

Міністерство освіти і науки України
 Національний технічний університет
 «Дніпровська політехніка»

Інститут Електроенергетики

(інститут)

Електротехнічний факультет

(факультет)

Кафедра електроенергетики

(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

кваліфікаційної роботи ступеню магістра

(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Цемкала Івана Сергійовича

(ПІБ)

академічної групи 141М-20-1

(шифр)

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(код і назва спеціальності)

спеціалізації¹ _____

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(офіційна назва)

на тему Розробка заходів щодо підвищення надійності та ефективності роботи розподільчих електричних мереж 6 кВ в умовах ПрАТ ПЕЕМ "ЦЕК"

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Луценко І.М.			
розділів:				
Розділ 1	Луценко І.М.			
Розділ 2	Луценко І.М.			
Розділ 3	Тимошенко Л.В.			

Рецензент				
------------------	--	--	--	--

Нормоконтролер	Олішевський Г.С.			
-----------------------	---------------------	--	--	--

Дніпро
2022

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

електроенергетики

(повна назва)

Папайка Ю. А.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

« _____ » _____ 2022 року

ЗАВДАННЯ**на кваліфікаційну роботу****ступеню магістра**

(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Цемкалу І. С. академічної групи 141М-20-1

(прізвище та ініціали)

(шифр)

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханікаспеціалізації¹ _____за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(офіційна назва)

на тему Розробка заходів щодо підвищення надійності та ефективності роботи розподільчих електричних мереж 6 кВ в умовах ПрАТ ПЕЕМ "ЦЕК"затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 15.11.2021 р.
№ 969-с

Розділ	Зміст	Термін виконання
<i>Розділ 1</i>		
<i>Розділ 2</i>		
<i>Розділ 3</i>		

Завдання видано

(підпис керівника)

Луценко І. М.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі _____**Дата подання до екзаменаційної комісії****Прийнято до виконання**

(підпис студента)

Цемкало І. С.

(прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 110 стор., 12 рис., 11 табл., 4 додатка, 14 джерел.

Об'єкт дипломного проекту – повітряна лінія 6 кВ Л-«О»-ТП-26.

Мета дипломного проекту – розрахунок і вибір до встановлення на ПЛ-6 кВ Л-«О»-ТП-26 реклоузерів та заміна проводу на СІП.

У вступній частині визначено сучасний стан функціонування розподільчих мереж в Україні, особливості та складові ринку електричної енергії, основні показники надійності електропостачання; З'ясовано особливості та вимоги впровадження стимулюючого тарифоутворення в умовах ОСР; Проведено аналіз об'єкту проектування, встановлено його основні ланки та елементи.

У основній частині проведено основні розрахунки обраного обладнання необхідного для реконструкції об'єкту проектування, а саме ПЛ-6 кВ . Враховано усі можливі втрати електричної енергії та напруги, проведено обґрунтування встановлення нового обладнання.

У техніко-економічному обґрунтуванні прийнято до розрахування усі витрати необхідні на придбання, транспортування та монтаж електричного обладнання. Визначено фінансові витрати на будівництво і обслуговування ПЛ-6 кВ.

Розроблене технічне рішення може бути використано для розрахунків робочих проектів по реконструкції повітряних ліній.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА, РЕКОНСТРУКЦІЯ, РЕКЛОУЗЕРИ, СІП, ПОВІТРЯНА ЛІНІЯ, 6 КВ, SAIDI, ЛЕП.

Зміст

РЕФЕРАТ.....	3
ВСТУП.....	6
1 ВСТУПНА ЧАСТИНА.....	7
1.1 Сучасний стан функціонування розподільчих електричних мереж.....	7
1.2 Надійність електропостачання та проблематика забезпечення безперебійності живлення споживачів.	23
1.3 Особливості та вимоги впровадження стимулюючого тарифоутворення в умовах ОСР (РАВ-регулювання).	26
1.4 Опис мережі 6 кВ для встановлення автоматичних пунктів секціонування.....	30
1.5 Огляд технічних рішень для підвищення надійності та гнучкості роботи мереж 6-35 кВ.....	31
1.6 Висновки та постановка задач роботи.....	38
2 ОСНОВНА ЧАСТИНА.....	44
2.1 Аналіз та моделювання режимів роботи мережі 6 кВ.....	44
2.2 Визначення електричних навантажень споживачів та ЛЕП.....	52
2.3 Оцінка відповідності встановлених типорозмірів ЛЕП за показниками пропускної спроможності та якості електроенергії (відхилення напруги).....	55
2.4 Розрахунок струмів короткого замикання.....	58
2.5 Вибір параметрів обладнання автоматичних пунктів секціонування.....	60
2.5.2 Вибір вимикачів.	63
2.5.3 Вибір вимірювальних трансформаторів струму.....	64
2.5.4 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги.....	67
2.6 Розрахунок показників надійності та ефективності роботи мережі з урахуванням розроблених рішень.....	68
3 ТЕХНІКО – ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ.....	82

3.1 Вступ	82
3.2 Розрахунок капітальних витрат	87
3.3 Розрахунок експлуатаційних витрат	91
3.3.1 Розрахунок амортизаційних витрат.....	92
3.3.2 Розрахунок річного фонду заробітної плати	94
3.3.3 Єдиний соціальний внесок.....	94
3.3.4 Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт	95
3.3.5 Розрахунок вартості спожитої електроенергії	96
3.3.6 Визначення інших витрат	97
3.4 Розрахунок показників надійності та ефективності роботи мережі з урахуванням розроблених рішень	97
3.5. Визначення та аналіз показників економічної ефективності.....	101
ВИСНОВКИ	104
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	105
ДОДАТОК А	107
ДОДАТОК Б	108
ДОДАТОК В.....	109
ДОДАТОК Г	110

ВСТУП

Під час написання дипломного проекту на тему: «Розробка заходів щодо підвищення надійності та ефективності роботи розподільчих електричних мереж 6 кВ в умовах ПрАТ ПЕЕМ "ЦЕК"» прийнято до вивчення наступну інформацію:

У вступній частині необхідно визначити сучасний стан функціонування розподільчих мереж в Україні, визначити особливості та складові ринку електричної енергії, основні показники надійності електропостачання; З'ясувати особливості та вимоги впровадження стимулюючого тарифоутворення в умовах ОСР; Провести аналіз об'єкту проектування, його основні ланки та елементи.

У основній частині провести основні розрахунки обладнання необхідного для реконструкції об'єкту проектування, а саме ПЛ-6 кВ . Врахувати усі можливі втрати електричної енергії та напруги, провести обґрунтування встановлення нового обладнання.

У техніко-економічному обґрунтуванні необхідно прийняти до розрахування усі витрати необхідні на придбання, транспортування та монтаж електричного обладнання. Визначити фінансові витрати на будівництво і обслуговування ПЛ-6 кВ.

1 ВСТУПНА ЧАСТИНА

1.1 Сучасний стан функціонування розподільчих електричних мереж.

На сьогоднішній день галузь електроенергетики займає провідне місце в економіці України та є базовою для її розвитку. Вона має зв'язки з усіма галузями економіки і забезпечує їх електричною і тепловою енергією, які є невід'ємною умовою їх функціонування.

Зараз важко применшити роль електричної енергії в нашому житті. Практично все, від мобільного телефону в кишені людини, до великого заводу працює від електричної енергії. Проте, споживачі дуже часто забувають, що електроенергія – це теж товар на який є попит, і є ціна. Реформування енергетики України розпочалось майже одразу після отримання незалежності, саме тоді почався перехід від планової системи до відкритого ринку, який триває і до сьогодні.

Треба відмітити, що електроенергія є специфічним товаром, фізичні властивості якого грають вкрай важливу роль в побудові ринку електроенергії:

- збіг в часі процесів вироблення та споживання електричної енергії і необхідність дотримання рівності об'ємів виробленої та спожитої електроенергії в кожний момент часу;
- неможливість створення запасів електроенергії в промислових масштабах;
- неможливість заздалегідь точно визначити обсяги генерації та споживання електричної енергії;
- неможливість з фізичної точки зору визначити хто виробив електричну енергію, яка була спожита конкретним споживачем;

- складність прогнозування споживання та виробництва через значні коливання попиту в залежності від часу доби, дня тижня та сезону.

На інших ринках товарної продукції короткотерміновий дисбаланс між виробництвом та споживанням не призведе до втрати рівноваги ринку, так як такий дисбаланс може бути усунений за рахунок складських запасів або товарів-замінників. Ринок електричної енергії може нормально функціонувати лише при умові, що в кожний момент часу забезпечується баланс виробництва та споживання електричної енергії.

Для забезпечення стійкості роботи енергетичної системи України потужність електростанцій повинна перевищувати величину максимуму навантажень. Таким чином необхідно підтримувати резерви генеруючих потужностей, пропускної спроможності електричних мереж та запасів палива на електростанціях. Величина резервів нормується державним регулятором, а витрати на їх підтримання включаються в вартість електроенергії.

Диспетчер, який керує роботою енергосистеми, не в змозі в режимі реального часу регулювати відпуск електроенергії споживачу у відповідності до договорів на постачання, а споживач може відбирати електроенергію із значними відхиленнями від договірних зобов'язань.

Специфіка електроенергії як товару призводить до розвитку ринку електроенергії, який відрізняється від звичайних товарних ринків.

Оптовий ринок електроенергії (ОРЕ) України було створено у 1996 році за зразком моделі пулу електроенергії Англії та Уельсу. ОРЕ є впорядкованою системою здійснення операцій купівлі-продажу електричної енергії.

Об'єднана енергетична система (ОЕС) України, здійснює централізоване електрозабезпечення споживачів, взаємодіє з енергосистемами суміжних держав, забезпечує експорт, імпорт і транзит електроенергії. ОЕС об'єднує

енергогенеруючі потужності і розподільчі мережі регіонів України, які сполучені між собою системними лініями електропередачі. ОЕС України є одним із найпотужніших енергетичних об'єднань Європи. Протягом довгого часу ОЕС України працювала в умовах паралельної роботи з енергосистемами Центральної та Східної Європи.

Законодавча база функціонування ринка електроенергії сформована Верховною Радою, Президентом і Кабінетом Міністрів України. Центральним органом державної влади, який уповноважений формувати і реалізовувати програми розвитку галузі, є Міністерство енергетики України. Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) – державний регулятор, уповноважений реалізовувати державну цінову і тарифну політику в галузі, відстоювати інтереси споживачів на ринку природних енергетичних монополій.

Всі суб'єкти енергетики – ліцензіати (генеруючі компанії, розподільчі компанії, постачальники електроенергії) формують ринок електроенергії. Структура діючого ринку електричної енергії України без врахування експортерів наведена на рис.1.

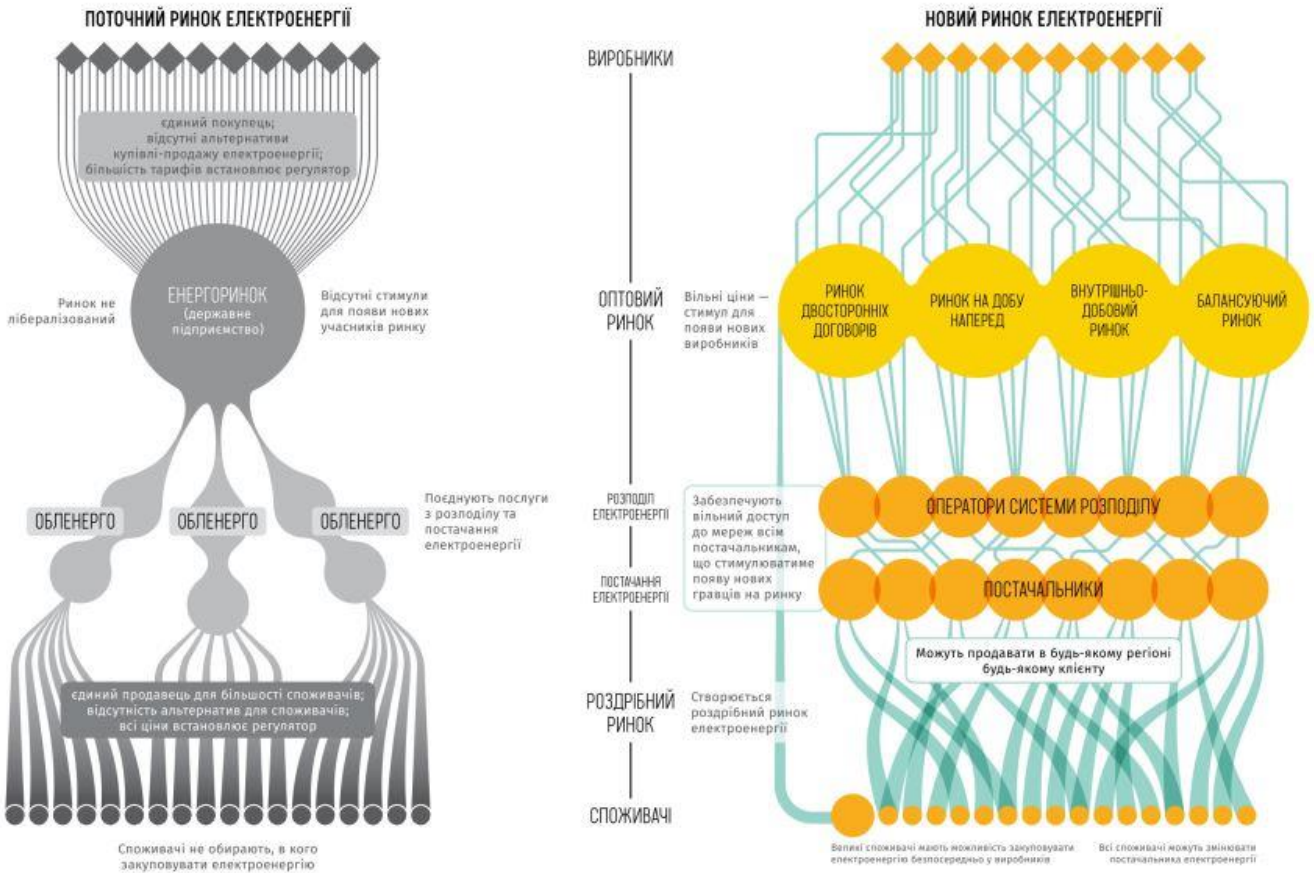


Рис.1. Структура поточного та нового ринку електричної енергії України

Наступні учасники повинні приєднатися до правил оптового ринку електроенергії для того, щоб взяти участь у пропозованих механізмах на ринку електроенергії:

- Оператор системи передачі (ОСП)
- Оператор ринку(ОР)
- Оператори систем розподілу (ОСР)
- Генерація з:
 - тепловими блоками, приєднаними до системи передачі; або
 - тепловими блоками, приєднаними до системи розподілу з встановленою
 - потужністю більше ніж [X]1MW; або

- атомними блоками; або
- гідроагрегатами з встановленою потужністю більше 10 MW, тобто
- гідроагрегатів, які не працюють за «зеленим тарифом», включаючи блоки
- ГАЕС (далі - диспетчеризовані гідроагрегати); або
- ВДЕ станції, які не працюють за зеленим тарифом
 - Агрегатори ВДЕ станцій, які не працюють за «зеленим тарифом»
 - Гарантований покупець
 - Постачальники кінцевим споживачам
 - Трейдери
 - Споживачі, що купують електроенергію для власних потреб
 - Сторони відповідальні за баланс (СВБ)
 - Адміністратор розрахунків
 - Адміністратор комерційного обліку

Учасники та їх відповідні ролі на Оптовому ринку електроенергії

наступні:

- Оператор системи передачі (ОСП): його основні завдання включають в себе забезпечення роботи системи передачі і фізичне балансування системи відповідно до умов Кодексу системи передачі. Щодо роботи на ринку, ОСП несе також відповідальність за передачу показань даних обліку в системі передачі для цілей розрахунків. ОСП також відповідальний за прогнозування навантаження на національному рівні, перевірку сумісності диспетчерських графіків з точки зору мережевих обмежень і придбання балансуєної енергії та допоміжних послуг в учасників ринку (від імені інших учасників ринку). Тому ОСП отримує від учасників ринку плату за послуги з передачі та системні послуги (відповідно до затверджених НКРЕКП тарифів). ОСП не може володіти генерацією або купувати-

продавати електроенергію з метою отримання прибутку. Йому дозволено купівля-продаж електроенергії лише в обсягах, необхідних для балансування та компенсації втрат в мережах. ОСП зобов'язаний публікувати всю інформацію щодо роботи системи, яка вимагається Регламентом ЄС 543/2013 та Регламентом ЄС 1227/2011, відомого як REMIT. ОСП має відкрити та управляти своїми власними рахунками з метою виконання вищезазначених обов'язків.

- Оператор ринку (ОР): ОР буде організація з відповідною ліцензією, відповідальна за роботу та розрахунки на централізованих ринках, а саме на РДН та ВДР. Приєднання до Правил ринку буде вимогою ліцензії. ОР буде відповідальним за реєстрацію всіх двосторонніх договорів між учасниками ринку, включаючи отримання технічної декларації та номінації, які будуть подаватися до ОСП та в копії до ОР. ОР буде відповідальним за роботу та розрахунки на РДН і ВДР та буде оцінювати здійсненність графіків, що формуватимуться на основі двосторонніх договорів, РДН та ВДР. ОР буде діяти як центральний посередник для фінансових операцій між учасниками ринку щодо обсягів електроенергії, проданих/куплених на РДН та ВДР. Вимоги щодо публікації інформації будуть застосовуватися до ОР з метою належної роботи на ринку. ОР не має права володіти генерацією або купувати-продавати електроенергію з метою отримання прибутку. ОР має відкрити та управляти своїми власними рахунками з метою виконання вищезазначених обов'язків та відповідно звітувати. Пропонується, щоб ОР розробив ефективне програмне забезпечення, яке також дозволить йому надавати дані у відповідності із Регламентом ЄС 1227/2011, відомого як REMIT .

- Адміністратор Розрахунків: AP реєструє СВБ та Постачальників послуг з балансування (ППБ), отримує від ОСП та реєструє дані стосовно резервів, отримує та реєструє Остаточні Фізичні Позиції учасників ринку та Чисті (Сальдовані) Позиції СВБ, забезпечує щоб СВБ та ППБ надавали відповідні фінансові гарантії в рамках договорів про відповідальність за баланс та про надання Послуг з Балансування, розраховує обсяги та грошові потоки у відповідності з Правилами ринку та здійснює фінансові розрахунки за резерви, на балансуєчному ринку, в тому числі за небаланси, та інші ринкові платежі. Адміністратор розрахунків має відкрити та управляти своїми власними рахунками з метою виконання вищезазначених обов'язків.
- Адміністратор Комерційного Обліку: АКО є організацією, що забезпечує організацію та адміністрування комерційного обліку електроенергії на ринку електроенергії, яка здійснює функцію центральної агрегації даних комерційного обліку. Вона реєструє постачальників послуг комерційного обліку та точки комерційного обліку; адмініструє обмін даними обліку між учасниками ринку, отримує дані комерційного обліку від постачальників послуг комерційного обліку та направляє їх AP та іншим учасникам ринку; створює та управляє відповідними базами даних. АКО не потребує жодних рахунків на оптовому ринку.
- Гарантований покупець:
 - а) стосовно ВДЕ за «зеленим тарифом», повинен повідомляти будь-які укладені з ним двосторонні договори (продаж енергії ВДЕ) в агрегованому вигляді (не по кожній станції), прогнозувати та номінувати агрегований фізичний відпуск електроенергії такими об'єктами за добу до доби постачання, та подавати агреговані пропозиції на РДН.

б) стосовно ТЕЦ за регульованим тарифом, повинен повідомляти будь-які укладені з ним двосторонні договори (продаж енергії ТЕЦ) на поблочній основі, номінувати фізичний відпуск поблочно за добу до доби постачання та подавати пропозиції на РДН (по кожному блоку/одиниці). Повідомлення про фізичний відпуск та пропозиції на РДН та ВДР повинні базуватися на обсягах, заявлених операторами ТЕЦ. Вартість небалансів буде потім покладатися ОСП напяму на ТЕЦ. покупець може також приймати участь в ВДР та повинен вести відповідні рахунки з метою розрахунків з ОР та ОСП.

- Оператори систем розподілу (ОСР): їх головний завданням є експлуатація систем розподілу відповідно до умов Кодексу систем розподілу. ОСР повинні інформувати АКО про покази лічильників. ОСР можуть залучати інші сторони для надання послуг зчитування даних з лічильників та сертифікації. ОСР не повинен володіти генерацією або купувати-продавати електроенергію з метою отримання прибутку. Вони можуть купувати-продавати електроенергію тільки для компенсації втрат у своїх мережах. ОСР мають відкрити та управляти власними рахунками з метою виконання вищезазначених обов'язків .
- Виробники: виробники електроенергії на ТЕС, приєднані до системи передачі, та приєднані до розподільчих мереж із номінальною встановленою потужністю [X] МВт² повинні повідомляти ОР про будь-які двосторонні договори, укладені ними отримувати доступ до пропускнуої спроможності, повинні подавати декларації щодо технічних даних, брати участь у тендерах на резерви, номінувати фізичні поставки (відпуск) на платформі для реєстрації двосторонніх договорів, подавати пропозиції на РДН для відпуску енергії у мережу, брати участь у ВДР (на добровільній

основі), подавати заявки та пропозиції на балансуєчий ринок, мати відповідні рахунки для розрахунків, що проводяться ОР та ОСП.

