

MR-5789

621.316
П78

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Проблеми оптимізації режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії»

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕСМ-22мз
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи і
мережі»

(шифр і номер програми підготовки, спеціальності)

 Матвієнко К. Р.

(прізвище та ініціали)

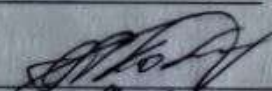
Керівник: к.т.н., доц. каф. ЕСС

 Казьмірук О. І.

(прізвище та ініціали)

« 6 » 06 2024 р.

Опонент:

 І. М. Ковалев А. М.

(прізвище та ініціали)

« 10 » 06 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

 д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

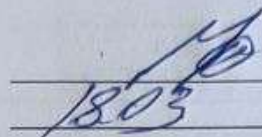
« 07 » 06 2024 р.

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти II-й (магістерський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма – Електричні системи і мережі

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.



2024 року

З А В Д А Н Н Я

НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Матвієнко Катерина Романівна

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Проблеми оптимізації режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії»

керівник роботи к.т.н., доц. каф. ЕСС Казьмірук О. І.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 11.03.2024 року № 81

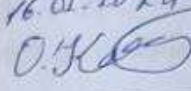
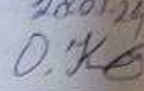
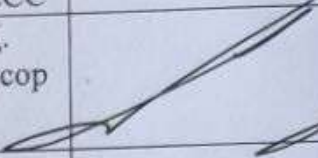
2. Строк подання студентом роботи 05 червня 2024 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. параметри розподільної мережі 10 кВ Ямпільського району.

4. Зміст текстової частини: Аналіз шляхів та методів підвищення енергоефективності розподільних електричних мереж з ВДЕ. Методи розрахунку втрат електроенергії. Оптимізація режимів розподільних електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії. Техніко-економічна частина; Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) Графіки навантажень підстанції Сл. Підлісівської підстанції 35/10 кВ; Схема електричних з'єднань 31, 33, 35 фідерів Сл. Підлісівської підстанції; Схема Цекинівської СЕС; Техніко-економічні показники

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконав прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Казьмірук О. І., к.т.н., доц., кафедри ЕСС	16.01.2024 	28.01.24 
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О. Д. д.пед.н., проф., професор каф. БЖДПБ		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

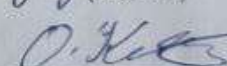
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Пр мі
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.01.24	20.01.24	
2	Загальні відомості про сонячні електричні станції	21.01.24	01.03.24	
3	Вибір обладнання для сонячної електричної станції потужністю 1,7 МВт	02.03.24	11.03.24	
4	Дослідження режимів роботи проекрованої електричної станції	12.03.24	22.03.24	
5	Техніко економічна частина	23.03.24	15.04.24	
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	16.04.24	01.05.24	
7	Оформлення пояснювальної записки	02.05.24	12.05.24	
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	13.05.24	21.05.24	
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	22.05.24	24.05.24	
10	Рецензування МКР	25.05.24	01.06.24	
11	Захист МКР	За графіком		

Студент


(підпис)

К. Р. Матвієнко

Керівник роботи


(підпис)

О. І. Казьмірук

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	6
АННОТАЦІЯ.....	7
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ	8
ВСТУП.....	9
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ ШЛЯХІВ ТА МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВДЕ	12
1.1. Принципи побудови автоматизованих систем	13
1.2. Структура втрат електроенергії та методи їх розрахунку.....	15
1.3. Заходи по зниженню втрат електроенергії в електричних мережах та оцінка їх ефективності	22
1.3.1. Оптимізація місць розмикання ліній 6-35 кВ із двостороннім живленням.	23
1.3.2. Оптимізація сталих режимів електричних мереж по реактивній потужності.....	23
1.3.3. Оптимізація місць розмикання контурів електричних мереж з різними номінальними напругами.....	24
1.3.4. Оптимізація робочих напруг у центрах живлення радіальних електричних мереж.....	24
1.3.5. Відключення трансформаторів на підстанціях із сезонним навантаженням.....	25
1.3.6. Вирівнювання навантажень фаз в електричних мережах 0,38 кВ.....	25
1.3.7. Скорочення тривалості технічного обслуговування і ремонту основного устаткування електростанцій і мереж.	26
1.3.8. Зниження витрати електроенергії на власні потреби підстанцій.	28
1.3.9. Стимулювання споживачів електроенергії до вирівнювання графіків навантаження.	29

1.3.10. Введення в роботу не використовуваних засобів автоматичного регулювання напруги (АРН).....	29
1.4. Зниження річних втрат електроенергії в мережі при підготовці звітних даних про впровадження технічних заходів.....	30
1.4.1. Установка і введення в роботу пристроїв компенсації реактивної потужності в електричних мережах енергосистем.	31
1.4.2. Збільшення робочої потужності встановлених в електричних мережах синхронних компенсаторів.....	32
РОЗДІЛ 2 МЕТОДИ РОЗРАХУНКУ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	34
2.1 Методи по елементних розрахунках.	34
2.2 Методи характерних режимів.	35
2.3. Методи характерних діб.	35
2.4. Методи, в яких використовують кількість годин найбільших втрат.	35
2.5. Методи середніх навантажень.....	36
2.6. Статистичні методи.	36
РОЗДІЛ 3 ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ	44
3.1 Оптимізація режимів роботи електричної мережі	52
3.1.1 Зв'язок фідерів №10 та №15 ПС «Ямпіль»	52
3.1.2 Зв'язок фідера №42 ПС «Михайлівка» та фідера №15 ПС «Ямпіль».....	55
3.1.3 Зв'язок фідера №42 ПС «Михайлівка» та фідера №15 ПС «Ямпіль».....	58
3.1.4 Зв'язок фідера №42 ПС «Михайлівка» та фідера №15 ПС «Ямпіль».....	61
3.1.5 Зв'язок фідера №45 ПС «Михайлівка» та фідера №2 ПС «Івонівка»	63
3.1.6 Зв'язок фідера №42 ПС «Михайлівка» та фідера №15 ПС «Ямпіль».....	66
3.1.7 Розрахунок втрат ПС 35/10 «СЛ. Підлісівська» ф.№31 із сонячною електростанцією у режимі «день» та «ніч».....	66
РОЗДІЛ 4 ТЕХНІКО ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	69
4.1 Вибір остаточного варіанту впровадження електроощадних заходів	72
РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	78

5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту.....	79
5.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць	79
5.1.2 Електробезпека	81
5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії.....	84
5.2.1 Мікроклімат.....	84
5.2.2 Склад повітря робочої зони	84
5.2.3 Виробниче освітлення.....	85
5.2.4 Виробничий шум	87
5.2.5 Виробнича вібрація	88
5.3 Психофізіологічні фактори.....	89
5.4 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій	91
5.4.1 Дослідження стійкості роботи ЕМ з відновлювальними джерелами енергії в умовах дії іонізуючих випромінювань	92
5.4.2 Дослідження стійкості роботи ЕМ з відновлювальними джерелами енергії в умовах дії електромагнітного імпульсу.....	93
5.5 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії до дії ЕМП.....	95
ВИСНОВКИ	99
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	100
ДОДАТОК А	107
ДОДАТОК Б.....	108
ДОДАТОК В	111

АНОТАЦІЯ

УДК 621.316

Матвієнко К.Р.: «Проблеми оптимізації режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії». Магістерська кваліфікаційна робота - Вінниця: ВНТУ, 2024. – 101 с., Таблиць: 16, Рисунків : 11, Бібліографія: 37.

В представлений магістерській кваліфікаційній роботі розглянуто проблеми функціонування розподільних електричних мереж з розподіленими джерелами енергії, стан та загальну характеристику проблеми використання ВДЕ, проведено стандартизацію функціонування розподілених джерел енергії при їх інтеграції у розподільні мережі на базі концепції Smart Grid, виконано оптимізацію місць приєднання відновлювальних джерел енергії у розподільних мережах. Проведено розрахунки з визначення оптимального місця приєднання відновлювальних джерел енергії у розподільних електричних мережах.

Ключові слова: розосереджені джерела енергії, розподільча електрична мережа, оптимізація, Smart Grid.

АННОТАЦІЯ

Matvienko K.R.: "Problems of optimization of modes of electrical networks with renewable energy sources". Master's qualification thesis - Vinnytsia: VNTU, 2024. – 101 p., Tables: 16, Figures: 11, Bibliography: 37.

In this presented master's qualification work, the problems of the functioning of distribution electrical networks with distributed energy sources are examined. The work discusses the state and general characteristics of the issue of using renewable energy sources (RES), standardizes the functioning of distributed energy sources during their integration into distribution networks based on the Smart Grid concept, and optimizes the connection points of renewable energy sources in distribution networks. Calculations were performed to determine the optimal connection points for renewable energy sources in distribution electrical networks.

Key words: distributed energy sources, distribution electrical network, optimization, Smart Grid.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ

АЕС – атомна електрична станція;
ВЕС – вітрова електрична станція;
ГДК – гранично допустима концентрація;
ЕЕС – електроенергетична система;
ЕС – електрична станція;
ЕМ – електричні мережі;
ЕОМ – електронна обчислювальна машина;
ЛЕП – лінія електропередачі;
НС – навколишнє середовище;
ПС – підстанція;
РДЕ – розосереджені джерела електроенергії;
РЕМ – розподільча електрична мережа;
СЕС – сонячна електрична станція;
ТП – трансформаторна підстанція.

ВСТУП

Актуальність теми. В сучасному світі спостерігається значне зростання використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) для виробництва електроенергії. Цей тренд є відповіддю на глобальні виклики, такі як зміна клімату, виснаження традиційних енергетичних ресурсів і необхідність забезпечення енергетичної безпеки. ВДЕ, зокрема сонячна та вітрова енергія, мають суттєві переваги, включаючи екологічну чистоту, невичерпність ресурсів та зниження залежності від викопного палива. Однак їх інтеграція в існуючі електричні мережі вимагає вирішення ряду складних технічних, економічних та регуляторних проблем.

Основною проблемою оптимізації режимів електричних мереж з ВДЕ є їх непостійний і непередбачуваний характер виробництва електроенергії. Відсутність стабільності у виробництві енергії від сонця та вітру може призводити до коливань напруги і частоти в електричних мережах, що ускладнює їх надійну роботу. Ці коливання можуть викликати проблеми з балансуванням попиту та пропозиції, що в свою чергу може призвести до збоїв в енергопостачанні або необхідності використання резервних джерел енергії, які часто є менш екологічно чистими і більш дорогими.

Крім того, традиційні електричні мережі були спроектовані для роботи з централізованими джерелами енергії, які виробляють стабільний обсяг енергії. Інтеграція великої кількості децентралізованих ВДЕ створює додаткові виклики для системних операторів, включаючи необхідність модернізації інфраструктури, впровадження нових методів управління мережею і підвищення гнучкості системи. Важливим аспектом є також забезпечення кібербезпеки, оскільки розподілені енергетичні ресурси можуть стати потенційними точками вразливості.

Особливо актуальною ця проблема стала в контексті військових дій в Україні. Масові атаки на енергетичну інфраструктуру призводять до знищення

маневрових потужностей електростанцій, що ускладнює балансування енергетичної системи та забезпечення безперебійного енергопостачання. Втрата важливих елементів інфраструктури змушує шукати альтернативні рішення для забезпечення стабільності електропостачання.

Одним з таких рішень є розвиток децентралізованого живлення. Децентралізовані системи енергопостачання, які включають мікромережі, локальні генератори та системи зберігання енергії, здатні забезпечити енергонезалежність окремих районів та підприємств. Вони менш вразливі до атак на центральну інфраструктуру і можуть швидко адаптуватися до змін в умовах конфлікту.

Для успішної інтеграції ВДЕ в електричні мережі необхідно розробити нові підходи до їх управління та оптимізації. Одним з таких підходів є впровадження розумних мереж (Smart Grid), які поєднують сучасні інформаційні технології з традиційною енергетичною інфраструктурою. Smart Grid дозволяє більш ефективно управляти попитом і пропозицією, оптимізувати використання ресурсів, забезпечити інтеграцію різних джерел енергії і підвищити загальну надійність та ефективність роботи мережі.

Ще одним важливим аспектом є розвиток систем зберігання енергії, які дозволяють накопичувати надлишкову енергію, вироблену ВДЕ, і використовувати її в періоди низького виробництва або високого попиту. Це сприяє стабілізації мережі та зниженню залежності від традиційних генераторів.

Також важливим є вдосконалення методів прогнозування виробництва енергії від ВДЕ. Використання сучасних технологій, таких як машинне навчання і штучний інтелект, дозволяє підвищити точність прогнозів, що сприяє кращому плануванню та управлінню енергетичними ресурсами.

Це дослідження розглядає основні проблеми оптимізації режимів електричних мереж з ВДЕ, аналізує можливі шляхи їх вирішення та обґрунтовує необхідність подальших досліджень у цій галузі. Далі в цьому дослідженні ми розглянемо конкретні альтернативні джерела енергії та їх

потенціал у сучасному світі.

Мета і задачі дослідження. Метою роботи є дослідження впливу відновлювальних джерел енергії на режими роботи електричних мереж.

Основними **задачами дослідження** є такі:

- дослідження задач, пов'язаних з підвищенням ефективності роботи ВДЕ, та формування умов оптимальності їх режимів;
- аналіз особливостей використання ВДЕ у електричних системах;
- перевірка доцільності використання методів розрахунку втрат потужності в розподільчих електричних мережах з ВДЕ;

Об'єктом дослідження магістерської роботи є розподільчі електричні мережі з ВДЕ, а **предметом дослідження** – методи та засоби підвищення ефективності роботи розподільчих електричних мереж в електричних мережах енергосистем.

Методи дослідження.

У процесі дослідження застосовувались: Для визначення оптимальної встановленої потужності відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) у локальній електричній системі використовуються методи математичного моделювання та чисельні методи. Застосовуються статистичні методи оброблення інформації для аналізу результатів розрахунків та перевірки правильності отриманих теоретичних висновків.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ ШЛЯХІВ ТА МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ

ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З

ВДЕ

В сучасній енергетичній галузі відчувається гостра потреба в проведенні ряду розрахункових, аналітичних, інформаційно-довідкових та інших заходів з одночасним впровадженням засобів для їх вирішення за допомогою інформаційних технологій. Серед багатьох розрахунково-аналітичних проблем особливо виділяється задача розрахунку та аналізу втрат електроенергії в електричних мережах, а також їх структурування у різних площинах. Це дає можливість оптимально планувати заходи щодо їх зменшення. Оскільки зниження втрат електроенергії безпосередньо впливає на підвищення прибутку енергопостачальних компаній, цей напрямок є надзвичайно актуальним і перспективним у плані розробки та впровадження програмних засобів (ПЗ) та інформаційних баз даних.

Важливим аспектом структурування втрат електроенергії є визначення поелементної структури втрат з прив'язкою до місцевості, в якій ці втрати виникають, та аналіз регіональних осередків з найбільшим впливом на загальний показник втрат електроенергії. Такий підхід потребує використання не тільки системи розрахункових моделей, що описують режимні процеси, але й моделювання засобами геоінформатики. Геоінформаційні системи (ГІС) та системи експертного аналізу, створені на базі геоінформаційних технологій, все частіше знаходять своє застосування в електроенергетиці як базова частина інформаційно-розрахункових систем. Використання комплексу відповідних систем та інструментів у поєднанні з експертними базами знань, що постійно накопичуються, дозволяє створити ефективну експертну систему в електроенергетиці.

Особливу актуальність ця проблема набуває у зв'язку з військовими діями в Україні, що призводять до знищення маневрових потужностей електростанцій. Це ускладнює балансування енергетичної системи та забезпечення безперебійного енергопостачання. У таких умовах важливим є розвиток децентралізованих систем енергопостачання, які включають мікромережі, локальні генератори та системи зберігання енергії. Вони менш вразливі до атак на центральну інфраструктуру і можуть швидко адаптуватися до змін в умовах конфлікту.

Крім того, використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) значно впливає на оптимізацію електричних мереж. ВДЕ, зокрема сонячна та вітрова енергія, мають суттєві переваги, такі як екологічна чистота та невичерпність ресурсів. Однак їх інтеграція в існуючі мережі створює додаткові виклики, пов'язані з непостійністю виробництва енергії. Використання сучасних інформаційних технологій та геоінформаційних систем дозволяє більш ефективно керувати цими процесами, зменшувати втрати електроенергії та підвищувати надійність та ефективність енергетичних систем.

В даному розділі розглядаються проблеми моделювання систем прийняття рішень по зменшенню втрат електричної енергії в розподільних мережах, заходи щодо зменшення втрат та методи їх реалізації, а також обґрунтовуються та аргументуються задачі наукового дослідження.

1.1. Принципи побудови автоматизованих систем

До початку 70-х років XX століття технічні засоби для систем контролю та управління в диспетчерських пунктах розподільних електричних мереж складалися переважно з диспетчерських щитів і мнемосхем з комплексом аналогових приладів та засобів керування. Розробка автоматизованих систем керування (АСК) велася здебільшого на рівні енергосистем і базувалася на ЕОМ вітчизняного виробництва. Основною проблемою при створенні таких систем на базі ЕОМ перших поколінь були недостатні обчислювальні ресурси,

що обмежувало обробку інформації, розмір архівів та час реакції на запити.

З появою ЕОМ нових поколінь стало можливим вирішувати завдання систем прийняття рішень та створювати інформаційні комплекси на більш сучасному рівні. Окрім розрахунків режимів та обробки оперативної інформації, стали вирішуватися оптимізаційні завдання та завдання прийняття відповідних рішень для зменшення втрат електроенергії. Обсяги сучасних завдань настільки зросли, що ускладнили процес всебічного контролю з боку персоналу, який обслуговує об'єкти електроенергетичної системи. Це призвело до підвищених вимог до нових систем.

Задача оптимального прийняття рішень щодо зменшення втрат в розподільних мережах вирішується шляхом визначення втрат та їх зменшення за рахунок застосування комплексу заходів. На сьогодні визначення втрат є автоматизованим процесом, який вирішується за допомогою ряду програмних комплексів. Прийняття рішень щодо зменшення втрат залишається завданням для експертів в цій галузі.

Наступним етапом у створенні систем автоматичного керування процесами в електроенергетичних системах є розробка систем, які на якісно новому рівні взаємодіють з людиною, беруть на себе значну частину керуючих функцій, та здатні на рівні експертів керувати процесами. Це дозволяє полегшити роботу диспетчерсько-управлінського персоналу різних рівнів електроенергетичних систем.

Сучасні автоматизовані системи керування (АСК) розподільними електричними мережами значно випереджають свої попередні аналоги за функціональністю та ефективністю. Вони використовують передові інформаційні технології, такі як Інтернет речей (IoT), хмарні обчислення та великі дані (Big Data), для забезпечення реального часу моніторингу та керування мережами. Сучасні АСК включають в себе можливості автоматичного виявлення та усунення аварійних ситуацій, прогнозування навантажень, інтеграції відновлюваних джерел енергії та оптимізації енергетичних потоків.

Ці системи також використовують машинне навчання та штучний інтелект для покращення точності прогнозів і прийняття рішень. Це дозволяє забезпечити більшу гнучкість та надійність електроенергетичних систем, знижуючи втрати та підвищуючи ефективність їхньої роботи. Сучасні АСК допомагають не тільки оптимізувати роботу мереж, але й забезпечують стійкість до зовнішніх впливів, таких як природні катастрофи та кібератаки, що є критично важливим у сучасному світі.

Ці системи є першим кроком до побудови повністю автоматизованих і самонавчальних систем управління електроенергетичними мережами, які зможуть працювати з мінімальним втручанням людини та забезпечувати стабільну і надійну роботу в будь-яких умовах.

1.2. Структура втрат електроенергії та методи їх розрахунку.

Витрати на виробництво та постачання електроенергії споживачам включають вартість електроенергії, витраченої на її передачу через електричні мережі. Під час встановлення тарифу на електроенергію регіональні енергетичні комісії аналізують обґрунтованість рівня втрат, що включаються до тарифу. Очевидно, що в енергопостачальних організаціях існують резерви для зниження втрат, і включення в тариф фактичного рівня втрат не стимулювало б проведення економічно обґрунтованих заходів щодо їх зниження. У зв'язку з цим виникає завдання визначення нормативних значень втрат, включення яких у тариф є обґрунтованим. Наднормативні втрати повинні покриватися за рахунок прибутку енергопостачальних організацій.

Через значні відмінності в структурі мереж та їхній довжині норматив втрат для кожної енергопостачальної організації має індивідуальне значення, яке залежить від схеми та режимів роботи електричних мереж, а також особливостей обліку надходження і відпуску електроенергії. Фактичні (звітні) втрати визначаються різницею між показниками лічильників надходження електроенергії в мережу і її корисного відпуску споживачам. Вони включають не лише технічні втрати, але й комерційні втрати, спричинені недосконалістю

методів визначення корисного відпуску електроенергії споживачам (включаючи крадіжки електроенергії).

Для обґрунтування нормативу втрат необхідно визначити їхню структуру, оцінити резерви зниження кожної складової та реальні обсяги їхньої можливої реалізації у планованому періоді. У роботі Железко Ю.С структура втрат представлена в наступній інтерпретації (рис. 1.1).

Фактичні втрати можуть бути розбиті на чотири укрупнених складових, кожна з яких має свою фізичну природу:

1) технічні втрати електроенергії - ΔW_T , обумовлені фізичними процесами, що відбуваються при передачі електроенергії по електричних мережах і, що виражаються в перетворенні частини електроенергії в тепло в елементах електричних мереж;

2) втрата електроенергії на власні потреби підстанцій - $\Delta W_{пс}$, необхідна для забезпечення роботи технологічного устаткування підстанцій і життєдіяльності обслуговуючого персоналу;

3) недооблік електроенергії - ΔW_o обумовлений великими негативними похибками приладів її обліку в споживачів у порівнянні з аналогічними похибками приладів, що фіксують її надходження в мережу. Похибки приладів обліку (включаючи трансформатори струму (ТС), напруги (ТН) і сполучні проводи (кабелі) як складова вимірювального комплексу) у паспортних даних характеризуються двосторонніми погрішностями (плюс-мінус), однак в силу ряду причин, виникає систематична негативна похибка системи обліку електроенергії на об'єкті, що включає сотні і тисячі вимірювальних комплексів.

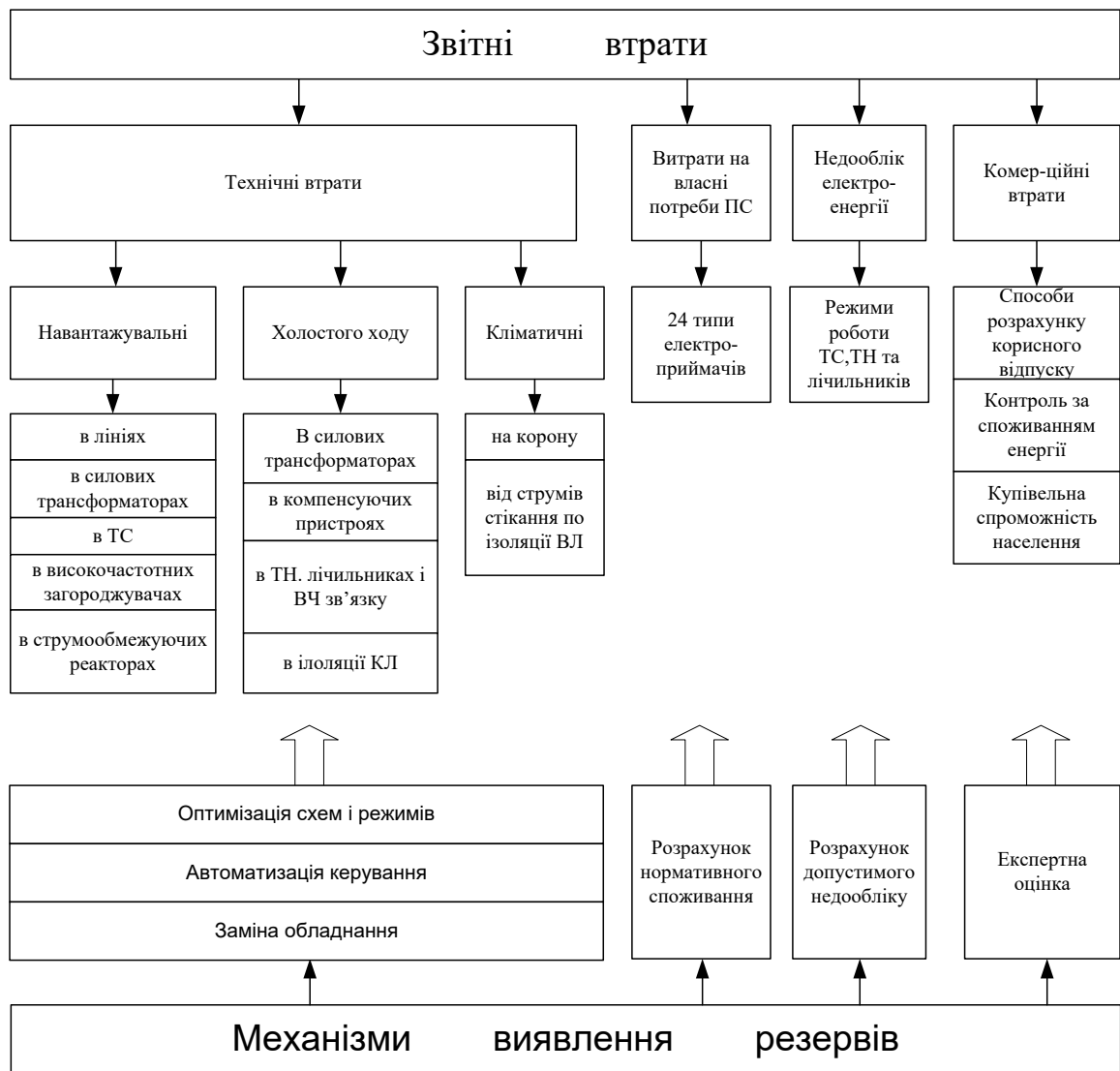


Рис. 1.1. Структура втрат у розподільних мережах.

