального режиму використання, без відповідних дозволів (в т.ч. ліцензій). Так, в ст. 176 (Порушення авторського права і суміжних прав) Кримінального кодексу України говориться:

«1. Незаконне відтворення, розповсюдження творів науки, літератури і мистецтва, комп'ютерних програм і баз даних, а так само незаконне відтворення, розповсюдження виконань, фонограм, відеограм і програм мовлення, їх незаконне тиражування та розповсюдження на аудіо- та відеокасетах, дискетах, інших носіях інформації, або інше умисне порушення авторського права і суміжних прав, якщо це завдало матеріальної шкоди у значному розмірі, -

караються штрафом від двохсот до тисячі неоподатковуваних мінімумів доходів громадян або виправними роботами на строк до двох років, або позбавленням волі на той самий строк, з конфіскацією та знищенням всіх примірників творів, матеріальних носіїв комп'ютерних програм, баз даних, виконань, фонограм, відеограм, програм мовлення та знарядь і матеріалів, які спеціально використовувались для їх виготовлення.».

В Товаристві на даний час є загроза штрафних санкцій за неправомірне використання ПЗ корпорації Майкрософт у кількості 155 екземплярів ПЗ (операційні системи, прикладне програмне забезпечення) на загальну суму 2670,00 тис. грн.

Для запобігання штрафним санкціям в 2018 році необхідно виконати плановий платіж за договором Enterprise Agreement на право використання такого ПЗ на загальну суму **2 695,00** тис. грн. без ПДВ.

**4.3.3 Геоінформаційних систем**

**4.3.3.1** **Впровадження геоінформаційної системи**

Впровадження геодезичної інформаційної системи виконується у відповідності з постановою НКРЕ №115 від 12.02.2013р. В разі невиконання постанови та не впровадження ГІС, компанії загрожують штрафні санкції. Впровадження ГІС дасть змогу Товариству та споживачам електроенергії отримувати актуальну інформацію про розташування на місцевості ліній електропередачі та трансформаторного обладнання, технічні характеристики та дані про їх завантаження. Це підвищить оперативність в прийнятті рішень, оптимізації маршрутів, прогнозуванні та плануванні виконання регламентних, планових та аварійних робіт. На ці цілі інвестиційною програмою передбачено **1 000,00** тис. грн. без ПДВ.

**4.3.7 Інформаційна система управління виробництвом**

**4.3.7.1 Впровадження SAP R3**

В інвестиційній програмі 2018 року заплановано виділити **1000,00** тис.грн. без ПДВ для впровадження SAP R3.

Плановані результати впровадження SAP R3:

в частині управління матеріальними потоками:

• побудова оптимально збалансованої централізованої системи планування, управління закупівлями і запасами;

• підвищення ефективності використання оборотних коштів, у тому числі за рахунок оптимізації товарно-матеріальних запасів;

в частині управління фінансами:

• можливість формування бухгалтерської, міжнародної, податкової та управлінської звітності на основі даних первинного обліку;

• планування і контроль виконання бюджету;

в частині управлінського обліку:

• можливість обліку витрат і виручки по об'єктах обліку;

• формування розрахунку планової та фактичної собівартості продуктів і послуг товариства;

• отримання аналізу прибутковості діяльності товариства в різних ракурсах;

в частині управління взаємовідносинами з клієнтами:

• побудова ефективного інструменту, який дозволяє організувати обслуговування клієнтів товариства на найвищому рівні;

• забезпечення інтеграції з телефонними, поштовими системами;

• створення ЄДИНОЇ клієнтської бази даних, яка зберігає історію взаємин з кожним споживачем;

• реалізація можливості аналізу взаємин зі споживачами для планування діяльності, підвищення ефективності взаємодії в частині побудови НДІ;

• створення Централізованої служби НДІ, що дозволяє консолідувати довідкову інформацію, яка використовується всіма структурними підрозділами товариства;

в частині управління документообігом:

• створення оптимальної прозорої схеми ведення та виконання договорів;

в частині технічного обслуговування і ремонту обладнання (ТОРО):

• ефективне управління технічними активами товариства;

• максимізація корисної віддачі від устаткування за рахунок збільшення його надійності;

• скорочення часу аварійних простоїв і пов'язаних з цим втрат;

• скорочення витрат на аварійні ремонти;

• оптимізація витрат на утримання обладнання;

• скорочення витрат на ремонти при заданому рівні надійності;

• скорочення часу планових простоїв і пов'язаних з цим втрат;

• автоматизація відображення процесів ТОРО в бухгалтерському і управлінському обліках.

#### 4.3.4.1 Впровадження електронного документообігу

В інвестпрограмі 2018 року передбачено впровадження документообігу на суму **947,76** тис. грн. без ПДВ.

Впровадження системи електронного документообігу в організації виводить її на новий рівень управління і дає істотний економічний ефект.