- Виробники з диспетчеризованими гідроагрегатами: повинні повідомляти ОР про будь-які двосторонні договори, укладені ними (включаючи довгострокові, імпорнтні та/або експортні контракти), можуть отримувати доступ до пропускнуї спроможності, повинні подавати декларації щодо технічних даних, брати участь у тендерах на резерви, номінувати фізичні поставки (відпуск) на платформі для реєстрації двосторонніх договорів, подавати пропозиції на РДН для відпуску енергії у мережу, брати участь у ВДР (на добровільній основі), подавати заявки та пропозиції на балансуєчий ринок, мати відповідні рахунки для розрахунків, що проводяться ОР та ОСП.
- Атомні електричні станції: приєднані до системи передачі повинні повідомляти ОР про будь-які двосторонні договори, укладені ними (включаючи довгострокові, імпорнтні та/або експортні контракти), можуть отримувати доступ до пропускнуї спроможності, повинні подавати декларації щодо технічних даних, брати участь у тендерах на резерви, номінувати фізичні поставки на платформі для реєстрації двосторонніх договорів, подавати пропозиції на РДН для відпуску енергії у мережу, брати участь у ВДР (на добровільній основі), подавати заявки та пропозиції на балансуєчий ринок в рамках відповідних технічних стандартів та можливостей, та мати відповідні рахунки для розрахунків, що проводяться ОР та ОСП.
- Оператори станцій ВДЕ, що працюють не за «зеленим тарифом»³: Оператори станцій ВДЕ, що працюють не за «зеленим тарифом», мають можливість або брати участь на ринку через агрегатора, або індивідуально

на постанційній основі. В останньому випадку, оператори ВДЕ мають повідомляти ОР про всі укладені двосторонні договори (по кожній станції), подавати декларації щодо технічних даних, прогнозувати та номінувати графіки генерації на добу наперед по станціям, подавати пропозиції на РДН, брати участь у ВДР (на добровільній основі), та мати відповідні рахунки для розрахунків, що проводяться ОР та ОСП. Безпосередня участь тягне за собою відповідальність за баланс прямо або через СВБ.

Агрегатори станцій ВДЕ, що не працюють за «зеленим тарифом»:
Агрегатори станцій ВДЕ, що не працюють за «зеленим тарифом», повинні повідомляти ОР будь-які укладені ними двосторонні договори на агрегованій основі, подавати декларації щодо технічних даних станцій ВДЕ, які вони представляють, прогнозувати та номінувати сумарну фізичну поставку на добу наперед, подавати сумарні пропозиції на РДН, брати участь у ВДР (на добровільній основі) та мати відповідні рахунки для розрахунків, що проводяться ОР та ОСП.

Постачальники кінцевим споживачам: постачальники кінцевим споживачам повинні повідомляти ОР про будь-які укладені ними двосторонні договори, подавати декларацію щодо лічильників, які вони представляють, подавати заявки (за бажанням) на РДН відповідно до їх обсягів відбору (споживання) з мережі, брати участь (за бажанням) у ВДР, подавати заявки та пропозиції на балансуєчий ринок (за бажанням) та мати відповідні рахунки для розрахунків, що проводяться ОР та ОСП.

Трейдери: ліцензований учасник, який повинен повідомляти про свої двосторонні договори ОР. Зважаючи, що ринок двосторонніх договорів є фізичним ринком, трейдери повинні діяти лише як посередники у фізичній торгівлі продуктами. Тому вранці Д-1, коли генеруючі блоки та точки

споживання повинні бути ідентифіковані відповідно до зареєстрованих двосторонніх договорів, сальдо на рахунках трейдерів має дорівнювати нулю.

Трейдери можуть брати участь у РДН, представляючи там точки відпуску або відбору (імпорт та експорт розглядаються як відпуск та відбір(споживання) відповідно). Вони можуть брати участь у ВДР на портфельній основі. Вони повинні мати відповідні рахунки для розрахунків, що проводяться ОРОСП.

Споживачі, що купують енергію для власного використання: повинні повідомляти ОР про свої двосторонні договори, подавати заявки (за бажанням) на РДН відповідно до їх обсягів споживання, брати участь (за бажанням) у ВДР, подавати заявки та пропозиції на балансуєчий ринок (за бажанням та при наявності відповідної технічної спроможності) та мати відповідні рахунки для розрахунків, що проводяться ОР та ОСП.

Сторона відповідальна за баланс: СВБ є особою, яка бере фінансову відповідальність перед ОСП за небаланси, зареєстровані для групи учасників ринку, як це передбачено в параграфі.

Сьогодні НКРЕКП визначено основні показники надійності (безперервності) електропостачання для ОСР: індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIDI), індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIFI) та розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (ENS), а також процедуру збору первинної інформації, її обробки та надання звітності до Комісії з метою моніторингу цих показників. У 2020 році загальний показник SAIDI по Україні зріс на 19,6 % порівняно з попереднім роком, зокрема показники SAIDI у 2020 році зросли у 21 ОСР (див. додаток 2.2.1). Зростання загального показника SAIDI по Україні у 2020 році обумовлене заходами, проведеними Регулятором щодо підвищення достовірності наданих компаніями даних стосовно показників надійності

(безперервності) електропостачання, зокрема шляхом здійснення заходів державного контролю та постійного моніторингу дотримання ліцензіатами вимог законодавства в частині дотримання показників надійності (безперервності) електропостачання. Динаміку щодо показників SAIDI та ENS за період 2013-2020 років наведено на рис. 2.[9]

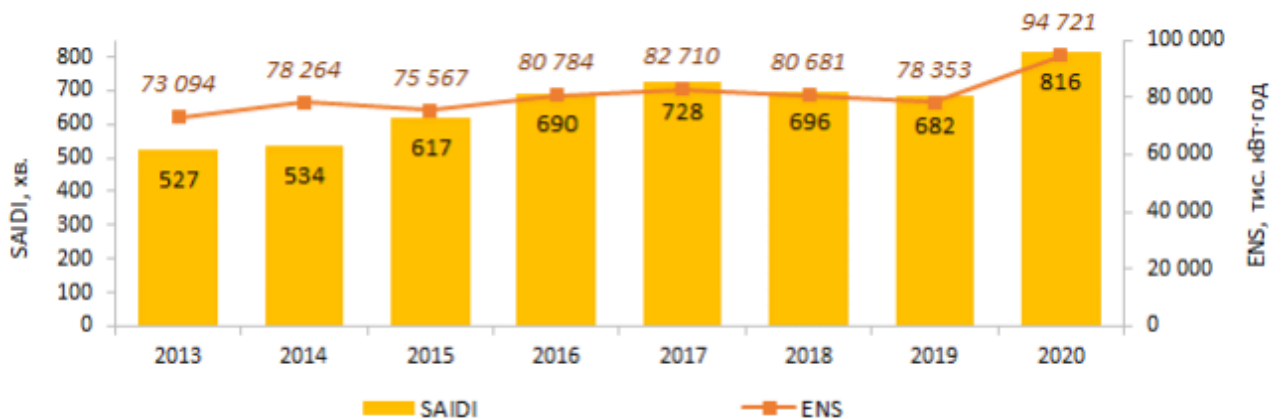


Рис.2. Динаміка показників SAIDI та ENS за 2013 – 2020 роки.

На рис. 3 [9] наведено індекси SAIDI за 2020 рік по кожному ліцензіату з розподілу електричної енергії. У порівнянні з даними 2019 року показники SAIDI з вини компаній виросли у 21 компанії. Найбільше показники SAIDI з вини компаній виросли у ПрАТ «Рівнеобленерго» (у 2,53 раза), ДП «Регіональні електричні мережі» (2,49 раза), АТ «Чернівціобленерго» (у 2,12 раза), АТ «Сумиобленерго» (у 2,08 раза), АТ «Вінницяобленерго» (в 1,94 раза), ТОВ «Луганське енергетичне об'єднання» (в 1,86 раза). На рис. 3 наведені дані щодо індексів SAIDI за 2020 рік по кожному ліцензіату з розподілу електричної енергії з вини компаній (планові без попереджень переривання та переривання, пов'язані з технологічними порушеннями в електропостачанні) від найвищого до найнижчого.

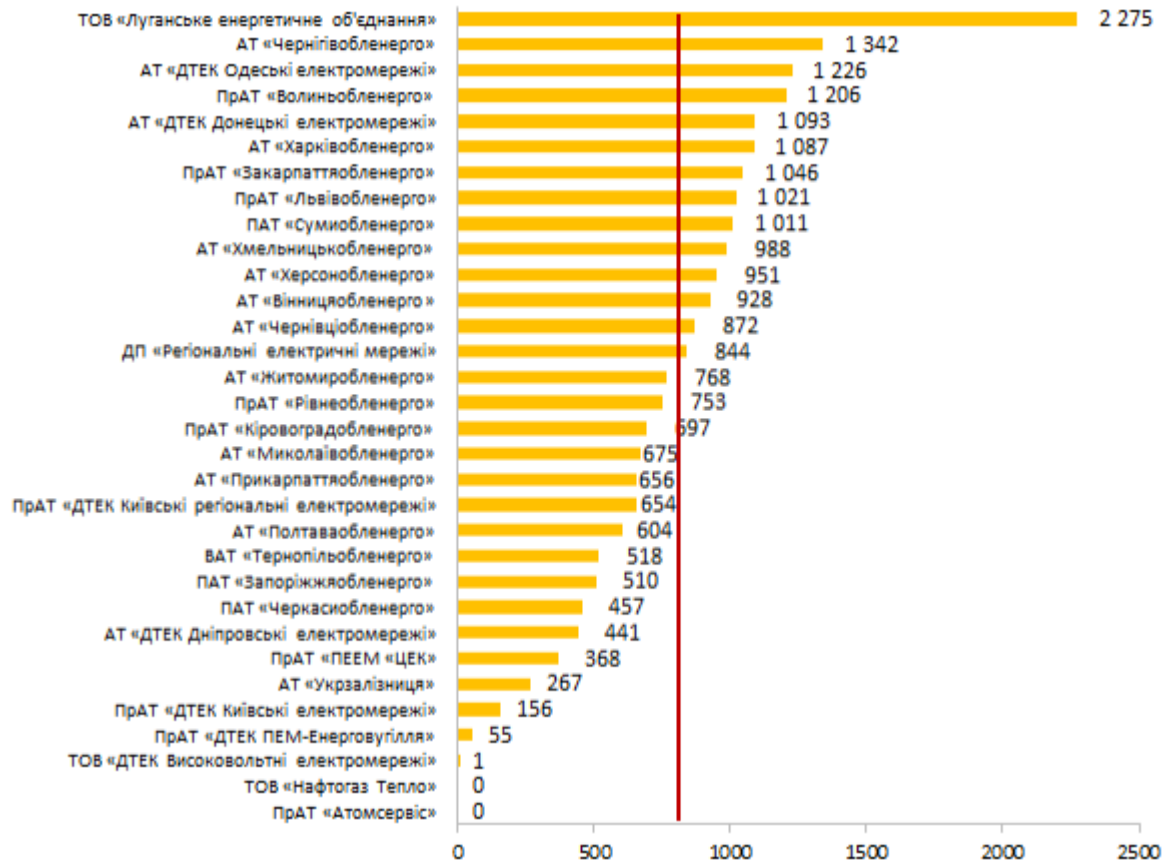


Рис.3. Динаміка показників SAIDI та ENS за 2013 – 2020 роки.

За даними НКРЕКП, Україна має найвище значення SAIDI серед країн Європи, як для планових перерв, так і для перерв з вини компаній. Це пояснюється, критичним станом зношеності обладнання розподільчих мереж, недостатнім фінансуванням робіт з будівництва, реконструкції та модернізації мережі, а також низьким рівнем автоматизації систем управління розподільчих мереж.

Розподільні електричні мережі України характеризуються складною і розгалуженою структурою, великою кількістю елементів та низьким рівнем автоматизації. У той же час розподільні електричні мережі є тим елементом електроенергетичної системи (ЕЕС), який безпосередньо взаємодіє як із магістральними електричними мережами, так і зі споживачами. Саме тому від

якості їх роботи залежать показники надійності і ефективності функціонування всієї системи електропостачання в цілому. Таким чином, розробка та впровадження заходів для підвищення надійності функціонування розподільних електричних мереж на сьогоднішній день є актуальною задачею для енергосистеми України.

Сучасний стан розвитку розподільних електричних мереж України характеризується такими негативними чинниками як:

- незадовільний стан значної частки обладнання електричних мереж, більшість з якого відпрацювала передбачений технічною документацією термін експлуатації і спричиняє значні втрати електричної енергії, недостатню надійність при експлуатації мережі та потребує заміни;

- неефективна конфігурація мереж, яка в першу чергу проявляється у значній довжині ліній електропередачі (ЛЕП), а також в неоптимальній структурі мережі внаслідок поступового розвитку та реконструкції мереж;

- низький рівень автоматизації мереж (на сьогоднішній день рівень оснащення розподільних електричних мереж засобами автоматичного управління 69 режимами складає менше 50 %, що призводить до значних операційних втрат);

- проблеми з підключенням нових абонентів, зокрема розподіленої генерації, електроопалення та інфраструктури електротранспорту, які виникають через низьку пропускну здатність розподільних електричних мереж;

- низька якість електропостачання споживачів (низький рівень технічного стану розподільних електричних мереж сприяє зниженню індексу середньої тривалості відключень (SAIDI) та індексу середньої частоти відключень у системі (SAIFI) міжнародних показників надійності електропостачання

споживачів - тривалість перерв електропостачання в Україні на 2020 рік сягає 484 хвилини, тоді як у країнах ЄС – до 90 хвилин в середньому);

- низький рівень оснащення розподільних електричних мереж автоматизованими системами обліку електроенергії, який станом на 01.01.2021 р. складає лише 7 %.

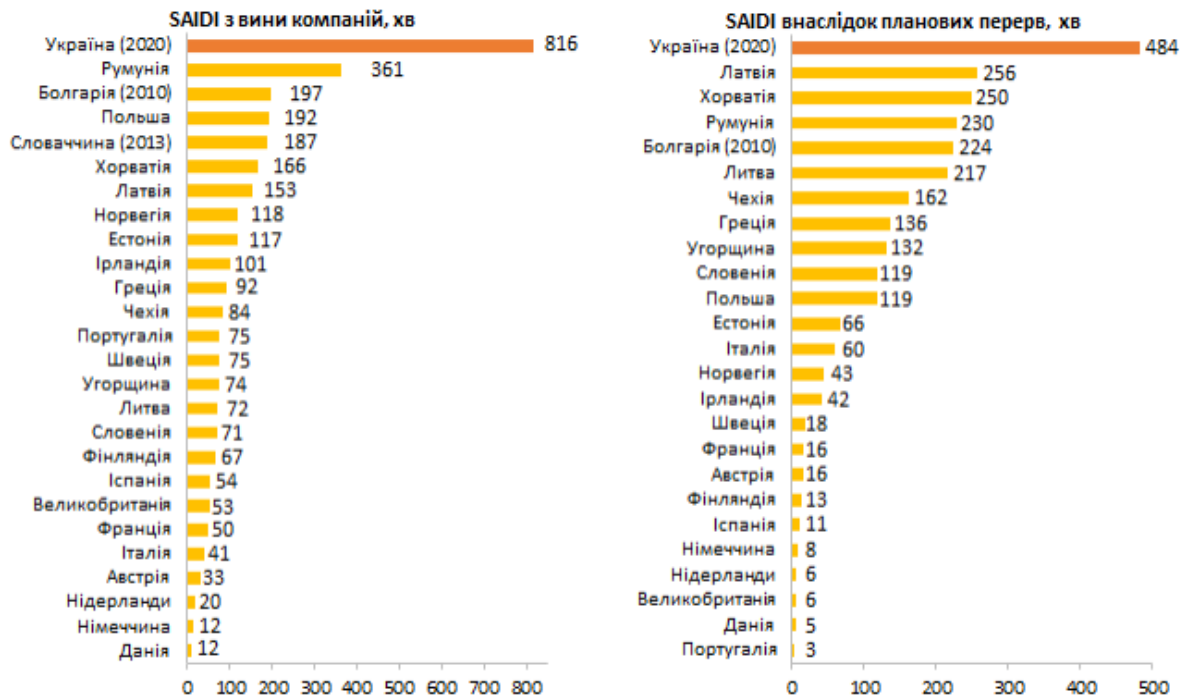


Рис.4. Показники SAIDI країн Європи (2016) та України (2020)

Як результат такого незадовільного технічного стану розвитку розподільних електричних мереж України є:

- збільшення втрат електричної енергії, які становлять від 12 до 17% для розподільних мереж різних енергопостачальних компаній;
- зниження показників надійності роботи електричних мереж;
- зниження ефективності роботи ОЕС України

На рис. 5 наведені дані щодо середньозважених цільових завдань стосовно досягнення встановлених цільових значень показників SAIDI для міської та сільської територій по Україні на 2021 – 2033 роки [9].

Сьогодні НКРЕКП створено нормативну базу регулювання показників SAIDI для компаній, які переходять на стимулююче регулювання, шляхом коригування необхідного доходу компанії за даними виконання завдання щодо досягнення цільових значень показників SAIDI. Зокрема для таких компаній встановлені щорічні завдання зниження показників SAIDI до досягнення встановлених цільових значень 150 хвилин для міської та 300 хвилин для сільської територій протягом тринадцяти років з початку переходу на стимулююче регулювання (для компаній, які перейшли на стимулююче регулювання у 2021 році, період досягнення встановлених цільових значень показників SAIDI становить 2021 – 2033 роки).

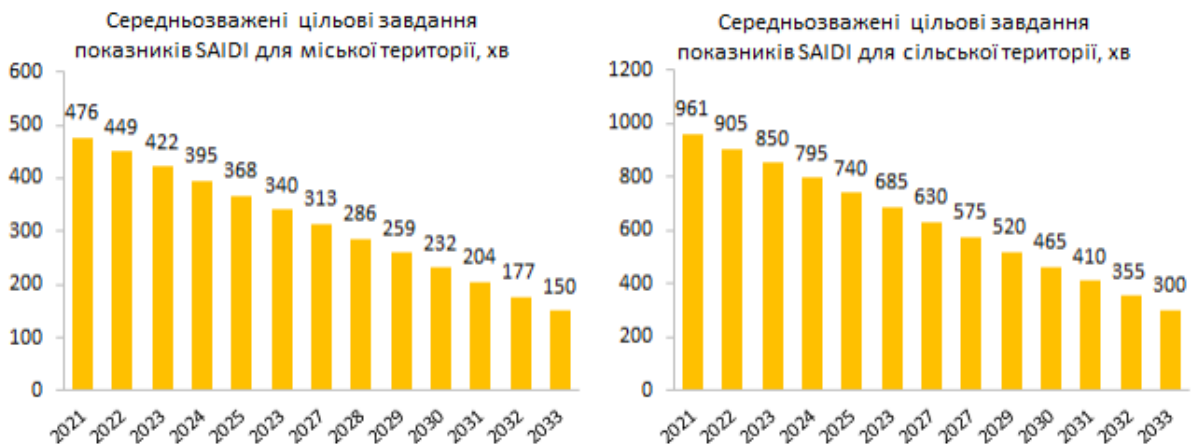


Рис.5. Середньозважені цільові завдання стосовно досягнення встановлених цільових значень показників SAIDI для міської та сільської територій по Україні на 2021 – 2033 роки

Таблиця 1.1.1 - Цільовий показник SAIDI для міської, сільської території на 2021-2023 роки

Цільовий показник SAIDI	Прогнозований індекс													
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
(міська територія), хв	200,4	192,2	188,7	185,2	181,6	178,1	174,6	171,1	167,6	164,1	160,5	157,0	153,5	150
(сільська територія), хв	185,5	185,5	185,5	185,5	185,5	185,5	185,5	185,5	185,5	185,5	185,5	185,5	185,5	185,5

1.2 Надійність електропостачання та проблематика забезпечення безперебійності живлення споживачів.

Забезпечення надійності є однією з найважливіших проблем при створенні і експлуатації будь-якої технічної системи. Особливо актуальна вона для складних систем, таких як системи електропостачання, що складаються з великої кількості елементів і мають великі внутрішні і зовнішні зв'язки.

Надійність системи електропостачання є одним з показників якості системи. Але цей показник істотно відрізняється, наприклад, від показників якості системи по енергії, тому якщо система не володіє необхідним ступенем надійності, то всі інші показники якості втрачають своє практичне значення, оскільки вони не можуть бути повноцінно використані в експлуатації.

Задача забезпечення надійності систем електропостачання включає в себе цілий комплекс технічних, економічних і організаційних заходів, спрямованих на

скорочення збитків від порушення нормального режиму роботи споживачів електроенергії, таких як:

- вибір критеріїв і кількісних характеристик надійності;
- випробування на надійність і прогнозування надійності діючого обладнання;
- вибір оптимальної структури проєктованих (реконструюються) систем електропостачання за критерієм надійності;
- забезпечення заданих технічних і експлуатаційних характеристик роботи споживачів;
- розробка найбільш раціональної, з точки зору забезпечення надійності, програми експлуатації системи (обґрунтування режимів профілактичних робіт, норм запасних елементів і методів відшукування несправностей).

Крім того, в сучасних ринкових умовах надійність електропостачання нерозривно пов'язана з економічними показниками та енергетичною безпекою промислових підприємств.

Раніше було визначено, що надійність електропостачання споживачів характеризується цільовим показником SAIDI (показник якості послуг з електропостачання), який буде в першу чергу враховуватись НКРЕКП при переході Товариства на стимулююче регулювання.