Ця похибка приводить до недообліку електроенергії, тому до неї застосовується термін "втрати". Слід зазначити, що в нинішніх умовах експлуатації приладів обліку, недооблік електроенергії є істотним;

4) комерційні втрати - $\Delta W_{\text{КОМ}}$, обумовлені розкраданнями електроенергії, невідповідністю між показниками лічильників і оплатою за електроенергію побутовими споживачами й іншими причинами в сфері організації контролю за споживанням енергії. В даний час витрата електроенергії на власні потреби підстанцій виражена в звітності в складі технічних втрат, а втрати, обумовлені похибками системи обліку електроенергії, — у складі комерційних втрат. Це є недоліком існуючої системи звітності, тому що не забезпечує ясного уявлення

про структуру втрат і про доцільні напрямки роботи по їх зниженню[14,18].

Відповідно до викладеного звітні втрати виражаються:

$$\Delta W_{\text{зв}} = \Delta W_T + \Delta W_{\text{ПС}} + \Delta W_o + \Delta W_{\text{КОМ}} \quad (1.1)$$

Технічні втрати можуть бути розраховані на підставі відомих законів електротехніки, тому що всі їхні складові мають математичні описи й алгоритми розрахунку. Застосування відомих методів оптимізації дозволяє кількісно визначити їхній економічно обґрунтований рівень і оцінити наявні резерви їх зниження.

Необхідно також зауважити, що комерційні втрати — являють собою вплив "людського фактора" і містять у собі всі прояви такого впливу: свідомі розкрадання електроенергії деякими абонентами за допомогою зміни показань лічильників, споживання енергії крім лічильників, несплату або неповну оплату показань лічильників (не завжди вчасно виявлену через обмеженість штату контролерів), визначення розрахунковим шляхом корисного споживання електроенергії абонентами, підключеними тимчасово без лічильників, і т.п.

Комерційні втрати не мають самостійного математичного опису і, як наслідок, не можуть бути розраховані автономно. Визначити економічно обґрунтований їх рівень математичними методами вкрай складно. Їхнє значення визначають як різницю між фактичними втратами і розрахованими технологічними втратами:

$$\Delta W_{\text{КОМ}} = (W_{\text{ПОСТ}} - W_{\text{ВІДП}}) - \Delta W_{\text{ТЕХН}}, \quad (1.2)$$

де $\Delta W_{\text{КОМ}}$ — комерційні втрати; $W_{\text{ПОСТ}}$ — електроенергія, яка поступила в електричну мережу; $W_{\text{ВІДП}}$ — електроенергія, яка відпущена споживачам; $\Delta W_{\text{ТЕХН}} = \Delta W_T + \Delta W_{\text{ВП}} + \Delta W_o$ — технологічні втрати, які складаються з технічних втрат в елементах мережі ΔW_T , витрат електроенергії на власні потреби підстанцій $\Delta W_{\text{ВП}}$, електроенергія, недооблік якої обумовлений інструментальними похибками її вимірювання ΔW_o [20].

Вирішення проблеми зниження втрат електроенергії вимагає попереднього їх всебічного аналізу та структурування з метою знаходження першопричин і

визначення найбільш ефективних напрямків виходу з ситуації, що склалася. Враховуючи сутність комерційних втрат пряме їх визначення, навіть приблизне, є неможливим, або пов'язане зі значними капіталовкладеннями. З іншого боку, технологічні втрати, за відповідного інформаційного забезпечення, можуть бути визначені достатньо точно, а це дає змогу опосередковано аналізувати і комерційну складову. Крім того, наявність інформації про поточні значення втрат потужності в ЕМ надає можливість розв'язання ряду інших експлуатаційних задач. Наприклад, за допомогою відповідного програмного забезпечення з'являється можливість фіксувати появу та локалізувати місця виникнення однофазних к.з.

Розрахунки втрат електроенергії підрозділяють на три види: ретроспективні, оперативні і перспективні.

Ретроспективні розрахунки (визначення втрат електроенергії за минулі інтервали часу) виконують для:

- визначення структури втрат електроенергії по групах елементів електричної мережі;
- оцінки комерційних втрат електроенергії;
- виявлення елементів (груп елементів) з підвищеними втратами електроенергії і розробки заходів щодо їхнього зниження;
- визначення фактичної ефективності впроваджених заходів щодо зниження втрат електроенергії;
- складання балансів електроенергії по енергосистемі в цілому, її структурним підрозділам і підстанціям і розробки заходів щодо зниження небалансів до припустимих значень;
- визначення техніко-економічних показників енергосистеми;
- проведення фінансових розрахунків зі споживачами й іншими енергосистемами за втрати електроенергії в лініях і трансформаторах, враховуються не лічильниками електроенергії[20].

Оперативні розрахунки (визначення втрат електроенергії за поточні інтервали часу) виконують для:

- контролю за поточними значеннями втрат електроенергії і їхньою зміною в часі;
- оперативного коректування режимів і схеми електричної мережі з метою мінімізації втрат електроенергії;
- складання балансів потужності по енергосистемі в цілому, її структурним підрозділам і підстанціям з метою контролю за дотриманням лімітів по потужності;
- визначення очікуваних втрат електроенергії на кінець місяця, кварталу, року;
- формування бази даних, використовуваних при прогнозуванні втрат електроенергії [20].

Перспективні розрахунки (визначення очікуваних втрат електроенергії для розрахункових інтервалів часу в майбутньому) виконують для:

визначення очікуваних втрат електроенергії на наступний і подальші роки;

- оцінки очікуваної ефективності планованих заходів щодо зниження втрат електроенергії;
- порівняння варіантів реконструкції електричних мереж.

По особливостях схем і режимів електричних мереж і інформаційної забезпеченості розрахунків виділяють п'ять груп мереж, розрахунок втрат електроенергії в якій роблять різними методами:

- транзитні електричні мережі 220 кВ і вище (міжсистемного зв'язку) , через які здійснюється обмін потужністю між енергосистемами;
- замкнуті електричні мережі 110 кВ і вище, що практично не беруть участь в обміні потужністю між енергосистемами;
- розімкнуті (радіальні) електричні мережі 35-150 кВ;
- електричні мережі 6—20 кВ;
- електричні мережі 0,4 кВ.

На підставі результатів розрахунків і звітних даних проводять аналіз втрат електроенергії з метою рішення наступних задач:

- виявлення й оцінки резервів енергосистеми і її підприємств по зниженню

втрат електроенергії;

- виявлення і ранжирування основних факторів, що визначають рівень втрат електроенергії;
- оцінки ефективності конкретних заходів щодо зниження втрат електроенергії і визначення черговості їхнього впровадження; визначення осередків комерційних втрат електроенергії; оцінки результатів роботи з показника "втрати електроенергії" енергосистеми в цілому, а також окремих її підрозділів;
- підготовки й обґрунтування рішень по розвитку електричних мереж і впровадженню заходів щодо зниження втрат, що вимагають капітальних вкладень.

Основними формами аналізу втрат електроенергії є: складання балансів електроенергії по кожній підстанції, електростанції, підприємству електричних мереж і енергосистемі в цілому; порівняння розрахункових, планових і звітних втрат електроенергії за різні тимчасові інтервали й аналіз зміни втрат по енергосистемі й окремих її підприємствах;

- аналіз зміни окремих складових втрат електроенергії з урахуванням зміни схем, режимів електричних мереж і структури відпустки електроенергії;
- порівняння звітних і планових нормованих і лімітованих складових балансу електроенергії (власні нестатки, господарські і виробничі нестатки);
- оцінка фактичної ефективності окремих заходів щодо зниження втрат електроенергії, а також плану заходів у цілому; виявлення залежності втрат електроенергії від основних факторів, що характеризують схему мережі і режими її роботи.

При проведенні аналізу втрат електроенергії доцільно використовувати наступну інформацію:

- результати розрахунків режимів електричних мереж і їхньої схеми; результати розрахунків втрат електроенергії і їхніх структур; звітні дані про втрати електроенергії в енергосистемі і її підприємствах за ряд років;
- дані про провали електроенергії по між системних лініях за ряд років;

- підсумки виконання планів заходів щодо зниження втрат електроенергії;
- проектні рішення по розвитку електричних мереж;
- матеріали, що характеризують стан і використання засобів компенсації реактивної потужності і регулювання режиму електричних мереж;
- дані про оснащеність мереж споживачів електроенергії пристроями, що компенсують, (квар/кВт) за ряд років;
- дані про стан розрахункового і технічного обліку електроенергії;
- дані про середньомісячну оплату електроенергії в розрахунку на один побутового абонента і результатах боротьби з розкраданнями електроенергії;

дані про матеріальне стимулювання персоналу енергосистеми за зниження

Відповідно для організації автоматизованого вибору заходів по зменшенню втрат необхідно детально розглянути існуючі заходи та провести їх аналіз і систематизацію.

1.3. Заходи по зниженню втрат електроенергії в електричних мережах та оцінка їх ефективності

Для зниження втрат електроенергії було розроблено багато заходів. Оскільки вибір найефективнішого комплексу заходів є складним, було проведено їх класифікацію. На сьогоднішній день не існує єдиної класифікації, але в літературі найчастіше зустрічається поділ заходів на три групи: організаційні, технічні та заходи, спрямовані на вдосконалення систем розрахункового та технічного обліку електроенергії.

Організаційні заходи, як правило, не вимагають значних матеріальних витрат та додаткових капіталовкладень. Технічні заходи можуть зменшувати втрати як цілеспрямовано, так і побічно. Завдання цілеспрямованого зниження втрат полягає у виборі ефективного комплексу як технічних, так і організаційних заходів. Для вибору відповідних заходів необхідно детально проаналізувати найпоширеніші з них та оцінити їх ефективність.

З огляду на те, що для розрахунку втрат електроенергії використовуються автоматизовані розрахункові системи, важливо також розглянути можливість створення експертного середовища, яке допомагало б у виборі комплексу заходів. Сучасні автоматизовані системи керування (АСК) на основі технологій Інтернету речей (IoT) та великих даних (Big Data) дозволяють інтегрувати аналітичні інструменти, що допомагають у прийнятті рішень щодо оптимізації енергетичних процесів та зниження втрат.

Таким чином, для ефективного зниження втрат електроенергії необхідно використовувати інтегрований підхід, який поєднує організаційні та технічні заходи, а також сучасні інформаційні технології для аналізу і оптимізації процесів.

1.3.1. Оптимізація місць розмикання ліній 6-35 кВ із двостороннім живленням.

Це один із найефективніших організаційних заходів для зниження втрат електроенергії в розподільних електричних мережах, особливо в міських мережах 6-10 кВ. Оптимізація місць розмикання ліній 6-35 кВ повинна здійснюватися з урахуванням змін у втраті електроенергії як у мережі, що оптимізується, так і в замкнутій основній мережі 110 кВ та вище енергосистеми, яка її живить. Однак, через значне збільшення обсягу мережі при одночасному врахуванні мереж усіх класів напруги, іноді допускається виконання розрахунків з оптимізації місць розмикання ліній 6-35 кВ окремо від основних мереж системи.

1.3.2. Оптимізація сталих режимів електричних мереж по реактивній потужності.

Метою розрахунків є вибір близьких до оптимальних законів регулювання наявних в енергосистемі джерел реактивної потужності і законів регулювання коефіцієнтів трансформації трансформаторів зв'язку (трансформаторів, що працюють у замкнутих контурах).

Ефективність оптимізації режимів залежить від частоти проведення

розрахунків, їхньої інформаційної забезпеченості і ступені практичної реалізації результатів розрахунків. Практично необхідним є проведення не менше 16 розрахунків на рік: для кожного з чотирьох характерних періодів (зима, весна, літо й осінь) розраховуються оптимальні режими для годин максимальних добових навантажень (годин м.д.н.) і нічних провалів навантажень (годин н.п.н.) для двох типів доби - робочих і неробочих.

1.3.3. Оптимізація місць розмикання контурів електричних мереж з різними номінальними напругами.

Захід проводиться для зниження впливу неоднорідності електричної мережі напругою 110 кВ і вище на режим її роботи. Розмикання контурів в оптимальних місцях повинне приводити до розвантаження мереж більш низької напруги і зниженню загальних втрат електроенергії в цілому при збереженні необхідного рівня надійності електропостачання споживачів.

1.3.4. Оптимізація робочих напруг у центрах живлення радіальних електричних мереж.

У радіальному режимі експлуатуються, як правило, мережі 6-20 і 35 кВ і частина мереж 110 кВ. Центрами живлення (ЦЖ) цих мереж є відповідно підстанції 500-35/6-20 кВ, 500-110/35 кВ і 500-220/110 кВ.

Закони регулювання напруги в ЦЖ (якщо в ЦЖ установлені трансформатори з РПН) або встановлені робочі відгалуження трансформаторів (якщо останні з ПБЗ) повинні забезпечувати мінімально можливі втрати електроенергії в мережі при припустимих відхиленнях напруги в споживачів. Відповідно до вимог ПУЕ для забезпечення припустимих відхилень напруги в мережах 380 В и 6-20 кВ необхідно на шинах 6-20 кВ ЦЖ підтримувати відхилення напруги не менш $+5\%$ у режимі найбільших навантажень ($V_T' \geq 5\%$) і не більш номінальної напруги в режимі найменших навантажень ($V_T'' \leq 0\%$).

При відсутності в ЦЖ пристроїв РПН, як правило, не вдається витримати

припустимі відхилення напруги в споживачів у всіх вузлах і режимах. Вибір відгалужень трансформаторів із ПБЗ повинний проводитися з умови мінімізації електроенергії, споживаної при припустимих відхиленнях напруги.

Даний захід повинний проводитися не менш ніж два рази на рік для характерних (сезонних) змін навантажень, його ефективність розраховується для кожного характерного періоду (сезону) окремо.

1.3.5. Відключення трансформаторів на підстанціях із сезонним навантаженням.

При роботі підстанції за графіком мінімум приведених витрат на трансформацію електроенергії відповідає мінімуму втрат потужності в трансформаторах. Тому граничне значення навантаження, при якому доцільне відключення одного з паралельно працюючих трансформаторів, визначається з рівності втрат потужності в n і $n - 1$ трансформаторах.

Відключення одного з n однотипних трансформаторів доцільно в режимах, при яких навантаження трансформаторів

$$S < S_{HT} \sqrt{\frac{n(n-1)\Delta P_X}{\Delta P_X}}. \quad (1.3)$$

1.3.6. Вирівнювання навантажень фаз в електричних мережах 0,38 кВ.

Планове і фактичне зниження втрат електроенергії за рахунок усунення систематичної асиметрії (нерівномірного розподілу струмових навантажень по фазах) визначається по формулі

$$\delta W = \Delta W(k_{H1} - k_{H2}) \text{ тис} \cdot \text{кВт} \cdot \text{год}, \quad (1.4)$$

де

ΔW - втрати електроенергії в мережі 0,38 кВ при рівномірному завантаженні фаз, обумовлені відповідно до [19];

k_{H1}, k_{H2} - коефіцієнти систематичної асиметрії до і після симетрування,

обумовлені по формулі

$$K_H = 3 \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{(I_A + I_B + I_C)^2} \left(1 + 1,5 \frac{R_0}{R_\phi} \right) - 1,5 \frac{R_0}{R_\phi}, \quad (1.5)$$

де

$I_A + I_B + I_C$ - середні значення струмів фаз за період з 17 до 23 ч (не менше трьох вимірів);

$\frac{R_0}{R_\phi}$ - відношення опорів нульового і фазного проводів.

Для двухпровідної лінії $K_H = 1$.

Перерозподіл навантаження в мережі необхідно робити, якщо середнє за зазначений період значення струму на головній ділянці нульового проводу складає більш $15A$ для мереж сільськогосподарського призначення.

Для спрощення розрахунків зниження втрат електроенергії від упровадження заходу допускається використання усередненого значення.

1.3.7. Скорочення тривалості технічного обслуговування і ремонту основного устаткування електростанцій і мереж.

Впровадження цього заходу найбільше ефективно для транзитних ліній електропередачі великої пропускної здатності автотрансформаторів зв'язку і т.п., відключення яких викликає значне підвищення втрат у мережі. Зменшення тривалості таких відключень досягається поліпшенням організації робіт, сполученням ремонтів послідовно включених елементів мережі, проведенням їх за графіком, виконанням пофазних ремонтів, ремонтів під напругою і т.д.

Плановану і фактичну ефективність від проведення заходу варто визначати лише для тих робіт, на які маються нормативи тривалості проведення. У цьому випадку енергосистемам рекомендується для типових ремонтних схем мати дані про підвищення втрат електроенергії в електричних мережах при відключенні на I год. окремих ліній і устаткування підстанцій. По цим даним

може бути визначене середньорічне зниження втрат електроенергії від виконання заходу, що використовується для обчислення планованого зниження втрат по формулі

$$\Delta W_{\Pi} = \frac{\delta W_{cp.z} \cdot \Delta W_{n.cети}}{100} \text{ тис} \cdot \text{кВт} \cdot \text{год}, \quad (1.6)$$

де

$\delta W_{cp.z}$ - середньорічне зниження втрат електроенергії, % сумарних втрат у мережах;

$\Delta W_{n.cети}$ - плановані втрати електроенергії в мережах, на яких даний захід впливає.

Середньорічне зниження втрат повинне щорічно коректуватися на підставі досвіду експлуатації, планів капітальних і поточних ремонтів.

Фактичне зниження втрат визначається в такий спосіб. При скороченні на час ΔT тривалості, наприклад ремонту синхронного компенсатора, лінії або трансформатора зв'язку в основній замкнутій мережі системи напругою 110 кВ і вище зниження втрат електроенергії визначається по формулі

$$\delta W_{\phi} = \Delta T \left[(\Delta P_{1H} - \Delta P_{2H}) \cdot \left(\frac{P_{cp}}{P_{max}} \right)^2 - (\Delta P_{1X} - \Delta P_{2X}) \right] \text{ тис} \cdot \text{кВт} \cdot \text{год}, \quad (1.7)$$

де

ΔP_{1H} і ΔP_{2H} - навантажувальні втрати потужності в основній мережі системи в максимум її навантаження відповідно при відключеному і включеному елементі (визначаються для робочих режимів по програмах оптимізації);

P_{cp} - середня за час ΔT активне навантаження системи в цілому;

P_{max} - максимальне активне навантаження сумарного графіка навантаження власних споживачів системи в цілому в зимовий контрольний день;

ΔP_{1X} і ΔP_{2X} - втрати холостого ходу в мережі системи відповідно при відключеному і включеному елементі (для ліній дорівнюють нулеві).

При скороченні тривалості ремонту одного з трансформаторів центра

живлення радіальної мережі або однієї з ланцюгів, що паралельно працюють радіальних ліній втрати враховуються тільки в рівнобіжних елементах, один із яких відключається. Значення P_{cp} і P_{max} відносяться при цьому до навантаження цих елементів.

1.3.8. Зниження витрати електроенергії на власні потреби підстанцій.

Зниження витрати на власні потреби підстанцій визначається стосовно нормативів витрати, встановленим [19] і персоналом, що розраховується, ПЕС для всіх підстанцій, на яких є споживачі і лічильники електроенергії власних потреб.

Нормативи при цьому повинні систематично уточнюватися, виходячи з фактичної витрати.

Економія витрати електроенергії на власні потреби забезпечується раціоналізацією режимів роботи електрообігрівання виробничого приміщення підстанцій і обігріву приводів вимикачів у ВРП, оптимізацією режимів роботи вентиляторів охолодження трансформаторів і т.п.

Значну економію, зокрема, дає встановлення і введення в роботу автоматики відключення – включення пристрою електрообігрівання й охолодження. Досить перспективним є комплектування трансформаторів і автотрансформаторів підстанцій установками відбору тепла для тепlopостачання будинків керування підстанцій і житлових приміщень обслуговуючого персоналу.

Плановане зниження витрати електроенергії на власні потреби підстанцій визначається, виходячи з досвіду минулих років і передбачуваного обсягу заходів щодо економії витрати електроенергії на власні потреби на планований період.

Фактичне зниження витрати електроенергії на власні потреби визначається як різниця між установленою нормою витрати і фактичною витратою електроенергії ($W_{с.н.}^{факт}$), обумовленим за показниками лічильників власних

потреб

$$\Delta W_{\phi} = W_{с.н.}^{норм} - W_{с.н.}^{факт} \text{ тис} \cdot \text{кВт} \cdot \text{год} \quad (1.8)$$

1.3.9. Стимулювання споживачів електроенергії до вирівнювання графіків навантаження.

Захід виконується споживачами електроенергії під стимулюючим впливом операторів систем розподілу і його структурних одиниць на зменшення максимуму і вирівнювання графіка навантаження [19].

У загальному вигляді зниження втрат електроенергії від виконання заходу повинне визначатися різницею коефіцієнтів форми графіка по формулі

$$\delta W = \frac{W_p^2 - W_a^2}{U^2 T} R_{\Sigma} (K_{\phi 1}^2 - K_{\phi 2}^2) \text{ тис} \cdot \text{кВт} \cdot \text{год}, \quad (1.9)$$

де

W_p^2, W_a^2 - відповідно, відпущена в електричну мережу активна і реактивна електроенергія, тис.кВт . год;

U - номінальна напруга мережі, кВ;

T - розрахунковий період, год;

R_{Σ} - еквівалентний опір мережі. Ом;

$K_{\phi 1}^2, K_{\phi 2}^2$ - коефіцієнти форми графіка сумарного навантаження мережі до і після вирівнювання, відповідно обумовлені як відношення середньоквадратичного значення навантаження за графіком до її середнього значення.

1.3.10. Введення в роботу не використовуваних засобів автоматичного регулювання напруги (АРН).

Захід виконується на підстанціях, де встановлені на трансформаторах РПН пристрої автоматичного регулювання напруги за якимись причинами переведені в режим дистанційного керування.

Основний ефект від впровадження заходу досягається за рахунок підвищення можливостей регулювання напруги.

1.4. Зниження річних втрат електроенергії в мережі при підготовці звітних даних про впровадження технічних заходів

Зниження річних втрат електроенергії в мережі при підготовці звітних даних про впровадження технічних заходів (п. 1.3.1, 1.3.3, 1.3.10), визначається по формулі

$$\delta W_{\phi} = k_0 k_n (\Delta W_{1P} - \Delta W_{2P}) \text{ тис} \cdot \text{кВт} \cdot \text{год}, \quad (1.10)$$

де

k_0 - коефіцієнт, прийнятий рівним 1, якщо значення розрахункових втрат визначалися при оптимальних режимах роботи мережі, розрахованих відповідно до заходів 1.3.2 і 1.3.4, і рівним 0,9, якщо значення втрат розраховувалися без попередньої оптимізації режимів;

k_n - коефіцієнт, що враховує точність методів розрахунку втрат електроенергії;

ΔW_{1P} і ΔW_{2P} - значення розрахункових втрат електроенергії в мережі, обумовлені до і після проведення заходу.

Використовуючи вирази (1.10) необхідно мати на увазі що:

- При виконанні заходу, зв'язаного зі зміною параметрів ділянки основної (замкнутої) електричної мережі енергосистеми, відбувається перерозподіл потоків потужності практично між усіма її елементами, тому втрати електроенергії повинні розраховуватися для всієї мережі при змінених параметрах ділянки;

- При виконанні заходу на ділянці замкнутої мережі, що живиться від одного ЦЖ, втрати електроенергії повинні розраховуватися тільки для мережі, приєднаної до ЦЖ;

- При виконанні заходу на ділянці радіальної мережі або в ЦЖ радіальної мережі допускається враховувати зміну втрат тільки на цій ділянці. Коефіцієнт k_0 при цьому приймається рівним одиниці;

- Плановане зниження річних втрат електроенергії при впровадженні технічних заходів з індексами 1.3.1-1.3.10 приймається з урахуванням проектів реконструкції і розвитку електричних мереж, у яких повинна оцінюватися ефективність цих заходів;

- При виборі й оцінці ефективності окремих технічних заходів необхідно враховувати ряд факторів які проаналізуємо необхідно більш детально проаналізувати.

1.4.1. Установка і введення в роботу пристроїв компенсації реактивної потужності в електричних мережах енергосистем.

Фактичне зниження втрат електроенергії, обумовлене по формулі (1.11), повинно бути зменшене на втрати в пристроях компенсації, обумовлені для батарей конденсаторів по формулі

$$\Delta W_{KV} = tg\delta \cdot Q_{KV} \cdot T \text{ тис} \cdot \text{кВт} \cdot \text{год}, \quad (1.11)$$

де

$tg\delta$ - відносні втрати в конденсаторах, прийняті рівними 0,002 кВт/квар для батарей конденсаторів, що приєднуються до мереж 10 кВ і вище, і 0.004 кВт/квар приєднуються до мереж 380 В;

Q_{KV} - потужність пристрою компенсації.

Для орієнтованої оцінки зниження втрат електроенергії від установки і введення в роботу пристрою компенсації в розімкнутій електричній мережі можна скористатися формулою

$$\delta W = \frac{2Q_{KV} \cdot Q_{\Pi} - Q_{KV}^2}{U_{НОМ}^2} R_{ЭК} \cdot \tau \cdot k_{\Pi} - \Delta W_{KV}, \quad (1.12)$$

де

Q_{Π} - реактивна потужність сумарного навантаження електричної мережі;

$U_{НОМ}$ - номінальна напруга мережі;

$R_{ЭК}$ - еквівалентний по втратах потужності опір мережі;

τ - час найбільших втрат, рік.