За даними експертної групи Siemens Business Services:

* 30% часу робочих груп витрачається на пошук і обробку паперових документів;
* секретар-референт витрачає до 75% свого часу на роботу з паперовими документами;
* у керівника на неї йде до 45% робочого дня;
* 6% паперових документів безповоротно губляться;
* на узгодження паперових документів витрачається 60-70% робочого часу співробітників;
* кожен внутрішній паперовий документ копіюється до 20 разів.

В результаті 20-30% поставлених задач взагалі не вирішуються.

Робочий час співробітників - це ресурс підприємства, а будь-який ресурс - це гроші. Правильне використання ресурсів - запорука ефективного управління.

За даними досліджень Nolan Nortan Institute електронний документ дозволяє отримати ключові переваги:

* зростання продуктивності праці співробітників на 25-50%;
* скорочення часу на створення і обробку документів до 75%;
* зменшення витрат на зберігання документів до 80%.

Наочно оцінити скорочення часових витрат при роботі з електронними документами можна на діаграмі:



Показники економічного ефекту від впровадження системи електронного документообігу:

* Скорочення невиробничих, тимчасових витрат пов'язаних з обробкою документів (реєстрація, розсилка, час на пошук документів, час виконання контрольних операцій за документами і дорученнями).
* Прискорення інформаційних потоків (час передачі документа на виконання, пересилання документа між структурними підрозділами, час підготовки типових документів, час узгодження типових документів, прискорення середньої швидкості поширення інформації).
* Економія вартості ресурсів і матеріалів (скорочення витрат на канцелярію, витратні матеріали, зниження витрат на зберігання документів).
* Підвищення продуктивності роботи співробітників (єдиний інформаційний простір, робота з документами з будь-якої точки світу, ефективний автоматизований контроль за виконанням документів, спрощення процесів колективної роботи).
* Зниження ризиків (документи не втрачаються, швидко узгоджуються і затверджуються, своєчасно доставляються на місця, розпорядження керівництва виконуються в строк).
* Зміна корпоративної культури (уніфікація управлінських процедур, введення єдиного високого стандарту роботи, підвищення якості виконання управлінських рішень, зближення структурних підрозділів організації, об'єднання накопичених корпоративних знань, підвищення привабливості для інвестицій, підвищення лояльності співробітників).

Порівняння трудомісткості виконання ключових операцій наведені в таблиці:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Виконувана операція | Середній час обробки паперового документа | Середній час обробки електронного документа |
| Реєстрація документа | 3 хв. | 1 хв. |
| Тиражування документа | 5 хв. | 1 хв. |
| Пошук документа | від 7 хв. | 2 хв. |
| Доставка до виконавця | від 10 хв. до 2 днів | 2 хв. |
| Підготовка звіту | від 30 хв. | 10 хв. |
| Узгодження документа | від 4 годин | 30 хв. |

Також слід взяти до уваги, що, згідно постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 18.10.2016 № 1841, вводяться загальні стандарти якості надання послуг з електропостачання, котрі визначають стислі терміни надання послуг споживачам, в тому числі підготовки та узгодження необхідної документації. До таких послуг відносяться:

* Реєстрація і обробка звернень громадян та юридичних осіб та надання відповіді і організація виконання за необхідності;
* Видача технічних умов та виконання приєднань до електричних мереж споживачів;
* Оперативне інформування споживачів електроенергії про поточний стан передачі та постачання електричної енергії тощо;
* Надання енергопостачальником на розгляд проекту договору про постачання електричної енергії з дня надання замовником документів, передбачених пунктом 5.4 глави 5 ПКЕЕ.

Для забезпечення якісного та вчасного надання послуг та виконання відповідних вимог необхідно максимально автоматизувати процес документообігу у Товаристві. Це стосується усіх напрямів діяльності, а особливо відділу перспективного розвитку, інформаційно-консультаційного центру, колл-центру, канцелярії, виробничо-технічної служби, відділу капітального будівництва, служби розподільчих мереж та договірних відділів товариства.

В результаті моніторингу ринку програмних продуктів, серед значної кількості існуючих систем електронного документообігу було обрано програмне забезпечення АСКОД, яке пропонує ПАТ «Центр комп’ютерних технологій «ІнфоПлюс».

Програмне забезпечення АСКОД відповідає вимогам законодавчих і нормативних документів, які стосуються електронного документообігу, організації діловодства, опрацювання звернень громадян та інших.

З переходом на систему електронного документообігу значна кількість документів зберігається тільки в електронному вигляді. Тому край важливим є питання технічного захисту інформації. На цей час серед розглянутих пропозицій значної кількості програмних засобів автоматизації документообігу тільки система електронного документо-обігу АСКОД має сертифікат експертного висновку Держспецзв’язку України, що підтверджує відповідність вимогам технічного захисту інформації.

ПАТ «Центр комп’ютерних технологій «ІнфоПлюс» - український розробник програмного забезпечення, основними напрямками діяльності якого є розробка і впровадження програмних рішень у сфері автоматизації ділових, управлінських та інших процесів, а також надання консалтингових послуг у сфері інформаційних технологій.