Поліпшення цільового SAIDI в розподільчих мережах 0,4-20 кВ можливо досягти за рахунок:

1) застосування проводів СІП замість голих проводів на повітряних лініях електропередач;

2) виконання секціонування на повітряних лініях великої довжини із застосуванням автоматичних комутаційних апаратів (реклоузерів, елегазові вимикачів навантаження та ін.);

3) заміна на повітряних лініях секціонуючих роз'єднувачів і вимикачів без автоматичного повторного включення (АПВ) на автоматичні комутаційні апарати з АПВ;

4) використання індикаторів короткого замикання;

5) впровадження телеуправління та автоматизації диспетчерського управління об'єктами із застосуванням SCADA систем (та ін.).

Заміна голих проводів на СІП дозволяє знизити кількість відключень, а, отже, і тривалість відключень за рахунок зменшення впливу зовнішніх факторів (падіння гілок на провода, схлест проводів, обрив проводів, та ін.). Також, ефективним методом зниження тривалості відключень є секціонування на повітряних лініях великої довжини із застосуванням автоматичних комутаційних апаратів, тобто розділення довгих ліній на менші ділянки. Налаштування АПВ таких пристроїв дозволить включити ті ділянки лінії, на яких немає пошкоджень, зменшивши при цьому кількість відключених споживачів. Також, при використанні автоматичних комутаційних апаратів (реклоузерів) зменшується довжина відключеної ділянки, а отже і час ліквідації пошкодження оперативно-виїзною бригадою.

На даний час за допомогою програмного продукту, розробленого НКРЕКП можна визначити слабку ланку мережі використовуючи цільовий SAIDI як по окремим підрозділам підприємства, так і по окремим елементам мережі за місяць, квартал, рік, а також частку кожного елемента мережі в загальному цільовому SAIDI.

1.3 Особливості та вимоги впровадження стимулюючого тарифоутворення в умовах ОСР (РАВ-регулювання).

На сьогоднішній день галузь електроенергетики займає провідне місце в економіці України та є базовою для її розвитку. Вона має зв'язки з усіма галузями економіки і забезпечує їх електричною і тепловою енергією, які є невід'ємною умовою їх функціонування.

Слід зазначити, що ключовою проблемою енергетичної галузі є технічний стан розподільних мереж, які знаходяться в край важкому стані через високий ступінь фізичної і моральної зношеності електроенергетичного обладнання, яке експлуатується понад парковий термін експлуатації.

Вирішення даної проблеми вимагає залучення додаткових інвестицій для подальшого розвитку електроенергетики. У зв'язку з цим державою в особі Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі – НКРЕКП) запропоновано ліцензіатам, що здійснюють господарську діяльність з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електромережами та ліцензіатам, що здійснюють господарську діяльність з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електромережами і постачання електричної енергії за регульованим тарифом (далі – енергокомпанії) перейти на стимулююче регулювання (далі – РАВ-регулювання). В свою чергу, використання РАВ-регулювання вимагає від енергокомпаній дотримання нормативних показників якості послуг з електропостачання споживачів.

Стимулююче регулювання для операторів мереж, передбачає розроблення системи тарифоутворення на основі довгострокового регулювання тарифів, спрямованого на залучення інвестицій для будівництва та модернізації інфраструктури та стимулювання ефективності витрат компаній. РАВ-

регулювання передбачає встановлення величини необхідного доходу в залежності від досягнення встановлених показників надійності електропостачання та якості обслуговування споживачів, а також мотивує регульовані компанії до зниження витрат.

За Постановою НКРЕ від 26.07.2013 №1029 [10] (із змінами і доповненнями) умовами для переходу ліцензіатів на стимулююче регулювання є:

1) Проведення оцінки активів відповідно до Методики оцінки активів суб'єктів природних монополій, суб'єктів господарювання на суміжних ринках у сфері комбінованого виробництва електричної та теплової енергії, затвердженої наказом Фонду державного майна України від 12 березня 2013 року № 293, зареєстрованої в Міністерстві юстиції України 29 березня 2013 року за № 522/23054, та наявність позитивної рецензії звіту про незалежну оцінку активів, прорецензованого рецензентами, які працюють в органі державної влади, який здійснює державне регулювання оціночної діяльності;

2) Звернення ліцензіата щодо встановлення тарифів на послуги з розподілу електричної енергії відповідно до Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 05 жовтня 2018 року № 1175 [8].

Протягом першого регуляторного періоду ліцензіат має забезпечувати:

1) Повне виконання плану заходів із забезпечення достовірності даних для здійснення моніторингу якості послуг (зокрема шляхом створення систем реєстрації відключень в електричних мережах 6 - 150 кВ);

2) При здійсненні діяльності з розподілу електричної енергії щорічне інвестування в обсягах не менше ніж річна сума амортизації та доходу від плати за реактивну енергію та 50 відсотків від прибутку на регуляторну базу активів з розподілу електричної енергії, яка створена на дату переходу до стимулюючого

регулювання, згідно з інвестиційною програмою, затвердженою, погодженою та схваленою відповідно до Порядку розроблення та подання на затвердження планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу, затвердженого постановою НКРЕКП від 04 вересня 2018 року № 955.

Треба зауважити, що значну роль у величині тарифу на передачу/постачання електричної енергії для енергопостачальних компаній відіграють цільові показники якості послуг в електропостачанні.

Стимулююче регулювання передбачає встановлення величини необхідного доходу в залежності від досягнення встановлених показників надійності електропостачання та якості обслуговування споживачів, а також мотивує регульовані компанії до зниження витрат.

При переході енергокомпаній на RAB-тариф враховується цільовий індекс SAIDI, який складається із запланованих перерв без попередження споживачів та перерв з причини технологічних порушень у мережах компанії. Цей показник характеризує надійність електропостачання споживачів, яка визначається недовідпуском електроенергії з вини ліцензіата з передачі та постачання електричної енергії.

Під надійністю електропостачання слід розуміти безперервне забезпечення споживачів електроенергією заданої якості відповідно до графіка електроспоживання і за схемою, яка передбачена для тривалої експлуатації.

Перерви в електропостачанні споживачів призводять до виникнення збитків, при цьому величина збитків залежить від класифікації перерви, характеру споживача (населення, сфера послуг, промисловість), пори року, дня тижня, та навіть часу доби коли виникла аварійна ситуація.

В роботі доведено, що при раптовому відключенні споживача із зростанням часу ліквідації аварійної ситуації збитки споживача зростають нерівномірно: при

тривалості відключення до 130 хвилин збитки зростають повільно, а після вичерпання цього часу відбувається їх стрімке зростання. Для підприємств сфери послуг стрімке зростання збитків починається із тривалості відключення більше ніж 500 хвилин. Величина збитків для підприємств промисловості та сфери послуг вища, ніж для населення. Таким чином, величина збитків споживача внаслідок виникнення перерви в електропостачанні залежить від тривалості самої перерви, а отже, показник SAIDI може використовуватись для визначення збитків споживачів. Цільовий показник SAIDI, встановлений вітчизняним регулятором ринку електроенергії, на рівні 150 хвилин для міст та 300 хвилин для сільської місцевості відповідає гранично допустимій тривалості часу відновлення електропостачання, при якій збиток споживача залишається в допустимих межах.

Починаючи з 2021 року, показник SAIDI враховується при визначенні тарифу на передачу електричної енергії, а отже впливає на роздрібний тариф для споживачів. Отже, можна зробити висновок, що проблема перерв в електропостачанні актуальна для всіх ліцензіатів з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами. З урахуванням переходу на стимулююче тарифоутворення проблема зростання показника SAIDI виходить на перший план, так як при RAB-тарифі перевищення планових показників SAIDI призводить до корегування необхідного доходу з боку НКРЕКП в сторону зменшення, а, отже, і до зниження тарифів на передачу електричної енергії, що є негативним фактором для компанії. Внаслідок зниження тарифів зменшуються грошові надходження від одного з видів основної діяльності підприємств, і, як наслідок, зменшуються можливості подальшого розвитку електричних мереж енергокомпаній.

Причинами високих значень показників SAIDI може бути :

- не досконала конфігурація мережі: наявність довгих ліній, відсутність

можливості резервування живлення споживачів при відключеннях;

- високий рівень фізичного та морального зносу основного обладнання електричних мереж;
- низький рівень автоматизації мереж.

Отже, енергокомпаніям у яких є перевищення цільового SAIDI в порівнянні з нормами, встановленими НКРЕКП, необхідно розробляти заходи щодо зниження показника SAIDI.

Будівництво, модернізація та реконструкція електричних мереж та обладнання здійснюється в об'ємах інвестиційної програми затвердженою НКРЕКП та із залученням коштів інвесторів. Основним джерелом фінансування інвестиційних програм є тариф на розподіл відповідної компанії. Додатковими джерелами фінансування інвестиційних програм є кошти, які компанії отримують внаслідок зниження фактичних технологічних витрат електричної енергії (ТВЕ) від рівня нормативних, як оплати за реактивну енергію від споживачів, невикористані кошти попередніх періодів та кошти інвесторів. Тому енергетичним компаніям, які переходять на стимулююче тарифоутворення необхідно враховувати цільовий показник SAIDI для розставлення пріоритетів і оцінки ефективності інвестиційних програм.

1.4 Опис мережі 6 кВ для встановлення автоматичних пунктів секціонування

Об'єктом проектування є елементи електричних мереж (лінія), які є складовими частинами розподільчих електричних мереж загального призначення 6 кВ.

Даним дипломним проектом передбачається реконструкція ПЛ-6 кВ Л-«О»-ТП-26 від ком. №14 ПС 35/6 кВ №5 до ком. №10 ПС 35/6 кВ №29, встановлення нових перемикаючих пунктів та заміна існуючого перемикаючого пункту на новий.

Реконструкція передбачає:

- демонтаж існуючої лінії ПЛ-6 кВ
- монтаж СІП для ПЛ-6 кВ
- будівництво перемикаючих пунктів (реклоузерів)

До складу об'єкту входять:

- Повітряні лінії ПЛ-6 кВ;
- Перемикаючі пункти.

Переріз проводів магістралі ПЛ-6 кВ вибраний за умовами механічної міцності (згідно табл.2.5.12 ПУЕ-2017), по тривало-допустимому струму (згідно табл.1.3.29 ПУЕ-2017) та задовольняє вимогам ДСТУ EN 50160:2014 по величині граничного відхилення напруги у споживача. На ділянці ПЛ-6 кВ провід прийнятий А-50. Прогнозоване навантаження лінії ПЛ-6кВ складає 279А. Допустимий тривалий струм прийнятого до монтажу проводу СІП-3 1x70-20 складає 310А (згідно табл.1.3.40 ПУЕ-2017) [1].

1.5 Огляд технічних рішень для підвищення надійності та гнучкості роботи мереж 6-35 кВ

Імовірність короткого замикання повітряної лінії на одній з ділянок, наприклад, через обрив приводу або падіння дерева, завжди досить велика і загрожує виходом з ладу всієї лінії. Рішенням є так зване "секціонування" - поділ повітряної лінії на секції з можливістю виведення з експлуатації на час ліквідації технологічного порушення тільки невеликого пошкодженої ділянки. Окрім того,

в даній роботі передбачено заміну голого проводу на СП, так як повітряна лінія знаходиться в роботі більше 40 років і потребує еконструкції. СП має більш безпечні показники в роботі, а саме захист струмонесучої жили ізоляцією. Це призводить до зменшення технологічних порушень спричинених високою щільністю парослі яка знаходиться близько до проводів, та зменшення кількості коротких замикань спричинених схлещуванням проводів.

Поділ повітряної лінії на секції проводився за допомогою пунктів секціонування (іноді їх ще називали КРУН-СВЛ - комплектний розподільний пристрій секціонування повітряної лінії електропередачі). У той час пункт секціонування вдавав із себе невелику модульну будівлю з встановленим всередині нього масляним вимикачем або вимикачем навантаження.

Нове життя пунктам секціонування подарував розвиток нафтогазової галузі, коли для електропостачання віддалених об'єктів (наприклад, насосних станцій, встановлених уздовж трубопроводу) доводилося тягнути десятки кілометрів повітряних ліній електропередачі. Для захисту лінії від коротких замикань через певні проміжки встановлювалися пункти секціонування (ПС) або пункти секціонування стовпові (ПСС), дозволяли локалізувати аварійну ділянку без відключення електропостачання решти лінії.

Справжня революція сталася після появи компактних і швидкодіючих вакуумних вимикачів. Це дозволило зробити реклоузери малогабаритними, з можливістю розміщення безпосередньо на опорі ЛЕП, а також в значній мірі дозволило автоматизувати роботу пунктів секціонування, які стали іменуватися автоматичними пунктами секціонування - АПС.

При цьому АПС придбали головну рису, яка зробила їх реклоузерами - АПС стали необслуговуючими, тобто не вимагали регулярного присутності персоналу.

Саме поняття "реклоузер" виникло в США. Стандарт IEEE 37.100-1992 дає наступне визначення: «реклоузер - це автономний пристрій, що використовується для автоматичного відключення і повторного включення ланцюга змінного струму з попередньо заданою послідовністю циклів відключення і повторного включення з подальшим поверненням в початковий стан, збереженням включеного положення або блокуванням у не ввімкненому стані. Реклоузер включає в себе комплекс елементів управління, необхідних для виявлення струмів короткого замикання і управління реклоузера».

Звернемо увагу на два моменти. По-перше, реклоузер - це автономний пристрій, по-друге, він призначений для відключення з метою спрощення повторного включення ланцюга (автоматичне повторне включення - АПВ).

Справа в тому, що близько 80% пошкоджень в мережах не стійкі і самоусуваються протягом декількох секунд. Причинами подібних ушкоджень є схлещування проводів, дотик проводів гілками дерев, перекриття ізоляторів в результаті грозових впливів, птахи і тварини та ін. Було визначено, що відключення і наступне автоматичне включення лінії при нестійкому пошкодженні призводять до усунення причини і, отже, виключають тривалі перерви електропостачання.

Реклоузер є автоматичним вимикачем, який розмикає лінію при відхиленні її параметрів від заданих, наприклад, при перевищенні струмом порогового значення. У цьому сенсі реклоузер є одним із видів автоматичних вимикачів, встановлених під'їздах житлових будинків, з тією лише різницею, що його робочу напругу не 220 В, а 10 кВ або навіть 35 кВ.

Реклоузер складається з двох частин: високовольтного модуля (ВМ) і шафи управління (ШУ), пов'язаних між собою з'єднувальним кабелем.

Високовольтний модуль встановлений в верхній частині опори і підключений до лінії через прохідні ізолятори. У середині високовольтного модуля знаходяться: вакуумний вимикач, трансформатори струму та трансформатор напруги.

Шафа управління встановлюється в нижній частині опори на висоті людського росту. У ньому знаходиться мікропроцесорний пристрій захисту та органи ручного управління реклоузера.

Алгоритм роботи реклоузера наступний.

Трансформатори струму, встановлені в високовольтному модулі, вимірюють струм в лінії і по передають сигнал на термінал захисту, що знаходиться в шафі управління.

Мікропроцесорний термінал захисту порівнює струм в лінії (а також, можливо, інші параметри) з заданими уставками. Якщо поточні параметри лінії виходять за межі заданого діапазону, термінал захисту видає команду на відключення вакуумного вимикача, який розриває ланцюг.

Термінал захисту витримує заданий проміжок часу, наприклад, 1 секунду, і подає на вакуумний вимикач сигнал на повторне включення (автоматичне повторне включення - АПВ). Якщо несправність на лінії після вимикання живлення не самоусунулася, то з трансформаторів струму на термінал знову приходить "тривожний сигнал", і захист знову відключає лінію. Так повторюється від одного до трьох разів, в залежності від налаштувань реклоузера.

Якщо автоматичне повторне включення не допомогло усунути несправність, то реклоузер відключає лінію, передає по лінії зв'язку сигнал в диспетчерську і чекає приїзду ремонтної бригади, яка усунув несправність на лінії, вручну включає реклоузер.

На даний час за допомогою програмного продукту, розробленого НКРЕКП можна визначити слабку ланку мережі використовуючи цільовий SAIDI як по окремим підрозділам підприємства, так і по окремим елементам мережі за місяць, квартал, рік, а також частку кожного елемента мережі в загальному цільовому SAIDI.

Слід зазначити, що при вирішенні проблеми необхідно враховувати конфігурацію мережі та тип встановленого обладнання. Мережі, як правило, дуже розгалужені, секціонування їх забезпечується лінійними роз'єднувачами або масляними вимикачами без АПВ, а застосування сучасних реклоузерів відсутнє.

Для визначення слабкої ланки виконаємо аналіз показника цільового SAIDI для міської місцевості за останні 3 роки по підрозділах Товариства (таблиця 3.3). Із значень в таблиці 3.3 видно, що найбільші значення SAIDI мають Жовтоводські, Вільногірські та Дніпропетровські мережі.

Таблиця 1.4.1 - Значення цільового SAIDI для міської місцевості по підрозділах ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» за 2018-2020 рр.

Підрозділ \ Рік	SAIDI, хв.			Середнє значення SAIDI, хв.
	2018	2019	2020	
Вільногірські РЕМ	102,01	42,82	400,66	181,83
Дніпропетровські РЕМ	156,47	128,72	252,71	179,30
Жовтоводські РЕМ	151,19	165,85	300,40	205,81
Криворізькі РЕМ	10,02	45,38	160,74	72,05
Павлоградські РЕМ	162,80	69,50	629,37	287,22
СПС	0,00	2,76	27,64	10,13
Разом по ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"	138,41	118,21	330,52	195,72

Таблиця 1.4.2 - Значення цільового SAIDI для сільської місцевості по підрозділах ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» за 2018-2020 рр.

Підрозділ \ Рік	SAIDI, хв.			Середнє значення SAIDI, хв.
	2018	2019	2020	
Вільногірські РЕМ	Н/Д	Н/Д	Н/Д	0,00
Дніпропетровські РЕМ	Н/Д	Н/Д	Н/Д	0,00
Жовтоводські РЕМ	Н/Д	Н/Д	Н/Д	0,00
Криворізькі РЕМ	8,01	250,52	297,88	185,47
Павлоградські РЕМ	0,00	53,00	127,33	60,11
СПС	Н/Д	Н/Д	Н/Д	0,00
Разом по ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"	8,00	250,80	297,75	185,51

Слід зазначити, що на даний час розробляється проект реконфігурації мережі м. Вільногірськ із переводом мереж з напруги 6 кВ на напругу 20 кВ, який передбачає повну заміну розподільчих мереж. Рішення про реконфігурацію мережі Вільногірських РЕМ схвалено НКРЕКП і в зв'язку з цим питання підвищення показників якості послуг цих мереж в даній роботі розглядатися не буде.

Таким чином, для підвищення якості послуг з електропостачання споживачів, які приєднані до мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК», необхідно усунути слабкі ланки в Жовтоводських та Дніпропетровських мережах.

Слабку ланку мережі визначимо за часткою в SAIDI Товариства. Вживши заходи з підвищення надійності елементів, які дають найбільш вагомий внесок в SAIDI Товариства, ми усунемо слабку ланку мережі та зможемо приступити до пошуку наступної слабкої ланки.

В Жовтоводських мережах слабкою ланкою є повітряна лінія 6 кВ Л-О-ТП26. Від цієї лінії отримує живлення 10 трансформаторних підстанцій до

яких приєднано більше 1000 точок обліку електричної енергії. На лінії встановлено один секціонуючий масляний вимикач, та один секціонуючий роз'єднувач. Автоматичне повторне включення лінії відсутнє.

В 2018 році Л-О-ТП26 аварійно відключалась 5 разів, загальний час відключень склав 645 хвилин.

За 2019 рік Л-О-ТП26 аварійно відключалась 3 рази, час відключення склав 544 хвилини.

В 2020 році Л-О-ТП26 аварійно відключалась 4 рази, загальний час відключень склав 567 хвилин.

Отже, середній час відключення лінії за три роки складає 585 хв.

Причинами аварійних відключень були обриви проводів повітряної лінії, пошкодження прохідних ізоляторів в трансформаторних підстанціях, пошкодження роз'єднувачів, схлест проводів та інше.

Для зменшення кількості відключених точок обліку при аварійному відключенні Л-О-ТП26 необхідно виконати наступні заходи:

- виконати заміну секціонуючих вимикача та роз'єднувача на реклоузери;
- виконати заміну масляного вимикача в комірці РУ-6 кВ підстанції, від якої живиться ПЛ на вакуумний із заміною релейного захисту;
- розробити алгоритм автоматичного повторного ввімкнення лінії для забезпечення живлення споживачів, які живляться від неушкодженої ділянки ПЛ.

Монтажні роботи по встановленню реклоузера передбачають доставку обладнання до місця монтажу, установку залізобетонних стійок, встановлення обладнання на стійках, монтаж та під'єднання проводів та вторинних кіл реклоузера та встановлення заземлення обладнання. Налагоджувальні роботи по встановленню реклоузера передбачають електричні випробування встановленого

обладнання, фазування обладнання, налагоджування мікропроцесорних захистів та автоматики реклоузера, вимір опору заземлення, випробування вторинних кіл комутації.

1.6 Висновки та постановка задач роботи

Підводячи підсумки, можна стверджувати, що на сьогоднішній день галузь електроенергетики займає провідне місце в економіці України та є базовою для її розвитку. Вона має зв'язки з усіма галузями економіки і забезпечує їх електричною і тепловою енергією, які є невід'ємною умовою їх функціонування.

Зараз важко применшити роль електричної енергії в нашому житті. Практично все, від мобільного телефону в кишені людини, до великого заводу працює від електричної енергії. Проте, споживачі дуже часто забувають, що електроенергія – це теж товар на який є попит, і є ціна. Реформування енергетики України розпочалось майже одразу після отримання незалежності, саме тоді почався перехід від планової системи до відкритого ринку, який триває і до сьогодні.