При відсутності проектних розрахунків плановане зниження втрат електроенергії при установці батарей статичних конденсаторів визначається орієнтовно по нормах, приведеним в кВт табл.1.1. Норми, приведені в перших двох рядках таблиці, поширюються лише на міські і сільські електричні мережі, що знаходяться на балансі енергосистем.

Необхідно зауважити, що середні питомі нормативи визначені з урахуванням втрат електроенергії в СК і БК, розподілу БК по підстанціях з номінальною напругою, зазначеною в таблиці.1.1.

Таблиця 1.1 – Норми ефективності батарей статичних конденсаторів

Призначення мережі	Номінальна напруга підстанції, на якій встановлена БК, кВ	Середня питома кВт установки БК (тис. кВт-год/Мвар) при номінальній напрузі підстанцій, кВ		
		35/6-10	110/6-10	220/6-10
Міська	0,38	330	310	230
Сільська	0,38	480	450	375
Будь-якого призначення, у тому числі мережа споживача	6-20	190	160	60

Ці нормативи можуть уточнюватися в міру удосконалювання технічних параметрів пристроїв, що компенсують, і засобів керування ними.

1.4.2. Збільшення робочої потужності встановлених в електричних мережах синхронних компенсаторів.

Збільшення робочої потужності СК досягається в основному за рахунок

переходу їх на водневе охолодження, а також за рахунок підвищення якості ремонтів. Планове і фактичне зниження втрат електроенергії при цьому визначається по формулі

$$\delta W = \delta W_1 - \delta W_2 \quad \text{тис} \cdot \text{кВт} \cdot \text{год}, \quad (1.13)$$

де

δW_1 - зниження втрат при оптимізації режимів з початковою потужністю СК;

δW_2 - те ж зі збільшеною потужністю СК.

При одночасному збільшенні потужності декількох СК по програмах оптимізації режимів може бути визначена лише їхня загальна ефективність. У плані заходів вона і повинна вказуватися без розбивки між окремими СК. При послідовному збільшенні протягом року робочої потужності декількох СК зниження втрат у планованому році визначається сумою знижень втрат в інтервалах між збільшеннями потужностей СК. Зниження втрат у кожному інтервалі визначається як різниця між втратами при початковій і збільшеній потужності всіх СК із робочою потужністю, зміні інтервалу, що вчасно розраховується.

РОЗДІЛ 2

МЕТОДИ РОЗРАХУНКУ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Розрахункові моделі втрат електроенергії при наявній інформації опираються на різні методи розрахунку в залежності від повноти інформації.

Кінцевою метою розрахунків і аналізу втрат є їх зниження за допомогою економічно обґрунтованих заходів. Економічним важелем, що повинен стимулювати практичне впровадження заходів, є встановлення планових значень втрат, обчислених з урахуванням реальних можливостей персоналу по їх зниженню.

Тому на практиці розрахунки втрат виконують для вирішення двох основних задач:

- вибору заходів по зниженню втрат (ЗЗВ);
- обґрунтування планового завдання по втратах.

В залежності від повноти інформації про навантаження елементів електричної мережі за розрахунковий період для розрахунків навантажувальних втрат можуть використовуватись різні методи [3], аналіз яких необхідно провести.

2.1 Методи по елементних розрахунків.

Даний метод базується на наступному співвідношенні

$$\Delta W_n = 3\Delta t \sum_{i=1}^k R_i \sum_{j=1}^n I_{ij}^2, \quad (2.1)$$

де k - кількість елементів мережі; Δt - інтервал часу між послідовними замірами навантаження елементів; T - звітний період часу; $n=T/\Delta t$ - кількість інтервалів; I_{ij} - середнє значення струму i -го елементу з опором R_i на j -му інтервалі часу.

Даний метод дозволяє чітко структурувати втрати по окремим ділянкам ліній та дає можливість найбільш точно визначати втрати в лініях електричних мереж.

2.2 Методи характерних режимів.

Даний метод дозволяє рахувати втрати в мережах з достатньо високою точністю використовуючи співвідношення

$$\Delta W_n = \sum_{i=1}^l \Delta P_i t_i, \quad (2.2)$$

Де ΔP_i - навантажувальні втрати потужності в мережі в j -му режимі тривалістю t_i годин; l - кількість режимів.

Даний підхід потребує додаткової інформації про споживання або навантаження в певні інтервали часу.

2.3. Методи характерних діб.

Даний метод використовує формулу

$$\Delta W_n = \sum_{i=1}^m \Delta W_{ni}^D D_{eki}, \quad (2.3)$$

де m - кількість характерних діб, втрати електроенергії за кожен з яких, обчислені за відомими графіками у вузлах мережі, складають ; D_{eki} - еквівалентна тривалість в рік i -го характерного графіка (кількість діб).

2.4. Методи, в яких використовують кількість годин найбільших втрат.

Наближені методи розрахунків, за допомогою яких можна розрахувати витрати електроенергії з меншою точністю, а ніж попередні, але досить ефективні за відсутності детальної інформації про споживання.

Розрахувати втрати можна за наступним виразом:

$$\Delta W_n = \Delta P_{\max} \tau, \quad (2.4)$$

де $\Delta P_{\max}$ - втрати потужності в режимі максимального навантаження мережі.

2.5. Методи середніх навантажень.

Даним методом можна вирахувати втрати використовуючи наступний вираз:

$$\Delta W_n = \Delta P_{cp} K_{\phi}^2 T, \quad (2.5)$$

Де ΔP - втрати потужності в мережі при середніх навантаження вузлів (або мережі в цілому) за час T ; K_{ϕ} - коефіцієнт форми графіка потужності або струму.

2.6. Статистичні методи.

Методи 2.1 - 2.5 передбачають проведення електричних розрахунків мережі при заданих значеннях параметрів схеми і навантажень. Ці методи називають схемотехнічними.

Існують також статистичні методи які не передбачають електричного розрахунку мережі. При їх використанні втрати електроенергії обчислюють на підставі стійких статистичних залежностей втрат від узагальнених параметрів мережі, наприклад сумарного навантаження, сумарної довжини ліній, кількості підстанцій, тощо.

Самі ж залежності отримують на підставі статистичної обробки певної кількості схемотехнічних розрахунків, для кожного з яких відомі розраховане значення втрат і значення чинників, зв'язок з якими встановлюється.

Статистичні методи використовують для оцінки сумарних втрат в мережі. Вони не дозволяють визначити конкретні заходи по зниженню втрат. Вони використовуються при розрахунках і аналізі втрат в мережах, де ще не впроваджена автоматизована система керування цими мережами, відсутній банк даних про їх схеми і не організоване періодичне поповнення даних про їх навантаження. До даного класу мереж відносяться мережі 0,38 кВ.

В моделях нашої системи визначення втрат потужності і енергії в електричних мережах використовуються схемотехнічні методи в різних їх комбінаціях опираючись на розрахунок характерних режимів. При цьому розрахункова модель виходять з того, що послідовність обчислювальних операцій з заданим набором вихідних параметрів повинна призводити до конкретного чисельного результату.

Для обчислення втрат електроенергії необхідно визначити числові характеристики навантажень.

В методах розрахунку втрат, які реалізовані в розрахунковій моделі, використовуються різні алгоритми обробки інформації.

Наприклад, інтегрування неперервного графіка навантаження здійснюється з використанням способів дискретної обробки. Відповідно визначаються всі залежні величини. Наприклад, середньоквадратичне значення струму знаходиться за формулою:

$$I_{с.кв} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^n I_i^2 \Delta t_i} . \quad (2.6)$$

Величини i^{k_ϕ} , що характеризують форму графіка навантаження і використовуються в (2.4) та (2.5), визначаються наступним чином [19].

Кількість годин найбільших втрат можна визначити за формулою:

$$\tau = k_z^2 k_\phi^2 T , \quad (2.7)$$

де k_z - коефіцієнт заповнення графіка, який характеризує відносну кількість годин використання максимального навантаження.

А він визначається:

$$k_z = \frac{P_{cp}}{P_{max}} , \quad (2.8)$$

де $P_{cp} = W/T$ - середнє значення потужності за період T ; W - електроенергія, відпущена споживачам за період T ; P_{max} - максимальне навантаження мережі.

Для визначення втрат електроенергії за формулами (2.4) або (2.5) достатньо визначити одну з величин φ чи K_ϕ . іншу можна визначити з рівняння зв'язку (2.7). Як правило, в першу чергу визначають K_ϕ .

На сьогодні відомо ряд методів визначення коефіцієнта форми графіка навантаження [19]. В розрахунковій моделі використовується метод, який за результатами дослідження дає найкращі результати для мереж 10 - 0,4 кВ:

$$\lambda < 1, \text{ то } k_\phi^2 = \left(\frac{0,124}{k_3} + 0,876 \right)^2$$

якщо ;

$$\lambda \geq 1, \text{ то } k_\phi^2 = 1 + \frac{(1 - k_3)(k_3 - k_{\min})^2}{(1 + k_3 - 2k_{\min})k_3^2}$$

якщо ,

$$\lambda = \frac{k_3 - k_{\min}}{1 - k_3}, \quad k_{\min} = \frac{P_{\min}}{P_{\max}}.$$

Таким чином, для визначення втрат електроенергії за звітний період T необхідна інформація про мінімальне та максимальне навантаження мережі, а також кількість відпущеної (спожитої) електроенергії за цей же період.

Специфічною задачею, за відсутності необхідної інформації, є визначення втрат в електричних мережах 0,38 кВ

Електричні мережі 0,38 кВ в розрахунках втрат можна представити еквівалентним опором. Його значення визначається в залежності від виду вхідної інформації.

Якщо відсутні дані про навантаження у вузлах схеми і відоме значення струму тільки в головній ділянці, то втрати можна визначити за формулою:

$$\Delta W_n = 3I_z^2 R_{ек} T, \quad (2.9)$$

де I_z - струм головної ділянки; $R_{ек}$ - еквівалентний опір всієї мережі.

З (2.9) визначаємо еквівалентний опір:

$$R_{ек} = \frac{\Delta W_n}{3I_z^2 T}. \quad (2.10)$$

При використанні цього методу головне завдання полягає у знаходженні струму на головній ділянці і втрат електроенергії за звітний період. Дана формула дає достатньо точний результат, якщо повнота оплати за спожиту електроенергію є відносно стабільною. В цьому випадку еквівалентний опір, розрахований за даними попередніх звітних періодів, може використовуватися для поточних розрахунків втрат.

Як відомо, втрати електроенергії в розгалуженій мережі дорівнюють сумі втрат на окремих ділянках:

$$\Delta W_n = 3T \sum_{i=1}^k I_i^2 R_i,$$

де I_i та R_i - струм та опір i -го елемента мережі.

Тоді у відповідності з (2.10) еквівалентний опір мережі визначаємо за формулою:

$$R_{ек} = \frac{\sum_{i=1}^k I_i^2 R_i}{I_z^2}. \quad (2.11)$$

За відсутності значення струму в головній ділянці можна скористатися формулою обчислення еквівалентного опору за звітними даними за квартал:

$$R_{ек} = \frac{\Delta W_n}{\Delta W_{в.м}^2} U^2 T, \quad (2.12)$$

де $\Delta W_{в.м}$ - електроенергія, відпущена в мережу; U - середнє значення напруги на шинах РП.

Даний підхід використовується і дає хороші результати, коли коефіцієнт оплати за спожиту електроенергію складає приблизно 100%.

В розрахунковій моделі реалізовано відомий, запропонований раніше метод оцінки втрат електроенергії в мережах 0,38 кВ по сумарній довжині ліній. Згідного даного методу еквівалентний опір лінії без розгалужень визначається:

$$R_{ек} = r_0 L k_l, \quad (2.13)$$

де r_0 - питомий опір проводу, Ом/км; L - довжина лінії, км; k_l - коефіцієнт, який враховує тип навантаження ($k_l=1$, якщо навантаження сконцентроване в кінці лінії; $k_l=0,37$, якщо навантаження розподілене вздовж лінії).

В діапазоні перерізів алюмінієвих проводів 35-120 мм² справедливе співвідношення $r_0 = 32,25/F$, де F - переріз проводу, мм².

При наявності відгалужень втрати за тої ж сумарної довжини лінії втрати в ній зменшуються, оскільки густина струму в відгалуженнях суттєво менші ніж в магістралі. В цьому випадку в формулу еквівалентного опору необхідно ввести понижувальний коефіцієнт:

$$k_g = 1 - 0,95 \frac{L_g}{L_\Sigma},$$

де L_Σ - сумарна довжина лінії з відгалуженнями; L_g - довжина відгалужень.

З врахуванням наведених виразів у модель для визначення еквівалентного опору ліній 0,38 кВ закладено наступне співвідношення:

$$R_{ек} = 32,25 k_l k_g \frac{L_\Sigma}{F}. \quad (2.14)$$

До збільшення втрат в мережі веде також несиметрія навантаження і неоднаковість густини струму на головних ділянках різних ліній. Врахувавши і ці фактори, остаточно маємо формулу для визначення еквівалентного опору:

$$R_{ек} = 32.25 k_L k_{\epsilon} k_N k_n \frac{\sum_{i=1}^N F_i L_i}{F_{\Sigma}^2}, \quad (2.15)$$

де L_i - довжина магістральних ліній з перерізом проводу F_i (L_i в км, F_i в мм²);

N - число груп ліній з різними перерізами головних ділянок, які живляться від даного РТ;

F_{Σ} - сумарний переріз головних ділянок цих ліній, мм²;

$k_L = 1 - 0,63d_p$ - коефіцієнт, який враховує тип навантаження. В цій формулі d_p визначається як частка розподілених навантажень ($d_p=0$, якщо навантаження сконцентроване в кінці лінії;

$d_p=1$, якщо навантаження розподілене вздовж лінії рівномірно);

$k_n = 1,05 + 0,3d_p$ - коефіцієнт збільшення втрат в лінії з несиметричним навантаженням;

$k_{\epsilon} = 1 - 0,95 \frac{L_{\epsilon}}{L_{\Sigma}}$ - понижувальний коефіцієнт, яким враховується те, що в відгалуженнях втрати суттєво менші ніж в магістралі; L_{Σ} - сумарна довжина лінії разом з відгалуженнями; L_{ϵ} - довжина відгалужень;

k_N - коефіцієнт, яким враховується неоднаковість густини струму на головних ділянках різних ліній. Його значення знаходиться в діапазоні 1,04 - 1,16 ($k_N = 1,1 + 0,06$).

При наявності інформації про довжину і кількість ліній з розподіленим і сконцентрованим навантаженням доцільно проводити окремо розрахунки з коефіцієнтами, які характерні для цих ліній.

В додатку А наведено приклад визначення еквівалентного опору мережі 0,38 кВ для обчислення значення втрат потужності і електроенергії в ній.

Для ліній 0,38 кВ необхідно оцінити втрати напруги за втратами потужності.

Відомо, що втрати потужності і втрати напруги в лініях електропередачі взаємозв'язані між собою. Відношення відносних втрат потужності і відносних втрат напруги в лініях 0,38 кВ з зосередженим навантаженням в кінці має вид

$$k_{n/n} = \frac{\Delta P\%}{\Delta U\%} = \frac{1 + tg^2 \varphi}{1 + \xi tg \varphi}, \quad (2.16)$$

де $\xi = x_0/r_0$ - відношення питомих індуктивного і активного опорів лінії.

Для ліній з розподіленим навантаженням

$$k_{n/n} = (1 - 0,25d_p) \frac{1 + tg^2 \varphi}{1 + \xi tg \varphi}. \quad (2.17)$$

З врахуванням того, що для повітряних ліній $x_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$; $r_0 = 32,25/F \text{ Ом/км}$, $\xi = x_0/r_0 = 0,0125F$.

Оскільки кінцеві ділянки повітряних ліній інколи виконуються проводом меншого перерізу ніж головна ділянка, то рекомендується приймати для повітряних ліній . Формула (2.19) для визначення відношення втрат потужності і напруги прийме вигляд

$$k_{n/n} = (1 - 0,25d_p) \frac{1 + tg^2 \varphi}{1 + 0,01F tg \varphi}. \quad (2.18)$$

Для кабельних ліній $x_0 \approx 0$ і $\xi \approx 0$.

Оцінку втрат напруги доцільно здійснювати для режиму найбільших навантажень. Для цього випадку

$$\Delta U\% = \frac{\Delta P_{\max}}{P_{\max} k_{n/n}} \cdot 100, \quad (2.19)$$

де $P_{\max}$ - максимальне навантаження лінії, яке задається або визначається при відомому відпуску електроенергії за період часу T за формулою

$$P_{\max} = \frac{W}{Tk_3};$$

$\Delta P_{\max}$ - втрати потужності в режимі максимальних навантажень.

Зауважимо, що коли відоме значення максимальних втрат напруги (наприклад, в результаті вимірів), то можливо навпаки оцінити втрати потужності і електроенергії. В цьому випадку з (2.19) слідує, що

$$\Delta P_{\max} = \frac{\Delta U\%}{100} P_{\max} k_{\eta/n}, \quad (2.20)$$

а втрати електроенергії

$$\Delta W = \Delta P_{\max} \tau. \quad (2.21)$$

Всі методи закладені в модель розрахунку режимів та визначення втрат електроенергії в різних їх комбінаціях, дозволяють проаналізувати втрати в різних розрізах та заповнити аналітичну базу даних для генерації рекомендацій та комплексних заходів по зменшенню втрат.

Для системи автоматизованого прийняття рішень головним елементом є масив умов та законів по яких буде здійснюватися вибір заходів та керування процесом вибору по заздалегідь намічених схемах аналізу. Для збереження даного об'єму інформації окрім інформації про структуру втрат, необхідно створити базу знань та інтерфейс для її заповнення.

РОЗДІЛ 3

ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

Обсяг втрат електроенергії в електричних мережах є одним з ключових показників економічності їхньої роботи, а також явним індикатором стану системи обліку електроенергії та ефективності енергозбутової діяльності енергопостачальних організацій. Цей показник відображає проблеми, що потребують негайних рішень у розвитку, реконструкції та технічному переозброєнні електричних мереж, вдосконаленні методів та засобів їхньої експлуатації та управління, підвищенні точності обліку електроенергії та ефективності збору коштів за спожиту електроенергію.

За оцінками міжнародних експертів, відносні втрати електроенергії при передачі та розподілі в електричних мережах більшості країн можна вважати задовільними, якщо вони не перевищують 4-5%. Втрати електроенергії на рівні 10% вважаються максимально допустимими з точки зору фізики передачі електроенергії через мережі. Гостра проблема зниження втрат електроенергії в електричних мережах вимагає активного пошуку нових шляхів її вирішення, нових підходів до вибору відповідних заходів, і головне, до організації роботи зі зниження втрат.

З огляду на зміни в господарському механізмі енергетики, проблема зниження втрат електроенергії в електричних мережах не лише не втратила своєї актуальності, але й стала однією з ключових завдань для забезпечення фінансової стабільності енергопостачальних організацій.

В ідеальних умовах комерційні втрати електроенергії в електричній мережі повинні дорівнювати нулю. Проте, в реальних умовах, відпуск в мережу, корисний відпуск та технічні втрати визначаються з певними похибками. Різниця цих похибок фактично складає структурні компоненти

комерційних втрат, які повинні бути зведені до мінімуму завдяки виконанню відповідних заходів.

У рамках цієї дипломної роботи, на основі Ямпільських електричних мереж було розглянуто вісім фідерів, і в програмі "Втрати 10/0,4 кВ" було виконано розрахунок втрат.

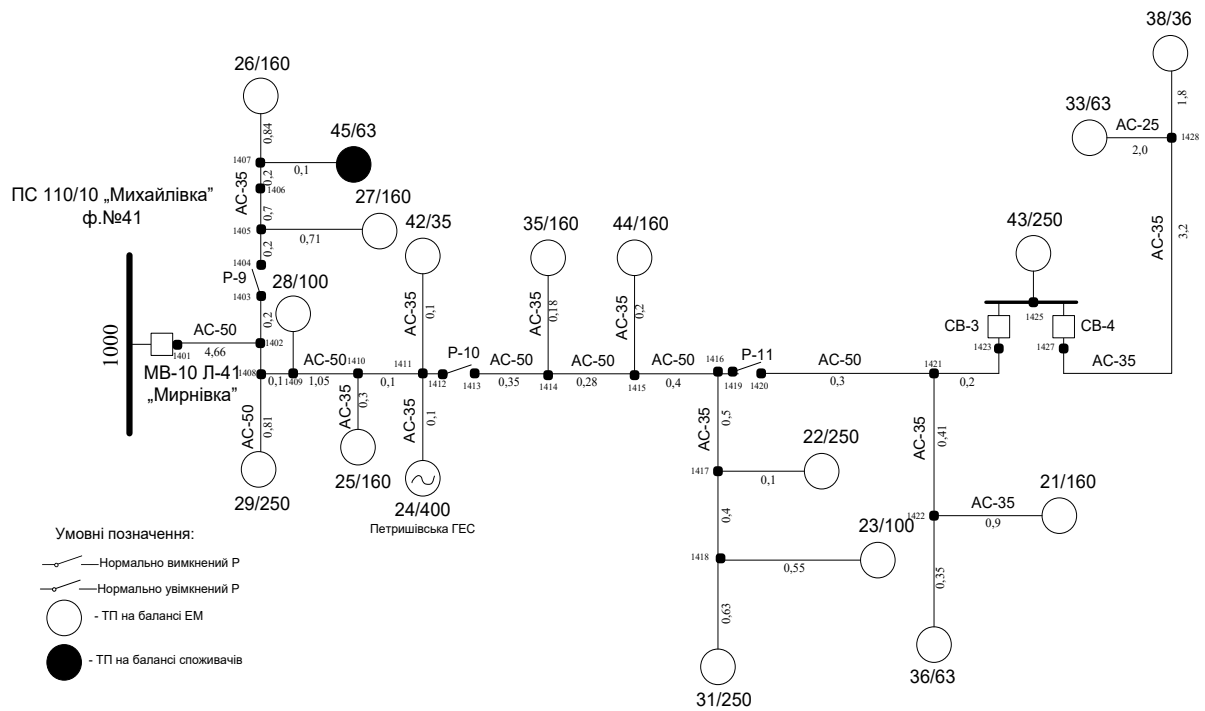


Рисунок 3.1 – ПС 110/10 «Михайлівка» ф.№41

Протяжність ПС 110/10 «Михайлівка» ф.№41 становить 21,54 км. Даний фідер містить: 26 вузлів, 16 трансформаторних підстанцій, одну гідроелектростанцію потужністю 400 МВт, 3 роз'єднувача та 3 вимикача.

Протяжність ПС 110/10 «Михайлівка» ф.№42 становить 25,66 км. Даний фідер містить: 33 вузла, 10 трансформаторних підстанцій, одну гідроелектростанцію потужністю 400 МВт; 9 роз'єднувачів, 3 з яких нормально вимкнені, 1 вимикач, лінію зв'язку з ПС 110/10 «Михайлівка» ф.№45, 3 лінії зв'язку з ПС 110/10 «Ямпіль» ф.№15.

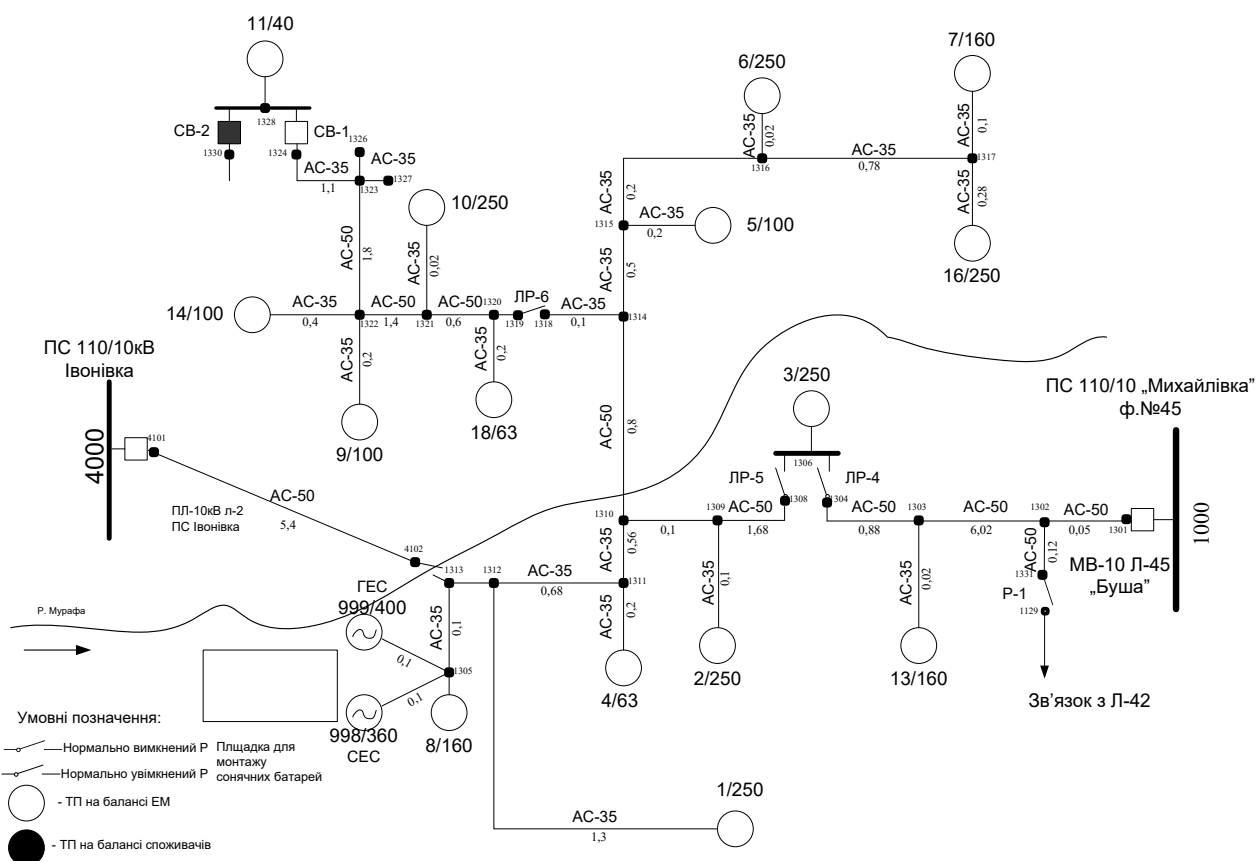


Рисунок 3.4 – ПС 110/10 «Михайлівка» ф.№45

Протяжність ПС 110/10 «Михайлівка» ф.№43 становить 25 км. Даний фідер містить: 29 вузлів, 14 трансформаторних підстанцій, 4 роз'єднувача, один з яких нормально вимкнений, 4 вимикача, одну гідроелектростанцію потужністю 400 МВт, одну сонячну електростанцію потужністю 360 МВт, лінію зв'язку з ПС 110/10 «Михайлівка» ф.№42, повітряну лінію 10 кВ, протяжністю 5,4 км, між ПС «Михайлівка» та ПС «Івонівка».