Серед великої кількості клієнтів ПАТ «Центр комп’ютерних технологій «ІнфоПлюс» можна виділити такі:

* Міністерство оборони України, Генеральний штаб Збройних Сил України;
* Міністерство економічного розвитку і торгівлі України;
* Адміністрація Президента України (функціонал діловодства);
* Національний банк України;
* Фонд гарантування вкладів фізичних осіб;
* Єдиний державний портал адміністративних послуг;
* Національне антикорупційне бюро України;
* Єдиний інформаційний простір територіальної громади міста Києва (Київська міська державна адміністрація, Київська міська рада, районні у місті Києві державні адміністрації, головні управління і департаменти, комунальні підприємства);
* Єдина автоматизована система документообігу Волинської області (Волинська обласна державна адміністрація, Волинська обласна рада,  РДА, міські та селищні ради, центри надання адміністративних послуг);
* Київська обласна рада, Київська обласна державна адміністрація, РДА та міські ради Київської області;
* Тернопільська обласна державна адміністрація;
* Херсонська обласна рада, Херсонська обласна державна адміністрація та РДА Херсонської області;
* Одеська обласна державна адміністрація;
* АТ “Райффайзен Банк Аваль”;
* ПАТ “Промінвестбанк”;
* ТОВ “Луганське енергетичне об’єднання”;
* Центр надання адміністративних послуг міста Чернігів;
* Міністерство інформаційної політики України;
* Державна служба України у справах ветеранів війни та учасників АТО;
* Державна служба України з надзвичайних ситуацій;
* Державне агентство автомобільних доріг України;
* Київський регіональний центр оцінювання якості освіти.

Структурні підрозділи ПАТ «Чернігівобленерго» отримають унікальну можливість користуватися єдиною базою даних, що дає можливість отримати інформацію у всіх сферах діяльності. Це дуже важливо для отримання оперативної інформації, підготовки відповіді споживачеві, проведення професійної консультації без направлення споживача в апарат управління компанії. Працівники кол-центру отримають зворотну можливість без дзвінків виконавцям, в лічені хвилини відкрити необхідну інформацію в конкретному підрозділі і більш якісно і повно дати консультацію нашим абонентам.

Будь-яке перспективне підприємство прагне до більш оперативного вирішення виробничих питань та підвищення ефективності. Такі принципи закладені у будь-якій інснуючій системі управління якості (у т. ч. й ISO). Впровадження електронного документообігу на підприємстві – один кроків підвищення ефективності роботи, у першу чергу для підприємств, які мають розгалужену структуру, де підрозділи віддалені територіально.

Переведення підприємства на електронний документообіг має наступні переваги:

1. Безумовне виконання вимог закону України «Про звернення громадян». Жодне звернення не буде розглянуто з порушенням термінів, оскільки контролюватиметься автоматизованою системою.
2. Створення автоматизованої системи передбачає доступ до звернень громадян фахівцями кол-центру, що дасть змогу інформувати заявників про хід розгляду їх звернень.
3. Заявник (та усі зацікавлені сторони, у т. ч. й регулятор) матиме змогу проводити моніторинг розгляду звернення через інтернет-кабінет (приватний кабінет) у режимі «онлайн», а також володіти інформацією щодо виконавця (та його контактів) та у разі необхідності додавати відповідну інформацію. Це економить витрати робочого часу, у т. ч. й контролюючих органів, які беруть участь у роботі комісій по розгляду звернень громадян (НКРЕКП, Держенергонагляд і т.п.)
4. Зменшаться витрати паперових носіїв. Так, у середньому на 1 звернення витрачається щонайменше 30 аркушів паперу. Щомісяця по 1 підрозділу надходить 150 звернень. Витрати на місць: 150\*30 = 4500 листів. За рік: 4 500 \* 12 місяців = 54 000 листів. Кількість підрозділів – 24 + Апарат управління. 54000 \* 25 = 1 350 000 листів. Кількість пачок паперу – 1 350 000 : 500 = 2 700 пачок паперу. Вартість однієї пачку паперу орієнтовно складає 80 грн. Загальна вартість – 80 грн. \* 2700 = 216 000 грн. При розрахунку не враховано витрати на друк (картриджі, порошок і т.п.). Крім того до даного розрахунку не включено обсяги внутрішнього документообігу, обсяги якого не менші за наведені у розрахунку.
5. Побудова потужної автоматизованої системи щодо документообігу дозволить більш ефективно використовувати трудові ресурси. У першу чергу це торкнеться відокремлених підрозділів. Не треба буде тримати канцелярії у районах електромереж, а штатні одиниці замінити кваліфікованим електротехнічним персоналом. Це у першу чергу впливатиме на надійність роботи електромереж та стане одним з елементів підвищення якості електропостачання.

Усі ці заходи – шлях до зменшення соціальної напруги серед широких верств населення та є елементом клієнтоорієнтованої стратегії підприємства, на принципах якої будується робота провідних підприємств Євросоюзу.