Розподільні електричні мережі України характеризуються складною і розгалуженою структурою, великою кількістю елементів та низьким рівнем автоматизації. У той же час розподільні електричні мережі є тим елементом електроенергетичної системи (ЕЕС), який безпосередньо взаємодіє як із магістральними електричними мережами, так і зі споживачами. Саме тому від якості їх роботи залежать показники надійності і ефективності функціонування всієї системи електропостачання в цілому. Таким чином, розробка та впровадження заходів для підвищення надійності функціонування розподільних електричних мереж на сьогоднішній день є актуальною задачею для енергосистеми України.

Сучасний стан розвитку розподільних електричних мереж України характеризується такими негативними чинниками як:

- незадовільний стан значної частки обладнання електричних мереж, більшість з якого відпрацювала передбачений технічною документацією термін експлуатації і спричиняє значні втрати електричної енергії, недостатню надійність при експлуатації мережі та потребує заміни;

- неефективна конфігурація мереж, яка в першу чергу проявляється у значній довжині ліній електропередачі (ЛЕП), а також в неоптимальній структурі мережі внаслідок поступового розвитку та реконструкції мереж;

- низький рівень автоматизації мереж (на сьогоднішній день рівень оснащення розподільних електричних мереж засобами автоматичного управління 69 режимами складає менше 50 %, що призводить до значних операційних втрат);

- проблеми з підключенням нових абонентів, зокрема розподіленої генерації, електроопалення та інфраструктури електротранспорту, які виникають через низьку пропускну здатність розподільних електричних мереж;

- низька якість електропостачання споживачів (низький рівень технічного стану розподільних електричних мереж сприяє зниженню індексу середньої тривалості відключень (SAIDI) та індексу середньої частоти відключень у системі (SAIFI) міжнародних показників надійності електропостачання споживачів - тривалість перерв електропостачання в Україні сягає від 580 до 870 хвилин, тоді як у країнах ЄС – до 40 хвилин);

- низький рівень оснащення розподільних електричних мереж автоматизованими системами обліку електроенергії, який станом на 01.01.2018 р. складає лише 3 %.

Як результат такого незадовільного технічного стану розвитку розподільних електричних мереж України є:

- збільшення втрат електричної енергії, які становлять від 12 до 17% для розподільних мереж різних енергопостачальних компаній;
- зниження показників надійності роботи електричних мереж;
- зниження ефективності роботи ОЕС України.

Перерви в електропостачанні споживачів призводять до виникнення збитків, при цьому величина збитків залежить від класифікації перерви, характеру споживача (населення, сфера послуг, промисловість), пори року, дня тижня, та навіть часу доби коли виникла аварійна ситуація.

В роботі доведено, що при раптовому відключенні споживача із зростанням часу ліквідації аварійної ситуації збитки споживача зростають нерівномірно: при тривалості відключення до 130 хвилин збитки зростають повільно, а після вичерпання цього часу відбувається їх стрімке зростання. Для підприємств сфери послуг стрімке зростання збитків починається із тривалості відключення більше ніж 500 хвилин. Величина збитків для підприємств промисловості та сфери послуг вища, ніж для населення. Таким чином, величина збитків споживача внаслідок виникнення перерви в електропостачанні залежить від тривалості самої перерви, а отже, показник SAIDI може використовуватись для визначення збитків споживачів. Цільовий показник SAIDI, встановлений вітчизняним регулятором ринку електроенергії, на рівні 150 хвилин для міст та 300 хвилин для сільської місцевості відповідає гранично допустимій тривалості часу відновлення електропостачання, при якій збиток споживача залишається в допустимих межах.

Починаючи з 2021 року, показник SAIDI враховується при визначенні тарифу на передачу електричної енергії, а отже впливає на роздрібний тариф для споживачів. Отже, можна зробити висновок, що проблема перерв в

електропостачанні актуальна для всіх ліцензіатів з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами. З урахуванням переходу на стимулююче тарифоутворення проблема зростання показника SAIDI виходить на перший план, так як при RAB-тарифі перевищення планових показників SAIDI призводить до корегування необхідного доходу з боку НКРЕКП в сторону зменшення, а, отже, і до зниження тарифів на передачу електричної енергії, що є негативним фактором для компанії. Внаслідок зниження тарифів зменшуються грошові надходження від одного з видів основної діяльності підприємств, і, як наслідок, зменшуються можливості подальшого розвитку електричних мереж енергокомпаній.

Причинами високих значень показників SAIDI може бути :

- не досконала конфігурація мережі: наявність довгих ліній, відсутність можливості резервування живлення споживачів при відключеннях;
- високий рівень фізичного та морального зносу основного обладнання електричних мереж;
- низький рівень автоматизації мереж.

Отже, енергокомпаніям у яких є перевищення цільового SAIDI в порівнянні з нормами, встановленими НКРЕКП, необхідно розробляти заходи щодо зниження показника SAIDI.

Будівництво, модернізація та реконструкція електричних мереж та обладнання здійснюється в об'ємах інвестиційної програми затвердженою НКРЕКП та із залученням коштів інвесторів. Основним джерелом фінансування інвестиційних програм є тариф на розподіл відповідної компанії. Додатковими джерелами фінансування інвестиційних програм є кошти, які компанії отримують внаслідок зниження фактичних технологічних витрат електричної енергії (ТВЕ) від рівня нормативних, як оплату за реактивну енергію від

споживачів, невикористані кошти попередніх періодів та кошти інвесторів. Тому енергетичним компаніям, які переходять на стимулююче тарифоутворення необхідно враховувати цільовий показник SAIDI для розставлення пріоритетів і оцінки ефективності інвестиційних програм.

Причинами аварійних відключень були обриви проводів повітряної лінії, пошкодження прохідних ізоляторів в трансформаторних підстанціях, пошкодження роз'єднувачів, схлест проводів та інше.

Для зменшення кількості відключених точок обліку при аварійному відключенні повітряних ліній необхідно виконати наступні заходи:

- виконати заміну секціонуючих вимикача та роз'єднувача на реклоузери;
- виконати заміну масляного вимикача в комірці РУ-6 кВ підстанції, від якої живиться ПЛ на вакуумний із заміною релейного захисту;
- розробити алгоритм автоматичного повторного ввімкнення лінії для забезпечення живлення споживачів, які живляться від неушкодженої ділянки ПЛ.

Реклоузер є автоматичним вимикачем, який розмикає лінію при відхиленні її параметрів від заданих, наприклад, при перевищенні струмом порогового значення. У цьому сенсі реклоузер є одним із видів автоматичних вимикачів, встановлених під'їздах житлових будинків, з тією лише різницею, що його робочу напругу не 220 В, а 10 кВ або навіть 35 кВ.

Реклоузер складається з двох частин: високовольтного модуля (ВМ) і шафи управління (ШУ), пов'язаних між собою з'єднувальним кабелем.

Високовольтний модуль встановлений в верхній частині опори і підключений до лінії через прохідні ізолятори. У середині високовольтного модуля знаходяться: вакуумний вимикач, трансформатори струму та трансформатор власних потреб.

Шафа управління встановлюється в нижній частині опори на висоті людського росту. У ньому знаходиться мікропроцесорний пристрій захисту та органи ручного управління реклоузера.

Алгоритм роботи реклоузера наступний.

Трансформатори струму, встановлені в високовольтному модулі, вимірюють струм в лінії і по передають сигнал на термінал захисту, що знаходиться в шафі управління.

Мікропроцесорний термінал захисту порівнює струм в лінії (а також, можливо, інші параметри) з заданими уставками. Якщо поточні параметри лінії виходять за межі заданого діапазону, термінал захисту видає команду на відключення вакуумного вимикача, який розриває ланцюг.

Термінал захисту витримує заданий проміжок часу, наприклад, 1 секунду, і подає на вакуумний вимикач сигнал на повторне включення (автоматичне повторне включення - АПВ). Якщо несправність на лінії після вимикання живлення не самоусунулася, то з трансформаторів струму на термінал знову приходить "тривожний сигнал", і захист знову відключає лінію. Так повторюється від одного до трьох разів, в залежності від налаштувань реклоузера.

Якщо автоматичне повторне включення не допомогло усунути несправність, то реклоузер відключає лінію, передає по лінії зв'язку сигнал в диспетчерську і чекає приїзду ремонтної бригади, яка усунув несправність на лінії, вручну включає реклоузер.

2 ОСНОВНА ЧАСТИНА

2.1 Аналіз та моделювання режимів роботи мережі 6 кВ

Забезпечення надійності є однією з найважливіших проблем при створенні і експлуатації будь-якої технічної системи. Особливо актуальна вона для складних систем, таких як системи електропостачання, що складаються з великої кількості елементів і мають великі внутрішні і зовнішні зв'язки.

Надійність системи електропостачання є одним з показників якості системи. Але цей показник істотно відрізняється, наприклад, від показників якості системи по енергії, тому якщо система не володіє необхідним ступенем надійності, то всі інші показники якості втрачають своє практичне значення, оскільки вони не можуть бути повноцінно використані в експлуатації.

Задача забезпечення надійності систем електропостачання включає в себе цілий комплекс технічних, економічних і організаційних заходів, спрямованих на скорочення збитків від порушення нормального режиму роботи споживачів електроенергії, таких як:

- вибір критеріїв і кількісних характеристик надійності;
- випробування на надійність і прогнозування надійності діючого обладнання;
- вибір оптимальної структури проєктованих (реконструюються) систем електропостачання за критерієм надійності;
- забезпечення заданих технічних і експлуатаційних характеристик роботи споживачів;
- розробка найбільш раціональної, з точки зору забезпечення надійності, програми експлуатації системи (обґрунтування режимів

профілактичних робіт, норм запасних елементів і методів відшукування несправностей).

Крім того, в сучасних ринкових умовах надійність електропостачання нерозривно пов'язана з економічними показниками та енергетичною безпекою промислових підприємств.

Раніше було визначено, що надійність електропостачання споживачів характеризується цільовим показником SAIDI (показник якості послуг з електропостачання), який в першу чергу враховується НКРЕКП після переходу Товариства на стимулююче регулювання.

Цільовий показник SAIDI по місту має тенденцію до зростання. Граничні значення, встановлені НКРЕКП, перевищуються Товариством у 2019 та 2020 роках. Показники SAIDI за ці роки так само перевищують значення 150 хвилин.

Таким чином, можна сказати, що надійність сільських мереж підприємства знаходиться на прийнятному рівні на відміну від міських.

Прогнозовані значення показника якості послуг з електропостачання для міської території в 2021-2033 рр. будуть перевищувати розрахункові значення, що в подальшому приведе до коригування значення необхідного доходу в бік зменшення за рахунок від'ємного значення показника *КЯ*.

Для запобігання цьому Товариству необхідно вжити заходи щодо зменшення значень цільового показника SAIDI для міської території при стимулюючому регулюванні. Поліпшення цільового SAIDI в розподільчих мережах 0,4-20 кВ можливо досягти за рахунок:

- 1) застосування проводів СІП замість голих проводів на повітряних лініях електропередач;

2) виконання секціонування на повітряних лініях великої довжини із застосуванням автоматичних комутаційних апаратів (реклоузерів, елегазові вимикачів навантаження та ін.);

3) заміна на повітряних лініях секціонуючих роз'єднувачів і вимикачів без автоматичного повторного включення (АПВ) на автоматичні комутаційні апарати з АПВ;

4) використання індикаторів короткого замикання;

5) впровадження телеуправління та автоматизації диспетчерського управління об'єктами із застосуванням SCADA систем (та ін.).

Заміна голих проводів на СІП дозволяє знизити кількість відключень, а, отже, і тривалість відключень за рахунок зменшення впливу зовнішніх факторів (падіння гілок на провода, схлест проводів, обрив проводів, та ін.). Також, ефективним методом зниження тривалості відключень є секціонування на повітряних лініях великої довжини із застосуванням автоматичних комутаційних апаратів, тобто розділення довгих ліній на менші ділянки. Налаштування АПВ таких пристроїв дозволить включити ті ділянки лінії, на яких немає пошкоджень, зменшивши при цьому кількість відключених споживачів. Також, при використанні автоматичних комутаційних апаратів (реклоузерів) зменшується довжина відключеної ділянки, а отже і час ліквідації пошкодження оперативно-виїзною бригадою.

На даний час за допомогою програмного продукту, розробленого НКРЕКП можна визначити слабку ланку мережі використовуючи цільовий SAIDI як по окремим підрозділам підприємства, так і по окремим елементам мережі за місяць, квартал, рік, а також частку кожного елемента мережі в загальному цільовому SAIDI.

Визначивши слабку ланку системи необхідно приступити до наступного кроку рішення проблеми згідно з теорією обмежень. Слід зазначити, що при вирішенні проблеми необхідно враховувати конфігурацію мережі та тип встановленого обладнання. Мережі, як правило, дуже розгалужені, секціонування їх забезпечується лінійними роз'єднувачами або масляними вимикачами без АПВ, а застосування сучасних реклоузерів відсутнє.

Для визначення слабкої ланки виконаємо аналіз показника цільового SAIDI для міської місцевості за останні 3 роки по підрозділах Товариства. Із наявних даних видно, що найбільші значення SAIDI мають Жовтоводські, Вільногірські та Дніпропетровські мережі.

Слід зазначити, що на даний час розробляється проект реконфігурації мережі м. Вільногірськ із переводом мереж з напруги 6 кВ на напругу 20 кВ, який передбачає повну заміну розподільчих мереж. Рішення про реконфігурацію мережі Вільногірських РЕМ схвалено НКРЕКП і в зв'язку з цим питання підвищення показників якості послуг цих мереж в даній роботі розглядатися не буде.

Таким чином, для підвищення якості послуг з електропостачання споживачів, які приєднані до мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК», необхідно усунути слабкі ланки в Жовтоводських та Дніпропетровських мережах.

Слабку ланку мережі визначимо за часткою в SAIDI Товариства. Вживши заходи з підвищення надійності елементів, які дають найбільш вагомий внесок в SAIDI Товариства, ми усунемо слабку ланку мережі та зможемо приступити до пошуку наступної слабкої ланки.

В Жовтоводських мережах слабкою ланкою є повітряна лінія 6 кВ Л-«О»-ТП26. Від цієї лінії отримує живлення 9 трансформаторних підстанцій до яких приєднано більше 1000 точок обліку електричної енергії. На лінії

встановлено два секціонуючих масляних вимикача, та один секціонуючий роз'єднувач. Автоматичне повторне включення лінії відсутнє.

В 2018 році Л-«О»-ТП26 аварійно відключалась 5 разів, загальний час відключень склав 645 хвилин.

За 2019 рік Л-«О»-ТП26 аварійно відключалась 3 рази, час відключення склав 544 хвилини.

В 2020 році Л-«О»-ТП26 аварійно відключалась 4 рази, загальний час відключень склав 567 хвилин.

Отже, середній час відключення лінії за три роки складає 585 хв.

Причинами аварійних відключень були обриви проводів повітряної лінії, пошкодження прохідних ізоляторів в трансформаторних підстанціях, пошкодження роз'єднувачів, схлест проводів та інше.

Для зменшення кількості відключених точок обліку при аварійному відключенні Л-«О»-ТП26 необхідно виконати наступні заходи:

- виконати заміну секціонуючих вимикача та роз'єднувача на реклоузери;
- виконати заміну масляного вимикача в комірці РУ-6 кВ підстанції, від якої живиться ПЛ на вакуумний із заміною релейного захисту;
- розробити алгоритм автоматичного повторного ввімкнення лінії для забезпечення живлення споживачів, які живляться від неушкодженої ділянки ПЛ.

Встановлення та налагодження обладнання передбачається із залученням підрядної організації.

Для оцінки ризиків вкладення інвестицій в заходи щодо покращення якості послуг з електропостачання спочатку необхідно розглянути варіанти відключення повітряної лінії Л-«О»-ТП26, що може привести до знеструмлення споживачів, які живляться від цієї лінії.

Пошкодження лінії може бути як стійким (пошкодження ізоляторів, обрив проводів, тощо) та не стійким (схлест проводів, попадання гілок чи птахів та ін.). При не стійкому пошкодженні після вимкнення вимикача причина пошкодження усувається, та на лінію знову подається напруга завдяки автоматичному повторному включенню лінії через малий проміжок часу (0,1-1с). При стійкому пошкодженні автоматичне повторне включення лінії буде неуспішним, тому що вимикач знову відключиться релейним захистом.

На рис. 2.1.1 наведемо три варіанти відключення даної лінії по ділянкам.

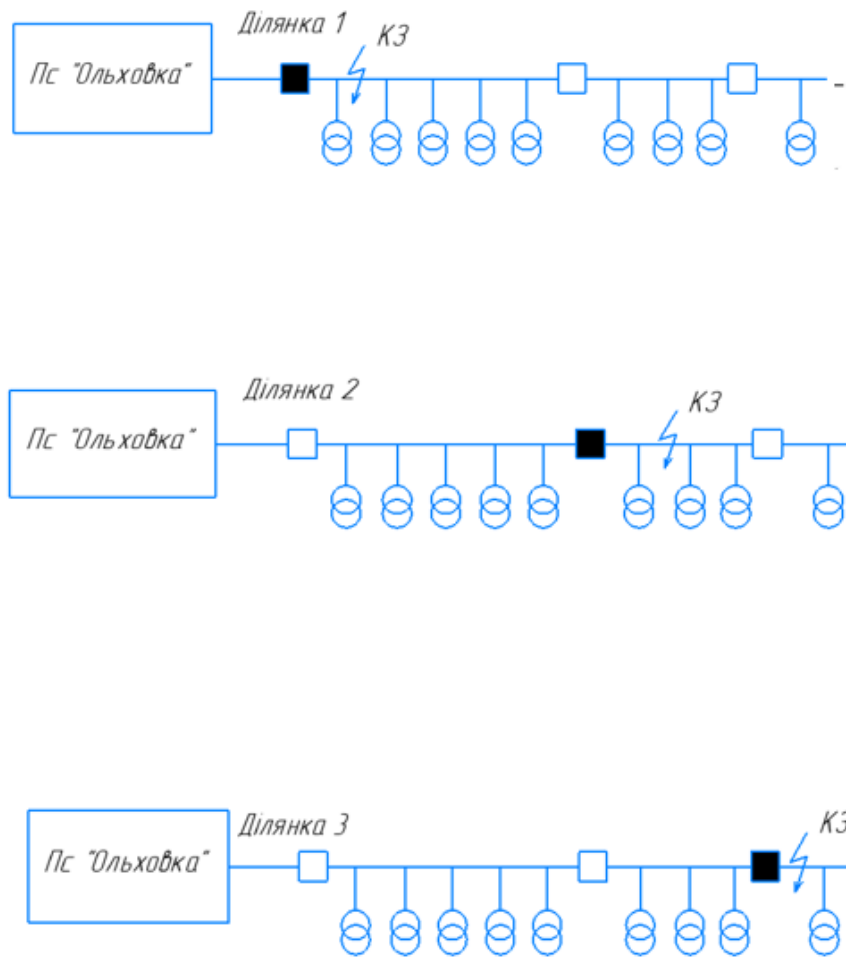


Рис. 2.1.1. Відключення лінії по ділянкам

При стійкому пошкодженні повітряної лінії на ділянці №1 вимикається вимикач через який живиться повітряна лінія 6 кВ Л-«О»-ТП26, що призведе до повного знеструмлення 9 трансформаторних підстанцій з недовідпуском електричної енергії 15,9 тис. кВт·год, в грошовому виразі це складе 26,712 тис. грн.

Стійке пошкодження повітряної лінії на ділянці №2 призводить до знеструмлення тільки частини лінії, так як при цьому вимикач на підстанції в РУ-6 кВ автоматично включиться, а пошкоджена ділянка буде відключена першим реклоузером. Таким чином, відключиться тільки чотири трансформаторних підстанцій, а інші п'ять залишаться з напругою. В цьому випадку недовідпуск електричної енергії складе 7,95 тис. кВт·год, а в грошовому виразі – 13,356 тис. грн.

При пошкодженні повітряної лінії на ділянці №3 знеструмлюється тільки одна трансформаторна підстанція, а інші вісім залишаються з напругою (пошкоджена ділянка вимикається другим реклоузером, перший реклоузер залишається включеним, а вимикач включається дією АПВ). В цьому випадку недовідпуск електричної енергії складе 2,3 тис. кВт·год, а в грошовому виразі – 3,925 тис. грн.

При нестійких пошкодженнях за рахунок використання АПВ живлення споживачів буде перериватися на невеликі проміжки часу, який необхідний для самостійного усунення пошкодження через відсутність напруги. Завдяки АПВ вдається зберегти живлення споживачів в 60-90% випадків. Приймаємо вірогідність успішної роботи АПВ 80%.

Пошкодження повітряної лінії може виникнути по всій довжині лінію із рівною вірогідністю.

При встановленні реклоузерів на лінії ми розбиваємо лінію на 3 ділянки: ділянку №1, довжина якої складає 50% довжини лінії, ділянку №2 – 35% довжини лінії та ділянку №3 – 15% лінії. Таким чином вірогідність виникнення пошкодження на ділянці №1 складе 0,5; на ділянці 2 – 0,35; на ділянці 3 – 0,15.