Протяжність ПС 110/10 «Ямпіль» ф.№10 становить 11,65 км. Даний фідер містить: 46 вузлів, 17 трансформаторних підстанцій, 18 роз'єднувачів, 5 з яких нормально вимкнені, 2 вимикача, лінію зв'язку з ПС 110/10 «Ямпіль» лініями: Л-11, Л-12, Л-15.

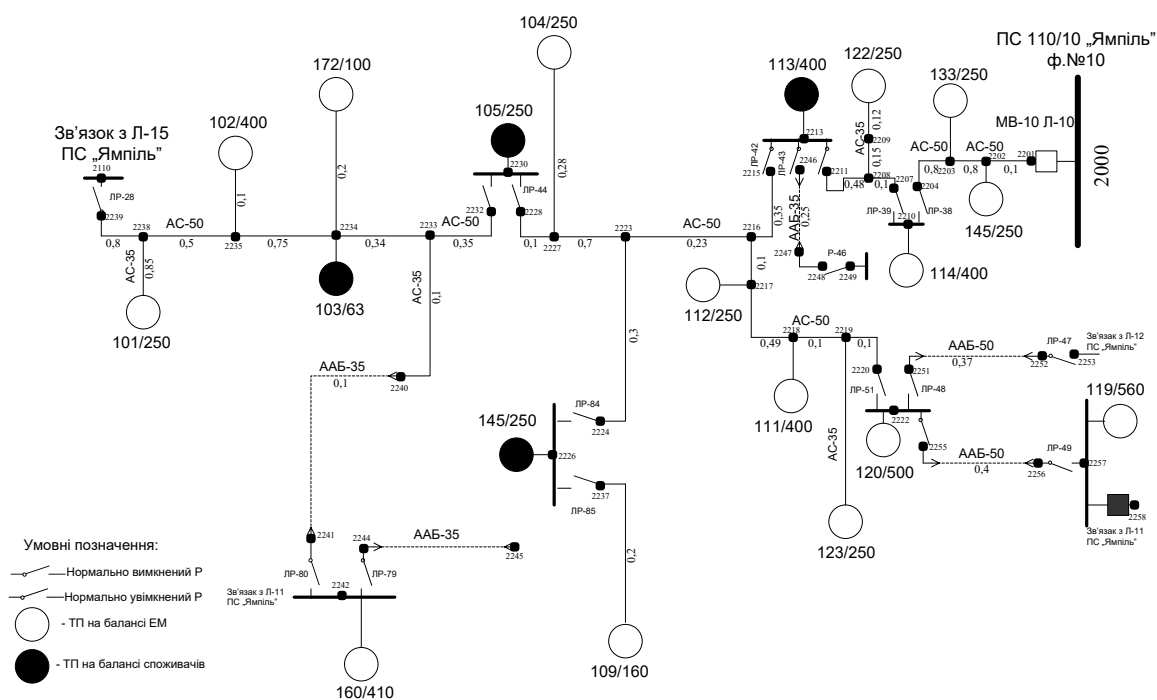


Рисунок 3.5 – ПС 110/10 «Ямпіль» ф.№10

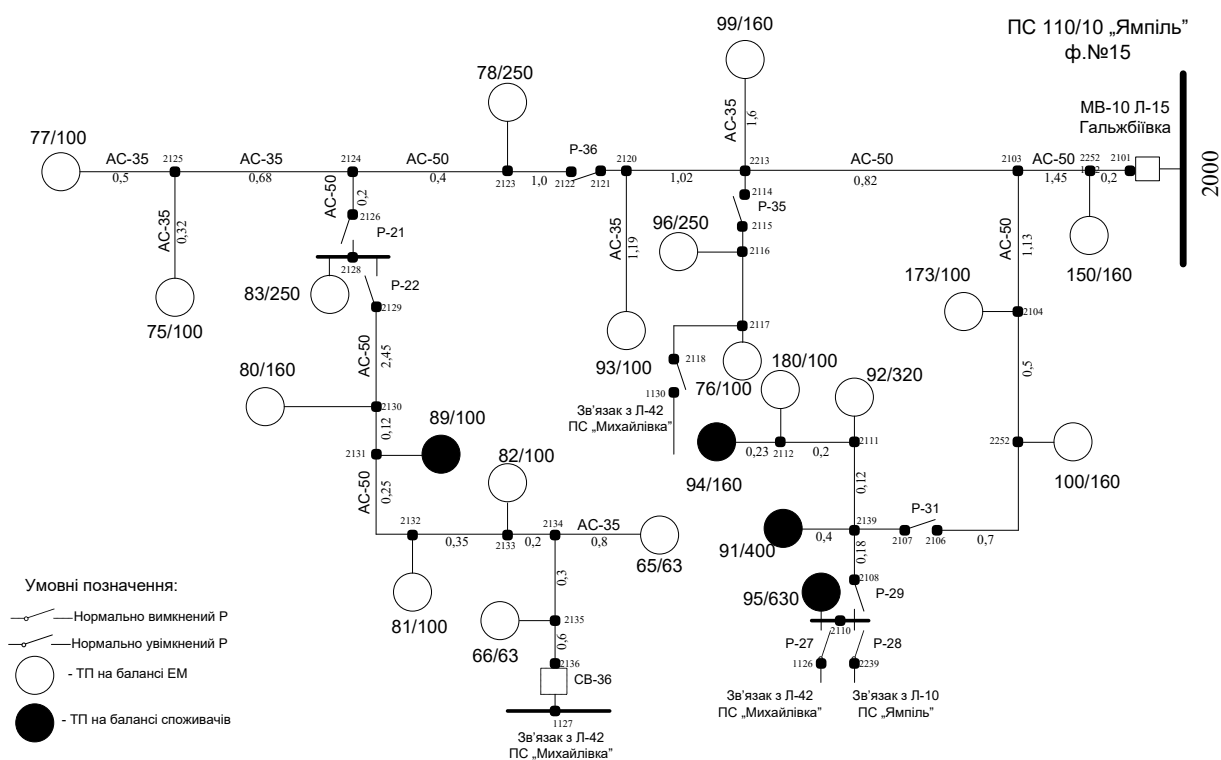


Рисунок 3.6 – ПС 110/10 «Ямпіль» ф.№15

Протяжність ПС 110/10 «Ямпіль» ф.№10 становить 29 км. Даний фідер містить: 38 вузлів, 22 трансформаторних підстанцій, 9 роз'єднувачів, 2 з яких

нормально вимкнені, 2 вимикача, 2 лінії зв'язку з ПС 110/10 «Михайлівка» ф.№42, лінію зв'язку з ПС 110/10 «Ямпіль» ф.№40.

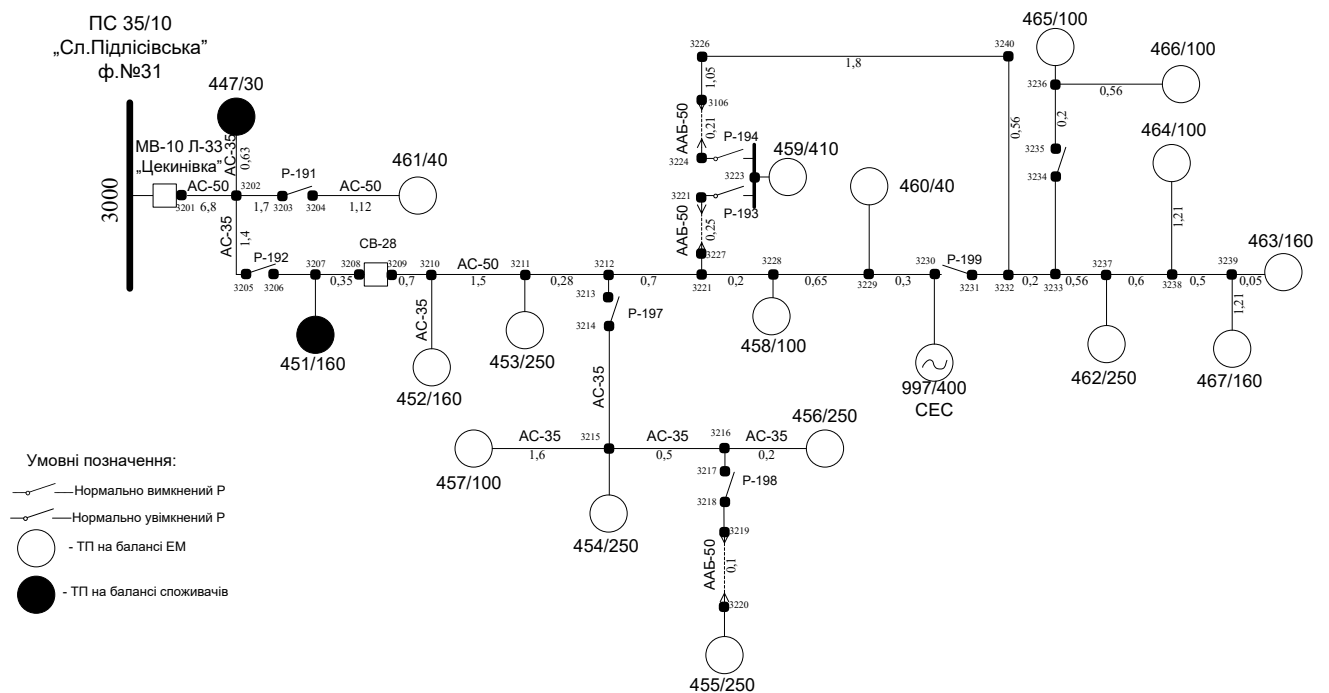


Рисунок 3.7 – ПС 35/10 «Сл.Підлісівська» ф.№31

Протяжність ПС 35/10 «Сл.Підлісівська» ф.№31 становить 21,3 км. Даний фідер містить: 40 вузлів, 18 трансформаторних підстанцій; 8 роз'єднувачів, один з яких нормально вимкнений, 2 вимикача, одну сонячну електростанцію потужністю 400 МВт.

Протяжність ПС 35/10 «Сл.Підлісівська» ф.№33 становить 18,38 км. Даний фідер містить: 17 вузлів, 8 трансформаторних підстанцій, 2 роз'єднувача, 2 вимикача, одну гідроелектростанцію потужністю 100 МВт.

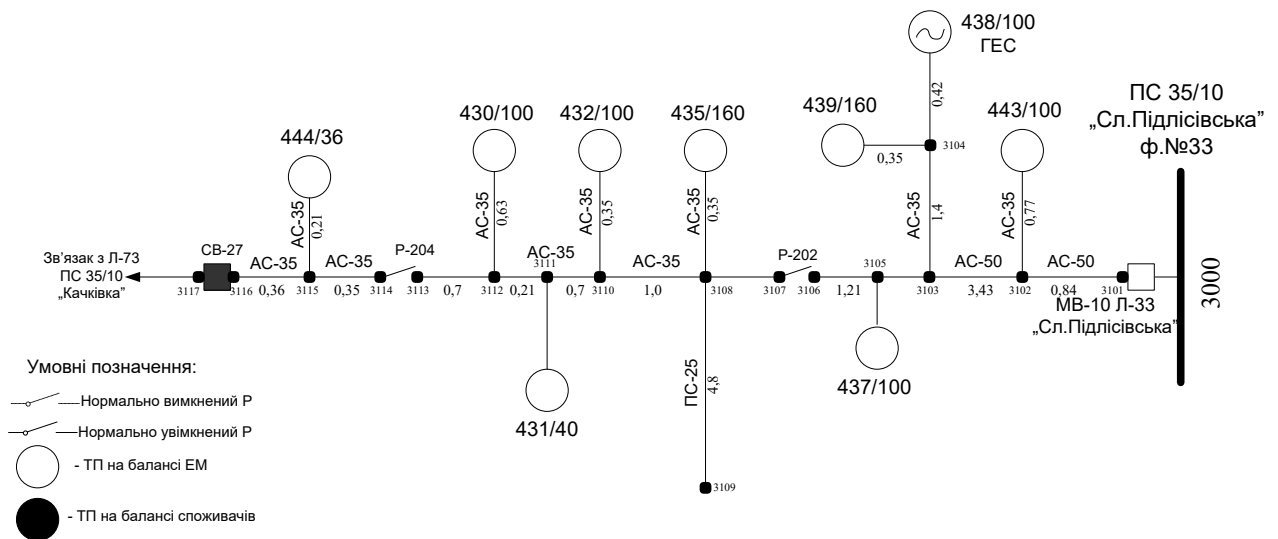


Рисунок 3.8 – ПС 35/10 «Сл.Підлісівська» ф.№33

У програму "Втрати 10/0,4 кВ" було введено інформацію про підстанції (рис 3.9), провода, роз'єднувачі, що дало можливість порахувати втрати вцілому по підстанціях та окремо по фідерах (додаток А).

Інформація про підстанції						Фідери п/ст "Михайлівка"					
N шин	Назва	U, кВ	T, год	Wв, кВт год		N	Назва	I _{max} , А	I _{ср} , А	I _{мін} , А	Wв, кВт год
1000	"Михайлівка"	10.00	24.0			1	ф.№42	48.00			
2000	"Ямпіль"	10.00	24.0			2	ф.№43		256.00		
3000	"Сл.Підлісівка"	10.50	24.0			3	ф.№45		134.00		
4000	"Івонівка"	10.00	24.0			4	ф.№41		140.00		

Рисунок 3.9 - Інформацію про підстанції

Результати розрахунку електричної мережі за часом втрат приведений на рисунку 3.10, та на графічному зображенні (рис. 3.11).

Результати розрахунків ЕМ за часом втрат (Режим середніх навантажень)

Загальна інформація Розподіл втрат по підстанціях

Розподіл втрат потужності, кВт

Назва секції шин підстанції 110(35)/10(6) кВ	В ЛЕП 10 кВ, кВт	В трансформ. 10/0.4, кВт	В трансформ. навантажув., кВт	В трансформ. нероб. ходу, кВт	В ЛЕП 0.4 кВ, кВт	СУМАРНІ, кВт
"Михайлівка"	1241.268	194.514	153.919	40.535	0.000	1435.782
"Ямпіль"	484.468	119.817	87.582	32.235	0.000	604.285
"Сл.Підлісієвка"	272.548	72.227	57.057	15.170	0.000	344.775
"Івонівка"	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
По розподільній мережі	1998.284	386.558	298.558	88.000	0.000	2384.842

Розподіл втрат електроенергії, кВт*год

Назва секції шин підстанції 110(35)/10(6) кВ	В ЛЕП 10 кВ, кВт*год	В трансформ. 10/0.4, кВт*год	В трансформ. навантажув., кВт*год	В трансформ. нероб. ходу, кВт*год	В ЛЕП 0.4 кВ, кВт*год	СУМАРНІ, кВт*год
"Михайлівка"	33717.946 (16.8%)	5155.351 (2.6%)	4181.071 (2.1%)	974.280 (0.5%)	0.000 (0.0%)	38873.296 (19.4%)
"Ямпіль"	13160.136 (8.2%)	3152.722 (2.0%)	2379.082 (1.5%)	773.640 (0.5%)	0.000 (0.0%)	16312.858 (10.2%)
"Сл.Підлісієвка"	7403.519 (9.5%)	1913.996 (2.4%)	1549.916 (2.0%)	364.080 (0.5%)	0.000 (0.0%)	9317.515 (11.9%)
"Івонівка"	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
По розподільній мережі	54281.601 (12.4%)	10222.069 (2.3%)	8110.069 (1.8%)	2112.000 (0.5%)	0.000 (0.0%)	64503.670 (14.7%)

Рисунок 3.10 - Розподіл втрат по підстанціям

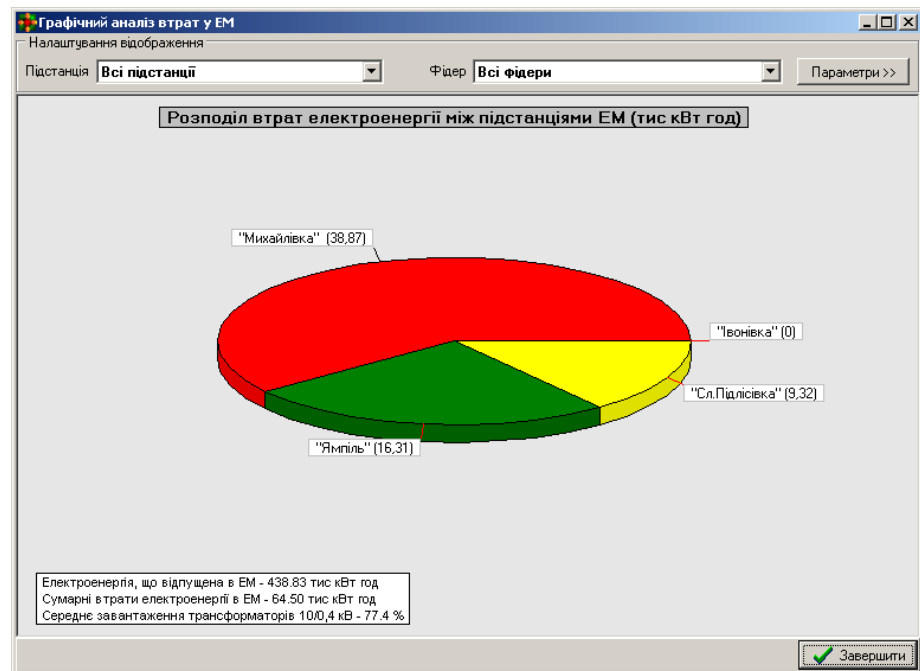


Рисунок 3.11 - Графічний аналіз втрат

3.1 Оптимізація режимів роботи електричної мережі

Зниження втрат потужності та електроенергії в розподільчих електричних мережах шляхом оптимізації схеми електричної мережі.

3.1.1 Зв'язок фідерів №10 та №15 ПС «Ямпіль»

Проводимо розрахунок усталеного режиму електричної мережі при замиканні фідерів підстанції у контури за рахунок наявного комутаційного обладнання, з'єднуючи вузли 2239 фідер №10 та 2110 фідер №15. За напрямком струмів замкненого контуру знаходимо вузол електричної мережі, що відповідає точці поточкорозподілу, це вузол 2233 на фідері №10. Переводимо схему електричної мережі у розімкнений стан за рахунок встановлення секційного пункту в точці поточкорозподілу, зі зміною середнього значення контрольних замірів струму в голові фідерів у файлі вихідних даних. Виконавши розрахунок усталеного режиму оптимізованої схеми електричної мережі за допомогою програми "Втрати 10/0,4 кВ" отримуємо результати що приведені на рисунках 3.4 та 3.5 для фідера №10, рисунках 3.6 та 3.7 фідера №15.

Результати розрахунків ЕМ за часом втрат (Режим середніх навантажень)		
Підстанція: "Ямпіль" / Фідер: ф.№10 / Відпуск ел.енергії: 85.18 тис кВт*год		
Параметр	Значення, а.о.	Значення, %
Електричні мережі компанії		
Втрати потужності, кВт		
У лініях 10 кВ:	210.2	
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	67.7	
- навантажувальні:	52.3	
- неробочого ходу:	15.4	
У мережах 0,4 кВ:	0.0	
Сумарні втрати, кВт:	277.9	
Втрати електроенергії, кВт*год[%]		
У лініях 10 кВ:	5709.5	6.70 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	1790.3	2.10 %
- навантажувальні:	1420.2	1.67 %
- неробочого ходу:	370.1	0.43 %
У мережах 0,4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год[%]	7499.8	8.80 %
Абонентські електричні мережі		
Втрати електроенергії, кВт*год[%]		
У лініях 10 кВ:	0.0	0.00 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год[%]	0.0	0.00 %
Час максимальних втрат, год:	11.8	

Рисунок 3.4 - Результати оптимізації фідера №10

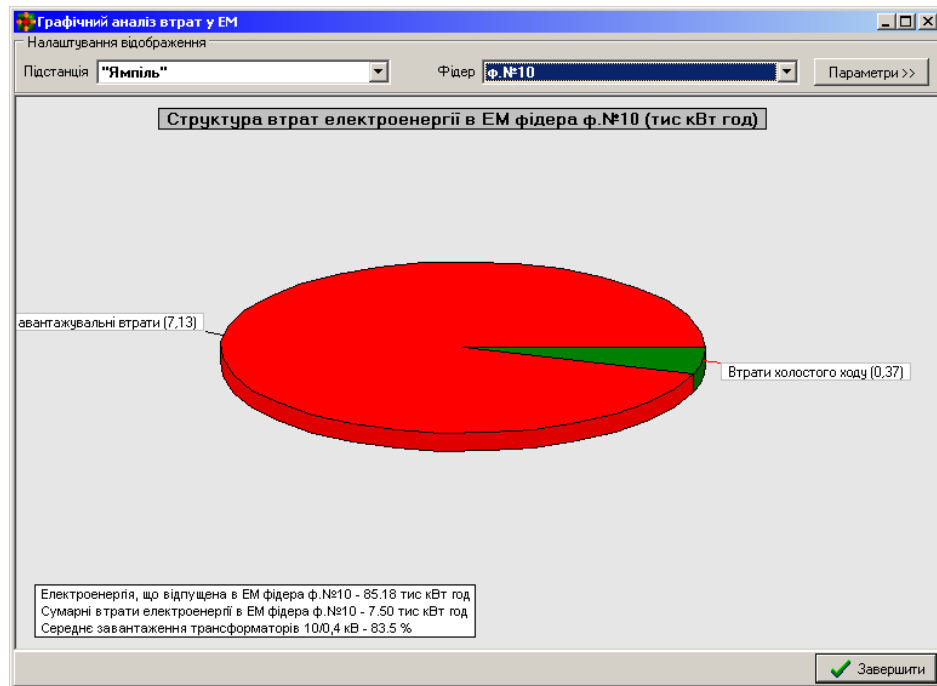


Рисунок 3.5 - Графічне зображення оптимізації фідера №10

Результати розрахунків ЕМ за часом втрат (Режим середніх навантажень)

Загальна інформація Інформація про вузли Інформація про вітки

Підстанція: "Ямпіль" / Фідер: ф.№15 / Відпуск ел.енергії: 74,06 тис кВт*год

Параметр	Значення, а.о.	Значення, %
Електричні мережі компанії		
Втрати потужності, кВт		
У лініях 10 кВ:	197,7	
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	55,9	
- навантажувальні:	41,8	
- неробочого ходу:	14,1	
У мережах 0,4 кВ:	0,0	
Сумарні втрати, кВт:	253,6	
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лініях 10 кВ:	5369,4	7,25 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	1474,8	1,99 %
- навантажувальні:	1136,4	1,53 %
- неробочого ходу:	338,4	0,46 %
У мережах 0,4 кВ:	0,0	0,00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%)	6844,2	9,24 %
Абонентські електричні мережі		
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лініях 10 кВ:	0,0	0,00 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	0,0	0,00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%)	0,0	0,00 %
Час максимальних втрат, год:	11,8	

Рисунок 3.6 - Результати оптимізації фідера №15

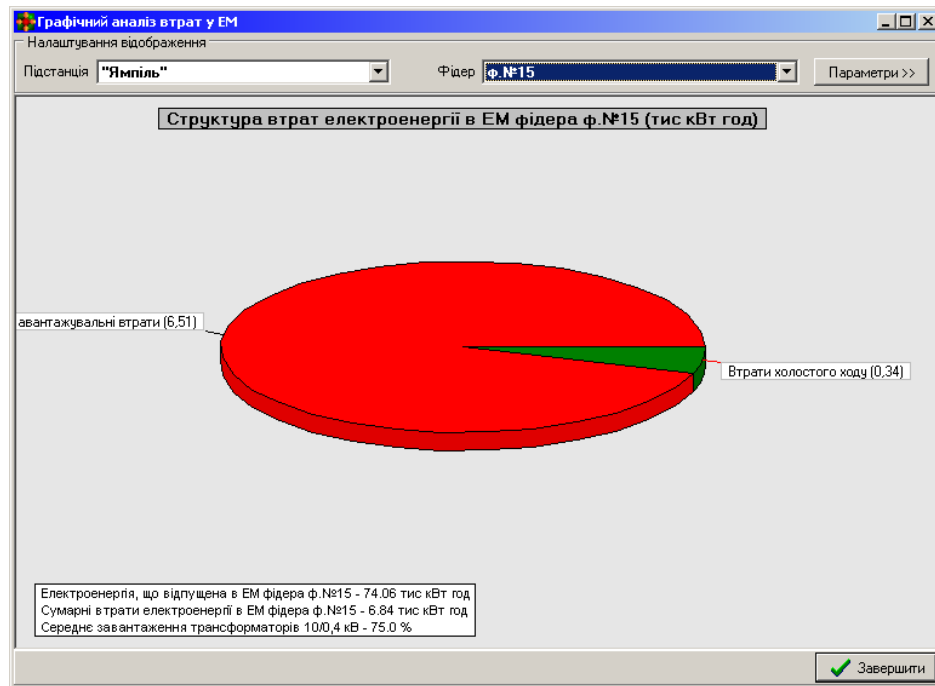


Рисунок 3.7 - Графічне зображення оптимізації фідера №15

Дані оптимізованої схеми можна звести до таблиці 3.1, порівнявши їх з вихідними даними цих фідерів (додаток Б).