Розрахунок вартості впровадження системи електронного документообігу АСКОД в ПАТ «Чернігівобленерго»:

Таблиця 1. Загальний кошторис проекту.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| №етапу | Найменування етапів | Строки виконання | Вартість,грн. | У т.ч. ПДВ, грн. | Результат |
| 1 | Постачання ліцензійного програмного забезпечення системи електронного документообігу АСКОД, необхідного для створення системи електронного документообігу | протягом 5 робочих днів від дати підписання договору | 356 400,0 | 0,0 | Ліцензійний сертифікат; Акт приймання- передачі. |
| 2 | Постачання ліцензійного програмного забезпечення Огасіе та криптографічних засобів захисту інформації, для системи електронного документообігу | протягом 10 робочих днів від дати підписання договору | 300 000,0 | 0,0 | Ліцензійні сертифікати; Акт приймання- передачі. |
| 3 | Налаштування системи електронного документообігу. Навчання обслуговуючого персоналу та ключових користувачів системи, консультаційні послуги під час впровадження системи. Впровадження системи дослідну експлуатацію. | протягом 45 робочих днів від дати завершення етапів 1 та 2 | 291 360,0 | 48 560,0 | Системаелектронногодокументообігу |
|  | РАЗОМ: |  | 947 760,0 | 48 560,0 |  |

Таблиця 2. Специфікація ліцензійного програмного забезпечення, необхідного для впровадження системи електронного документообігу в ПАТ "Чернігівобленерго".

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| №з/п | Найменування програмногозабезпечення | Одиницявиміру | Кількість | Ціна без ПДВ, грн. | Вартість без ПДВ, грн. |
| 1 | Система електронного документообігу АСКОД (АСКОД Корпоративний, АСКОД WEB) | конкурентналіцензія | 40 | 8 910 | 356 400,0 |
|  | РАЗОМ програмне забезпечення АСКОД: |  |  |  | 356 400,0 |
| 2 | Примірник програмного забезпечення з ліцензієюOracle Database Standard Edition 2

|  |
| --- |
|  |

 | процесорналіцензія | 1 | 300 000 | 300 000,0 |
|  | РАЗОМ програмне забезпечення інше: |  |  |  | 300 000,0 |

Таблиця 3. Кошторис вартості впровадження системи електронного документообігу в ПАТ "Чернігівобленерго"

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| №з/п | Статті | Сума, грн. | В тому числі за етапами: |
| 11 | 22 | 3 |
| 1 | Витрати на оплату праці | 75 000,0 |  |  | 75 000,0 |
| 2 | Єдиний соціальний внесок | 22,00% | 16 500,0 |  |  | 16 500,0 |
| 3 | Загальновиробничі витрати | 146,00% | 109 500,0 |  |  | 109 500,0 |
| 4 | Собівартість трудовитрат: | 201 000,0 |  |  | 201 000,0 |
| 5 | Адміністративні витрати | 29,00% | 21 700,0 |  |  | 21 700,0 |
| 6 | Прибуток | 10,00% | 20 100,0 |  |  | 20100,0 |
| 7 | Програмне забезпечення АСКОД1 | 356 400,0 | 356 400,0 |  |  |
| 8 | Інше програмне забезпечення2 | 300 000,0 |  | 300 000,0 |  |
| 9 | Вартість: | 899 200,0 | 356 400,0 | 300 000,0 | 242 800,0 |
| 10 | ПДВ: | 48 560,0 |  |  | 48 560,0 |
| 11 | РАЗОМ з ПДВ: | 947 760,0 | 356 400,0 | 300 000,0 | 291 360,0 |

Додаток 5.1

## Впровадження та розвиток систем зв’язку

Додаток 6.1

1. **Модернізація та закупівля колісної техніки**

Для обслуговування електричних мереж в ПАТ «ЧЕРНІГОВОБЛЕНЕРГО» використовується 772 одиниці автотракторної техніки та спец механізмів, з них 21 автокран, 41 бурильних установок, 99 автовишок, 20 електролабораторія, 12 автомобільних майстерень, 188 бригадних автомобіля, 76 вантажних, 63 тракторів, 112 легкових автомашин, 31 мікроавтобусів, 98 причепа, 11 автонавантажувачів. У товаристві 80% автотракторної техніки вимагає заміни з причини граничного строку експлуатації. Тому для недопущення негативних наслідків, взамін замортизованої техніки в інвестиційній програмі 2018 року передбачається придбання нової автотехніки а саме:

**6.1 Автопідйомник автомобільний з максимальною висотою підйому люльки 18 метрів**

В інвестпрограмі 2018 року передбачено придбання автопідйомника з висотою підйому люльки 18 метрів на базі IVECO (або аналог) в кількості **3 шт**. на суму **4 200,00** тис.грн без ПДВ.

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.5-ти місцева кабіна дозволяє розміщувати всю бригаду ОВБ, не використовуючи для виїзду на усунення несправностей електромережі ще одного автомобіля. Вартість одного автомобіля складає – **1 400,00** тис. грн. без ПДВ.