Таким чином, при установці реклоузерів зменшується кількість відключених споживачів при пошкодженні лінії, а отже зменшується недовідпуск електричної енергії. Щоб визначити збитки Товариства від недовідпуску електричної енергії розглянемо три варіанти пошкодження лінії, які були описані вище:

- 1) виникнення пошкодження на ділянці №1: вірогідність пошкодження 0,5; збитки від недовідпуску - 26,712 тис. грн.
- 2) виникнення пошкодження на ділянці №2: вірогідність пошкодження 0,35; збитки від недовідпуску - 13,356 тис. грн.
- 3) виникнення пошкодження на ділянці №3: вірогідність пошкодження 0,15; збитки від недовідпуску - 3,925 тис. грн.

В свою чергу, при виникненні пошкодження можливі дві події:

- 1) включення лінії в повному обсязі (успішна робота АПВ, вірогідність 0,8);
- 2) повне або часткове відключення лінії при стійкому пошкодженні (неуспішне АПВ пошкодженої ділянки, вірогідність – 0,2).

Послідовність розрахунку розглянемо на прикладі розрахунку гілки пошкодження ділянки 1.

Економічний ефект від підвищення якості послуг з електропостачання споживачів Жовтоводських мереж ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК" досягається за рахунок:

- зменшення збитків Товариства від недовідпуску електричної енергії споживачам;

- зменшення кількості виїздів оперативно-виїзної бригади для післяаварійного огляду повітряної лінії після відключень дією релейного захисту;
- відсутності щорічного коригування необхідного доходу Товариства за рахунок значення показника *КЯ* при стимулюючому регулюванні.

Після реконструкції мережі за рахунок встановлення реклоузерів та налаштування автоматичного повторного включення лінії таким чином, щоб максимально зменшити кількість знеструмлених споживачів, зменшиться недовідпуск електричної енергії споживачам, що призведе до покращення економічних показників та зменшить втрати підприємства.

2.2 Визначення електричних навантажень споживачів та ЛЕП

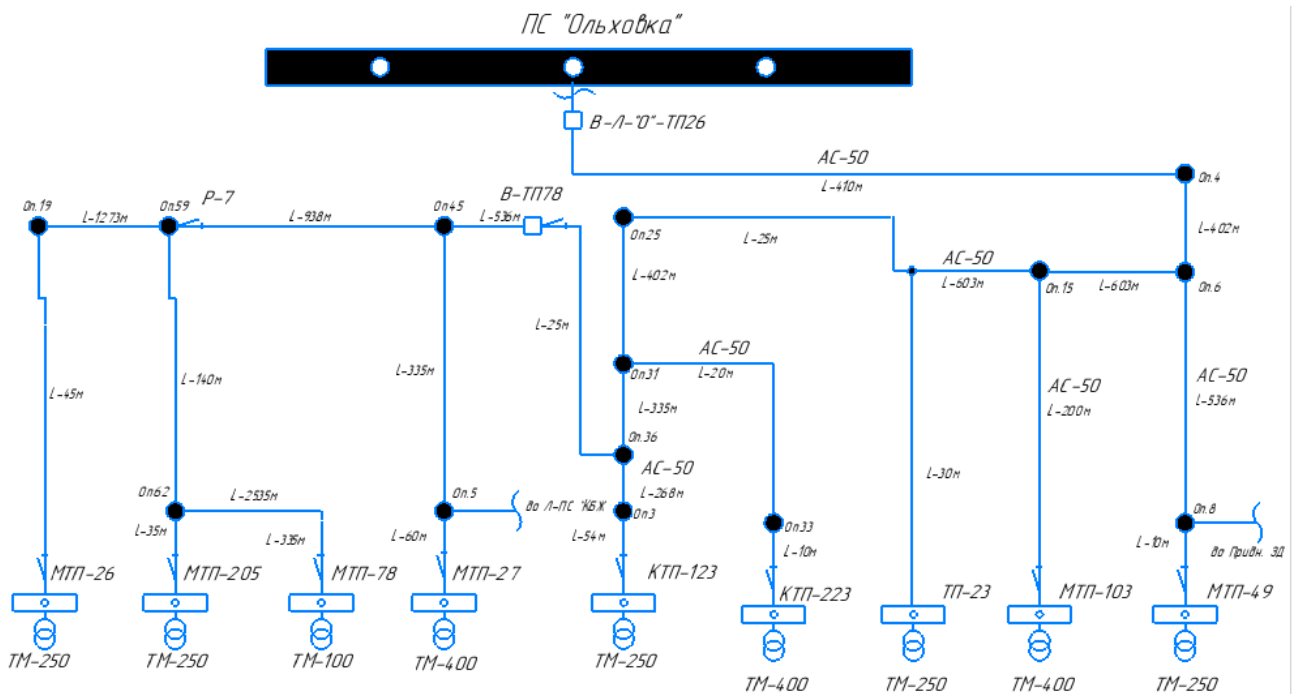


Рис. 2.2.1. Однолінійна схема Л-«О»-ТП-26

Навантаження лінії Л-«О»-ТП-26 представляють споживачі 0,4 кВ, які отримують живлення від трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ різної потужності за відгалуженнями від ПЛ-6 кВ. Для розрахунку розподілу навантажень в лінії приймаємо, що максимально можливе навантаження, що підключається до лінії, складається з сумарної потужності всіх ТП-6/0,4 кВ з урахуванням їх коефіцієнтів завантаження і різночасності максимумів. Приймаємо коефіцієнт завантаження трансформаторів ТП рівним $K_3 = 0,8$, а коефіцієнт різночасності максимумів $K_{p.m} = 0,85$.

Таким чином, активна потужність n – го відгалудження розраховується за формулою:

$$P_{\text{відг}} = S_{\text{ТП}} \cdot K_3 = 250 \cdot 0,8 = 200, \text{ кВт} \quad (2.2.1)$$

Реактивну потужність можна розрахувати за формулою:

$$Q_{\text{відг}} = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{250^2 - 200^2} = 150, \text{ кВар} \quad (2.2.2)$$

Активне та реактивне навантаження ділянки магістральної лінії до відгалудження розраховується за наступними формулами:

$$P_{\text{дільн}} = (P_8 + P_9) \cdot K_{p.m} = (200 + 200) \cdot 0,85 = 340, \text{ кВт} \quad (2.2.3)$$

$$Q_{\text{дільн}} = (Q_8 + Q_9) \cdot K_{p.m} = (150 + 150) \cdot 0,85 = 255, \text{ кВар} \quad (2.2.4)$$

Так як розрахунок проводиться для ділянки, то береться сума двох послідовно підключених ТП з урахуванням коефіцієнта різночасності максимумів.

У таблиці 2.2.1 наведено дані щодо розподілу навантажень за довжиною Л-«О»-ТП-26 (див. рис. 2.2.1), сумарна номінальна потужність ТП за їх відгалуженнями від магістральної частини ЛЕП.

Таблиця 2.2.1 - Дані щодо розподілу навантажень за довжиною Л-«О»-ТП-26

№ відгалуження ПЛ	Сумарна довжина ПЛ до n-го відгалуження	Довжина i-ї ділянки ПЛ	Навантаження ділянки магістральної лінії до відгалуження		Навантаження n-го відгалуження магістральної лінії		Сумарна встановлена потужність ТП відгалуження
			$P_{дільн}$, кВт	$Q_{дільн}$, квар	$P_{відг}$, кВт	$Q_{відг}$, квар	
0	В-Л-«О»-ТП-26	0	1734	1300,5			2550
1	1,358	1,358	1734,00	1300,50	200	150	250
2	2,161	0,803	1564,00	1173,00	320	240	400
3	2,794	0,633	1292,00	969,00	200	150	250
4	3,251	0,457	1122,00	841,50	320	240	400
5	3,573	0,322	850,00	637,50	200	150	250
6	4,864	1,291	680,00	510,00	320	240	400
7	8,812	3,948	408,00	306,00	80	60	100
8	8,847	0,035	340,00	255,00	200	150	250
9	10,165	1,318	200	150	200	150	250

Визначимо розрахунковий струм лінії за максимальним навантаженням:

$$I_{\text{роз.}} = \frac{\sqrt{P_{\text{дільн.}}^2 + Q_{\text{дільн.}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{1734^2 + 1300,5^2}}{\sqrt{3} \cdot 6} = 208,56, \text{ А} \quad (2.2.5)$$

Даною кваліфікаційною роботою передбачено заміну існуючого проводу А-50 на Самоутримний ізолюваний провід «СПП». Згідно таблиці 1.3.40 ПУЕ «Допустимий тривалий струм для алюмінієвих самоутримних ізолюваних проводів (СПП) і захищених проводів» напругою до 20 кВ становить 245А, що більше розрахункового струму [1], але, так як згідно статистики, підведеною оперативно-диспетчерською службою, з кожним роком навантаження зростають, обираємо до встановлення СПП-3 1*70-20.

2.3 Оцінка відповідності встановлених типорозмірів ЛЕП за показниками пропускної спроможності та якості електроенергії (відхилення напруги)

Виконаємо аналіз режиму напруги у споживачів лінії Л-«О»-ТП-26. В умовах нормальної роботи приймачів електроенергії відхилення напруги від номінального значення допускається в межах $\pm 5\%$, згідно ГОСТ 13109-97 [2]

Втрати напруги на ділянках лінії розраховуємо за формулами:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{дільн.}} &= \frac{(P_{\text{дільн.}} \cdot r_0 + Q_{\text{дільн.}} \cdot x_0) \cdot L_{\text{дільн.}}}{U_{\text{ном}}} \\ &= \frac{(1734 \cdot 0,493 + 1300,5 \cdot 0,266) \cdot 1,358}{6} = 272, \text{ В} \end{aligned} \quad (2.3.1)$$

Відхилення напруги у вузлах підключення відгалужень із навантаженнями:

$$\begin{aligned} \delta U_i &= \delta U_{i-1} - \Delta U_{\text{дільн}} \cdot 10^{-3} = \delta U_{i-1} - \Delta U_{\text{дільн}} \cdot 10^{-3} = \\ &= 6,3 - 272 \cdot 10^{-3} = 6,02 \text{ кВ} \end{aligned} \quad (2.3.2)$$

За фактичними вимірами при максимальному режимі на шинах 6 кВ ПС «Ольховка» відхилення напруги становить +3%, тобто. в абсолютних одиницях напруга дорівнює 6,3 кВ. Як приклад зробимо розрахунок втрати напруги на першій ділянці лінії Л-«О»-ТП-26 і визначимо відхилення напруги на другому вузлі підключення навантаження.

На інших ділянках розрахунки проводяться аналогічно. Результати розрахунків заносимо у табл. 2.3.1. У таблиці також наведемо реальний режим роботи лінії за фактичним завантаженням.

Таблиця 2.3.1 - Режим роботи лінії Л-«О»-ТП-26 по нарузі

№ ответвления ВЛ	Довжи на і-ї діляни ці ПЛ	Навантаження діляниці магістральної лінії до відгалудження		Струм ове ннаван таженн я діляни ць лінії	Режим напруги лінії СП-3 1*70- 20 при розрахунковому навантаженні		Режим напруги лінії СП-3 1*70- 20 при фактичному навантаженні		Режим напруги лінії СП-3 1*70-20 при мініальному навантаженні	
		$L_{\text{дільн.}}$, км	$P_{\text{дільн.}}$, кВт		$Q_{\text{дільн.}}$, квар	$I_{\text{дільн.}}$, А	ΔU_{pl} , В	δU_{pl} , К В	$\Delta U_{\text{факт}}$, В	$\delta U_{\text{факт}}$, кВ
0	0	1734	1300,50	208,57	0	6,3	0	6,3	135,89	6,16
1	1,358	1734,00	1300,50	208,57	271,78	6,03	82,36	6,22	72,48	6,09
2	0,803	1564,00	1173,00	188,12	144,95	5,88	43,92	6,17	47,20	6,04
3	0,633	1292,00	969,00	155,40	94,39	5,79	28,60	6,15	29,59	6,01

Кінець таблиці 2.3.1

4	0,457	1122,00	841,50	134,96	59,18	5,73	17,93	6,13	15,79	6,00
5	0,322	850,00	637,50	102,24	31,59	5,70	9,57	6,12	50,66	5,95
6	1,291	680,00	510,00	81,79	101,32	5,60	30,70	6,09	92,96	5,86
7	3,948	408,00	306,00	49,07	185,91	5,41	56,34	6,03	0,69	5,85
8	0,035	340,00	255,00	40,90	1,37	5,41	0,42	6,03	15,21	5,84
9	1,318	200,00	150,00	24,06	30,42	5,38	9,22	6,02	135,89	6,16

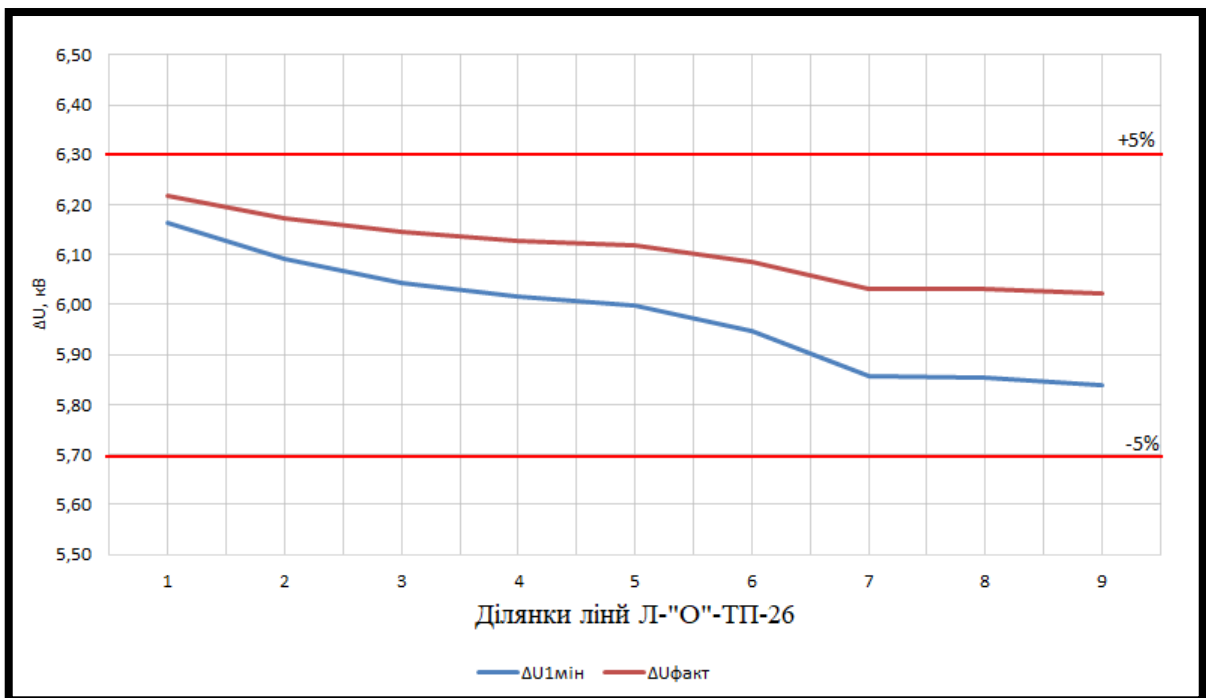


Рис. 2.3.1 – Режим роботи лінії Л-«О»-ТП-26 по напрузі на її ділянках

Відповідно до даних отриманих від оперативно-диспетчерської служби, для розрахунків мінімальних навантажень лінії було прийнято потужності $P_{дільн.м}$ та $Q_{дільн.м}$ рівними 50% від фактичних потужностей $P_{дільн}$ та $Q_{дільн}$.

2.4 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок буде проводитись в іменованих одиницях методом наближених розрахунків

Розрахуємо опори.

$$R_c = 0, \text{ Ом} \quad (2.4.1)$$

$$X_c = \frac{U_c^2}{S_{кз}} = \frac{6,3^2}{113,4} = 0,35, \text{ Ом} \quad (2.4.2)$$

$$R_1 = r_0 \cdot l_1 = 0,63 \cdot 2,403 = 1,51, \text{ Ом} \quad (2.4.3)$$

$$X_1 = x_0 \cdot l_1 = 0,43 \cdot 2,403 = 1,03, \text{ Ом} \quad (2.4.4)$$

$$R_2 = r_0 \cdot l_2 = 0,63 \cdot 0,938 = 0,59, \text{ Ом} \quad (2.4.5)$$

$$X_2 = x_0 \cdot l_2 = 0,43 \cdot 0,938 = 0,40, \text{ Ом} \quad (2.4.6)$$

$$R_3 = r_0 \cdot l_3 = 0,63 \cdot 2,675 = 1,68, \text{ Ом} \quad (2.4.7)$$

$$X_3 = x_0 \cdot l_3 = 0,43 \cdot 2,675 = 1,15, \text{ Ом} \quad (2.4.8)$$

Розрахуємо трьохфазні струми КЗ

$$I_{k1}^{(3)} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_c+R_1)^2+(X_c+X_1)^2}} = \frac{6.3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0+1,51)^2+(0,35+1,03)^2}} = 1,77, \text{ КА} \quad (2.4.9)$$

$$I_{k2}^{(3)} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_c+R_1+R_2)^2+(X_c+X_1+X_2)^2}} = \frac{6.3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0+1,51+0,59)^2+(0,35+1,03+0,40)^2}} = 1,32, \text{ КА} \quad (2.4.10)$$

$$I_{k3}^{(3)} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_c+R_1+R_2+R_3)^2+(X_c+X_1+X_2+X_3)^2}} = \frac{6.3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0+1,51+0,59+1,68)^2+(0,35+1,03+0,40+1,15)^2}} = 0,76, \text{ КА} \quad (2.4.11)$$

Розрахуємо ударні струми КЗ, для цього розрахуємо аперіодичну складову T_a та коефіцієнт ударний K_y

$$T_{a1} = \frac{X_c + X_1}{\pi \cdot (R_c + R_1)} = \frac{0,35 + 1,03}{3,14 \cdot (0 + 1,51)} = 0,29 \quad (2.4.12)$$

$$T_{a2} = \frac{X_c + X_1 + X_2}{\pi \cdot (R_c + R_1 + R_2)} = \frac{0,35 + 1,03 + 0,40}{3,14 \cdot (0 + 1,51 + 0,59)} = 0,27 \quad (2.4.13)$$

$$T_{a3} = \frac{X_c + X_1 + X_2 + X_3}{\pi \cdot (R_c + R_1 + R_2 + R_3)} = \frac{0,35 + 1,03 + 0,40 + 1,15}{3,14 \cdot (0 + 1,51 + 0,59 + 1,68)} = 0,24 \quad (2.4.14)$$

$$K_{yд1} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a1}}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,29}} = 1,96 \quad (2.4.15)$$

$$K_{yд2} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a1}}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,27}} = 1,96 \quad (2.4.16)$$

$$K_{yд3} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a1}}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,24}} = 1,95 \quad (2.4.17)$$

$$i_{yд1} = \sqrt{3} \cdot I_{k1}^{(3)} \cdot K_{yд1} = \sqrt{3} \cdot 1,77 \cdot 1,96 = 6,00 \text{ Ка} \quad (2.4.18)$$

$$i_{yд2} = \sqrt{3} \cdot I_{k2}^{(3)} \cdot K_{yд2} = \sqrt{3} \cdot 1,32 \cdot 1,96 = 4,48 \text{ кА} \quad (2.4.19)$$

$$i_{yд3} = \sqrt{3} \cdot I_{k3}^{(3)} \cdot K_{yд3} = \sqrt{3} \cdot 0,76 \cdot 1,95 = 2,56 \text{ кА} \quad (2.4.20)$$

Розрахуємо двохфазні струми КЗ

$$I_{k1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{k1}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,77 = 1,53 \text{ Ка} \quad (2.4.21)$$

$$I_{k2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{k2}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,32 = 1,14 \text{ Ка} \quad (2.4.22)$$

$$I_{k3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{k3}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,76 = 0,65 \text{ Ка} \quad (2.4.23)$$

2.5 Вибір параметрів обладнання автоматичних пунктів секціонування

Реклоузери призначені для використання в повітряних розподільних мережах 6-35 кВ.

Використання реклоузерів дозволяє реалізовувати повноцінний захист, протиаварійну автоматику, дистанційне керування у повітряній розподільній мережі без будівництва підстанцій.

У комплект реклоузера входить все необхідне для його швидкого встановлення на опорах лінії і інтеграції в існуючу мережу:

- 1) модуль вакуумного вимикача з вбудованими трансформаторами струму і датчиками напруги (опціонально);
- 2) шафа захисту і телемеханіки;
- 3) комунікаційне обладнання (GSM, радіорелейний зв'язок, TETRA, оптоволоконна лінія, тощо. Остаточо тип комунікаційних обладнання вибирається замовником)
- 4) кронштейни, пристрої грозозахисту, кабелі інтерфейсу тощо.

Встановлення реклоузера можливе, як на існуючі опори повітряної лінії, так і на нові. Часто реклоузери вигідно встановлювати на відкритих розподільних пристроях підстанцій при їх реконструкціях для економії місця і трудовитрат.

Металеві деталі корпусів обладнання, що входять в комплект реклоузера виконані з високоякісної нержавіючої сталі. Ізоляція устаткування виконана зі стійкої до атмосферних впливів силіконової гуми або з гідрофобної циклоаліфатичної епоксидної смоли

Це забезпечує тривалу експлуатацію і бездоганний зовнішній вигляд.

Шафа захисту і телемеханіки містить все електронне обладнання реклоузера і джерело резервного живлення. Пристрій адаптовано до українських

кліматичних умов. Шафа має автоматичний обігрів і інтегрований фільтр в системі вентиляції для запобігання утворення конденсату.