Таблиця 3.1 - Результати розрахунків

Фідер №10		Фідер №15		Сумарні втрати до оптимізації, кВт	Сумарні втрати після оптимізації, кВт
втрати до оптимізації, кВт	втрати після оптимізації, кВт	втрати до оптимізації, кВт	втрати після оптимізації, кВт		
414,3	277,9	189	253,6	603,3	531,5

Отже, спираючись на дані таблиці 3.1, видно, що втрати після оптимізації на фідері №10 зменшились, але в свою чергу на фідері №15 збільшились, проте оптимізація схеми електричної мережі дала очікуваний позитивний результат.

3.1.2 Зв'язок фідера №42 ПС «Михайлівка» та фідера №15 ПС «Ямпіль»

Проводимо розрахунок усталеного режиму електричної мережі при замиканні фідерів підстанції у контури за рахунок наявного комутаційного обладнання, з'єднуючи вузли 1127 фідер №42 ПС «Михайлівка» та 2136 фідер №15 ПС «Ямпіль». За напрямком струмів замкненого контуру знаходимо вузол електричної мережі, що відповідає точці поточкорозподілу, це вузол 2131 на фідері №15 ПС «Ямпіль». Переводимо схему електричної мережі у розімкнений стан за рахунок встановлення секційного пункту в точці поточкорозподілу, зі зміною середнього значення контрольних замірів струму в голові фідерів у файлі вихідних даних. Виконавши розрахунок усталеного режиму оптимізованої схеми електричної мережі за допомогою програми "Втрати 10/0,4 кВ" отримуємо результати, приведені на рисунках 3.8 та 3.9 для фідера №42, рисунках 3.10 та 3.11 фідера №15.

Параметр	Значення, а.о.	Значення, %
Електричні мережі компанії		
Втрати потужності, кВт		
У лініях 10 кВ:	56.9	
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	26.6	
- навантажувальні:	21.0	
- неробочого ходу:	5.6	
У мережах 0,4 кВ:	0.0	
Сумарні втрати, кВт:	83.5	
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лініях 10 кВ:	1546.8	8.01 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	704.4	3.65 %
- навантажувальні:	569.6	2.95 %
- неробочого ходу:	134.9	0.70 %
У мережах 0,4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%)	2251.2	11.66 %
Абонентські електричні мережі		
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лініях 10 кВ:	0.0	0.00 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%)	0.0	0.00 %
Час максимальних втрат, год:	11.8	

Рисунок 3.8 - Результати оптимізації фідера №42 ПС «Михайлівка»

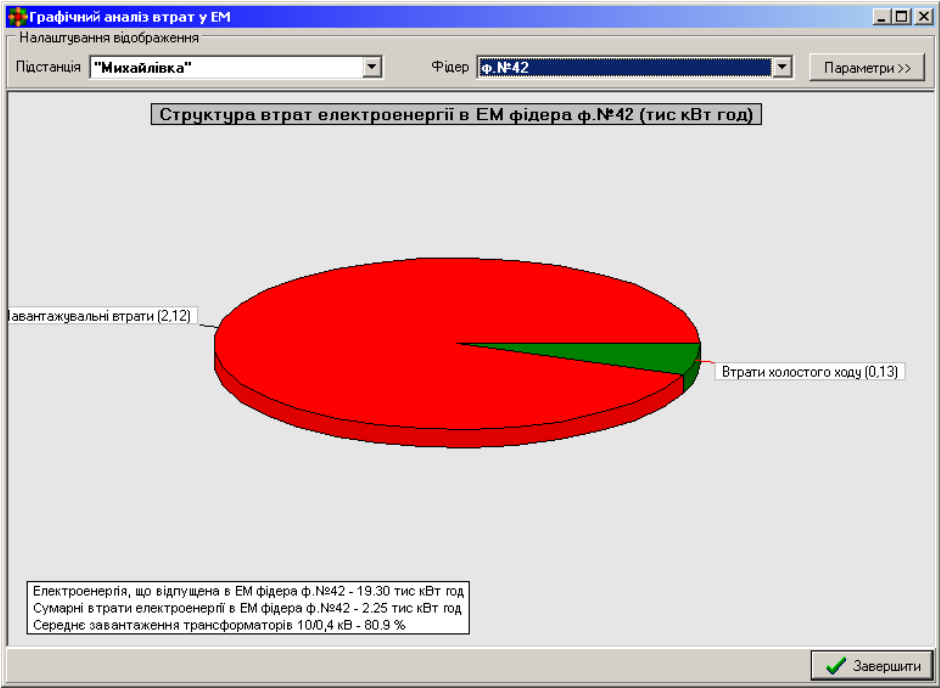


Рисунок 3.9 - Графічне зображення оптимізації фідера №42 ПС «Михайлівка»

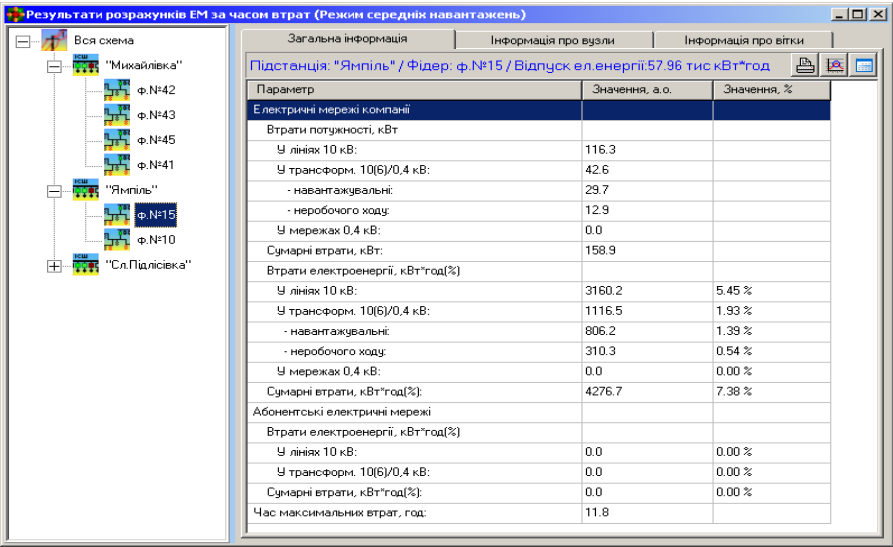


Рисунок 3.10 - Результати оптимізації фідера №15 ПС «Ямпіль»

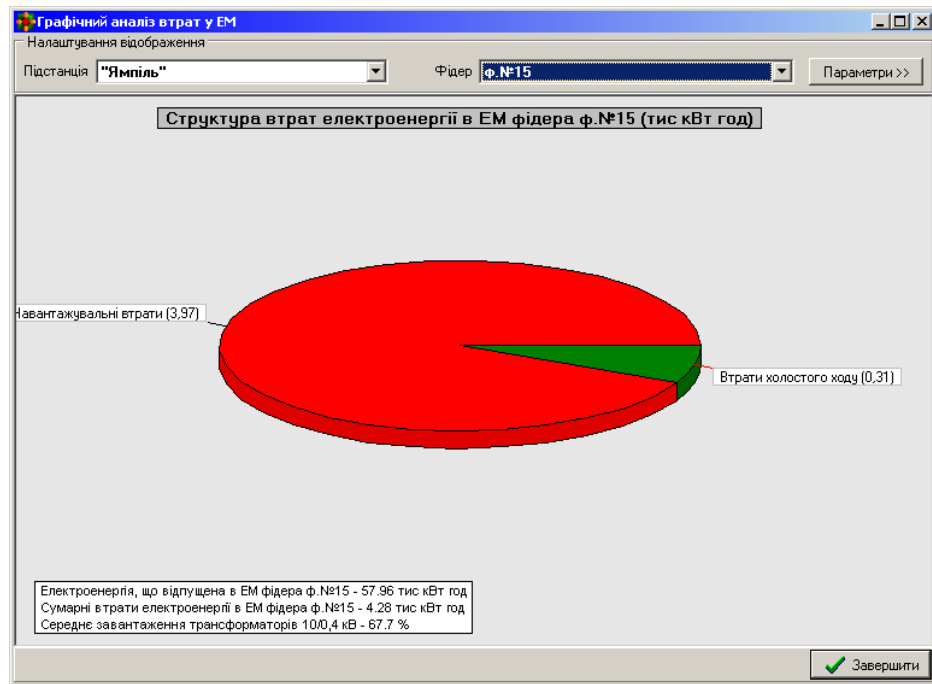


Рисунок 3.11 - Графічне зображення оптимізації фідера №15 ПС «Ямпіль»

Дані оптимізованої схеми можна звести до таблиці 3.2, порівнявши їх з вихідними даними цих фідерів (додаток Б).

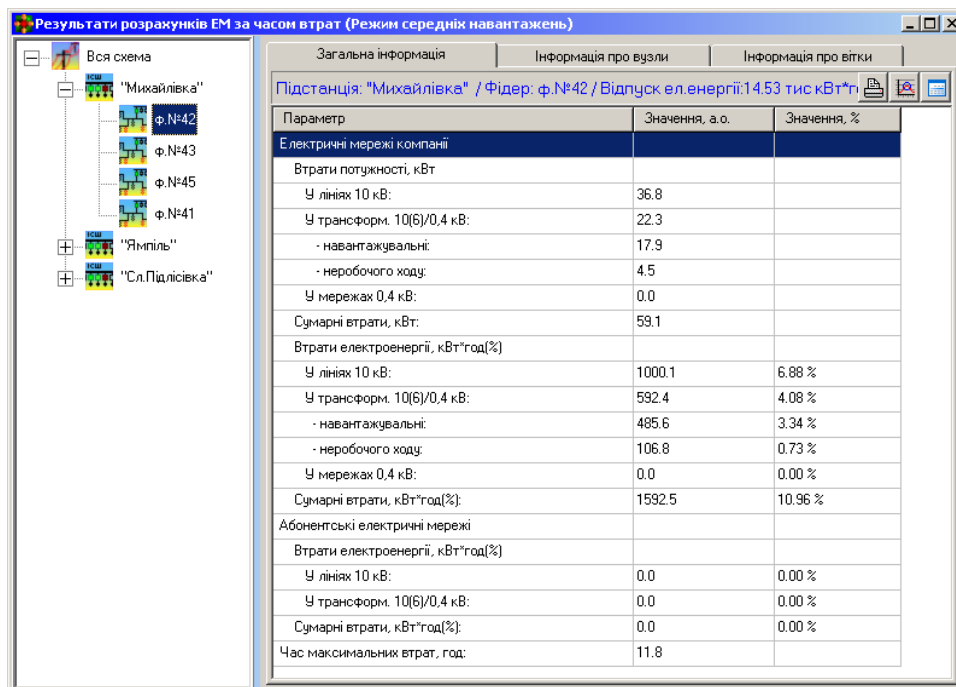
Таблиця 3.2 - Результати розрахунків

Фідер №42		Фідер №15		Сумарні втрати до оптимізації, кВт	Сумарні втрати після оптимізації, кВт
втрати до оптимізації, кВт	втрати після оптимізації, кВт	втрати до оптимізації, кВт	втрати після оптимізації, кВт		
61,7	83,5	189	158,9	250,7	242,4

Отже, спираючись на таблицю 3.2, видно що, втрати після оптимізації на фідері №15 ПС «Ямпіль» зменшились, але в свою чергу на фідері №45 ПС «Михайлівка» збільшились, проте оптимізація схеми електричної мережі дала очікуваний позитивний результат.

3.1.3 Зв'язок фідера №42 ПС «Михайлівка» та фідера №15 ПС «Ямпіль»

Проводимо розрахунок усталеного режиму електричної мережі при замиканні фідерів підстанції у контури за рахунок наявного комутаційного обладнання, з'єднуючи вузли 1130 фідер №42 ПС «Михайлівка» та 2118 фідер №15 ПС «Ямпіль». За напрямком струмів замкненого контуру знаходимо вузол електричної мережі, що відповідає точці потокорозподілу, це вузол 1122 на фідері №15 ПС «Ямпіль». Переводимо схему електричної мережі у розімкнений стан за рахунок встановлення секційного пункту в точці потокорозподілу, зі зміною середнього значення контрольних замірів струму в голові фідерів у файлі вихідних даних. Виконавши розрахунок усталеного режиму оптимізованої схеми електричної мережі за допомогою програми "Втрати 10/0,4 кВ" отримуємо результати, приведені на рисунках 3.12 та 3.13 для фідера №42, рисунках 3.14 та 3.15 фідера №15.



Параметр	Значення, а.о.	Значення, %
Електричні мережі компанії		
Втрати потужності, кВт		
У лініях 10 кВ:	36.8	
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	22.3	
- навантажувальні:	17.9	
- неробочого ходу:	4.5	
У мережах 0,4 кВ:	0.0	
Сумарні втрати, кВт:	59.1	
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лініях 10 кВ:	1000.1	6.88 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	592.4	4.08 %
- навантажувальні:	485.6	3.34 %
- неробочого ходу:	106.8	0.73 %
У мережах 0,4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%)	1592.5	10.96 %
Абонентські електричні мережі		
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лініях 10 кВ:	0.0	0.00 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%)	0.0	0.00 %
Час максимальних втрат, год:	11.8	

Рисунок 3.12 - Результати оптимізації фідера №42 ПС «Михайлівка»

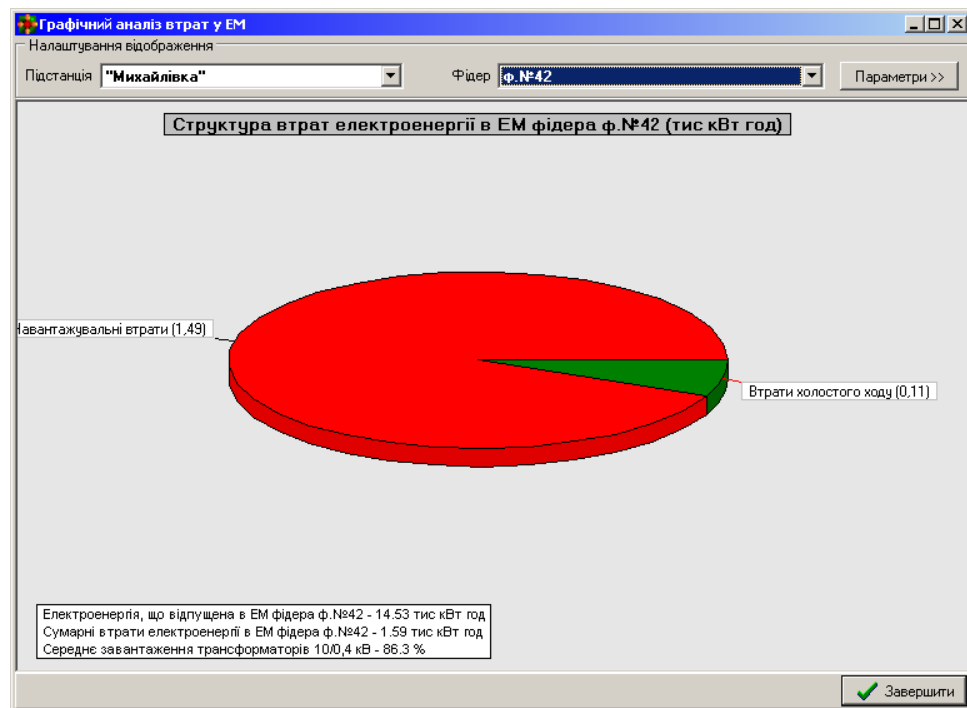


Рисунок 3.13 - Графічне зображення оптимізації фідера №42 ПС «Михайлівка»

Результати розрахунків ЕМ за часом втрат (Режим середніх навантажень)

Підстанція: "Ямпіль" / Фідер: ф.№15 / Відпуск ел.енергії: 63.41 тис кВт*год

Параметр	Значення, в.о.	Значення, %
Електричні мережі компанії		
Втрати потужності, кВт		
У лініях 10 кВ:	144.5	
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	47.5	
- навантажувальні:	33.4	
- неробочого ходу:	14.1	
У мережах 0,4 кВ:	0.0	
Сумарні втрати, кВт:	192.0	
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лініях 10 кВ:	3925.1	6.19 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	1247.0	1.97 %
- навантажувальні:	908.6	1.43 %
- неробочого ходу:	338.4	0.53 %
У мережах 0,4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%)	5172.1	8.16 %
Абонентські електричні мережі		
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лініях 10 кВ:	0.0	0.00 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%)	0.0	0.00 %
Час максимальних втрат, год:	11.8	

Рисунок 3.14 - Результати оптимізації фідера №15 ПС «Ямпіль»

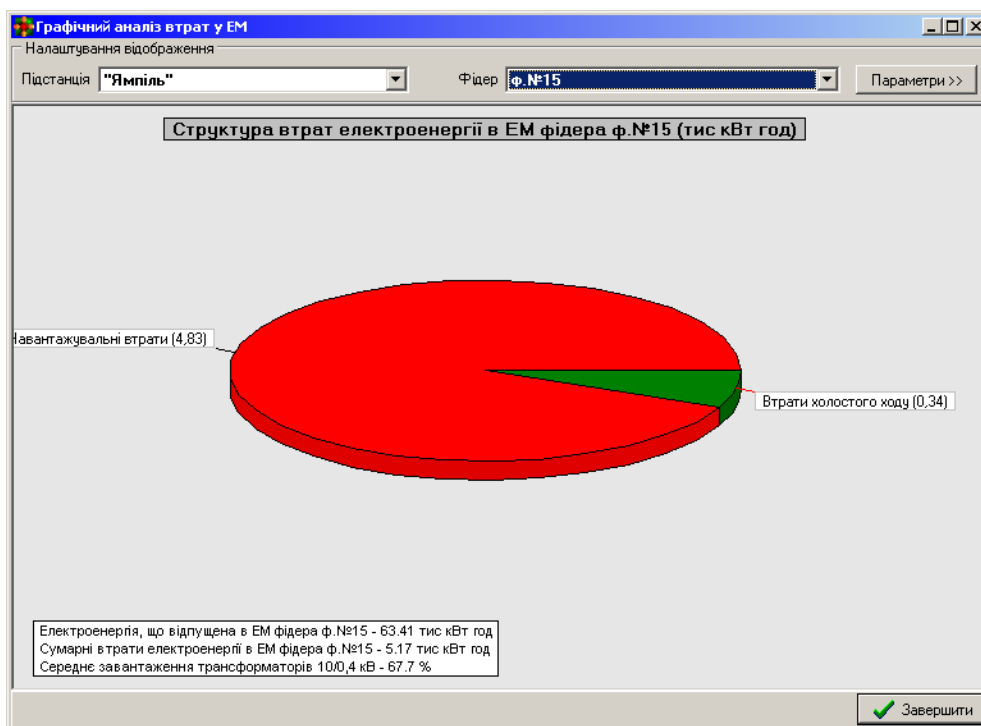


Рисунок 3.15 - Графічне зображення оптимізації фідера №15 ПС «Ямпіль»

Дані оптимізованої схеми можна звести до таблиці 3.3, порівнявши їх з вихідними даними цих фідерів (додаток Б).

Таблиця 3.3 - Результати розрахунків

Фідер №42		Фідер №15		Сумарні втрати до оптимізації, кВт	Сумарні втрати після оптимізації, кВт
втрати до оптимізації, кВт	втрати після оптимізації, кВт	втрати до оптимізації, кВт	втрати після оптимізації, кВт		
61,7	59,1	189	192	250,7	251,1

Отже, спираючись на дані таблиці 3.3, видно що, втрати після оптимізації на фідері №15 ПС «Ямпіль» зросли, але в свою чергу на фідері №45 ПС «Михайлівка» зменшились, але не зважаючи на це оптимізація схеми електричної мережі дала зворотній результат і в загальному, замість зменшення втрат отримаємо їх збільшення.

3.1.4 Зв'язок фідера №42 ПС «Михайлівка» та фідера №15 ПС «Ямпіль»

Проводимо розрахунок усталеного режиму електричної мережі при замиканні фідерів підстанції у контури за рахунок наявного комутаційного обладнання, з'єднуючи вузли 1126 фідер №42 ПС «Михайлівка» та 2110 фідер №15 ПС «Ямпіль». У замиканні цих фідерів немає точки поточкорозподілу що зображено для фідера №42 на рисунку 3.16 (а, б) та фідера №15 рисунку 3.17 (а, б).

Результати розрахунків ЕМ за часом втрат (Режим середній навантаження)

Загальна інформація		Інформація про вузли		Інформація про вітки	
Нпочатку	Нкінця	Рпочатку, кВт	Ркінця, кВт	dP, кВт	I, А
1000	1101	648.74	648.74	0.00	45.08
1101	1102	648.74	648.16	0.58	45.08
1102	1103	648.16	629.12	19.09	45.08
1103	1104	20.06	20.06	0.00	1.35
1104	1105	20.06	20.06	0.00	1.35
1105	64	20.06	20.05	0.00	1.35
1103	1106	609.06	605.27	3.80	43.74
1106	87	20.06	20.05	0.00	1.35
1106	1107	585.21	580.71	4.52	42.40
1107	1108	580.71	580.71	0.00	42.40
1108	1109	580.71	579.35	1.36	42.40
1109	1110	90.79	90.78	0.01	6.18
1110	1111	90.78	90.78	0.00	6.18
1111	1112	90.78	90.61	0.17	6.18
1112	71	40.14	40.12	0.01	2.74
1112	70	50.47	50.44	0.03	3.44
1109	1113	488.56	488.32	0.25	36.27
1113	1114	160.34	160.28	0.07	10.91
1114	67	80.14	80.08	0.06	5.46
1114	1115	80.14	80.09	0.06	5.46
1115	1127	80.09	80.09	0.00	5.46
1127	63	80.09	80.08	0.01	5.46
1113	1117	327.97	327.85	0.12	25.51
1117	1118	327.85	327.85	0.00	25.51

Рисунок 3.16,а - Інформація про вітки, фідер №42

Результати розрахунків ЕМ за часом втрат (Режим середніх навантажень)

Вся схема

- "Михайлівка"
 - ф. №42
 - ф. №43
 - ф. №45
 - ф. №41
- "Ямпіль"
 - ф. №15
 - ф. №10
- "Сл.Підлісська"
 - ф. №31
 - ф. №33

Загальна інформація		Інформація про вузли		Інформація про вітки	
Нпочатку	Нкінця	Рпочатку, кВт	Ркінця, кВт	dP, кВт	I, А
1113	1117	327.97	327.85	0.12	25.51
1117	1118	327.85	327.85	0.00	25.51
1118	1119	327.85	326.48	1.38	25.51
1119	1120	302.43	301.98	0.45	23.90
1120	1121	80.70	80.32	0.38	15.72
1121	88	80.16	80.08	0.08	5.49
1121	68	80.14	80.08	0.06	5.49
1121	1150	-79.98	-80.01	0.03	-11.05
1150	1151	-80.01	-80.01	0.00	-11.05
1151	69	-80.01	-80.04	0.02	-11.05
1120	1122	221.29	220.64	0.65	13.47
1122	1130	0.00	0.00	0.00	0.00
1122	1123	220.64	220.36	0.27	13.47
1123	1124	220.36	220.36	0.00	13.47
1124	1125	220.36	220.33	0.03	13.47
1125	90	200.45	200.34	0.12	13.85
1125	1126	19.88	19.84	0.04	6.27
1126	2110	19.84	19.84	0.00	6.27
1119	72	24.04	24.04	0.00	1.65
1102	1129	0.00	0.00	0.00	0.00
1127	2136	0.00	0.00	0.00	0.00
1130	2118	0.00	0.00	0.00	0.00
1129	1331	0.00	0.00	0.00	0.00