В інвестпрограмі 2018 року планується придбання автопідіймачів на базі IVECO взамін: ГАЗ-52 ТВГ15 №7437 ЧНЛ, 1984 року випуску, ГАЗ-52 ТВГ-15 СВ 5517 ВН 1985 року випуску, ГАЗ-5312 автопідйомник ТВГ-15Н держ. №17-91 РМЕ, 1974 року випуску що вийшов з ладу і технічний стан якого є незадовільним.

**Таблиця 2** - Технічні вимоги для придбання автопідйомника з висотою підйому люльки 18 метрів на базі IVECO

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № | Параметры | Значення |
|
| 1 | Максимальная высота подъема люльки, м | 18 |
| 2 | Корзина | виготовлена з алюмінію |
| 3 | Поворотна корзина | 60 град. + 60 град |
| 4 | Системи безпеки та пристрої | Система запобігання перенавантаження корзини |
| 5 | Системи безпеки та пристрої | Система стабілізації корзини по горизонталі в незалежності від положення стріли |
| 5.1 | Электроизоляция люльки, В | 1000 |
| 5.2 | Системи безпеки та пристрої | Система запобігання підйому без встановлених опор; |
| 5.3 | Системи безпеки та пристрої | Система запобігання підйомуопор при піднятій стрілі |
| 5.4 | Системи безпеки та пристрої | Пристрій аварійного спуску при відмові гідросистеми, електроприводу або приводу гідронасосу |
| 5.5 | Системи безпеки та пристрої | Система зупинки та запуску двигуна в корзині та на пульті оператора |
| 6 | Гарантія: На обладнання CTE B-LIFT 230 | - 1 рік |

Специфіка роботи ремонтних бригад вимагає використання автомобілів підвищеної прохідності, комфортабельних, з великим моторесурсом, меншою витратою палива.

Розрахунок економічної ефективності закупівлі колісної техніки автопідйомників на базі автомобіля IVECO

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Марка колісної техніки, що підлягає заміні | 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 | IVECO CTE B-LIFT 187 | 1 400,00 | 120,00 | 60,00 | 30,00 | 50,00 | 170,00 |
| 2 | ГАЗ-52 ТВГ-15 | IVECO CTE B-LIFT 187 | 1 400,00 | 120,00 | 60,00 | 30,00 | 50,00 | 170,00 |
| 3 | ГАЗ-53 ТВГ-15 | IVECO CTE B-LIFT 187 | 1 400,00 | 120,00 | 60,00 | 30,00 | 50,00 | 170,00 |

**6.2 Автомобіль легковий Renault DUSTER (або аналог)**

В інвестпрограмі 2018 року передбачено придбання автомобілей Renault DUSTER (або аналог) в кількості **5** шт. на суму **2 087,58** тис.грн без ПДВ.

Новий **Renault DUSTER** поєднує в собі технологічність, надійність та практичність, економічні та високопродуктивні двигуни відрізняються помірними експлуатаційними витратами. Внутрішній салон має 5 повноцінних посадочних місць. Вартість одного автомобіля складає – **417,52** тис. грн. без ПДВ.

В інвестпрограмі 2018 року планується придбання легкових автомобілів **Renault DUSTER** взамін ВАЗ-21083 № 036-23 МК, 1999 року випуску, АЗЛК-2141 № 3614 РМА 1994 року випуску,УАЗ-452 ЛЭК СВ 5508 ВН, 1985 року випуску, ГАЗ-52,№ 65-80 ЧНН 1987 року випуску, ГАЗ-52, № СВ 0478АО, 1986 року випуску, що вийшли з ладу і технічний стан яких є незадовільним.

Основними вимогами для придбання Renault DUSTER є характеристики, зазначені в таблиці 6.

**Таблиця 6 -** Технічні вимоги для придбання Renault DUSTER

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № | Перелік параметрів порівняння | Значення |
|
| 1 | Двигун | дизель |
| 2 | Обєм двигуна, л | 1,5 та більше |
| 3 | Потужність двигуна, л.с. | 110 та більше |
| 4 | Витрати палива, л/100км при комбінованому циклі | 5,7 та менше |
| 5 | Тип коробки передач | Механічний |
| 6 | Число передач | 5, 6-ступінчата |
| 7 | Привід | повний |
| 8 | Кількість місць | 5 |
| 9 | Тип кузова | SUV |
| 10 | Витрати на тех. обслуговування, грн. з ПДВ | 2 200 |