Реклоузер виконує наступні функції:

Автоматика:

- автоматичне введення резерву АВР
- автоматичне повторне включення АПВ (4 спроби)

Захист:

- триступеневий струмовий захист БСЗ
- чутливий захист від замикань на землю SEF (0,1А)
- автоматичне частотне розвантаження АЧР
- захист від зниження / підвищення напруги
- блокування від стрибка струму намагнічування
- 4 групи уставок і їх ручне або автоматичне перемикання в залежності від напрямку потоку потужності.

Вимірювання:

- величини струму, напруги, частоти, гармоніки;
- технічний (комерційний) облік.

Модуль вакуумного вимикача реклоузера відповідає спеціальним вимогам до конструкції, що пред'являються до таких пристроїв:

- можливість ручного включення / вимикання;
- можливість ручного взводу приводної пружини вимикача;
- механічну наочну індикацію стану (вимкнено / включено).

Унікальною властивістю модуля є вбудовані повноцінні три трансформатори фазного струму і трансформатор струму нульової послідовності. Це дозволяє поряд з вбудованими в ТСН резистивним датчиками напруги реалізувати чутливий, спрямований захист від замикань на землю.

Відповідно до характеристик повітряної лінії Л-«О»-ТП-26 обираємо з каталогу продукції MVT PLUS вакуумний реклоузер типу 10кВ. Вартість обладнання занесемо до таблиці.



Рис.2.5.1. Реклоузер компанії MVT PLUS

Таблиця 2.5.1 - Вартість обладнання та реклоузера

Обладнання	Вартість одиниці з НДС, грн	Кількість, шт/м	Сумарна вартість, грн.
Провід СП-3 1x70-20, м	61,00	30 495	1 860 195,00
Реклоузер MVT PLUS 6 кВ, шт.	380 000,00	2	760 000,00
Обмежувач перенапруг ОПН-П-6/7,2/10/400УХЛ1, шт	1 035,00	12	12 420,00
Роз'єднувач РЛНД-10/400 УХЛ1, шт.	5 720,00	4	22 880,00
Ізолятор ШФ-20г з ковпачком, шт.	154,00	20	3 080,00
Провід АSхSn 4x50, км.	97 135,50	0,080	7 771,00
Кронштейний, шт	210,00	2	420,00

Кінець таблиці 2.5.1

Стрічка стальна бандажна IF207	48,00	12	576,00
Стійка СВ-105-5, шт	3 728,40	2	7 457,00
Плоса сталевая 30x2, кг	32,00	10,5	336,00
Всього			2 675 135,00

2.5.2 Вибір вимикачів.

Вибираємо вимикач напруги 6 кВ:

а) за місцем установки приймаємо вимикач для зовнішньої установки (робота на відкритому повітрі), для роботи в районах з помірним кліматом;

б) за напругою установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (2.5.2.1)$$

$$6 < 10 \text{ кВ};$$

в) за тривалим струмом:

$$I_p \leq I_n; \quad (2.5.2.2)$$

$$208,57 < 630 \text{ А};$$

в) за струмом вимикання :

$$i_{\text{уд1}} \leq i_{\text{вим.н}}; \quad (2.5.2.3)$$

$$6 < 12,5 \text{ кА};$$

Приймаємо з каталогу продукції компанії «Гаврида електрик Україна»[13] вакуумний вимикач типу ВВ/TEL-10

Так як розрахунок проводився для найбільшого значення КЗ, то другий вимикач обираємо аналогічний, так як значення КЗ у точці 2 нижчі.

2.5.3 Вибір вимірювальних трансформаторів струму

Вибираємо трансформатор струму 6кВ:

а) за напругою установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (2.5.3.1)$$

$$6 < 10 \text{ кВ};$$

б) за тривалим струмом:

$$I_p \leq I_n; \quad (2.5.3.2)$$

$$208,57 < 600;$$

в) за номінальним струмом вторинної обмотки. Приймаємо $I_{2ном}=5 \text{ А}$;

г) по вторинному навантаженні. Попередньо приймаємо трансформатори струму типу ТПОЛ10-У3 виробництва Запорізького трансформаторного заводу «ЕЛІЗ» з каталогу обладнання [14], $Z_{2ном}=0,8 \text{ Ом}$ в класі точності 0,5.

Складаємо таблицю підключених приладів:

Навантаження на вторинну обмотку трансформаторів струму

Таблиця 8-Навантаження на вторинну обмотку трансформаторів струму

Прилад	Тип	Навантаження фази, ВА		
		А	В	С
Амперметр	А-96-6	-	10	-
Лічильник активної і реактивної енергії	НІК 2303	5	-	5
Разом		5	10	5

З таблиці 8 видно, що найбільш завантажені фази В. загальний опір приладів:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом}; \quad (2.5.3.3)$$

де $S_{\text{приб}}$ – потужність, яка споживається приладами найбільш завантаженої фази, ВА;

I_2 – вторинний номінальний струм приладу, А.

Припустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 0,8 - 0,4 - 0,05 = 0,35 \text{ Ом}; \quad (2.5.3.4)$$

де $Z_{2\text{ном}}$ – номінальне допустиме навантаження трансформатора струму в обраному класі точності, Ом;

$r_{\text{к}}$ – перехідний опір контактів, які приймається рівними 0,05 Ом при кількості приладів 2-3 та 0,1 при більшій кількості приборів.

Приймаємо кабель з алюмінієвими жилами, орієнтована довжина 4 м, тоді переріз жил кабелю:

$$I_{\text{расч}} = 4 \text{ м}; \quad (2.5.3.5)$$

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 4}{0,35} = 0,32 \text{ мм}^2; \quad (2.5.3.6)$$

де ρ - питомий опір матеріалу проводу. Для проводів з алюмінієвими жилами $\rho=0,0283$ Ом мм²/м;

$l_{\text{расч}}$ – розрахункова довжина, яка залежить від схеми з'єднання трансформаторів струму. Трансформатори струму з'єднані в повну зірку, тому $l_{\text{расч}} = 4$.

Виходячи з умови механічної міцності приймаємо контрольний кабель марки АКРВГ з перерізом жил 4 мм².

Визначаємо фактичне розрахункове навантаження на вторинну обмотку трансформаторів струму:

$$z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} + r'_{\text{пр}} = 0,4 + 0,05 + 0,0283 = 0,4783 \text{ Ом}; \quad (2.5.3.7)$$

$$r'_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q_{\text{ф}}} = \frac{0,0283 \cdot 4}{4} = 0,0283 \text{ мм}^2; \quad (2.5.3.8)$$

де $q_{\text{ф}}$ – фактичний перетин жил кабелю, мм²;

$$z_2 < z_{2\text{ном}}; \quad (2.5.3.9)$$

$$0,4783 < 0,8;$$

Електродинамічна та термічна стійкість трансформаторів струму в реклоузерах визначається стійкістю самого реклоузера, внаслідок цього такі трансформатори по цим умовам не перевіряються. Остаточо приймаємо трансформатори струму типу ТПОЛ10-У3 з класом точності обмоток 0,5/10Р.

2.5.4 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

Вибираємо трансформатор напруги на збірних шинах підстанції. Вибір ведемо за наступними параметрами:

а) за напругою установки:

$$U_{уст} \leq U_{н}; \quad (2.5.4.1)$$

$$6 = 6 \text{ кВ.}$$

б) за навантаженням на вторинну обмотку. Попередньо приймаємо трансформатор напруги типу ЗНОЛ.06-10-У3 [15], $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$, $S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$ у класі точності 0,5. Підрахунок вторинного навантаження однієї секції збірних шин приведений у таблиці 2.5.4.1.

Таблиця 2.5.4.1 - Навантаження на вторинну обмотку трансформаторів напруги

Прилад	Тип	Потужність Вт/В·А	Число приладів	Загальна споживана потужність	
				Р, Вт	Q, вар
Вольтметр	M42100	3/-	2	6	-
Лічильник активної та реактивної енергії	НІК 2303	2/8	2	4	16
Разом				10	16

Вторинне навантаження трансформаторів напруги:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{10^2 + 16^2} = 18,86 \text{ В} \cdot \text{А} . \quad (2.5.4.2)$$

Трансформатор напруги має потужність у класі точності 0,5:

$$S_{\text{ном}} = 50 \text{ В} \cdot \text{А};$$

що більше $S_{2\Sigma}=18,86 \text{ В} \cdot \text{А}$. Тому передбачуємо установку трансформаторів ЗНОЛ.06-10-У3, Для з'єднання трансформаторів напруги з приладами приймаємо контрольний кабель АКРВГ з перерізом жил 4 мм^2 за умовою механічної міцності.

2.6 Розрахунок показників надійності та ефективності роботи мережі з урахуванням розроблених рішень

Монтажні роботи по встановленню реклоузера передбачають доставку обладнання до місця монтажу, установку на залізобетонні стійки, встановлення обладнання на стійках, монтаж та під'єднання проводів та вторинних кіл реклоузера та встановлення заземлення обладнання. Налагоджувальні роботи по встановленні реклоузера передбачають електричні випробування встановленого обладнання, фазування обладнання, налагоджування мікропроцесорних захистів та автоматики реклоузера, вимір опору заземлення, випробування вторинних кіл комутації. Очікувана вартість робіт по встановленню та налагоджуванню одного реклоузера згідно кошторису робіт складе 568 465 грн.

Сумарні витрати на реконструкцію мережі для підвищення надійності живлення споживачів складе:

$$B_K = B_0 + B_{MH}, \quad (2.6.1)$$

де B_0 – вартість обладнання (таблиця 2.5.1), B_{MH} – вартість монтажно-налагоджувальних та транспортних робіт.

$$B_{MH} = 2 \cdot B_p, \quad (2.6.2)$$

де B_p – вартість робіт на встановлення та налагодження одного реклоузера.

$$B_{MH} = 2 \cdot 284\,232,5 = 568\,465, \text{ грн};$$

$$B_K = 2\,675\,135 + 568\,465 = 3\,243\,600 \text{ грн.}$$

Економічний ефект від підвищення якості послуг з електропостачання споживачів Жовтоводських мереж ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК" досягається за рахунок:

- зменшення збитків Товариства від недовідпуску електричної енергії споживачам;
- зменшення кількості виїздів оперативно-виїзної бригади для післяаварійного огляду повітряної лінії після відключень дією релейного захисту;
- відсутності щорічного коригування необхідного доходу Товариства за рахунок значення показника *КЯ* при стимулюючому регулюванні.

Після реконструкції мережі за рахунок встановлення реклоузерів та налаштування автоматичного повторного включення лінії таким чином, щоб максимально зменшити кількість знеструмлених споживачів, зменшиться недовідпуск електричної енергії споживачам.

Зниження збитків від недовідпуску електричної енергії було розраховано в розділі 2.1 та склало 26,712 тис. грн.

Визначимо економічний ефект від зменшення кількості виїздів оперативно-виїзної бригади для післяаварійного огляду повітряної лінії після відключень дією релейного захисту.

Л-«О»-ТП26 аварійно вимикається в середньому 4 рази на рік. Довжина маршруту огляду ліній аварійно-виїзною бригадою – 40 км (з урахуванням відстані між базою РЕМ та лінією). Середній час, який витрачається на один огляд – 3 години.

В якості автомобіля оперативно-виїзної бригади використовується ГАЗ 2705.

Економічний ефект від зменшення кількості виїздів оперативно-виїзної бригади:

$$V_{\text{овб}} = V_{\text{пмм}} + V_{\text{ем}}, \quad (2.6.3)$$

де $V_{\text{пмм}}$ – вартість паливо-мастильних матеріалів, грн.; $V_{\text{ем}}$ – вартість експлуатації машини.

Вартість паливо-мастильних матеріалів визначимо за формулою:

$$V_{\text{пмм}} = L \cdot b \cdot c_{\text{пал}} \cdot N_{\text{в}}, \quad (2.6.4)$$

Де, L – довжина маршруту огляду (40 км), b – питомі витрати палива (л/км); $c_{\text{пал}}$ – вартість 1 літру палива (грн./л.); $N_{\text{в}}$ – кількість аварійних відключень.

Для автомобіля ГАЗ 2705 витрати палива за даними заводу виробника 10,5 літрів на 100 км, тобто, $b=0,105$ л/км.

Вартість бензину А-92 - 31,87 грн./л.

Ціна обрана на АЗС «НЕФТЕК» так як підприємство купує пальне саме на цих АЗС.

Вартість паливо-мастильних матеріалів:

$$V_{\text{ПММ}} = 40 \cdot 0,105 \cdot 31,87 \cdot 4 = 535,41 \text{ грн.}$$

Вартість експлуатації машини:

$$V_{\text{ем}} = V_{\text{ем0}} \cdot t_{\text{ог}} \cdot N_{\text{в}}, \quad (2.6.5)$$

де $V_{\text{ем0}}$ – питома вартість експлуатації машини (185 грн./год); $t_{\text{ог}}$ – час, який витрачається на один огляд (3 год.).

$$V_{\text{ем}} = 185 \cdot 3 \cdot 4 = 2220, \text{ грн.}$$

Економічний ефект від зменшення кількості виїздів оперативно-виїзної бригади:

$$V_{\text{овб}} = 530 + 2220 = 2750, \text{ грн}$$

Визначимо економічний ефект за рахунок зниження величини щорічного коригування необхідного доходу Товариства через значення показника $KЯ$ при стимулюючому регулюванні. Значення $KЯ$ на 2021 рік визначимо за формулою:

$$KЯ_{2020}^M = (SAIDI_{2020}^{MP} - SAIDI_{2020}^{M\Phi}) \frac{ПК \cdot T_{2020}^2 \cdot E_{2020}^{2\Phi}}{365 \cdot 24 \cdot 60} \quad (2.6.6)$$

$KЯ_{2020}^M$ - коригування необхідного доходу за даними виконання цільового завдання щодо досягнення показників якості послуг у попередньому році t-1, і розраховується у відповідності до Постанови НКРЕ від 05.10.2018 № 1175 «Про затвердження Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії» [8] (із змінами і доповненнями).

$SAIDI_{2020}^{MP}$ - індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі до впровадження проекту;

$SAIDI_{2020}^{MF}$ - індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі після впровадження проекту;

T_{t-1}^2 – фактичний роздрібний тариф для споживачів 2 класу напруги у попередньому році t-1, грн/кВт·год;

$E_{t-1}^{2\phi}$ – фактичний обсяг віддачі електричної енергії споживачам 2 класу напруги в попередньому році t-1, тис. кВт·год;

хв. – кількість хвилин у році: $365 \times 24 \times 60$;

$ПК$ – встановлений НКРЕКП параметр коригування необхідного доходу за недотримання показників якості послуг ($ПК > 1$), відносні одиниці.

При реконструкції лінії 6 кВ Л-«О»-ТП26 зменшується кількість аварійно відключених споживачів при пошкодженні лінії, що, в свою чергу, знижує $SAIDI_{2020}^{MF(рек.)}$ до 250,2 хв. (розрахунок значення $SAIDI_{2020}^{MF(рек.)}$ виконано за допомогою програмного продукту НКРЕКП).

Визначимо значення $KЯ$ до реконструкції лінії:

Таблиця 2.6.1 - Індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні (SAIDI) по ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» за 2018 - 2020 рр.

Звітний рік	Цільовий SAIDI місто, хв.	Цільовий SAIDI село, хв.	Затверджений НКРЕКП Цільовий SAIDI місто	Затверджений НКРЕКП Цільовий SAIDI село
2018	138,41	8,00	208,4	185,5
2019	118,21	250,80	205,5	185,5
2020	330,52	297,75	200,4	185,5

$SAIDI_{2020}^{MP} = 200,4$ хв. – таблиця 1.1.1;

$SAIDI_{2020}^{M\phi} = 330,5$ хв. – таблиця 2.5.1;

$PK=5$ – згідно постанови НКРЕКП;

Відповідно даних, прийнятих до розрахунків по ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»

$T_{2021}^2 = 0,911$ грн/кВт·год;

$E_{2021}^{2\phi} = 637\,166,73$ тис. кВт·год.

$$\begin{aligned}
 KЯ_{2020}^{M(\text{до рек.})} &= (200 - 331) \frac{5 \cdot 0,911 \cdot 637\,167}{365 \cdot 24 \cdot 60} = \\
 &= -723\,365 \text{ грн.}
 \end{aligned}$$

Визначимо значення $KЯ$ після реконструкції лінії:

$$\begin{aligned} KЯ_{2020}^{M(\text{після рек.})} &= (161 - 250) \frac{5 \cdot 0,911 \cdot 637\,167}{365 \cdot 24 \cdot 60} = \\ &= -491\,446 \text{ грн.} \end{aligned}$$

Визначимо зменшення величини коригування необхідного доходу через $KЯ$ при стимулюючому регулюванні:

$$\Delta KЯ_{2020}^M = \left| KЯ_{2020}^{M(\text{до рек.})} \right| - \left| KЯ_{2020}^{M(\text{після рек.})} \right| \quad (2.6.7)$$

$$\Delta KЯ_{2020}^M = 723\,365 - 491\,446 = 231\,919 \text{ грн}$$

Економічний ефект від підвищення якості послуг з електропостачання споживачів ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК" складе:

$$\begin{aligned} E &= \Delta Z + V_{\text{овб}} + \Delta KЯ_{2017}^M = 26\,712 + 2\,750 + 231\,919 = \\ &= 260\,653 \text{ тис. грн.} \end{aligned} \quad (2.6.8)$$

Визначимо показники ефективності заходів по реконструкції повітряної лінії 6 кВ Л-О-ТП26:

1. *Чистий дисконтований дохід (NPV)* - це поточна вартість майбутніх доходів (різниці надходжень і витрат) за мінусом витрат поточного періоду. NPV враховує залежність потоків коштів від часу.

Якщо $NPV > 0$, то протягом свого життя інвестиційний проект відшкодує первинні витрати й забезпечить одержання прибутку. Негативна величина NPV означає, що задана норма прибутку не забезпечується, і проект є збитковим. При

NPV=0 проект тільки окупає видатки, але ще не приносить доходу. Чиста наведена вартість визначається за формулою:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+d)^t} \quad (2.6.9)$$

де: CF (Cash Flow) - чистий грошовий потік в t рік;

d - ставка дисконтування, яка заснована на прогнозі необхідної прибутковості, відповідно до даних з офіційного сайту RAIFFEISEN BANK становить в середньому 25%.

Наведемо розрахунок чистого дисконтованого доходу на найближчі 10 років (виходячи із строку експлуатації лінії) у таблиці 2.6.2.

Таблиця 2.6.2 - Чистий дисконтований дохід при d=25%

Рік	Грошовий потік	Коефіцієнт дисконту (25%) $1/(1+d)^t$	Сума PV, тис. грн. (при d=25%)
0	-2 675,13	1	-2 675,135
1	260,65	0,80	208,522
2	260,65	0,64	166,818
3	260,65	0,51	133,454
4	260,65	0,41	106,763
5	260,65	0,33	85,411
NPV при d=25%:			-1974,17

Отже, з розрахунків видно, що $NPV > 0$, тобто протягом експлуатації повітряної лінії вкладені інвестиції повністю відшкодуються та обумовлять одержання прибутку.

2. *Період окупності інвестиційного проекту (PP)* - тривалість періоду, який необхідний для повного відшкодування інвестиційних витрат по проекту. Тобто він вимірює відрізок часу, необхідний для відшкодування суми початкових інвестицій.

Він розраховується розподілом початкових інвестицій на грошові потоки від інвестиційного проекту (якщо грошові потоки постійні й незмінні).

$$PP = \frac{ICO}{CF} \quad (2.6.10)$$

де: PP - період окупності проекту, років;

ICO - сума інвестицій, які спрямовані на реконструкцію лінії, тис. грн.;

CF (Cash Flow) - чистий грошовий потік (постійний).

Чисті грошові потоки рівномірні, отже період окупності складе:

$$PP = \frac{2675,13}{260,65} = 10,26 \text{ року} \approx 10 \text{ років}.$$

Отже, строк окупності вкладених інвестицій складає 10 років.

3. *Дисконтований період окупності проекту (DPP)* - тривалість періоду, протягом якого сума чистих доходів, дисконтованих на момент завершення інвестицій, буде дорівнювати сумі інвестицій.

$$DPP = \frac{ICO}{\overline{PV}_t} \quad (2.6.11)$$

де: DPP – дисконтований період окупності, років;

\overline{PV}_t – середня величина грошових надходжень у періоді t.

$ICO = 2675,13$ тис. грн.

$\overline{PV}_t = (208,52+166,81+133,45+106,76+85,41)/5 = 140,19$ тис. грн.

$$DPP = \frac{2675,13}{140,19} = 19,08 \text{ років} \approx 19 \text{ років} .$$

Таким чином, дисконтований період окупності складає 19 років, що більше в 1,9 рази звичайного терміну окупності.

4. *Індекс прибутковості (PI)* - відношення загальної величини PV майбутніх наявних потоків до початкових інвестиційних витрат. Цей коефіцієнт використовуються як спосіб для ранжирування інвестиційних проектів у порядку привабливості.

Визначимо для нашого приклада індекс прибутковості по формулі:

$$PI = \frac{\sum PV}{ICO} \quad (2.5.13)$$

Тобто:

$\sum PV = 208,52 + 166,81 + 133,45 + 106,76 + 85,41 = 700,95$ тис. грн.

$$PI = \frac{700,95}{2675,13} = 0,26 .$$

Індекс прибутковості менше 1, отже запропоновані заходи є економічно недоцільними, але розроблені технічні рішення є значно безпечнішими за існуюче обладнання та мають значно стабільніші показники роботи.