Рисунок 3.16, б - Інформація про вітки, фідер №42

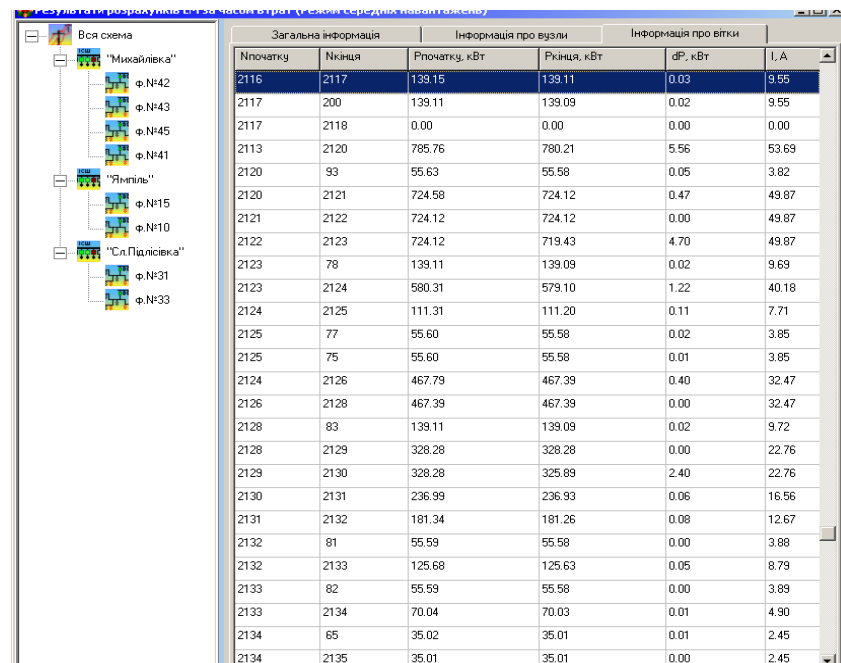
Результати розрахунків ЕМ за часом втрат (Режим середніх навантажень)

Вся схема

- "Михайлівка"
 - ф. №42
 - ф. №43
 - ф. №45
 - ф. №41
- "Ямпіль"
 - ф. №15
 - ф. №10
- "Сл.Підлісська"
 - ф. №31
 - ф. №33

Загальна інформація		Інформація про вузли		Інформація про вітки	
Нпочатку	Нкінця	Рпочатку, кВт	Ркінця, кВт	dP, кВт	I, А
2000	2101	2365.74	2365.74	0.00	158.05
2101	2102	2365.74	2356.32	9.44	158.05
2102	150	88.89	88.89	0.01	5.83
2102	2103	2267.42	2204.10	63.47	152.23
2103	2104	1041.38	1029.88	11.53	73.47
2104	173	55.59	55.58	0.00	3.79
2104	2105	974.30	969.72	4.59	69.69
2105	100	88.90	88.89	0.01	6.09
2105	2106	880.82	875.48	5.36	63.62
2106	2107	875.48	875.48	0.00	63.62
2107	2139	875.48	874.72	0.77	63.62
2139	2108	329.82	329.82	0.24	26.51
2108	2110	329.82	329.82	0.00	26.51
2110	95	349.66	349.55	0.11	24.06
2139	2111	322.53	322.34	0.20	22.23
2111	92	177.80	177.78	0.03	12.25
2111	2112	144.53	144.49	0.04	9.98
2112	180	55.59	55.58	0.01	3.84
2112	94	88.90	88.89	0.02	6.14
2139	91	222.13	221.95	0.18	15.29
2103	2113	1162.72	1153.10	9.64	78.85
2113	2114	278.34	278.32	0.01	19.11
2114	2115	278.32	278.32	0.00	19.11
2115	2116	278.32	278.26	0.07	19.11
2116	96	139.11	139.09	0.02	9.55
2116	2117	139.15	139.11	0.03	9.55

Рисунок 3.17, а - Інформація про вітки, фідер №15



Загальна інформація		Інформація про вузли		Інформація про вітки	
Нпочатку	Нкіця	Рпочатку, кВт	Ркіця, кВт	dP, кВт	I, А
2116	2117	139.15	139.11	0.03	9.55
2117	200	139.11	139.09	0.02	9.55
2117	2118	0.00	0.00	0.00	0.00
2113	2120	785.76	780.21	5.56	53.69
2120	93	55.63	55.58	0.05	3.82
2120	2121	724.58	724.12	0.47	49.87
2121	2122	724.12	724.12	0.00	49.87
2122	2123	724.12	719.43	4.70	49.87
2123	78	139.11	139.09	0.02	9.69
2123	2124	580.31	579.10	1.22	40.18
2124	2125	111.31	111.20	0.11	7.71
2125	77	55.60	55.58	0.02	3.85
2125	75	55.60	55.58	0.01	3.85
2124	2126	467.79	467.39	0.40	32.47
2126	2128	467.39	467.39	0.00	32.47
2128	83	139.11	139.09	0.02	9.72
2128	2129	328.28	328.28	0.00	22.76
2129	2130	328.28	325.89	2.40	22.76
2130	2131	236.99	236.93	0.06	16.56
2131	2132	181.34	181.26	0.08	12.67
2132	81	55.59	55.58	0.00	3.88
2132	2133	125.68	125.63	0.05	8.79
2133	82	55.59	55.58	0.00	3.89
2133	2134	70.04	70.03	0.01	4.90
2134	65	35.02	35.01	0.01	2.45
2134	2135	35.01	35.01	0.00	2.45

Рисунок 3.17,б - Інформація про вітки, фідер №15

Отже, оптимізувати дане з'єднання фідерів неможливо.

3.1.5 Зв'язок фідера №45 ПС «Михайлівка» та фідера №2 ПС «Івонівка»

Проводимо розрахунок усталеного режиму електричної мережі при замиканні фідерів підстанції у контури за рахунок наявного комутаційного обладнання, з'єднуючи вузли 1313 фідер №45 ПС «Михайлівка» та 4102 фідер №2 ПС «Івонівка». За напрямком струмів замкненого контуру знаходимо вузол електричної мережі, що відповідає точці потокорозподілу, це вузол 1311 на фідері №45 ПС «Михайлівка». Переводимо схему електричної мережі у розімкнений стан за рахунок встановлення секційного пункту в точці потокорозподілу, зі зміною середнього значення контрольних замірів струму в голові фідерів у файлі вихідних даних. Виконавши розрахунок усталеного режиму оптимізованої схеми електричної мережі за допомогою програми "Втрати 10/0,4 кВ" отримуємо результати, приведені на рисунках 3.18 та 3.19 для фідера №45, рисунках 3.20 та 3.21 фідера №3.

Результати розрахунків ЕМ за часом втрат (Режим середніх навантажень)

Загальна інформація | Інформація про вузли | Інформація про втрати

Підстанція: "Михайлівка" / Фідер: ф.№45 / Відпуск ел.енергії: 17.98 тис

Параметр	Значення, а.о.	Значення, %
Електричні мережі компанії		
Втрати потужності, кВт		
У лініях 10 кВ:	63.8	
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	48.5	
- навантажувальні:	35.3	
- неробочого ходу:	13.2	
У мережах 0,4 кВ:	0.0	
Сумарні втрати, кВт:	112.4	
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лініях 10 кВ:	1734.3	9.65 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	1276.5	7.10 %
- навантажувальні:	959.1	5.33 %
- неробочого ходу:	317.4	1.77 %
У мережах 0,4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%)	3010.8	16.75 %
Абонентські електричні мережі		
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лініях 10 кВ:	0.0	0.00 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%)	0.0	0.00 %
Час максимальних втрат, год:	11.8	

Рисунок 3.18 - Результати оптимізації фідера №45 ПС «Михайлівка»

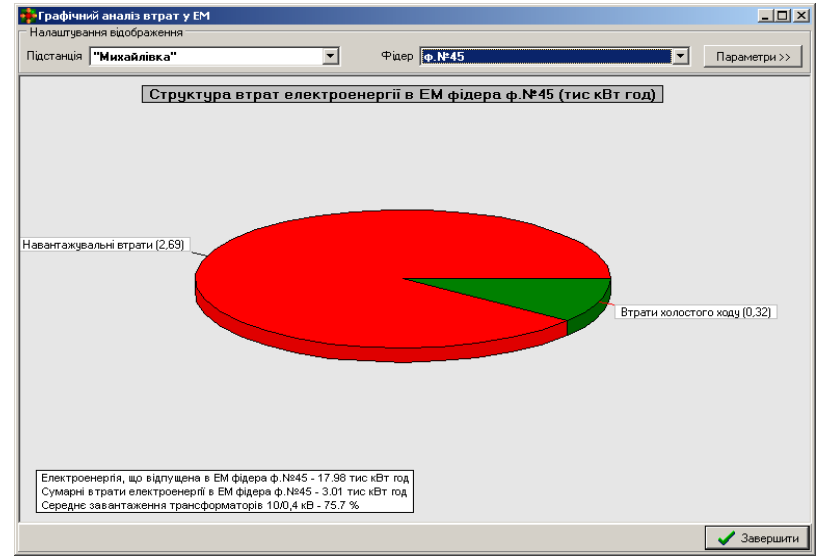


Рисунок 3.19 - Графічне зображення оптимізації фідера №45 ПС «Михайлівка»

Результати розрахунків ЕМ за часом втрат (Режим середніх навантажень)

Загальна інформація Інформація про вузли Інформація про вітки

Підстанція: "Івонівка" / Фідер: ф.№2 / Відпуск ел.енергії: 20.13 тис кВт*

Параметр	Значення, а.о.	Значення, %
Електричні мережі компанії		
Втрати потужності, кВт		
У лініях 10 кВ:	45.2	
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	0.0	
- навантажувальні:	0.0	
- неробочого ходу:	0.0	
У мережах 0,4 кВ:	0.0	
Сумарні втрати, кВт:	45.2	
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лініях 10 кВ:	1228.6	6.10 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	0.0	0.00 %
- навантажувальні:	0.0	0.00 %
- неробочого ходу:	0.0	0.00 %
У мережах 0,4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%)	1228.6	6.10 %
Абонентські електричні мережі		
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лініях 10 кВ:	0.0	0.00 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%)	0.0	0.00 %
Час максимальних втрат, год:	11.8	

Рисунок 3.20 - Результати оптимізації фідера №2 ПС «Івонівка»

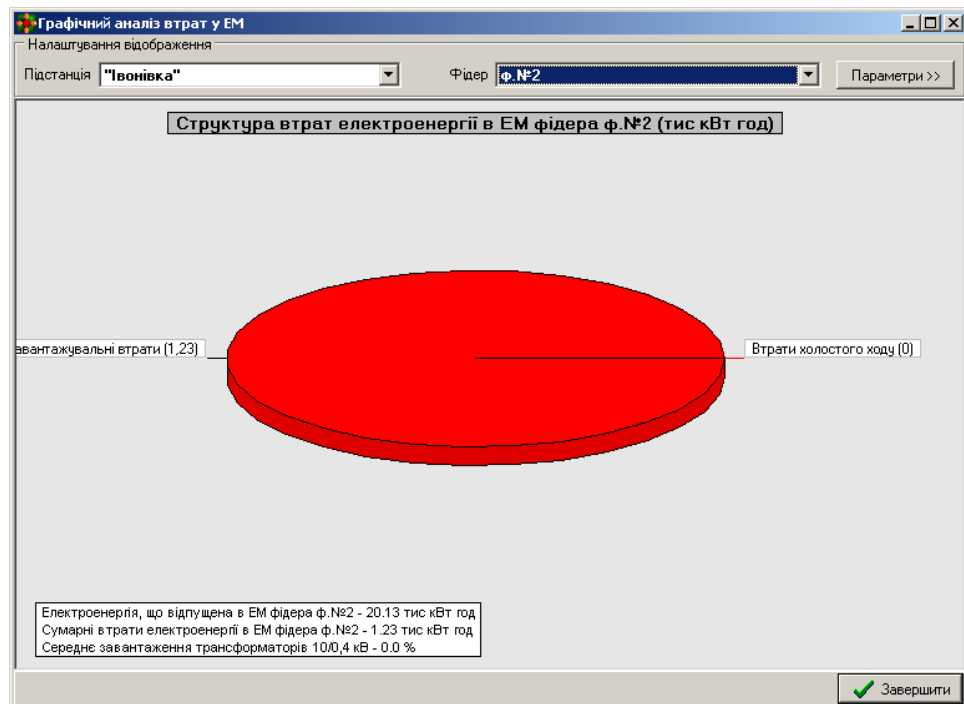


Рисунок 3.21 - Графічне зображення оптимізації фідера №2 ПС «Івонівка»

Дані оптимізованої схеми можна звести до Таблиці 3.4, порівнявши їх з вихідними даними цих фідерів (додаток Б).

Таблиця 3.4 - Результати розрахунків

Фідер №452		Фідер №2		Сумарні втрати до оптимізації, кВт	Сумарні втрати після оптимізації, кВт
втрати до оптимізації, кВт	втрати після оптимізації, кВт	втрати до оптимізації, кВт	втрати після оптимізації, кВт		
353,3	112,4	0	45,2	353,3	157,6

Отже, спираючись на дані Таблиці 3.4, видно що, втрати після оптимізації на фідері №45 ПС «Михайлівка» зменшились, але в свою чергу на фідері №2 ПС «Івонівка» збільшились, проте оптимізація схеми електричної мережі дала очікуваний позитивний результат.

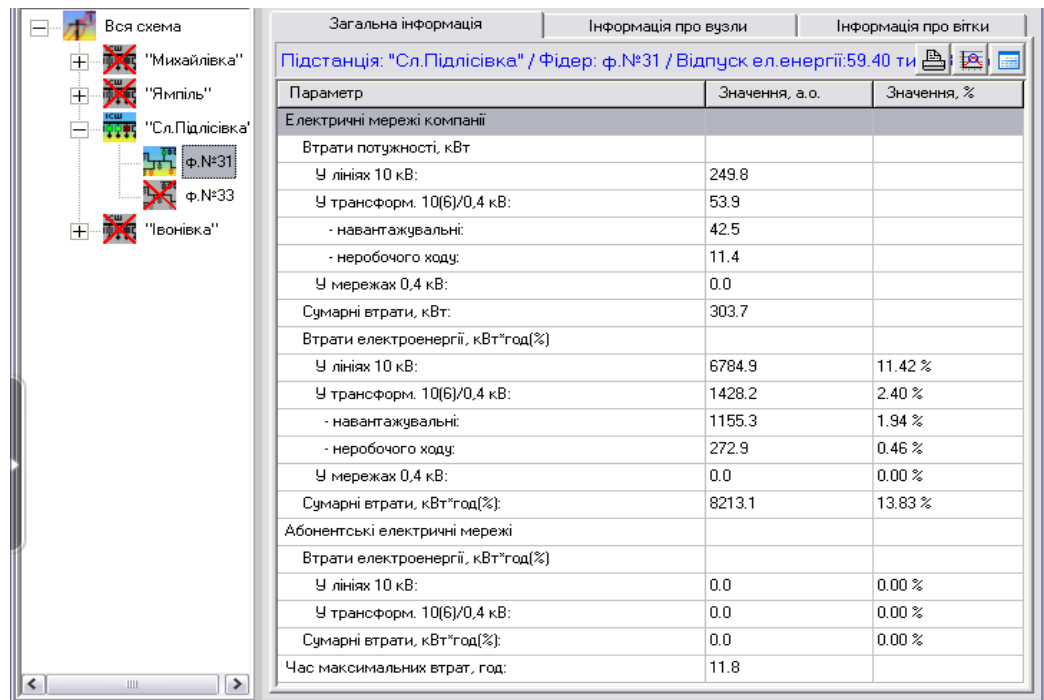
3.1.6 Зв'язок фідера №42 ПС «Михайлівка» та фідера №15 ПС «Ямпіль»

Проводити розрахунок усталеного режиму електричної мережі при замиканні фідерів підстанції у контури за рахунок наявного комутаційного обладнання, з'єднуючи вузли 1129 фідер №42 ПС «Михайлівка» та 2110 фідер №45 ПС «Михайлівка» не доцільно, оскільки роз'єднувач стоїть у голові фідера. При оптимізації ліній буде вимикатись один з фідерів.

3.1.7 Розрахунок втрат ПС 35/10 «СЛ. Підлісівська» ф.№31 із сонячною електростанцією у режимі «день» та «ніч»

ПС 35/10 «СЛ. Підлісівська» ф.№31 (додаток Б) містить сонячну електростанцію вузол 997, потужністю 400 кВт. Коефіцієнт корисної дії даної станції 70% в день. У нічний час вона споживає 2% від свої потужності на власні потреби.

За допомогою програми "Втрати 10/0,4 кВ" Виконавши розрахунок усталеного режиму схеми електричної мережі в денному режимі отримуємо втрати 303,7 кВт (рис. 3.22), та струми фідера у вітках (рис. 3.23).



Вся схема

- "Михайлівка"
- "Ямпіль"
- "Сл.Підліска"
 - ф.№31
 - ф.№33
- "Івонівка"

Загальна інформація Інформація про вузли Інформація про вітки

Підстанція: "Сл.Підліска" / Фідер: ф.№31 / Відпуск ел.енергії:59.40 тг

Параметр	Значення, а.о.	Значення, %
Електричні мережі компанії		
Втрати потужності, кВт		
У лініях 10 кВ:	249.8	
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	53.9	
- навантажувальні:	42.5	
- неробочого ходу:	11.4	
У мережах 0,4 кВ:	0.0	
Сумарні втрати, кВт:	303.7	
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лініях 10 кВ:	6784.9	11.42 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	1428.2	2.40 %
- навантажувальні:	1155.3	1.94 %
- неробочого ходу:	272.9	0.46 %
У мережах 0,4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%)	8213.1	13.83 %
Абонентські електричні мережі		
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лініях 10 кВ:	0.0	0.00 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%)	0.0	0.00 %
Час максимальних втрат, год:	11.8	

Рисунок 3.22 - Втрати, денний режимі



Результати розрахунків ЕМ за часом втрат (Режим середніх навантажень)

Вся схема

- "Михайлівка"
- "Ямпіль"
- "Сл.Підліска"
 - ф.№31
 - ф.№33
- "Івонівка"

Загальна інформація Інформація про вузли Інформація про вітки

Нпочатку	Нкінця	Рпочатку, кВт	Ркінця, кВт	dP, кВт	I, A
3228	458	78.08	78.08	0.01	5.39
3228	3229	750.27	746.90	3.38	56.48
3229	460	31.27	31.27	0.00	2.17
3229	3230	715.63	715.08	0.56	54.33
3230	3231	683.10	683.10	0.00	47.50
3231	3232	683.10	682.67	0.43	47.50
3232	3240	0.00	0.00	0.00	0.00
3240	3226	0.00	0.00	0.00	0.00
3226	3225	0.00	0.00	0.00	0.00

Рисунок 3.23 - Інформація про вітки, «день»

За допомогою програми "Втрати 10/0,4 кВ", виконавши розрахунок усталеного режиму схеми електричної мережі, в денному режимі отримуємо втрати 301,5 кВт (рис. 3.24), та струми фідера у вітках (рис. 3.25).

Результати розрахунків ЕМ за часом втрат (Режим середніх навантажень)

Загальна інформація | Інформація про вузли | Інформація про вітки

Підстанція: "Сл.Підліска" / Фідер: ф.№31 / Відпуск ел.енергії 60.82 тт

Параметр	Значення, а.о.	Значення, %
Електричні мережі компанії		
Втрати потужності, кВт		
У лініях 10 кВ:	255.1	
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	46.4	
- навантажувальні:	35.0	
- неробочого ходу:	11.4	
У мережах 0,4 кВ:	0.0	
Сумарні втрати, кВт:	301.5	
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лініях 10 кВ:	6929.0	11.39 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	1224.9	2.01 %
- навантажувальні:	952.0	1.57 %
- неробочого ходу:	272.9	0.45 %
У мережах 0,4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%)	8153.9	13.41 %
Абонентські електричні мережі		
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лініях 10 кВ:	0.0	0.00 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%)	0.0	0.00 %
Час максимальних втрат, год:	11.8	

Рисунок 3.24 - Втрати у нічний режим

Результати розрахунків ЕМ за часом втрат (Режим середніх навантажень)

Загальна інформація | Інформація про вузли | Інформація про вітки

Нпочатку	Нкіця	Рпочатк., кВт	Ркіця, кВт	dP, кВт	I, А
3221	3228	1016.14	1014.28	1.86	70.21
3228	458	70.79	70.79	0.00	4.91
3228	3229	943.49	938.99	4.51	65.31
3229	460	28.35	28.35	0.00	1.98
3229	3230	910.64	909.88	0.76	63.33
3230	3231	619.01	619.01	0.00	43.22
3231	3232	619.01	618.66	0.35	43.22
3232	3240	0.00	0.00	0.00	0.00
3240	3226	0.00	0.00	0.00	0.00
3226	3225	0.00	0.00	0.00	0.00
3225	3224	0.00	0.00	0.00	0.00
3232	3233	618.66	617.95	0.71	43.22
3233	3234	141.66	141.64	0.02	9.89
3234	3235	141.64	141.64	0.00	9.89
3235	3236	141.64	141.60	0.04	9.89
3236	465	70.79	70.79	0.00	4.95
3236	466	70.81	70.79	0.03	4.95
3233	3237	476.30	475.12	1.18	33.33
3237	462	177.13	177.10	0.03	12.48
3237	3238	297.99	297.50	0.49	20.85
3238	464	70.82	70.79	0.04	4.97
3238	3239	226.68	226.44	0.24	15.88
3239	463	113.22	113.21	0.01	7.94
3239	467	113.22	113.21	0.00	7.94
3230	997	290.87	290.76	0.11	20.11

Рисунок 3.25 - Інформація про вітки, «ніч»

Підрахувавши втрати вдень та вночі маємо: $303,7 - 301,5 = 2,2$ (кВт).

Отже, втрати вдень збільшуються, на відміну від ночі по фідеру на 2,2 кВт.

Вдень СЕС видає 280 кВт, а вночі споживає 8 кВт із системи.

РОЗДІЛ 4

ТЕХНІКО ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Задачею проектування реконструкції електричних мереж є розроблення та обґрунтування технічних і економічних питань, які обумовлюють реконструкцію електричних мереж, забезпечуючи доцільну надійність електропостачання споживачів в необхідній кількості і необхідну якість з врахуванням екологічних та соціальних вимог.

Проекти реконструкції електричних мереж повинні служити вихідним матеріалом для обґрунтування необхідності та доцільності будівництва або реконструкції ліній електропередач і підстанцій та визначення їх технічних характеристик і параметрів.

Необхідність реконструкції мереж обумовлена тим, що майже все електроенергетичне обладнання, яке експлуатується зараз на території України, вже виробило свій ресурс, як за технічними показниками, так і за моральними. Існуючий на сьогоднішній час сучасний стан електричних мереж зумовлений тим, що енергопостачальні компанії не мають коштів на проведення істотної реконструкції розподільних мереж, загальні втрати електроенергії в яких досягають 30-35%.

Ці втрати зумовлені не тільки технічним станом обладнання електричних мереж, а, також, тим, що електричні мережі, побудовані 15-30 років тому, не відповідають сучасному стану споживання електроенергії, що теж веде до збільшення втрат. Більшу частину загальних втрат складають технічні втрати – близько 20%, зумовлені саме технічним станом розподільних мереж. Ці втрати необхідно та можливо знизити шляхом проведення технічної реконструкції існуючих розподільчих мереж.

Для проведення реконструкції та визначення її оптимального напрямку необхідно проаналізувати поточний стан ЕМ, визначити потенційно «слабкі» місця і, використовуючи типовий набір електроощадних заходів, запропонувати

економічно-обґрунтований порядок їх впровадження, що забезпечить максимальний ефект від реалізації. Таким чином, задачею даної дипломної роботи буде вибір методик розрахунків техніко-економічних показників і виконання розрахунків для визначення оптимальної послідовності реконструкції електричних мереж 10 кВ Ямпільського району.

В процесі проектування реконструкції електричної мережі важливо враховувати специфіку та кліматичні умови району її розташування. Ямпільський район розташований на території Вінницької області, яка знаходиться в центральній частині України і відноситься до четвертого кліматичного району по ожеледі, до третього по швидкості вітру і до другого по забрудненню.

Район розташований в лісостеповій зоні помірно континентального клімату з відносно холодною зимою та теплим літом. Клімат – помірно вологий. Середньорічна температура повітря $+8 - +9$ °С. Найбільш високі середньомісячні температури повітря спостерігаються в червні і досягають $+21$ °С. Найбільш високі добові температури сягають $+34 - +37$ °С, а найбільш низькі – $-32 - -34$ °С. Самим холодним місяцем є січень. Перші морози з'являються в середині листопада, а останні – в середині квітня. Середньорічне число морозних днів складає 105 днів. В холодний сезон температурний режим постійний. Поряд зі значно низькими температурами повітря спостерігаються відлиги, що іноді призводять до повного розтавання снігового покриву серед зими, а іноді і до серйозних аварійних ситуацій, визнаних налипанням значної кількості ожеледі на проводах ліній електропередач. В літній період температурний режим району характеризується відносно більшою стійкістю. В районі за рік випадає 480 – 570 мм опадів. Опади випадають нерівномірно. Найбільш висока їх кількість припадає на квітень-травень (більше 40% річних), а найменша – на січень-лютий (біля 10%).

Снігове покриття починає формуватись з початку грудня з відхиленням в обидві сторони до одного місяця. Середня товщина снігового покриву коливається в межах від 2 до 7 см. Сейсмічна активність району складає 5 балів.

Мережа 10 кВ Ямпільського району отримує живлення від 4 підстанцій 110/10 кВ або 110/35/10 кВ, до яких приєднано 21 фідер 10 кВ. Навантаження фідерів 10 кВ еквівалентується до рівня трансформаторних підстанцій 10/0.4 кВ, від яких через розподільні мережі 0.4 кВ забезпечується живлення кінцевих споживачів.

Розподільні мережі 10 кВ району складаються з:

- 4 живильних трансформаторних підстанцій (ТП) та 29 фідерів 10 кВ;
- 624 вузлів, з них 288 ТП 10/0,4 кВ та 336 проміжних вузлів;
- 603 віток, з них: 548 ЛЕП та 55 комутаційних апаратів.