Розрахунок економічної ефективності закупівлі колісної техніки Renault DUSTER

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Марка колісної техніки, що підлягає заміні | 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 | АЗЛК-2141 | Renault DUSTER | 417,52 | 80,00 | 30,00 | 5,00 | 15,00 | 130,00 |
| 2 | ВАЗ 21083 | Renault DUSTER | 417,52 | 60,00 | 25,00 | 5,00 | 12,00 | 102,00 |
| 3 | УАЗ-452 | Renault DUSTER | 417,52 | 80,00 | 30,00 | 5,00 | 15,00 | 130,00 |
| 4 | ГАЗ-52 | Renault DUSTER | 417,52 | 60,00 | 25,00 | 5,00 | 12,00 | 102,00 |
| 5 | ГАЗ-52 | Renault DUSTER | 417,52 | 60,00 | 25,00 | 5,00 | 12,00 | 102,00 |
| Економічний ефект від впровадження заходів інвестиційної програми на 2018 рік ПАТ "Чернігівобленерго" |
| № | Найменування заходу | Вартість заходу усього, тис. грн(без ПДВ) | Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2018 рік\*, тис. грн(без ПДВ) | Окупність, роки | Складові економічного ефекту, тис. грн(без ПДВ) |  |
| Зниження операційних витрат |
| зниження витрат на матераіли та обладнання | зниження витрат ПММ |
| 1 | 2 | 3 | 5=7+...+14+16 | 6=(3-4)/5 | 8 | 9 |
| 1 | Автомобіль Renault Duster (4x4, дизель), або аналог | 417,52 | 130,00 | 3,2 | 50,00 | 80,00 |
| 2 | Автомобіль Renault Duster (4x4, дизель), або аналог | 417,52 | 102,00 | 4,1 | 42,00 | 60,00 |
| 3 | Автомобіль Renault Duster (4x4, дизель), або аналог  | 417,52 | 130,00 | 3,2 | 50,00 | 80,00 |
| 4 | Автомобіль Renault Duster (4x4, дизель), або аналог | 417,52 | 130,00 | 3,2 | 50,00 | 80,00 |
| 5 | Автомобіль Renault Duster (4x4, дизель), або аналог | 417,52 | 130,00 | 3,2 | 50,00 | 80,00 |
| 6 | Автопідйомник автомобільний з максимальною висотою підйому люльки 18 метрів | 1 400,00 | 260,00 | 5,3 | 140,00 | 120,00 |
| 7 | Автопідйомник автомобільний з максимальною висотою підйому люльки 18 метрів  | 1 400,00 | 260,00 | 5,3 | 140,00 | 120,00 |
| 8 | Автопідйомник автомобільний з максимальною висотою підйому люльки 18 метрів  | 1 400,00 | 260,00 | 5,3 | 140,00 | 120,00 |
| Усього | 6 287,58  |  |  | 662,00 | 740,00 |

Додаток 7.1

**7. Інше**

 **7.1, Бензопила STHIL MS 260**

Бензопили використовуються для проведення робіт по розчищенню трас повітряних ліній 0,4-110 кВ.

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.

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.

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.

У 2018 році планується закупка **12 шт.** бензопил STHIL MS 260 на загальну суму **120,00** **тис.грн. без ПДВ**. Даними бензопилами у 2018 році році можливо буде механізувати проведення розчистки трас загальною протяжністю 2600 км.

Вартість однієї люд.год. 24 грн.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу (економія по оплаті праці) за рік складе:

2600\*4,6\*24=**287 040** грн.

**7.2 Кущоріз STHIL FS 490 C-EM**

Кущорізи використовуються для проведення робіт по розчищенню трас повітряних ліній 0,4-110 кВ.

Використання кущорізів є економічно обґрунтованим, оскільки це зменшує витрати праці робітників під час проведення розчистки трас в 2 рази.

Відповідно до норм часу на ремонт і технічне обслуговування електричних мереж, витрати на розчищення трас ПЛ від заросту кущів та підліску ручним інструментом становлять 112 люд. год. на 1 га площі , а при використанні кущорізів – 56 люд. год.. на 1 га площі, 112/56 = 2.

В середньому на 1 км. чистки траси припадає 0,6 га заросту кущів та підліску.

При цьому трудовитрати на проведення розчистки ручним інструментом становлять 0,6\*112=67,20 люд. год, а при використанні кущорізів – 0,6\*56= 33,60 люд. год. Різниця складає 33,60 люд. год.

У 2018 році планується закупка **2 шт.** кущорізів STHIL FS 490 C-EM на загальну суму **40,00 тис.грн без ПДВ**. Даними кущорізами в 2018 році можливо буде механізувати проведення розчистки трас загальною протяжністю **54 км**.

Вартість однієї люд.год. 24 грн.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу (економія по оплаті праці) за рік складе:

54 \*33,60\*24= **43 545,60** грн.

**7.3 Прилад для пошуку пошкоджень кабельних ліній vLoc Pro2 SD System, Signal Direction, 10 Watt, set (VIV VLP2-SYS-10-SD) в комплекті з індукційними кліщами Transmitterclamp vLoc Pro Tx 125 mm with cable 820026967 (SZ-125)**

В 2018 році планується придбати **1 шт.** прилад на суму **342,78** тис. грн. без ПДВ для визначення трас кабельних ліній (трасошукач) vLocPro2-SD-10Вт дозволяє швидко та точно вирішувати щоденні завдання з локалізації підземних комунікацій, тобто визначати траси кабельних ліній та місця пошкодження.