Отже, виконавши реконструкцію лінії ми усуваємо слабку ланку і досягаємо поліпшення показника SAIDI. Поступово усуваючи слабкі ланки в розподільчих електричних мережах ми приводимо значення цільового SAIDI до нормативного показника.

Слід відзначити, що реконструкція повітряної лінії приносить позитивний ефект споживачам, які отримують живлення від цієї лінії (таблиця 2.6.3). Після установки нового обладнання завдяки використанню автоматичного повторного включення зменшується кількість аварійних відключень лінії, а завдяки розділенню лінії на декілька більш коротких ділянок зменшується час на ліквідацію пошкодження завдяки зменшенню витрат часу на огляд лінії аварійно-виїзною бригадою. Слід зазначити, що реконструкція лінії безпосередньо не впливає на величину тарифу для споживача, оскільки вона відбувається за рахунок коштів, які закладені в інвестиційну програму (та вже враховані в тарифі).

Таблиця 2.6.3 - Ефект від реконструкції повітряної лінії для підприємства та для споживачів

Показник	Одиниці виміру	До виконання заходів	Після виконання заходів
<i>Для підприємства</i>			
Недовідпуск електроенергії споживачам	тис. грн.	26,712	6,67
<i>Для споживача</i>			
Кількість аварійних відключень на рік	шт.	4	1
Середня тривалість одного аварійного відключення	хв.	141,75	35,43

За даними таблиці 2.5.3 побудуємо діаграми 2.5.1-2.5.3 на яких відобразимо ефект від виконання заходів з покращення якості послуг з електропостачання споживачів.

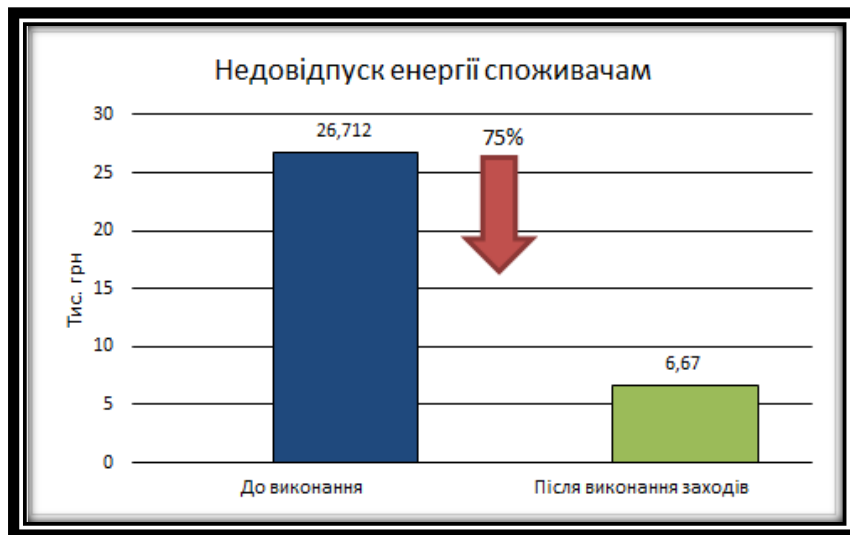


Рис. 2.6.1 Ефект від реконструкції повітряної лінії: невідпуск електричної енергії споживачам

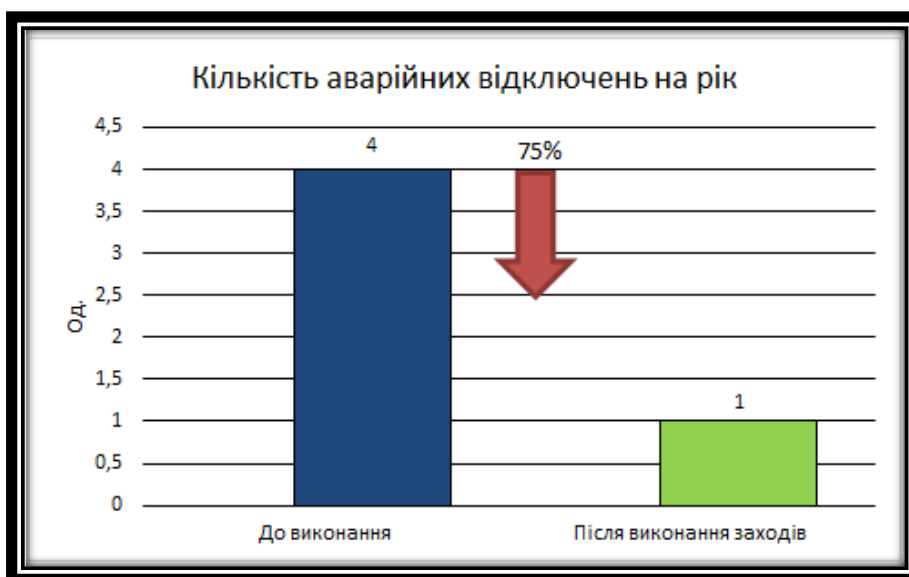


Рис. 2.5.2 Ефект від реконструкції повітряної лінії: кількість аварійних відключень на рік



Рис. 2.5.3 Ефект від реконструкції повітряної лінії: середня тривалість одного аварійного відключення

Слід відзначити, що при переході на стимулююче регулювання Товариство може не тільки поліпшити показник якості з електропостачання споживачів, але і за допомогою додаткових інвестицій здійснити оновлення основних засобів і тим самим зменшити коефіцієнт зносу.

Таким чином, можна сказати, що за рахунок правильного вибору об'єктів розподільчих мереж для включення їх в інвестиційну програму в умовах стимулюючого регулювання можливо спрогнозувати зменшення коефіцієнту зносу основних засобів за рахунок поступового збільшення первісної вартості основних засобів та зменшення величини їхнього зносу.

Підведемо підсумки. В сучасних ринкових умовах надійність електропостачання нерозривно пов'язана з економічними показниками та енергетичною безпекою промислових підприємств. Одним із критеріїв

надійності електропостачання споживачів є цільовий показник SAIDI, який враховується після переходу Товариства на стимулююче регулювання.

Із проведених розрахунків цільового завдання щодо досягнення показників якості послуг по ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» на найближчі 10 років можна зробити висновок, що фактичні значення цільового показника SAIDI по місту будуть перевищувати нормативні значення, що призведе до коригування необхідного доходу Товариства через коефіцієнт КЯ у бік зменшення. Для запобігання цього Товариству необхідно прийняти заходи щодо підвищення електропостачання споживачів.

В першу чергу, був визначений район електричних мереж Товариства за середнім значенням показника SAIDI, а потім вже визначена слабка ланка. Для усунення обмеження був запропонований варіант реконструкції об'єкту розподільчих мереж.

Показано, що при поступовому визначенні та усуненні слабких ланок за рахунок правильного вибору об'єктів розподільчих мереж для включення їх в інвестиційну програму Товариства в умовах стимулюючого регулювання можливо довести значення показника якості послуг з електропостачання до нормативного, здійснити оновлення основних засобів і тим самим зменшити коефіцієнт їх зносу.

3 ТЕХНІКО – ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ

3.1 Вступ

На сьогоднішній день галузь електроенергетики займає провідне місце в економіці України та є базовою для її розвитку. Вона має зв'язки з усіма галузями економіки і забезпечує їх електричною і тепловою енергією, які є невід'ємною умовою їх функціонування.

Розподільні електричні мережі України характеризуються складною і розгалуженою структурою, великою кількістю елементів та низьким рівнем автоматизації. У той же час розподільні електричні мережі є тим елементом електроенергетичної системи (ЕЕС), який безпосередньо взаємодіє як із магістральними електричними мережами, так і зі споживачами. Саме тому від якості їх роботи залежать показники надійності і ефективності функціонування всієї системи електропостачання в цілому. Таким чином, розробка та впровадження заходів для підвищення надійності функціонування розподільних електричних мереж на сьогоднішній день є актуальною задачею для енергосистеми України.

Сучасний стан розвитку розподільних електричних мереж України характеризується такими негативними чинниками як:

- незадовільний стан значної частки обладнання електричних мереж, більшість з якого відпрацювала передбачений технічною документацією термін експлуатації і спричиняє значні втрати електричної енергії, недостатню надійність при експлуатації мережі та потребує заміни;

- неефективна конфігурація мереж, яка в першу чергу проявляється у значній довжині ліній електропередачі (ЛЕП), а також в неоптимальній структурі мережі внаслідок поступового розвитку та реконструкції мереж;

- низький рівень автоматизації мереж (на сьогоднішній день рівень оснащення розподільних електричних мереж засобами автоматичного управління режимами складає менше 50 %, що призводить до значних операційних втрат);

- проблеми з підключенням нових абонентів, зокрема розподіленої генерації, електроопалення та інфраструктури електротранспорту, які виникають через низьку пропускну здатність розподільних електричних мереж;

- низька якість електропостачання споживачів (низький рівень технічного стану розподільних електричних мереж сприяє зниженню індексу середньої тривалості відключень (SAIDI) та індексу середньої частоти відключень у системі (SAIFI) міжнародних показників надійності електропостачання споживачів - тривалість перерв електропостачання в Україні сягає від 580 до 870 хвилин, тоді як у країнах ЄС – до 40 хвилин);

- низький рівень оснащення розподільних електричних мереж автоматизованими системами обліку електроенергії, який станом на 01.01.2021 р. складає лише 5 %.

Як результат такого незадовільного технічного стану розвитку розподільних електричних мереж України є:

- збільшення втрат електричної енергії, які становлять від 12 до 17% для розподільних мереж різних енергопостачальних компаній;

- зниження показників надійності роботи електричних мереж;

- зниження ефективності роботи ОЕС України.

Перерви в електропостачанні споживачів призводять до виникнення збитків, при цьому величина збитків залежить від класифікації перерви, характеру споживача (населення, сфера послуг, промисловість), пори року, дня тижня, та навіть часу доби коли виникла аварійна ситуація.

В роботі доведено, що при раптовому відключенні споживача із зростанням часу ліквідації аварійної ситуації збитки споживача зростають нерівномірно: при тривалості відключення до 130 хвилин збитки зростають повільно, а після вичерпання цього часу відбувається їх стрімке зростання. Для підприємств сфери послуг стрімке зростання збитків починається із тривалості відключення більше ніж 300 хвилин. Величина збитків для підприємств промисловості та сфери послуг вища, ніж для населення. Таким чином, величина збитків споживача внаслідок виникнення перерви в електропостачанні залежить від тривалості самої перерви, а отже, показник SAIDI може використовуватись для визначення збитків споживачів. Цільовий показник SAIDI, встановлений вітчизняним регулятором ринку електроенергії, на рівні 150 хвилин для міст та 185,5 хвилин для сільської місцевості відповідає гранично допустимій тривалості часу відновлення електропостачання, при якій збиток споживача залишається в допустимих межах.

Починаючи з 2021 року, показник SAIDI враховується при визначенні тарифу на передачу електричної енергії, а отже впливає на роздрібний тариф для споживачів. Отже, можна зробити висновок, що проблема перерв в електропостачанні актуальна для всіх ліцензіатів з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами. З урахуванням переходу на стимулююче тарифоутворення проблема зростання показника SAIDI виходить на перший план, так як при RAB-тарифі перевищення планових показників SAIDI призводить до корегування необхідного доходу з боку НКРЕКП в сторону зменшення, а, отже, і до зниження тарифів на передачу електричної енергії, що є негативним фактором для компанії. Внаслідок зниження тарифів зменшуються грошові надходження від одного з видів основної діяльності підприємств, і, як

наслідок, зменшуються можливості подальшого розвитку електричних мереж енергокомпаній.

Причинами високих значень показників SAIDI може бути :

- не досконала конфігурація мережі: наявність довгих ліній, відсутність можливості резервування живлення споживачів при відключеннях;
- високий рівень фізичного та морального зносу основного обладнання електричних мереж;
- низький рівень автоматизації мереж.

Отже, енергокомпаніям у яких є перевищення цільового SAIDI в порівнянні з нормами, встановленими НКРЕКП, необхідно розробляти заходи щодо зниження показника SAIDI.

Будівництво, модернізація та реконструкція електричних мереж та обладнання здійснюється в об'ємах інвестиційної програми затвердженою НКРЕКП та із залученням коштів інвесторів. Основним джерелом фінансування інвестиційних програм є тариф на розподіл відповідної компанії. Додатковими джерелами фінансування інвестиційних програм є кошти, які компанії отримують внаслідок зниження фактичних технологічних витрат електричної енергії (ТВЕ) від рівня нормативних, як оплату за реактивну енергію від споживачів, невикористані кошти попередніх періодів та кошти інвесторів. Тому енергетичним компаніям, які переходять на стимулююче тарифоутворення необхідно враховувати цільовий показник SAIDI для розставлення пріоритетів і оцінки ефективності інвестиційних програм.

Причинами аварійних відключень були обриви проводів повітряної лінії, пошкодження прохідних ізоляторів в трансформаторних підстанціях, пошкодження роз'єднувачів, схлест проводів та інше.

Для зменшення кількості відключених точок обліку при аварійному відключенні повітряних ліній необхідно виконати наступні заходи:

- виконати заміну секціонуючого вимикача та роз'єднувача на реклоузери;
- виконати заміну масляного вимикача в комірці РУ-6 кВ підстанції, від якої живиться ПЛ на вакуумний із заміною релейного захисту;
- розробити алгоритм автоматичного повторного ввімкнення лінії для забезпечення живлення споживачів, які живляться від неушкодженої ділянки ПЛ.

Реклоузер є автоматичним вимикачем, який розмикає лінію при відхиленні її параметрів від заданих, наприклад, при перевищенні струмом порогового значення. У цьому сенсі реклоузер є одним із видів автоматичних вимикачів, встановлених під'їздах житлових будинків, з тією лише різницею, що його робоча напруга не 220 В, а 10 кВ або навіть 35 кВ.

Реклоузер складається з двох частин: високовольтного модуля (ВМ) і шафи управління (ШУ), пов'язаних між собою з'єднувальним кабелем.

Високовольтний модуль встановлений в верхній частині опори і підключений до лінії через прохідні ізолятори. У середині високовольтного модуля знаходяться: вакуумний вимикач, трансформатори струму та трансформатор власних потреб.

Шафа управління встановлюється в нижній частині опори на висоті людського росту. У ній знаходиться мікропроцесорний пристрій захисту та органи ручного управління реклоузера.

Алгоритм роботи реклоузера наступний.

Трансформатори струму, встановлені в високовольтному модулі, вимірюють струм в лінії і по передають сигнал на термінал захисту, що знаходиться в шафі управління.

Мікропроцесорний термінал захисту порівнює струм в лінії (а також, можливо, інші параметри) з заданими уставками. Якщо поточні параметри лінії виходять за межі заданого діапазону, термінал захисту видає команду на відключення вакуумного вимикача, який розриває ланцюг.

Термінал захисту витримує заданий проміжок часу, наприклад, 1 секунду, і подає на вакуумний вимикач сигнал на повторне включення (автоматичне повторне включення - АПВ). Якщо несправність на лінії після вимикання живлення не самоусунулася, то з трансформаторів струму на термінал знову приходить "тривожний сигнал", і захист знову відключає лінію. Так повторюється від одного до трьох разів, в залежності від налаштувань реклоузера.

Якщо автоматичне повторне включення не допомогло усунути несправність, то реклоузер відключає лінію, передає по лінії зв'язку сигнал в диспетчерську і чекає приїзду ремонтної бригади, яка усунув несправність на лінії, вручну включає реклоузер.

3.2 Розрахунок капітальних витрат

Капітальні витрати – це кошти, призначені для створення і придбання основних фондів і нематеріальних активів, що підлягають амортизації.

Капітальні витрати з реалізації проектного технічного рішення в даній кваліфікаційній роботі включають:

- витрати на придбання обладнання;

- витрати, пов'язані з виконанням будівельно-монтажних робіт;
- витрати, пов'язані з виконанням пусконаладжувальних робіт;

Проектні капітальні витрати визначаються на основі цін, наведених у внутрішніх документах підприємства, таких як кошториси на встановлення обладнання, виконання будівельно-монтажних та пусконаладжувальних робіт, договірні ціни, затверджений бюджет підприємства.

Величину проектних капіталовкладень ($K_{пр}$) можна визначити за формулою:

$$K_{пр} = K_{об} \left(\sum_{i=1}^k \Pi_i \right) + Z_{тзс} + Z_m + Z_n + Z_{пр}, \quad (3.2.1)$$

де $K_{об} \left(\sum_{i=1}^k \Pi_i \right)$ - вартість придбання електрообладнання за проектом (сумарна вартість комплектуючих елементів i - го виду, необхідних для реалізації прийнятого технічного рішення);

k - кількість необхідних комплектуючих елементів;

$Z_{тзс}$ – транспортно-заготівельні і складські витрати;

Z_m – витрати на монтажні роботи;

Z_n - витрати на налагоджувальні роботи;

$Z_{пр}$ – інші одноразові вкладення грошових коштів.

В даній роботі обрано до встановлення наступне обладнання (таблиця 3.2.1):

Таблиця 3.2.1 - Обране до встановлення обладнання

Обладнання	Вартість одиниці з НДС, грн	Кількість, шт/м	Сумарна вартість, грн.
Провід СП-3 1x70-20, м	61,00	30 495	1 860 195,00
Реклоузер MVT PLUS 6 кВ, шт.	380 000,00	2	760 000,00
Обмежувач перенапруг ОПН-П-6/7,2/10/400УХЛ1, шт	1 035,00	12	12 420,00
Роз'єднувач РЛНД-10/400 УХЛ1, шт.	5 720,00	4	22 880,00
Ізолятор ШФ-20г з ковпачком, шт.	154,00	20	3 080,00
Провід АSxSn 4x50, км.	97 135,50	0,080	7 771,00
Кронштейний, шт	210,00	2	420,00
Стрічка стальна бандажна IF207	48,00	12	576,00
Стійка СВ-105-5, шт	3 728,00	2	7 457,00
Плоса сталева 30x2, кг	32,00	10,5	336,00
Всього			2 675 135,00

В даній роботі вартість транспортно-заготівельних і складських витрат ($Z_{тзс}$) визначена з урахуванням габаритів, ваги обладнання, а також технічних характеристик транспортної платформи (довжина 14 м, ширина 2,4 м, висота 2,6 м, вантажопідйомність 20 т).

Відповідно до даних отриманих від служби транспорту і логістики ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК», підпорядкованій директору із забезпечення діяльності підприємства, транспортно – заготівельні і складські витрати ($Z_{тзс}$), враховуючи розрахунки аналогічних проектів та проектів підприємств-колег, складають 267 513 грн.

Пусконалагоджувальними роботами є комплекс робіт, що включає перевірку, налаштування і випробування електрообладнання з метою забезпечення електричних параметрів і режимів, заданих проектом. Інвесторська кошторисна документація на пусконалагоджувальні роботи складається відповідно до ДБН Д.1.1-1-2000 та Додатку №1 "Особливості визначення вартості пусконалагоджувальних робіт" (Збірник "Реформування ціноутворення та взаємовідносин у будівництві", стр.229 - 238). Розрахунки ПНР виконуються на підставі локальних кошторисів. При складанні локальних кошторисів розрахунок одиничної вартості виду робіт виконується на підставі нормативних трудовитрат пусконалагоджувального персоналу по відповідній нормі Збірника РЕКНпн на одиницю виміру, кваліфікаційного складу ланки, що виконує пусконалагоджувальні роботи, і усередненої вартості людино-години за розрядами робіт у будівництві, прийнятої по Додатку 1 до ДБН Д.1.1-1-2000.

Кваліфікаційний склад ланок для виконання пусконалагоджувальних робіт за нормами (в частках участі в загальних витратах праці у відсотках) наведено в технічних частинах кожного збірника.

Витрати на ПНР розраховані на основі даних отриманих аналогічних проектів підприємства та інформації отриманої від проектно-кошторисного відділу підприємства. При виконанні ПНР були враховані вимоги нормативно-технічної документації (НТД), проекту, та експлуатаційна документація аналогічних проектів. Таким чином в даному проекті вважаємо що витрати на монтажні роботи складають 167 196 грн, а витрати на ПНР 133 756 грн.

Витрати на придбання технічних засобів прийнято відповідно до затвердженого бюджету ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» та представлено у вигляді зведення капітальних витрат до таблиці 3.2.2.

Таблиця 3.2.2 – Зведені дані капітальних витрат

№ з/п	Найменування технічних засобів (комплектуючих виробів)	Кількість	од.вим	Ціна за одиницю, грн	Сума, грн
	Вартість матеріалів				
1	Реклоузер MVT PLUS 6 кВ, шт.	2	шт	380 000	760 000
2	Обмежувач перенапруг ОПН-П-6/7,2/10/400УХЛ1, шт	12	шт	1 035	12 420
3	Роз'єднувач РЛНД-10/400 УХЛ1, шт.	4	шт	5 720	22 880
4	Ізолятор ШФ-20г з ковпачком, шт.	20	шт	154	3 080
5	Провід АSxSn 4x50, км.	0	км	97 136	7 771
6	Кронштейн, шт	2	шт	210	420
7	Стрічка стальна бандажна ІF207	12	шт	48	576
8	Стійка СВ-105-5, шт	2	шт	3 728	7 457
9	Плоса сталева 30x2, кг	11	кг	32	336
10	Провід СІП-3 1x70-20, м	30 495	м	61	1 860 195
				Усього (Коб)	2 675 135
	Вартість робіт				
1	Транспортно - заготівельні і складські витрати	1	посл.	81 494	267 513
2	Витрати на монтажні роботи	1	посл.	50 934	167 196
3	Витрати на налагоджувальні роботи	1	посл.	40 747	133 756
Сумма, грн (Кпр)					3 243 600

Виходячи з розрахунків, $K_{пр} = 3\,243\,600$ грн.