Встановлена потужність ТП 10/0,4 кВ – 41461,0 кВА

Сумарна довжина ЛЕП 10 кВ – 336,63 км

Розподільчі мережі 10 кВ Ямпільського району істотно постраждали від ожеледі 27.11.2000 року і до цих пір експлуатуються за тимчасовими схемами. Для термінового відновлення електропостачання знеструмлених споживачів, було прийняте рішення про відновлення електромереж з використанням наявних матеріалів, а також про будівництво тимчасових ліній електропередач та про переключення споживачів з пошкоджених на непошкоджені фідери. Таким чином, склалась ситуація, коли деякі фідери досягли довжини 30-35 км. Разом з тим, кількість скруток проводів ЛЕП у десятки разів перевищує обмеження. Вказані фактори призвели до невиконання вимог ПУЕ стосовно надійності електропостачання, а також до різкого зростання технічних втрат електроенергії в указаних ЕМ.

З метою забезпечення надійності електропостачання та зменшення втрат електроенергії у ЕМ пропонується використовувати наступні заходи:

- оптимізацію схеми ЕМ з перемиканням частини споживачів з одного фідера на інший;
- заміну перерізу проводів на відрізках, що містять найбільшу кількість скруток проводів, а також характеризуються підвищеними втратами електроенергії;

– встановлення компенсаційних пристроїв на найбільш віддалених трансформаторних підстанціях, з метою розвантаження ЕМ по реактивній потужності.

Для формування адекватних рекомендацій щодо реконструкції ЕМ, потрібно провести дослідження впливу високого рівня зношування основного обладнання ЕМ на їх розрахункову схему, а також прогнозування навантажень району, оскільки результати прогнозування є додатковим фактором, що впливають на вибір переліку фідерів, які підлягають реконструкції.

4.1 Вибір остаточного варіанту впровадження електроощадних заходів

В умовах переходу до ринкових відносин в економіці та реформи ціноутворення основним показником ефективності основних фондів, що знову вводяться на рівні підприємства стає абсолютна ефективність (рентабельність), яка є визначальним критерієм доцільності капіталовкладень.

Порівнюючи варіанти конкретних технічних рішень на рівні підприємств або районних енергосистем, як критерій порівняльної ефективності рекомендується використовувати максимум рентабельності:

$$E_a = \Delta\P / K = (\Pi - B) / K, \quad (4.1)$$

де Π – вартість річного випуску продукції в оптових цінах (без податку з обороту);

B – собівартість річного випуску продукції (витрати виробництва). Разом з рентабельністю використовується також показник терміну окупності капіталовкладень за рахунок отриманого прибутку:

$$T_{ок} = 1/E_a \quad (4.2)$$

Попередню формулу рентабельності (4.2) капіталовкладень в електричні мережі можна подати у вигляді:

$$E_a = (10 \cdot \Pi_T \cdot (\gamma W - \Delta W) - B + \Delta \Pi) / K, \quad (4.3)$$

де Π_T – середньо зрівноважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без податку з обороту), коп/кВт·год.;

γ – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу;

W – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, млн.·кВт·год.;

ΔW – зміна втрат електроенергії в мережі, млн.·кВт·год.;

B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передачі електроенергії), тис. грн.;

$\Delta \Pi$ – збільшення прибутку внаслідок підвищення надійності електропостачання та інших факторів, які впливають на економічний ефект, тис. грн.;

K – капіталовкладення в електричну мережу, тис. грн.

Всі варіанти реконструкції електричних мереж під час порівняння повинні:

- відповідати вимогам нормативних документів і керівних вказівок з проектування;
- забезпечувати однаковий енергетичний ефект біля споживачів; розглядати варіанти реконструкції електричної мережі за один і той же період;
- варіанти, які порівнюються, повинні відповідати нормативним вимогам до надійності електропостачання;
- всі економічні показники порівнювальних варіантів повинні визначатися в цінах одного рівня за джерелами однакової вірогідності.

Для розрахунків рентабельності порівняльних варіантів приведемо формулу рентабельності (4.3) до вигляду;

$$E_a = (\Pi_T \cdot \Delta W_M \cdot K_H \cdot 12 - B) / K, \quad (4.4)$$

де $\Pi_T = 12$ коп/кВт·год,

K_H – коефіцієнт зменшення втрат електричної енергії в ЕМ за рахунок зміни навантаження протягом року ($K_H=0,6$),

12 – кількість місяців в році.

$$\Delta W = W_{\Pi} - W_P, \quad (4.5)$$

де W_{Π} – втрати електроенергії в мережі до проведення реконструкції;

W_P – втрати електроенергії в мережі після проведення реконструкції.

Відповідно до (4.5) для вихідної схеми реконструкції ЕМ зниження втрат електричної енергії за місяць становить:

$$\Delta W_m = 295228,9 - 252578,2 = 42653,7 \text{ (кВт·год.)}$$

Капітальні витрати на проведення реконструкції ЕМ розраховуються наступним чином:

$$K = K_{\text{ЛЕП}} - K'' + K_{\text{ЕО}}, \quad (4.6)$$

де $K_{\text{ЛЕП}}$ – капітальні витрати на проведення реконструкції ліній електропередач тис. грн.;

$K_{\text{ЕО}}$ – капітальні витрати на встановлення електрообладнання тис. грн.;

K'' – повернення коштів за рахунок утилізації заміненого обладнання, тис. грн.

$$K_{\text{ЛЕП}} = \sum (K_{0i} \cdot L_i), \quad (4.7)$$

де K_0 – капітальні витрати на заміну проводів 1 кілометра лінії, тис. грн.;

L – довжина введених ліній, км.

$$K_0 = 0,5 \cdot K_1 \cdot 53, \quad (4.8)$$

де 53 – поправочний коефіцієнт;

0,5 – коефіцієнт, що враховує вартість заміни проводів;

K_1 – капітальні витрати на спорудження 1 кілометра лінії, тис. крб.

$$K'' = L_{\text{вив}} \cdot m_{\text{вив}} \cdot B_{\text{мб}}, \quad (4.9)$$

де $L_{\text{вив}}$ – довжина виведеної з експлуатації ділянки лінії, км;

$m_{\text{вив}}$ – маса 1 км виведеної лінії, т;

$B_{\text{мб}} = 2,0$ – ліквідна вартість одної тони проводу ЛЕП, тис. грн

$$K_{\text{ЕО}} = K_2 \cdot n_2 + K_3 \cdot n_3 \quad (4.10)$$

де $K_2 = 0,8$ - вартість батарей конденсаторів типу КСО-10,5-25-2У1, тис. грн.;

n_2 – кількість конденсаторних батарей;

$K_3 = 1,5$ - вартість роз'єднувачів, тис. грн.;

n_3 – кількість роз'єднувачів.

Відповідно до (5.7) для вихідної схеми реконструкції визначаємо капітальні витрати на проведення реконструкції ліній електропередач:

$$K_{\text{ЛЕП}} = 0,5 \cdot 8 \cdot 3,2 \cdot 5,3 + 0,5 \cdot 3,46 \cdot 3,2 \cdot 5,3 = 91,18 \text{ (тис. грн.)}.$$

Повернення коштів за рахунок утилізації заміненого обладнання визначаються по формулі (4.9):

$$K'' = 8 \cdot 0,195 \cdot 2,0 + 3,46 \cdot 0,195 \cdot 2,0 = 4,47 \text{ (тис. грн.)}.$$

Капітальні витрати на встановлення електрообладнання:

$$K_{\text{ЕО}} = 0,8 \cdot 27 = 21,6 \text{ (тис. грн.)}.$$

Капітальні витрати на проведення реконструкції ЕМ:

$$K = 91,18 - 4,47 + 21,6 = 108,31 \text{ (тис. грн.)}.$$

Збільшення щорічних експлуатаційних витрат визначаються за наступною формулою:

$$B = B_{\text{ЛЕП}} + B_{\text{ЕО}}, \quad (4.11)$$

де $V_{\text{ЛЕП}}$ – збільшення щорічних експлуатаційних витрат при реконструкції ЛЕП;

$V_{\text{ЕО}}$ – збільшення щорічних експлуатаційних витрат при встановленні електрообладнання.

$$V_{\text{ЛЕП}} = A_{\text{раЛЕП}} / 100 \cdot (K_{0\text{н}} - K_{0\text{с}}) \cdot L_{\text{вив}}, \quad (4.12)$$

де $A_{\text{раЛЕП}} = 6,3\%$ - щорічні відрахування від капіталовкладень на ремонт, обслуговування та реновацію ЛЕП, %,

$K_{0\text{н}}$ – капітальні витрати на заміну проводів 1 км лінії новим перерізом (тис.грн.);

$K_{0\text{с}}$ – капітальні витрати на заміну проводів 1 км лінії для наявного перерізу (тис.грн.).

$$V_{\text{ЕО}} = A_{\text{раЕО}} / 100 K_{\text{ЕО}} \quad (4.13)$$

де $A_{\text{раЕО}} = 10\%$ - щорічні відрахування від капіталовкладень на ремонт, обслуговування та реновацію електрообладнання %.

Для вихідної схеми у відповідності із (4.12) і (4.13):

$$V_{\text{ЛЕП}} = (6.3 / 100) \cdot (8,48 - 6,625) \cdot (8 + 3,46) = 1,34 \text{ (тис. грн);}$$

$$V_{\text{ЕО}} = (10 / 100) \cdot 0,8 \cdot 27 = 2,16 \text{ (тис. грн).}$$

Тоді збільшення щорічних експлуатаційних витрат у відповідності з (4.11):

$$V = 1,34 + 2,16 = 3,5 \text{ (тис. грн).}$$

З урахуванням результатів попередніх розрахунків рентабельність капіталовкладень для першого варіанту реконструкції ЕМ, у відповідності з (4.4):

$$E_a = (0,00012 \cdot 42653,7 \cdot 0,6 \cdot 12 - 3,5) / 108,31 = 0,32 = 32 \%,$$

а термін окупності:

$$T_{\text{ок}} = 1 / 0,32 = 3,1 \text{ року.}$$

Рентабельність та термін окупності капітальних вкладень для інших варіантів розраховуються аналогічно. Результати економічних показників для варіантів реконструкції ЕМ 10 кВ зведено в таблицю 4.1.

Таблиця 4.1 – Значення рентабельності та терміну окупності варіантів реконструкції електричних мереж 10 кВ Ямпільського району

Варіант	$\Delta W, \text{кВт} \cdot \text{год}$	$K, \text{тис. грн.}$	$B, \text{тис. грн.}$	$E_a, \text{рік}^{-1}$	$T_{\text{ок}}, \text{років}$
Вихідна схема	42653,7	108,31	3,5	0,32	2,3
1	49306,5	82,24	3,2	0,45	2,2
2	43674,7	108,31	3,5	0,37	2,7
3	42182,8	108,31	3,5	0,31	3,2
4	50337,7	82,24	3,2	0,46	2,2

Отже, виходячи з отриманих результатів по розробці заходів з реконструкції розподільних електричних мереж Ямпільського району можна зробити висновок, що четвертий варіант за критерієм максимальної рентабельності є найкращим. У ньому зміна втрат електроенергії в мережі після реконструкції склали $\Delta W_m = 50337,7 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на місяць, або $\Delta W = 483241,92 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на рік.

РОЗДІЛ 5

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У магістерській роботі розглянуті заходи з оптимізації режимів електричних мереж з відновлювальними джерелами електроенергії. При виконанні робіт з обслуговування електрообладнання електричних мереж з відновлювальними джерелами електроенергії передбачається створення належного температурного режиму, який забезпечує необхідні санітарно-гігієнічні норми праці і виробництва продовольчих товарів. Усі металеві неструмопровідні частини (корпуса електродвигунів, шаф, світильників, тощо), які можуть опинитися під напругою в наслідок пошкодження ізоляції, заземлюються шляхом приєднання до нульового проводу живлячої мережі.

Небезпечні та шкідливі виробничі фактори, які впливають на оперативно-ремонтний персонал, що обслуговує електричні мережі з відновлювальними джерелами електроенергії, у відповідності з прийнятою класифікацією [1, 2].

Фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо); іонізація повітря.

Хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (нетоксичний пил).

Фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: інтелектуальні, сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту

5.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

До оперативного обслуговування електроустановок допускаються працівники, які знають їхні схеми, інструкції з експлуатації, особливості конструкції та роботи обладнання і пройшли навчання та перевірку знань. В електроустановках понад 1000 В працівники зі складу оперативних або оперативно-виробничих працівників, які одноособово обслуговують електроустановки, а також старші в зміні повинні мати групу IV, решта - групу III. В електроустановках до 1000 В працівники зі складу оперативних або оперативно-виробничих працівників, які одноособово обслуговують електроустановки, повинні мати групу III. Забороняється в електроустановках наближення людей, механізмів та вантажопідіймальних машин до неогороджених струмовідних частин, що перебувають під напругою, на відстань, меншу за 0.6 – 2.5 м для напруги від 0.4 до 330 кВ.

Огляд електроустановок електростанцій, підстанцій та розподільчих пунктів може виконувати один працівник з групою III зі складу оперативних та оперативно-виробничих працівників або працівник з групою V зі складу керівників чи спеціалістів підприємства. Огляд виконується з дозволу особи, в управлінні якої знаходиться електроустановка. Огляд електроустановок неелектротехнічними працівниками та екскурсії слід проводити під наглядом працівника з групою V або оперативного працівника з групою IV, якщо є дозвіл керівництва підприємства. Огляд ПЛ слід виконувати відповідно до вимог цих Правил. Електротехнічних працівників, які не обслуговують дані електроустановки, слід допускати до них у супроводі оперативних або оперативно-виробничих працівників з групою IV, або іншого працівника з групою V. Працівник, який супроводить, повинен забезпечити створення безпечних умов для людей та попереджати їх про заборону наближення до струмовідних частин.

Під час огляду електроустановок понад 1000 В забороняється відчиняти двері приміщень, комірок, не обладнаних сітчастими огороженнями або бар'єрами, якщо відстань між дверима і струмовідними частинами менша за зазначену в цих Правилах. Перелік таких приміщень і комірок затверджує керівництво підприємства. В електроустановках понад 1000 В, в яких вхід до приміщень, комірок обладнано сітчастими огороженнями або бар'єрами, під час огляду забороняється відчиняти двері сітчастих огорожень і проникати за огороження або бар'єри. В електроустановках до 1000 В під час огляду дозволяється відчиняти двері щитів, збірок, пультів керування та інших пристроїв. Забороняється під час огляду виконувати будь-яку роботу.

В електроустановках 6, 10, 20, 35 кВ забороняється наближатись до місця замикання на землю на відстань менше 4 м в ЗРУ та менше 8 м у ВРУ та на ПЛ. Наближення до місця замикання на землю в цих електроустановках допускається тільки для знімання напруги та звільнення людей, які потрапили під напругу. У цьому разі потрібно користуватись електрозахисними засобами.

Вимикати та вмикати роз'єднувачі, відокремлювачі, вимикачі понад 1000 В з ручним приводом необхідно в діелектричних рукавичках. Знімати та встановлювати запобіжники необхідно при знятій напрузі. Під напругою, але без навантаження, допускається знімати та встановлювати запобіжники на приєднаннях, в схемі яких відсутні комутаційні апарати, що дозволяють зняти напругу. Під напругою та під навантаженням допускається замінювати запобіжники у вторинних колах, мережах освітлення та запобіжники трансформаторів напруги.

Двері приміщень електроустановок, камер, щитів та збірок слід зачиняти на замок, крім тих, в яких проводяться роботи.

Ключі від електроустановок всіх класів напруг повинні перебувати на обліку у оперативних працівників. В електроустановках без місцевих оперативних працівників ключі можуть перебувати на обліку у керівників або спеціалістів. Ключі слід пронумерувати. Один комплект ключів повинен бути

запасним. Запасний комплект ключів повинен бути у оперативних працівників. Ключі видаються під розписку:

- працівникам, які мають право на одноособовий огляд, - від усіх приміщень;
- в разі допуску - працівнику, який допускає (далі - допускачу), керівнику робіт, працівнику, який спостерігає за безпечним виконанням робіт (далі - наглядачу) - від приміщень, в яких треба буде працювати.

Ключі слід повертати кожного дня після завершення огляду або роботи. Під час виконання роботи в електроустановках без місцевих оперативних працівників ключі слід повертати не пізніше наступного робочого дня після огляду або повного закінчення роботи. Необхідність видавання ключів на тривалий термін працівникам підприємств-споживачів, які мають право на оперативні перемикання в РУ підприємств електромереж, а також оперативним, оперативно-виробничим працівникам, керівникам та спеціалістам свого підприємства, які мають право одноособового огляду, визначається керівництвом підприємства. Видавання та повернення ключів слід реєструвати в журналі довільної форми або в оперативному журналі.

У разі нещасних випадків для звільнення потерпілого від дії електричного струму слід негайно зняти напругу без попереднього дозволу.

5.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

- 1) виконання технічних заходів під час підготовки робочого місця,
- 2) застосування під час обслуговування електроустановок електрозахисних засобів.

1) Під час підготовки робочого місця для роботи, яка вимагає знімання напруги, слід виконати у зазначеній послідовності такі технічні заходи:

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;

- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмопровідні частини слід огороджувати;

- приєднати до "землі" переносні заземлення;

- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмопровідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;

- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмопровідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;

- огородити, у разі необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишились під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов струмопровідні частини огорожують до або після їх заземлення.

2) Під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом, від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту. Ізолювальні електрозахисні засоби поділяються на основні і додаткові. До основних ізолювальних електрозахисних засобів, які повинні застосовуватись в електроустановках напругою понад 1000 В, відносяться: ізолювальні штанги всіх видів, ізолювальні кліщі, електровимірювальні кліщі, показчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (показчики напруги для фазування, показчики пошкодження кабелів та ін.); до додаткових – діелектричні рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, ізолювальні накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту.

Крім наведених вище засобів захисту в електроустановках повинні застосовуватись такі ЗІЗ: захисні каски – для захисту голови; захисні окуляри і щитки – для захисту очей і обличчя; протигази і респіратори – для захисту органів дихання; рукавиці – для захисту рук; запобіжні пояси та страхувальні канати.

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [3], а також іншими відповідними нормативними документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

За безпечність конструкції, правильність вибору матеріалів, якість виготовлення, а також за відповідність засобів захисту чинним в Україні нормативним документам повинні нести відповідальність керівники підприємств, установ, організацій (незалежно від форми власності), що виготовляють ці засоби захисту, орган, який видав сертифікат на виробництво та на реалізацію захисних засобів, в тому числі і засобів захисту зарубіжного виробництва.

Керівники підприємств, установ, організацій та інші посадові особи несуть персональну відповідальність за виконання вимог цих Правил у межах покладених на них завдань та функціональних обов'язків згідно з чинним законодавством. Працівників, які обслуговують електроустановки, необхідно забезпечити усіма необхідними засобами захисту, навчити правилам користування цими засобами і зобов'язати застосовувати їх для створення безпечних умов праці.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

5.2.1 Мікроклімат

Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні [6] встановлюють оптимальну та допустиму температуру, відносну вологість і швидкість руху повітря у певних діапазонах в залежності від періоду року та категорії робіт і допустиму інтенсивність опромінення.

Таблиця 5.1 – Нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні з категорією робіт Па

Період року	Категорія робіт	Допустимі		
		t, °C	W, %	V, м/с
Теплий	Середньої важкості Па	18-27	65 при 26°C	0,2-0,4
Холодний		17-23	До 75%	не більше 0,3

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачено [7]:

1. Температура внутрішніх поверхонь будівельних конструкцій робочої зони і зовнішніх поверхонь обладнання при забезпеченні допустимих параметрів мікроклімату не повинні бути більше ніж на 2°C за діапазон норм.

2. Якщо температура поверхонь вище або нижче допустимої температури повітря, то робочі місця повинні бути віддалені від них на відстань не менше їм.

3. Для забезпечення нормованих значень руху кисню проектом передбачається витяжна та припливна вентиляційні системи.

5.2.2 Склад повітря робочої зони

В умовах даного виробництва в цехах можливим забруднювачем являється нетоксичний пил [6].

Таблиця 5.2 – Концентрація шкідливих речовин в повітрі

Назва речовини	ГДК, мг/м ³	Клас
----------------	------------------------	------

	Максимальна разова	Середня добова	небезпечності
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для видалення шкідливих домішок з повітря у виробничих приміщеннях проектом передбачено [7] застосування вентиляції і кондиціонування повітря.

Природню аерацію в теплу пору року можна регулювати за допомогою фрамуг, які встановлюються у віконних пройомах і через витяжні ліхтарі, які встановлюються на даху приміщення – це безканальна вентиляція. Більш активна вентиляція забезпечується пристроєм вентиляційних каналів, які споруджуються у стінах приміщення. При цьому для підсилення швидкості руху повітря на виході теплого повітря зовні, а саме на трубі, яка розташовується на даху будівлі, встановлюють спеціальні камери-патрубки.

Природна вентиляція не передбачає підігрів та зволоження повітря, яке поступає у приміщення, і очистка від пилу повітря, яке видаляється на зовні, тому для досягнення максимального рівня вентиляції ще використовують механічну вентиляцію.

5.2.3 Виробниче освітлення

Вплив світла на життєдіяльність людини вивчений досить добре. Воно впливає не лише на функцію зору, а й на діяльність організму в цілому: посилюється обмін речовин, збільшується поглинання кисню і виділення вуглекислого газу. Відомий сприятливий вплив природного освітлення на скелетну мускулатуру. Недостатня або надмірна освітленість, нерівномірність освітлення в полі зору втомлює очі, призводить до зниження продуктивності праці; при цьому зростає потенційна небезпека помилкових дій і нещасних випадків.

Раціональне освітлення – один з основних факторів створення сприятливих робочих умов праці. Недостатнє освітлення викликає передчасне стомлення

працюючих, знижує продуктивність праці, може стати причиною нещасного випадку.

У приміщенні використовується штучне та природне освітлення.

Система штучного освітлення – комбінована, оскільки поряд із загальним освітленням (тип джерела освітлення – лампи світлодіодні) використовуються індивідуальні джерела світла (настільні світильники з лампами світлодіодними).

Норми освітленості при штучному освітленні та КПО при природному та суміщеному освітленні (відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [8], характеристика зорової роботи – дуже високої точності, розряд зорової роботи – II, підрозряд – в) зазначені у таблиці 5.3.

Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують загальне штучне освітлення, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 2,5 метра.

Таблиця 5.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Харак-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Дуже високої точності	Від 0,15 до 0,3 включно	II	в	малий середній великий	світлий середній темний	1500	200	-	4,2

Для загального освітлення приміщень рекомендується використовувати головним чином, світлодіодні лампи, що обумовлюється наступними

перевагами: високою світловою віддачею (до 75 лм/Вт і більше); довгим часом використання (до 10000 годин); малою яскравістю поверхні, що світиться; спектральним складом випромінюючого світла (для деяких видів ламп цей склад є близьким до природного світла, що забезпечує гарну передачу кольорів). Разом з тим необхідно врахувати і недоліки цих ламп: висока пульсація світлого потоку та пов'язана з цим можливість стробоскопічного ефекту; для запалювання та горіння лампи необхідно включення послідовно з ним пускорегулюючих апаратів; працездатність ламп залежить від температури оточуючого середовища, до кінця часу роботи світловий потік зменшується більш ніж на половину від номінального.

Світильники з світлодіодними лампами розміщують рядами; що дозволяє здійснювати їх послідовне включення (відключення) в залежності від величини природної освітленості.

5.2.4 Виробничий шум

Для відносної логарифмічної шкали в якості нульових рівнів обрані показники, що характеризують мінімальний поріг сприйняття звуку людським вухом на частоті 1000 Гц. Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум Загальні вимоги безпеки» [9].

Основні параметри виробничого шуму на постійних робочих місцях в промислових приміщеннях наведені у таблиці 5.4.

Шум порушує нормальну роботу шлунка, особливо впливає на центральну нервову систему. Для забезпечення допустимих параметрів шуму в приміщенні, проектом передбачено засоби колективного захисту: акустичні, архітектурно-планувальні й організаційно-технічні.

Таблиця 5.4 – Рівень звукового тиску

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з								
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000

Постійні робочі місця в промислових	107	95	87	82	78	75	73	71	69
---	-----	----	----	----	----	----	----	----	----

Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту – «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху. Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація».

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно:

- безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі.
- для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.

5.2.5 Виробнича вібрація

Вібрація відноситься до факторів, які мають велику біологічну активність. Як загальна, так і локальна вібрація несприятливо впливає на організм людини, викликає зміну у функціональному стані вестибулярного апарату, центральної нервової, серцево-судинної систем, погіршує самопочуття та може призвести до розвитку професійних захворювань.

У нашому цеху присутня вібрація типу – За [10]. Тобто технологічна вібрація, яка діє на персонал цеху, або яка передається на робочі місця, не маючи джерел випромінювання.

Основні параметри вібрації, такі як середньоквадратичне значення віброприскорення та віброшвидкості, логарифмічні рівні приведені у таблиці 5.5.

Таблиця 5.5 – Середньоквадратичні значення віброприскорення та віброшвидкості

Категорія вібрації по санітарним нормам	Напрямок дії	Нормативні, корекційовані по частоті та еквівалентні корекційовані значення			
		Віброприскорення		Віброшвидкість	
		$\text{м}\cdot\text{с}^{-2}$	ДБ	$\text{м}\cdot\text{с}^{-2}\cdot 10^{-2}$	ДБ
Загальна	Z_0, Y_0, X_0	0,1	100	0,2	92

Для зменшення дії вібрацій на працюючих проектом передбачено:

- динамічне погашення вібрації - приєднання до захисного об'єкту системи, реакції якої зменшують розмах вібрації об'єкта в точках приєднання системи;
- зміна конструктивних елементів машин;
- застосування засобів індивідуального захисту, а саме рукавиці, вкладиші і прокладки, віброзахисне взуття з пружнодемпферуючим низом.