Великий кольоровий дисплей, що легко зчитується навіть при сильному сонячному світлі, повідомляє користувачу всю важливу інформацію.

Користування трасошукачем для недосвідченого користувача не створює проблеми завдяки інтуїтивному меню і не потребує багато часу на освоєння системи.

Широкий діапазон частот пропонує користувачу можливість вибрати оптимальну частоту у кожному конкретному випадку для отримання найкращих результатів. Встановлені виробником частоти можуть в любий час змінені та добавлені додаткові частоти. Додаткові пакети частот користувач отримує безкоштовно. Ці частоти користувач може самостійно через USB-роз’єм інсталювати або провести коректування.

 Приладдя, наприклад, А-рамка для пошуку пошкодження оболонки кабелю, також під’єднується через USB-роз’єм.

Генератори вже оснащені всіма частотами, що найчастіше використовуються.

Під’єднуване приладдя трасошукача (передавальні кліщі, комплект підключення та ін.) розрізняються та вибираються автоматично.

При обслуговуванні кабельних ліній в умовах міста часто виникає потреба в трасуванні кабельних ліній та нанесенні їх на схеми та плани з прив’язками до об’єктів, розміщених по трасі їх проходження. Не завжди умови та режими роботи об’єктів дозволяють в необхідний час провести відімкнення та підготовку лінії до трасування. Використовуючи трасошукач vLocPro2-SD-10Вт з передаючими кліщами можливо виконати цю роботу без виведення кабелю із експлуатації – під напругою, що обумовлює значну економію коштів.

**Економічний ефект:**

З точки зору доцільності придбання даного обладнання також треба мати на увазі можливе використання трасошукача і при визначенні місць пошкоджень кабельних ліній та визначення трас закладення прокольних заземлювачів заземлюючих пристроїв що розширює можливості використання обладнання.

Вартість послуги з підготовки одної кабельної лінії до трасування, в залежності від відстані до об’єкту, складає від 700 до 1000 грн. В середньому упродовж року проводиться 100 трасувань. Загальна вартість робіт підготовки КЛ для трасувань за рік становить: 100 х 850 грн.= **85 000 грн.**

**7. 4 Універсальна мінімийка Karcher K 7.**

В 2018 році планується придбати **2 шт**. мінімийки Karcher K 7 на загальну суму **23,33** **тис .грн. без ПДВ**. Це компактний пристрій призначений для очищення струменем води під тиском до 2ГПа (з додаванням або без спеціальних реагентів) робочих поверхонь машин, механізмів, території виробничих майстерень, тощо. З його допомогою пропонується виконувати роботи по очищенню оливоприймачів та поверхонь силових трансформаторів (під час їх капітального ремонту) від слідів трансформаторної оливи.

**Період повернення капіталовкладень:**

**Тп = N\*В/Вн, рік, де:**

N – кількість замовлених пристроїв. *N = 1 шт.*

В – вартість одного пристрою. *В = 15,00 тис. грн з ПДВ.*

Ве – економія робочого часу та матеріальних ресурсів на рік.

*Ве = Вр+Всор+Ву, де*

*Вр – економія робочого часу (трудових ресурсів, на підставі хронометражних спостережень) = 1,599 тис. грн.*

*Всор – вартість сорбенту. Всор = 14,4 тис. грн*

 *Ву – вартість утилізації сорбенту. Ву = 5,0 тис. грн*

*Втрати прийняті для 10 шт. силових трансформаторів 35кВ.*

*Ве = 1,599 + 14,4+5,0 =****20,999 тис. грн.***

**7.5 Портативний Навігатор Garmin GPSMAP 64**

В 2018 році планується придбати **1 шт.** портативних **Навігаторів Garmin GPSMAP 64** – вартістю **6,80** тис. грн. без ПДВ, який призначений для визначення з точністю від 2м. (за умови стабільного прийому сигналу) до 15м (в густому лісі, за складних погодних умов) географічних координат об’єктів. Галузь використання – створення по опорних схем ПЛ 35, 110 кВ з прив’язкою їх до місцевості з наступною інтеграцією даних до геоінформаційної системи. Маючи координатну прив’язку та актуальні топографічні карти місцевості можна перевіряти правильність звітних та планових даних відокремлених підрозділів стосовно розчищення трас, ефективно планувати техніку для усунення пошкоджень та організації оглядів, вирішувати питання земельних сервітутів, тощо.

Економічний ефект розраховується на порівнянні витрат на послуги сторонніх організацій по визначенні координат та при умові виконання даних робіт господарським способом.

Вартість визначення координат за допомогою залучення сторонніх організацій:

Во= К\*Ц, де

 К – середня довжина ліній 35, 110кВ, що підлягає інженерним оглядам на рік. *К= 300 км*

Ц – вартість визначення координат для 1км лінії (без затрат пального), *Ц=300,00 грн*

*Во= 300,00\*300,00 = 90,00 тис. рн.*

Вартість визначення координат при наявності приладу:

Вг = Вп + Вр, де

Вп – середні витрати на рік пального для визначення координат,

Вр – середньорічні витрати на заробітну плану працівникам, що виконують дані роботи.