3.3 Розрахунок експлуатаційних витрат

Експлуатаційні витрати - це поточні витрати на експлуатацію та обслуговування об'єкта проектування за певний період (рік), виражені в грошовій формі.

До основних статей експлуатаційних витрат електротехнічного устаткування відносяться:

- амортизаційні відрахування (C_a);
- заробітна плата обслуговуючого персоналу (C_3);
- єдиний соціальний внесок (C_c);
- витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж (C_T);
- вартість електроенергії, що буде споживана об'єктом проектування або витрат електроенергії ($C_э$);
- інші експлуатаційні витрати ($C_{пр}$).

Таким чином, річні експлуатаційні витрати складуть:

$$C_n = C_a + C_3 + C_c + C_T + C_э + C_{пр}, \text{ грн,} \quad (3.3.1)$$

3.3.1 Розрахунок амортизаційних витрат

Амортизація об'єкта основних засобів нараховується виходячи з терміну його корисного використання. Строк корисного використання (експлуатації) об'єктів основних засобів і нематеріальних активів визначається підприємством самостійно, виходячи з очікуваних економічних вигод, технічних і якісних характеристик основного засобу, морального і фізичного зносу, а також інших факторів, які можуть вплинути на можливість використання.

Податковим кодексом України дозволено використовувати прямолінійний (пропорційний) метод амортизації, при якому річна сума амортизації визначається діленням вартості, яка амортизується, на строк корисного використання об'єкта основних засобів. Вартістю основних засобів і

нематеріальних активів, що амортизується, є первісна або переоцінена вартість основних засобів і нематеріальних активів за вирахуванням їх ліквідаційної вартості, яка розраховується за формулою :

$$\Phi_a = \Phi_n - Л, \quad (3.3.1.1)$$

$$\Phi_a = 3\,243\,600 - 324\,360 = 2\,919\,240 \text{ грн}$$

де Φ_n – первісна (або переоцінена) вартість об'єкта основних засобів;
 $Л$ – розрахункова ліквідаційна вартість основних засобів.

Якщо визначити очікувану ліквідаційну вартість об'єкта основних засобів складно, то умовно приймаємо її рівною 10 відсоткам від проектної вартості. Обладнання лінії, згідно П(С)БУ 7 відноситься до 4 групи. Строк корисного використання – 5 років та рис 1.1 [ДОДАТОК 1]. Для обліку амортизаційних відрахувань будемо використовувати прямолінійний метод.

Норму амортизації розрахуємо за формулою:

$$На = \frac{\Phi_n - Л}{\Phi_n \cdot T_n} \cdot 100\%, \quad (3.3.1.2)$$

$$На = \frac{3\,243\,600 - 324\,360}{3\,243\,600 \cdot 5} \cdot 100\% = 18\%$$

де T_n – термін корисного використання (амортизаційний період).

Тоді річні амортизаційні відрахування АО за прямолінійним методом:

$$AO = \frac{\Phi_n \cdot H_a}{100}, \quad (3.3.1.3)$$

$$AO = Ca = \frac{3\,243\,600 \cdot 18}{100} = 583\,848 \text{ грн}$$

Річний фонд амортизаційних відрахувань визначається за видами основних фондів та нематеріальних активів за розділами зведення капітальних витрат для проектного варіанту і за даними підприємства про балансову вартість замінного устаткування для базового варіанту.

3.3.2 Розрахунок річного фонду заробітної плати

Обладнання, обране для розрахунків в даній кваліфікаційній роботі не потребує постійної наявності персоналу. Усі капітальні ремонти та технічні обслуговування будуть проводитися підрядною організацією, тому розрахунок заробітної плати проводити недоцільно. Відповідно, C_3 приймаємо рівним нулю.

3.3.3 Єдиний соціальний внесок

Єдиний соціальний внесок визначається на підставі встановленого чинним законодавством відсотка від суми основної та додаткової заробітної плати. Основні положення, що визначають порядок збору ЄСВ, встановлені Законом України "Про збір та облік єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування" № 2464-VI від 08.07.2010 (набрав чинності з 01.01.2011). З 01.01.2016 року ставка ЄСВ знижена до 22% (для всіх категорій платників).

Але, так як в даній кваліфікаційній роботі $C_3 = 0$, то і C_c розраховувати не можливо, приймаємо рівним нулю.

3.3.4 Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт

Як було визначено в розділі 3.3.2, усі ремонти та технічні обслуговування будуть проводитися підрядними організаціями, тому кошториси на ремонти і ТО будуть складені цими організаціями і визначені під час ремонту. Л-«О»-ТП26 аварійно вимикається в середньому 4 рази на рік. Довжина маршруту огляду ліній аварійно-виїзною бригадою – 40 км (з урахуванням відстані між базою РЕМ та лінією). Середній час, який витрачається на один огляд – 3 години.

В якості автомобіля оперативно-виїзної бригади використовується ГАЗ 2705.

Економічний ефект від зменшення кількості виїздів оперативно-виїзної бригади:

$$V_{овб} = V_{пмм} + V_{ем}, \quad (3.3.4.1)$$

де $V_{пмм}$ – вартість паливо-мастильних матеріалів, грн.; $V_{ем}$ – вартість експлуатації машини.

Вартість паливо-мастильних матеріалів визначимо за формулою:

$$V_{пмм} = L \cdot b \cdot c_{пал} \cdot N_v, \quad (3.3.4.2)$$

Де, L – довжина маршруту огляду (40 км), b – питомі витрати палива (л/км); $c_{пал}$ – вартість 1 літру палива (грн./л.); N_v – кількість аварійних відключень.

Для автомобіля ГАЗ 2705 витрати палива за даними заводу виробника 10,5 літрів на 100 км, тобто, $b=0,105$ л/км.

Вартість бензину А-92 - 31,87 грн./л.

Ціна обрана на АЗС «НЕФТЕК» так як підприємство купує пальне саме на цих АЗС.

Вартість паливо-мастильних матеріалів:

$$V_{\text{ПММ}} = 40 \cdot 0,105 \cdot 31,87 \cdot 4 = 535 \text{ грн.}$$

Вартість експлуатації машини:

$$V_{\text{ем}} = V_{\text{ем0}} \cdot t_{\text{ог}} \cdot N_{\text{в}}, \quad (3.3.4.3)$$

де $V_{\text{ем0}}$ – питома вартість експлуатації машини (185 грн./год); $t_{\text{ог}}$ – час, який витрачається на один огляд (3 год.).

$$V_{\text{ем}} = 185 \cdot 3 \cdot 4 = 2220 \text{ грн.}$$

Економічний ефект від зменшення кількості виїздів оперативно-виїзної бригади:

$$V_{\text{овб}} = 530 + 2220 = 2750 \text{ грн.}$$

$$C_{\text{т}} = V_{\text{овб}} = 2750, \text{ грн} \quad (3.3.4.4)$$

3.3.5 Розрахунок вартості спожитої електроенергії

Обладнання, обране до проектування в даній кваліфікаційній роботі, не призначене для споживання електричної енергії, тому споживання приймаємо за нуль.

3.3.6 Визначення інших витрат

Інші витрати по експлуатації об'єкта проектування включають витрати з охорони праці, на спецодяг та ін. Згідно з практикою, ці витрати визначаються у розмірі 4% від річного фонду заробітної плати обслуговуючого персоналу.

Враховуючи, що розрахунок заробітної плати в даній кваліфікаційній роботі проводити недоцільно, інші витрати приймаємо рівними нулю.

Підводячи підсумки розрахунків, маємо, що експлуатаційні витрати обладнання прийнятого до проектування в даній кваліфікаційній роботі включають лише амортизаційні відрахування, та становлять:

$$C_n = C_a + C_T = 583\,848 + 2750 = 586\,607, \text{ грн}$$

3.4 Розрахунок показників надійності та ефективності роботи мережі з урахуванням розроблених рішень

Для розрахунку показників надійності та ефективності роботи мережі з урахуванням розроблених рішень, необхідно в першу чергу визначити економію на експлуатаційних витратах ΔC .

Відповідно до даних, отриманих від відділу основних засобів ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК», Експлуатаційні витрати базового (встановленого) обладнання становлять:

$$C_b = 201\,300 \text{ грн.}$$

Таким чином, економію на експлуатаційних витратах можна визначити за формулою:

$$\Delta C = C_b - C_n \tag{3.4.1}$$

$$\Delta C = 201\,300 - 586\,607 = -385\,307, \text{ грн}$$

Економічний ефект від підвищення якості послуг з електропостачання споживачів Жовтоводських мереж ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК" досягається за рахунок:

- зменшення збитків Товариства від недовідпуску електричної енергії споживачам;
- зменшення кількості виїздів оперативно-виїзної бригади для післяаварійного огляду повітряної лінії після відключень дією релейного захисту;
- відсутності щорічного коригування необхідного доходу Товариства за рахунок значення показника *КЯ* при стимулюючому регулюванні.

Після реконструкції мережі за рахунок встановлення реклоузерів та налаштування автоматичного повторного включення лінії таким чином, щоб максимально зменшити кількість знеструмлених споживачів, зменшиться недовідпуск електричної енергії споживачам.

Визначимо економічний ефект від зменшення кількості виїздів оперативно-виїзної бригади для післяаварійного огляду повітряної лінії після відключень дією релейного захисту. Як було розраховано в розділі 3.3.4 витрати на виїзди оперативно – виїзної бригади становлять 2750 грн.

Визначимо економічний ефект за рахунок зниження величини щорічного коригування необхідного доходу Товариства через значення показника *КЯ* при стимулюючому регулюванні. Значення *КЯ* на 2021 рік визначимо за формулою:

$$КЯ_{2020}^M = (SAIDI_{2020}^{MP} - SAIDI_{2020}^{MF}) \frac{ПК \cdot T_{2020}^2 \cdot E_{2020}^{2\Phi}}{365 \cdot 24 \cdot 60} \quad (3.4.5)$$

$КЯ_{2020}^M$ - коригування необхідного доходу за даними виконання цільового завдання щодо досягнення показників якості послуг у попередньому році t-1, і розраховується у відповідності до Постанови НКРЕ від 05.10.2018 № 1175 [8] «Про затвердження Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії» (із змінами і доповненнями).

$SAIDI_{2020}^{MP}$ - індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі до впровадження проекту;

$SAIDI_{2020}^{мф}$ - індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі після впровадження проекту;

T_{t-1}^2 – фактичний роздрібний тариф для споживачів 2 класу напруги у попередньому році t-1, грн/кВт·год;

$E_{t-1}^{2φ}$ – фактичний обсяг віддачі електричної енергії споживачам 2 класу напруги в попередньому році t-1, тис. кВт·год;

хв. – кількість хвилин у році: 365x24x60;

$ПК$ – встановлений НКРЕКП параметр коригування необхідного доходу за недотримання показників якості послуг ($ПК > 1$), відносні одиниці.

При реконструкції лінії 6 кВ Л-«О»-ТП26 зменшується кількість аварійно відключених споживачів при пошкодженні лінії, що, в свою чергу, знижує $SAIDI_{2020}^{мф(рек.)}$ до 250,2 хв. (розрахунок значення $SAIDI_{2020}^{мф(рек.)}$ виконано за допомогою програмного продукту НКРЕКП).

Визначимо значення $KЯ$ до реконструкції лінії:

Таблиця 3.4.1 – Індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні (SAIDI) по ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» за 2018 - 2020 рр.

Звітний рік	Цільовий SAIDI місто, хв.	Цільовий SAIDI село, хв.	Затверджений НКРЕКП Цільовий SAIDI місто	Затверджений НКРЕКП Цільовий SAIDI село
2018	138,41	8,00	208,4	185,5
2019	118,21	250,80	205,5	185,5
2020	330,52	297,75	200,4	185,5

$SAIDI_{2020}^{MP} = 200,4$ хв. – таблиця 1.1.1;

$SAIDI_{2020}^{MF} = 330,5$ хв. – таблиця 2.5.1;

ПК=5 – згідно постанови НКРЕКП;

Відповідно даних, прийнятих до розрахунків по ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»

$T_{2021}^2 = 0,911$ грн/кВт·год;

$E_{2020}^{2\Phi} = 637\,166,73$ тис. кВт·год.

$$\begin{aligned} KЯ_{2020}^{M(\text{до рек.})} &= (200 - 331) \frac{5 \cdot 0,911 \cdot 637\,167}{365 \cdot 24 \cdot 60} = \\ &= -723\,365 \text{ грн.} \end{aligned}$$

Визначимо значення $KЯ$ після реконструкції лінії:

$$\begin{aligned} KЯ_{2020}^{M(\text{після рек.})} &= (161 - 250) \frac{5 \cdot 0,911 \cdot 637\,167}{365 \cdot 24 \cdot 60} = \\ &= -491\,446 \text{ грн.} \end{aligned}$$

Визначимо зменшення величини коригування необхідного доходу через $KЯ$ при стимулюючому регулюванні:

$$\Delta KЯ_{2020}^M = \left| KЯ_{2020}^{M(\text{до рек.})} \right| - \left| KЯ_{2020}^{M(\text{після рек.})} \right| \quad (3.4.6)$$

$$\Delta KЯ_{2020}^M = 723\,365 - 491\,446 = 231\,919 \text{ грн}$$

Економічний ефект від підвищення якості послуг з електропостачання споживачів ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК" складе:

$$E = V_{\text{овб}} + \Delta KЯ_{2020}^M = 2750 + 231\,919 = 234\,669 \text{ грн.}$$

Таким чином, річну економію передбачається отримувати при впровадженні даного проектного варіанту, а саме внаслідок заміни застарілого обладнання, і можна розрахувати за формулою:

$$E_{\text{кп}} = E + \Delta C \quad (3.4.7)$$

$$E_{\text{кп}} = 234\,669 - 385\,307 = -150\,338, \text{ грн}$$

3.5. Визначення та аналіз показників економічної ефективності

Оцінка економічної ефективності розглянутих в кваліфікаційній роботі технічних і організаційних рішень здійснюється на основі визначення та аналізу наступних показників:

А) розрахункового коефіцієнта ефективності (прибутковості) капітальних витрат E_p

Б) Терміну окупності капітальних витрат T_p .

Коефіцієнт ефективності (прибутковості) капітальних витрат E_p показує, скільки гривень додаткового прибутку (економії) приносить одна гривня капітальних витрат:

$$E_p = E_{\text{кп}} / K_{\text{пр}}, \text{ долі од.} \quad (3.5.1)$$

де $E_{\text{кп}}$ – загальна річна економія від впровадження об'єкта проектування, грн;

$K_{\text{пр}}$ – капітальні витрати за варіантом, що викликали економію, грн.

$$E_p = -150\,338 / 3\,243\,600 = -0,04, \text{ долі од.}$$

Термін окупності капітальних витрат T_p показує, за скільки років вони окупляться, за рахунок загальної економії від впровадження прийнятого технічного рішення, але так як за розрахунками економія є від'ємна, це свідчить про те, що даний проект буде не рентабельний.

Для остаточної оцінки варіантів і вибору найбільш ефективного з них, необхідно порівняти розрахункове значення E_p з нормативним значенням E_n .

В даній кваліфікаційній роботі, E_n прийнято до розрахунку виходячи з прийнятої для підприємства індивідуальної норми прибутковості:

$$E_n = 1 / T_{оч}, \text{ долі од.} \quad (3.5.3)$$

де $T_{оч}$ - очікуваний, прийнятий для підприємства термін окупності капітальних вкладень, років.

$$E_n = 1 / 5 = 0,2 \text{ долі од.}$$

Таким чином, $E_p < E_n$, що свідчить про те, що даний варіант розрахунків є економічно не вигідним, але розроблені технічні рішення є значно безпечнішими за існуюче обладнання та мають значно стабільніші показники роботи.

Отже, виконавши реконструкцію лінії ми усуваємо слабку ланку і досягаємо поліпшення показника SAIDI. Поступово усуваючи слабкі ланки в розподільчих електричних мережах ми приводимо значення цільового SAIDI до нормативного показника.

Слід відзначити, що реконструкція повітряної лінії приносить позитивний споживачам, які отримують живлення від цієї лінії. Після установки нового обладнання завдяки використанню автоматичного повторного включення

зменшується кількість аварійних відключень лінії, а завдяки розділенню лінії на декілька більш коротких ділянок зменшується час на ліквідацію пошкодження завдяки зменшенню витрат часу на огляд лінії аварійно-виїзною бригадою. Слід зазначити, що реконструкція лінії безпосередньо не впливає на величину тарифу для споживача, оскільки вона відбувається за рахунок коштів, які закладені в інвестиційну програму (та вже враховані в тарифі).

ВИСНОВКИ

У вступній частині визначено сучасний стан функціонування розподільчих мереж в Україні, особливості та складові ринку електричної енергії, основні показники надійності електропостачання; З'ясовано особливості та вимоги впровадження стимулюючого тарифоутворення в умовах ОСР; Проведено аналіз об'єкту проектування, встановлено його основні ланки та елементи.

У основній частині проведено основні розрахунки обраного обладнання необхідного для реконструкції об'єкту проектування, а саме ПЛ-6 кВ. Враховано усі можливі втрати електричної енергії та напруги, проведено обґрунтування встановлення нового обладнання.

У техніко-економічному обґрунтуванні прийнято до розрахування усі витрати необхідні на придбання, транспортування та монтаж електричного обладнання. Визначенно фінансові витрати на будівництво і обслуговування ПЛ-6 кВ.

Слід відзначити, що при переході на стимулююче регулювання Товариство може не тільки поліпшити показник якості з електропостачання споживачів, але і за допомогою додаткових інвестицій здійснити оновлення основних засобів і тим самим зменшити коефіцієнт зносу.

Таким чином, можна сказати, що за рахунок правильного вибору об'єктів розподільчих мереж для включення їх в інвестиційну програму в умовах стимулюючого регулювання можливо спрогнозувати зменшення коефіцієнту зносу основних засобів за рахунок поступового збільшення первісної вартості основних засобів та зменшення величини їхнього зносу.

Розроблене технічне рішення може бути використано для розрахунків робочих проектів по реконструкції повітряних ліній.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. ПРАВИЛА УЛАШТУВАННЯ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК 2017р URL: <https://artenergetyka.com.ua>
2. ГОСТ 13109-97 URL: https://odz.gov.ua/lean_pro/standardization/files/elektromagnitnaja_sovmestimost_2014_03_11_1
3. Про затвердження Положення (стандарту) бухгалтерського обліку 7 "Основні засоби" URL: <https://zakon.help/law/z0288-00>
4. Кодекс законів про працю України від 10.12.71 г. (КЗоТ) URL: <https://buhgalter.com.ua/articles/trudovi-vidnosini/222295/>
5. Режим роботи робочого часу згідно КЗпП URL: <https://buhgalter.com.ua/articles/kadrova-sprava/193320/>
6. ДБН Д.1.1-1-2000 URL: <https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/1-1-0-233>
7. Про затвердження Методичних рекомендацій з розробки бізнес-планів інвестиційних проектів URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0073537-10#Text>
8. Постанова НКРЕКП №1175 «Про затвердження Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії» URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v1175874-18#Text>
9. Річні звіти НКРЕКП URL: <https://www.nerc.gov.ua/pro-nkrekp/richni-zviti>
10. Постанова НКРЕКП №1029 Про застосування стимулюючого регулювання при провадженні господарської діяльності з розподілу електричної енергії URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1294-13#Text>
11. Про встановлення тарифів на розподіл з 01 січня 2021 року ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» URL: <https://cek.dp.ua/index.php/osobystyi-kabinet/2-uncategorised/606-pro-vstanovlennya-tarifiv-na-rozpodil-z-01-sichnya-2021-roku.html>.

12. Про встановлення тарифів на послуги з розподілу електричної енергії ПРАТ "ПЕЕМ "ЦЕК" із застосуванням стимулюючого регулювання URL: <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-vstanovlennya-tarifiv-na-poslugi-z-rozpodilu-elektrichnoi-energii-prat-peem-tsek-iz-zastosuvannyam-stimulyuyuchogo-regulyuvannya?id=57114>
13. Таврида електрик Україна, вакуумні вимикачі URL: <http://tavrida-ua.com/products/vacuums witch.html>
14. Каталог продукції трансформаторного заводу «ЕЛІЗ» трансформатори струму URL: <http://eliz.zp.ua/litye/>
15. Каталог продукції трансформаторного заводу «ЕЛІЗ», трансформатори напруги URL: http://eliz.zp.ua/litye_napr/

ДОДАТОК А
Інформація до економічної частини

Групи	Мінімально допустимі терміни корисного використання, років
група 3 – будівлі;	20
– споруди;	15
– передавальні пристрої	10
група 4 – машини і обладнання;	5
– електронно-обчислювальні машини, інші машини для автоматичної обробки інформації, пов’язані з ними засоби зчитування або друку інформації, комп’ютерні програми, інформаційні системи і т. д.	2
група 5 – транспортні засоби	5
група 6 – інструменти, прилади, інвентар (меблі)	4

Рисунок А.1 - Мінімально допустимі терміни корисного використання за окремими групами основних засобів

ДОДАТОК Б
Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	ЕЕ.ОППм.21.09.ПЗ	Пояснювальна записка		
5					
6			Графічні матеріали		
7	A1	ЕЕ.ПД.20.14.01.ГЧ		1	
8	A1	ЕЕ.ПД.20.08.14. ГЧ		1	

ДОДАТОК В
Відгук керівника кваліфікаційної роботи

ДОДАТОК Г**Відгук керівника розділу «Техніко-економічного обґрунтування»**