Вг = 9,5+12,4 = 21,9 тис. грн.

Економічний ефект від впровадження портативного навігатора:

Е = Во – Вг = 90-21,9 = 68,1 тис. грн.

**7.6 Проект на електроопалення адмінбудівлі ПАТ "ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО" м. Чернігів, вул. Гонча, 40.**

В інвестиційній програмі 2018 року заплановано виділити кошти в сумі **29,79** тис.грн. без ПДВ на розробку проекту на електроопалення адмінбудівлі ПАТ "ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО" м. Чернігів, вул. Гонча, 40.

**7.7 Вимірювача параметрів силових трансформаторів К540-3.**

В інвестпрограмі 2018 року планується закупівлю вимірювачів параметрів силових трансформаторів К-540-3 в кількості **1** **шт.** за ціною **61,43** тис. грн. без ПДВ на загальну суму **61,43** тис. грн. без ПДВ для Північних та Південних ВЕМ .

Прилад призначений для забезпечення вимірювань параметрів холостого ходу, короткого замикання та коефіцієнта трансформації силових і вимірювальних трансформаторів. Дозволяє на стадії вимірювань виявити дефекти трансформаторів.

Вимірювання проводяться під час пуско-налагоджувальних та ремонтних робіт, планових випробувань електрообладнання.

Ці прилади зручні при мобільному використанні /вага, габаритні розміри/. Придбання даних засобів вимірювання потрібне для заміни морально застарілих та фізично зношених приладів типу К50, К505 та подібних, які знаходилися в експлуатації понад 25 років, і які не в змозі забезпечити необхідний діапазон вимірювань.

 Виконання, вище зазначених вимірювань, вимагає СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 «Норми випробування електрообладнання», ПТЕЕ, «Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів», «Правила устрою електроустановок» та інші НД.

**Економічний ефект від впровадження заходу**

Прилади, що використовуються для проведення діагностичних вимірюваннях параметрів силових трансформаторів:

– прилад К-505 вартістю 12 800 грн;

– вольтметр класу 0,5 на напругу 150 В вартістю 2 000 грн;

– вольтметр класу 0,5 на напругу 600 В вартістю 2 000 грн;

– міст постійного струму МО-62 вартістю 14 000 грн;

 – або міст постійного струму Р-333 вартістю 8 400 грн;

– або омметр «ВИТОК» вартістю 36 000 грн;

– амперметр постійного струму класу 0,2.-3 шт вартістю 12 000 грн х 3 =36 000 грн

– вольтметр постійного струму класу 0,2. – 8 000 грн.

Економічний ефект від впровадження приладу К 540-3 становитиме 74 800 грн.

Отже набагато вигідніше придбати один вимірювач К 540-3 у вартісному відношенні, а також є реальна можливість зменшити час знеструмлення обладнання для проведення випробування електрообладнання.

Економічний ефект від впровадження заходів інвестиційної програми на 2018 рік ПАТ "Чернігівобленерго"

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Найменування заходу | Вартість заходу усього,тис. грн(без ПДВ) | Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за **2018** рік\*, тис. грн(без ПДВ) | Окупність, роки | Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ) |
| Зниження операційних витрат | Збільшення корисного відпуску | Зменшення штрафних санкцій |
| зниження витрат на матераіли та обладнання | зниження витрат ПММ | зниження витрат на оплату праці |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1 | Бензопила STHIL MS 260 | 120,00 | 287,04 | 0,4 |  |  | 287,04 |  |  |
| 2 | Кущоріз STHIL FS 490 C-EM | 40,00 | 43,54 | 0,9 |  |  | 43,54 |  |  |
| 3 | Прилад для пошуку пошкоджень кабельних ліній vLoc Pro2 SD System, Signal Direction, 10 Watt, set (VIV VLP2-SYS-10-SD) в комплекті з індукційними кліщами Transmitterclamp vLoc Pro Tx 125 mm with cable 820026967 (SZ-125) | 342,78 | 85,00 | 2,7 |  |  | 85,00 |  |  |
| 4 | Універсальна мінімийка Karcher K 7 | 23,33 | 21,00 | 0,5 | 14,40 |  | 6,60 |  |  |
| 5 | Навігатор Garmin GPSMAP 64 | 6,80 | 68,10 | 0,2 |  |  | 68,10 |  |  |
| 6 | Проект на електроопалення адмінбудівлі ПАТ «Чернігівобленерго» м.Чернігів, вул.. Гонча,40. | 29,79 | 0,00 | - | - | - | - | - | - |
| 7 | Вимірювач параметрів силових трансформаторів К-540-3, або аналог | 61,43 | 74,80 | 0,8 | 74,80 |  |  |  |  |
| Усього | 624,13 | 3909,16 |  | 671,32 | 0,00 | 1993,37 | 907,76 | 336,71 |