5.3 Психофізіологічні фактори

Психофізіологічні фактори вибираються відповідно з Гігієнічною класифікацією праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу, затвердженої Наказом Міністерства охорони здоров'я № 528 від 27 грудня 2001 року.

Фізичні навантаження. Робоча поза: Періодичне перебування в незручній та/або фіксованій позі до 50% часу зміни; перебування у вимушеній позі (навпочіпки, на колінах і т. ін.) від 10% до 25% часу зміни; знаходження в позі стоячи від 60% до 80% часу зміни.

Сумарна маса вантажів, що переміщуються протягом кожної години зміни: з робочої поверхні (чоловіки): до 1500

Нахили корпуса (вимушені, більше 30), кількість за зміну: 101 – 300

Переміщення у просторі (переходи, обумовлені технологічним процесом протягом зміни), км/ По горизонталі: до 12. По вертикалі: до 8

Інтелектуальні навантаження: Рішення складних завдань з вибором за відомим алгоритмом (робота за серією інструкцій)

Зміст роботи: Сприймання сигналів з наступним порівнянням фактичних значень параметрів з їх номінальними значеннями. Заключна оцінка фактичних значень параметрів, Обробка, перевірка і контроль за виконанням завдання, Робота в умовах дефіциту часу

Сенсорні навантаження: Тривалість зосередженого спостереження (в % від часу зміни) 51-75. Щільність сигналів (світлових, звукових) та повідомлень в середньому за годину роботи 176–300. Кількість виробничих об'єктів одночасного спостереження 11-25

Навантаження на зоровий аналізатор (Спостереження за екранами відеотерміналів (годин на зміну) 3-4

Навантаження на слуховий аналізатор (при виробничій необхідності сприйняття мови чи диференційованих сигналів) Розбірливість слів та сигналів від 70% до 50%

Навантаження на голосовий апарат (сумарна кількість годин, що наговорюються протягом тижня) 20-25

Емоційне навантаження: Ступінь відповідальності за результат своєї діяльності. Значущість помилки – Несе відповідальність за функціональну якість основної роботи (завдань). Вимагає виправлень за рахунок додаткових зусиль всього колективу (групи, бригади та ін.)

Ступінь ризику для власного життя: Ступінь відповідальності за безпеку інших осіб

Монотонність навантажень: Кількість елементів (прийомів), необхідних для реалізації простого завдання або в операціях, які повторюються багаторазово 5-2

Тривалість виконання простих виробничих завдань чи операцій, що повторюються (сек.) 24-2

Монотонність виробничої обстановки (час пасивного спостереження за технологічним процесом в % від часу зміни) 91-95

Режим праці: Фактична тривалість робочого дня (год.) 10– 12

Змінність роботи Тризмінна робота (робота у нічну зміну)

Наявність регламентованих перерв та їх тривалість Перерви
нерегламентовані або недостатньої тривалості до 3% часу зміни

5.4 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Всі електроенергетичні мережі є досить вразливими до дії загрозливих чинників, що виникають у надзвичайних ситуаціях. Тому важливим питанням є забезпечення високої стійкості роботи ЕМ.

Дія радіації на матеріали та обладнання залежить в основному від виду випромінювання, дози опромінення, умов навколишнього середовища. Найбільш чутливе до дії іонізуючого випромінювання є електронне обладнання систем управління ЕМ. Серед елементів є напівпровідники, блок живлення, блок керування та силові елементи, транзистори, діоди. Через впливи на ізоляцію в трансформаторах можливі замикання обмоток, а відповідно і загорання трансформаторів.

В результаті опромінення елементів мереж з відновлювальними джерелами енергії в регуляторах змінюється струм і коефіцієнти підсилення; в конденсаторах понизиться напруга пробоя і опір витoku, зміниться провідність і внутрішнє нагрівання. В ізоляційних і діелектричних матеріалах зміняться такі параметри: електрична провідність та діелектрична провідність.

Серед загрозливих чинників надзвичайних ситуацій особливо великий вплив на ЕМ має вплив електромагнітного імпульсу. Він може призвести до загорання чутливих електричних та електронних елементів, зокрема транзисторів і трансформаторів, а також до серйозних порушень в цифрових і контрольних пристроях. Електромагнітний імпульс пробиває ізоляцію, випалює

елементи мікросхем, викликає коротке замикання. Ці наслідки в подальшому призводять до пожеж на підстанціях, а в подальшому розвитку можливі і вибухи. Саме тому є необхідність запобігти впливів цього фактору на електричне та електронне обладнання та розробити дієві превентивні заходи.

5.4.1 Дослідження стійкості роботи ЕМ з відновлювальними джерелами енергії в умовах дії іонізуючих випромінювань

Визначаємо граничні значення дози опромінення $D_{\text{грі}}$, для елементної бази мереж з відновлювальними джерелами енергії, при яких виникають незворотні зміни [15]. Отримані дані заносимо в таблицю 5.8.

Таблиця 5.8 – Граничні значення експозиційних доз елементів ЕМ.

№	Блоки (елементи)	Елементна база	$D_{\text{грі}}, \text{Р}$	$D_{\text{гр}}, \text{Р}$
1	Блок живлення	Мікросхема К 1533 РЕЗ	10^5	10^4
2	Блок керування СВП-4	Транзистори КТ-646	10^4	
		Діоди Д225А	10^4	
		Конденсатори СП5-30	10^7	
		Резистори ПЭВ 100-150 Ом	10^7	
3	Силові елементи	Трансформатор ТМ-100/6	10^7	
		Тиристори Т171-320-1.6	10^5	
		Дросель РЛМ3216	10^5	
		Реактори ФРОС-125/0.5УЗ	10^5	

Проаналізувавши дані таблиці 5.8 визначили, що самим уразливим елементом мереж з відновлювальними джерелами енергії по мінімальній дозі $D_{\text{грі}} = 10^4 \text{Р}$ є транзистори та діоди а також елементи блоку живлення. Блок живлення в разі дії на нього іонізуючих випромінювань можна перенести в

підвальне приміщення, що збільшить коефіцієнт послаблення, а відповідно і його стійкість. Визначаємо можливу дозу опромінення за формулою:

$$D_m = \frac{2 \cdot P_1 (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{осл}}, \quad (5.1)$$

де P_1 – максимальне значення рівня радіації ($P_1 = 4,82$ Р/год);

t_k – час кінця опромінення ($t_k = 131400$ год (5 років));

t_n – час початку опромінення ($t_n = 1$ год).

$K_{осл}$ – коефіцієнт послаблення радіації ($K_{осл} = 1$).

$$D_m = \frac{2 \cdot 4,82 (\sqrt{131400} - \sqrt{1})}{1} = 3253 \text{ (Р)}.$$

Оскільки $D_{гр} > D_m$, то дана мережа умовно стійка до дії радіації. Визначимо допустимий час роботи РЕА в заданих умовах за формулою:

$$t_d = \frac{D_{гр} \cdot K_{осл} + 2 \cdot P_1 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot P_1}, \quad (5.2)$$

$$t_d = \frac{10^4 \cdot 1 + 2 \cdot 4,82 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,82} = 1038,3443 \text{ (год)}.$$

Отже, можливо доза опромінення елементної бази $D_m = 3253$ Р, а допустима – 10^4 Р. Отже, блоки ЕМ є стійкими в умовах дії іонізуючого випромінювання. Допустимий час роботи електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії в заданих умовах становить 1038 год., при рівні радіації 4,82 Р/год.

5.4.2 Дослідження стійкості роботи ЕМ з відновлювальними джерелами енергії в умовах дії електромагнітного імпульсу

Визначимо горизонтальну складову напруженості електромагнітного поля:

$$E_r = E_b \cdot 10^{-3}, \text{ кВ/м},$$

$$E_r = 10,61 \cdot 10^3 \cdot 10^{-3} = 10,61 \text{ (В/м)}.$$

Визначаємо горизонтальну та вертикальну напругу наводки [15].

$$U_{\Gamma i} = E_B \cdot l_{\Gamma i}, \text{ В},$$

$$U_{\Gamma i} = 10,61 \cdot 10^3 \cdot 0,5 = 5300 \text{ (В)}.$$

$$U_{Bi} = E_T \cdot l_B, \text{ В},$$

$$U_{Bi} = 10,61 \cdot 0,5 = 5,3 \text{ (В)}.$$

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення для різних блоків:

$$U_{\text{д}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N, \quad (5.3)$$

де N – відсоток допуску.

$$U_{\text{д}} = 12 + \frac{12}{100} \cdot 5 = 12,6 \text{ (В)},$$

$$U_{\text{д}} = 24 + \frac{24}{100} \cdot 5 = 25,2 \text{ (В)},$$

$$U_{\text{д}} = 380 + \frac{380}{100} \cdot 5 = 399 \text{ (В)}.$$

Визначаємо коефіцієнти безпеки для кожної ділянки:

$$K_6 = 20 \cdot \lg \frac{U_{\text{д}}}{U_{\Gamma(B)}} \geq 40 \text{ [дБ]},$$

Горизонтальної:

$$K_{6_{\Gamma 1}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{5300} = -52,47 \text{ (дБ)};$$

$$K_{6_{\Gamma 2}} = 20 \cdot \lg \frac{25,2}{5300} = -46,45 \text{ (дБ)};$$

$$K_{6_{\Gamma 3}} = 20 \cdot \lg \frac{399}{5300} = -22,46 \text{ (дБ)}.$$

Вертикальної:

$$K_{6_{B1}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{5,3} = 7,5 \text{ (дБ)};$$

$$K_{6_{B2}} = 20 \cdot \lg \frac{25,2}{5,3} = 13,54 \text{ (дБ)};$$

$$K\delta_{\text{вз}} = 20 \cdot \lg \frac{399}{5,3} = 37,53 \text{ (дБ)}.$$

Отримані дані заносимо в таблицю 5.9.

Таблиця 5.9 – Значення коефіцієнтів безпеки блоків ЕМ

№	Найменування блоків	$K\delta_{\text{г}}$, дБ	$K\delta_{\text{в}}$, дБ	Результат дії
1	Блок живлення, 12 В	-52,47	7,5	Нестійкий
2	Блок управління, 24 В	-46,45	13,54	Нестійкий
3	Силові елементи, 380 В	-22,46	37,53	Нестійкі

Границя стійкості блоків ЕМ $K\delta_{\text{мін}} = -52,47$ дБ, а $K\delta_{\text{гр}} = 37,53$. Отже, електрична мереж з відновлювальними джерелами енергії є нестійкою в умовах дії електромагнітного імпульсу. Для підвищення стійкості необхідно використовувати екранування напівпровідникових елементів та горизонтальних струмопровідних елементів.

5.5 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії до дії ЕМІ

На стійкість роботи об'єктів енергетичної галузі за НС впливають такі чинники: 1) надійність захисту робітників і службовців від впливу надзвичайних подій; 2) здатність інженерно-технічного комплексу об'єкта протистояти певною мірою ударну хвилю, світловому випромінюванню і радіації; 3) захищеність об'єкта від вторинних вражаючих чинників (пожеж, вибухів, затоплень, заражень сильнодіючими отруйними речовинами); 4) надійність мережі постачання об'єкта всім необхідними для продукції (сировиною, паливом, електроенергією, водою тощо.); 5) стійкість і безперервність управління виробництвом; 6) підготовленість об'єкта до ведення рятувальних та інших невідкладних робіт та виконання робіт відновлення порушеного виробництва.

Особливістю ЕМІ, як уражаючого фактора, є його спроможність поширюватися упродовж десятків і сотні кілометрів на навколишньому середовищі по різних комунікаціях. Тому ЕМІ може вплинути там, де ударна хвиля, світлове випромінювання і проникаюча радіація втрачають своє значення.

При наземних і низьких повітряних вибухах у зоні, радіусом на кілька км від місця вибуху, в лініях зв'язку й електропостачання виникають напруги, які можуть викликати пробій ізоляції проводів і кабелів щодо землі, і навіть пробій ізоляції елементів апаратури і пристроїв, підключених до повітряних і підземних ліній.

Ступінь ушкодження залежить переважно від амплітуди наведеного імпульсу напруги чи струму і електричної міцності обладнання.

Головне завдання захисних пристроїв від ЕМІ — виключити доступ наведених струмів до чутливих вузлів і елементів устаткування, що захищається. Проблема захисту від ЕМІ ускладнюється тим, що імпульс протікає приблизно в 50 раз швидше, ніж, наприклад, розряд блискавки, і тому прості газові розрядники у цьому випадку малоефективні.

Використаємо захисний екран із сталі. Розрахуємо перехідне затухання енергії електричного поля екраном:

$$A = 40 + K\sigma_{\min}, \quad (5.4)$$

Для БЖ:

$$A_1 = 40 + 52,47 = 92,47 \text{ (дБ)};$$

Для БУ:

$$A_2 = 40 + 46,45 = 86,45 \text{ (дБ)};$$

Для СЕ:

$$A_3 = 40 + 22,46 = 62,46 \text{ (дБ)}.$$

Розрахуємо товщини захисних екранів:

$$t = \frac{A}{5,2 \cdot \sqrt{f}}, \quad (5.5)$$

де f - найбільш характерна частота, ($f = 15$ кГц).

Для БЖ:

$$t_1 = \frac{92,47}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,14 \text{ (см)};$$

Для БУ:

$$t_2 = \frac{86,45}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,13 \text{ (см)};$$

Для СЕ:

$$t_3 = \frac{62,46}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,1 \text{ (см)}.$$

Отже, при екрануванні блоку живлення та блоку керування з використанням екрану товщиною 0,14 см зі сталі, ЕМ буде стійкою в умовах дії електромагнітного імпульсу, при екрануванні силових елементів з використанням екрану товщиною 0,1 см, силові елементи будуть стійкими в умовах дії електромагнітного імпульсу.

Висновки.

Також в даному розділі, ми визначили, що в умовах дії іонізуючого випромінювання електричні мережі з відновлювальними джерелами енергії залишаються стійкими. Тому іонізуюче випромінювання для обладнання не є таким небезпечним, як для обслуговуючого персоналу. Для нормальної роботи підстанцій під час аварій з такими наслідками, як іонізуюче випромінювання, потрібно розраховувати робочі зміни для обслуговуючого персоналу з врахуванням їх допустимої дози опромінення.

Після проведених розрахунків визначено, що робота ЕМ з відновлювальними джерелами енергії стійка при заданому рівні радіації 4,82 Р/год. До дії ЕМП мережа з відновлювальними джерелами енергії виявилась нестійкою. Застосування екранування систем управління і автоматики ЕМ суттєво підвищує її стійкість в умовах дії електромагнітного імпульсу.

В результаті застосування екранів мережа з відновлювальними джерелами енергії буде працювати стійко аж до значення напруженості вертикальної складової 10,61 кВ/м. Ще одним варіантом підвищення стійкості роботи апаратури до дії ЕМІ є зменшення струмопровідних провідників (їх довжини) шляхом вдосконалення схемокомпоновки елементів управління та автоматики ЕМ. Крім цього необхідно екранувати кабелі живлення, а також застосувати прилади, які б вимикали електронні схеми на період впливу ЕМІ.

ВИСНОВКИ

У магістерській кваліфікаційній роботі розглянуто проблеми функціонування розподільних електричних мереж з розподіленими джерелами енергії, стан та загальну характеристику проблеми використання ВДЕ.

Основні результати досліджень є такими:

1. Розосередження генерування електроенергії в розподільних електричних мережах змінює перетоки потужності в них, що впливає на параметри режиму, зокрема на втрати електроенергії. Виділити втрати в мережах від відновлюваних джерел електроенергії з сумарних втрат можна, використавши коефіцієнти розподілу втрат у вітках. Останні показують, яку частку в сумарних втратах в i -й вітці складає протікання по ній потужності від кожного вузла, в тому числі і від нетрадиційних джерел електроенергії.

2. Результати дослідження впливу ВДЕ на втрати електроенергії в електричних мережах дозволяють стверджувати, що у більшості випадків для ВДЕ їх робота призводить до зменшення втрат.

3. В результаті виконання розрахункового експерименту на прикладі Ямпільської розподільної електричної мережі визначено, що оптимальним є приєднання потужності 1830 кВт до фідера №31 Слобода-Підлісівської підстанції. Збільшення встановленої потужності призводить до погіршення якості напруги, що суперечить умовам видачі електроенергії.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Відрновлювана енергетика ХХІ століття: Х міжнарод. наук.-практ. конф.: матеріали конференції. – Крим, 2011. – 396 с.
2. Відрновлювана енергетика ХХІ століття: ХІ міжнарод. наук.-практ. конф.: матеріали конференції. – Крим, 2011. – 405 с.
3. R. W. Wies, R. A. Johnson, J. Aspnes. Design of an energy efficient standalone distributed generation system employing renewable energy sources and smart grid technology // Proceedings of IEEE Power & Energy Society General Meeting. – 2010. – P. 1-8.
4. Кириленко О. В., Трач І. В. Технічні особливості функціонування енергосистем при інтеграції джерел розподіленої генерації / О. В. Кириленко, І. В. Трач // Праці Інституту електродинаміки НАН України. – 2009. – Вип. 24. – С. 3–7. – ISSN 1727-9895.
5. A. Kim, H. Seo, G. Kim, M. Park, I. Yu, Y. Otsuki, J. Tamura, S. Kim, K. Sim, K. Seong. Operating characteristic analysis of hts smes for frequency stabilization of dispersed power generation system // IEEE Transmitting On Applied Superconductivity. – 2010. – Vol. 20. – № 3. – P. 1334-1338.
6. Sharat Ranjan. Decentralised power generation and distribution // Proceedings of the Himalayan Small Hydropower Summit. – Dehradun, India. – 2006. – P. 147-155.
7. Taro Kondo, Jumpei Baba, Akihiko Yokoyama. Voltage control of distribution network with a large penetration of photovoltaic generations using facts devices // IEEE Transactions on Power and Energy. – 2006. – Vol. 126. – № 3. – P. 347-358.
8. B. Mahdad, K. Srairi and T. Bouktir. Optimal coordination and penetration of distributed generation with shunt facts using ga/fuzzy rules // Journal of Electrical Engineering & Technology. – 2009. – Vol. 4. – № 1. – P. 1-12.

9. H. Hatta, S. Uemura and H. Kobayashi. Cooperative control of distribution system with customer equipments to reduce reverse power flow from distributed generation // Proceedings of IEEE Power&Energy Society General Meeting. – 2010. – P. 1-6.

10. Буцьо З. Ю. Мала гідроенергетика: світовий досвід і перспективи розвитку в Україні / З. Ю. Буцьо, Л. М. Луцюк, О. В. Гаврюк // Електропанорама. – 2011. – №6. – С. 47–51.

11. Лежнюк П. Д. Оптимальне керування розосередженими джерелами енергії в локальній електричній системі / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. А. Ковальчук // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Збірник наукових праць. Спеціальний випуск. Ч. 1. – 2011. – С. 48–55. – ISSN 1727-9895.

12. Кириленко А. В. Оптимизация режимов энергосистем в условиях рынка / А. В. Кириленко, В. Л. Прихно // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск. Енергетичні ринки: перехід до нової моделі ринку двосторонніх контрактів і балансуючого ринку. – К.: 2009. – С. 3–10.

13. Стогній Б.С. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення / Б.С. Стогній, О.В. Кириленко, С.П. Денисюк // Техн. електродинаміка. – 2010. – № 6. – С. 44–50.

14. NIST Releases Report on Smart Grid Development // National Institute of Standards and Technology (USA) – Recognized Standards for Inclusion In the Smart Grid Interoperability Standards Framework, Release 1.0 (електронний ресурс). Режим доступу: http://collaborate.nist.gov/twiki-sggrid/bin/view/_SmartGridInterimRoadmap/InterimRoadmapFinal

15. European Smart Grids Technology Platform // European Commission. Directorate-General for Research Sustainable Energy System, EUR 22040, 2006. – 44 p.

16. National Institute of Standards and Technology, Standards Identified for Inclusion in the Smart Grid Interoperability Standards Framework, Release 1.0, September. 2009, [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.nist.gov/smartgrid/standards.html>.

17. IEEE standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, IEEE 1547, 2003.

18. Survey of Studies and Analysis Tools Used for Assessment of Distributed Generation Integration in Canadian Distribution Systems. Report - CETC 2006-070 (TR). April 2006.

19. Правила приєднання електроустановок до електричних мереж. Постанова НКРЕ №1137 від 14.12.2005.

20. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

21. Лежнюк П. Д. Розосереджені джерела електроенергії в електричних мережах / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. А. Ковальчук, В. О. Хоменко // Вісник Чернігівського державного технологічного університету. – 2011. – №1. – С. 104–108.

22. Celso Penche. Layman's Handbook On How To Develop A Small Hydro Site (Second Edition). – DG XVII European Commision 200 rue de la Loi B-1049 Bruselas Belgica. – 1998. – 266 p.

23. Нікіторович О.В. Мала гідроенергетика в Україні: перспективи і проблеми її розвитку. Енергоефективність, екологія та безпека // Гідроенергетика України. – 2003. – №1. – 40-44.

24. Walid El-Khattam, Kankar Bhattacharya, Yasser Hegazy and M. M. A. Salama, “Optimal Investment Planning for Distributed Generation in a Competitive Electricity Market”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 3, pp. 1674-1684, August 2004. Analytical Approaches for Optimal Placement of Distributed Generation Sources in Power Systems.

25. Andrew Keane, Mark O'Malley “Optimal Allocation of Embedded Generation on Distribution Networks”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, no. 3, pp. 1640-1646, August 2005.

26. N. S. Rau and Y.-H. Wan, Optimum location of resources in distributed planning, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, pp. 2014-2020, Nov. 1994.

27. Caisheng Wang, M. Hashem Nehrir “An Analytical Method for DG Placements Considering Reliability Improvements”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 4, pp. 2068-2076, November 2004.
28. Hamid Falaghi, Mahmood-Reza Haghifam “ACO Based Algorithm for Distributed Generation Sources Allocation and Sizing in Distribution Systems”, PowerTech, pp. 555-560, 2007.
29. Víctor H. Méndez Quezada, Juan Rivier Abbad, and Tomás Gómez San Román “Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation”, IEEE Transactions on power systems, vol. 21, no. 2, pp.533-540, May 2006.
30. Seyed Mohammad Hossein Nabavi, Somayeh Hajforoosh, Mohammad A.S. Masoum, “Placement and Sizing of Distributed Generation Units for Congestion Management and Improvement of Voltage Profile using Particle Swarm Optimization”, IEEE, 2011.
31. Andrew Keane, Luis (Nando) F. Ochoa, Eknath Vittal, Chris J. Dent, Gareth P. Harrison “Enhanced Utilization of Voltage Control Resources With Distributed Generation” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 26, no. 1, pp. 252-260, February 2011.
32. Nikhil K. Ardeshta, Badrul H. Chowdhury, “Supporting Islanded Microgrid Operations in the Presence of Intermittent Wind Generation”, IEEE, pp. 1-8, 2010.
33. C. L. T. Borges, and D. M. Falcao, Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement, International Journal of Power and Energy Systems, vol. 28, no. 6, pp. 413-420, July 2006.
34. Y. Alinejad-Beromi, M. Sedighizadeh, M. Sadighi “A Particle Swarm Optimization for Siting and Sizing of Distributed Generation in Distribution Network to Improve Voltage Profile and Reduce THD and Losses”.
35. Liu Zifa, Wu Ziping, Xue Xiaoqiang, Zhang Jianhua “Optimal Configuration for Capacity of Distributed Generation Interconnected to Distribution Network Based on Improved”.

36. Методичні вказівки до виконання розділу "Охорона праці" в дипломних проектах і роботах студентів електротехнічних спеціальностей /Уклад. О.В. Кобилянський, О.П. Терещенко. – Вінниця: ВНТУ, 2004. – 45 с.

37. Бурикін О.Б. Оптимальне керування взаємовпливом електричних мереж енергосистем з урахуванням змінних параметрів // О.Б. Бурикін, В.О. Лесько, В.В. Видмиш, С.В. Гуцол / Збірник наукових праць ДонНТУ. – 2013 с.56-60.

38. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.

39. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.

40. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.

41. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.

42. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.

43. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.

44. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.

45. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885

46. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.

47. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.

48. Кодекс цивільного захисту України. К.: ВР України, 2012. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/5403-17>.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Проблеми оптимізації режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки
(кафедра, факультет)

ПОКАЗНИКИ ЗВІТУ ПОДІБНОСТІ UNICHECK

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

- ☐ 1. Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ 2. Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її виконання автором. Роботу направити на розгляд експертної комісії кафедри.
- ☐ 3. Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С. Я.
(прізвище, ініціали)

Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи _____
(підпис)

Матвієнко К. Р.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Казьмірук О.І.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем

Погоджено

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д-р техн. наук., проф. Комар В. О.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

(підпис)

" " 2024 р.

" " 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

ПРОБЛЕМИ ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З
ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

08-21.МКР.011.00.003 ТЗ

Науковий керівник: к. т. н., доцент

_____ Казьмірук О.І.

(підпис)

Магістрант групи ЕСМ-22м з/в

_____ Матвієнко К.Р.

(підпис)

Вінниця 2024 р.

1. Призначення об'єкту і галузь використання

Електрична мережа 35/10 кВ включає в себе підстанцію „Слобода-Підлісівська” призначену для розподілу потужності у розподільній мережі. До підстанції приєднано фідери №31 та №35.

2. Склад об'єкту

До складу електричної мережі 35/10 кВ входить сонячна електрична станція «Цекинівська СЕС№1» потужністю 1430 кВт, «Цекинівська СЕС№2» потужністю 1430 кВт та «Цекинівська СЕС№3» потужністю 250 кВт.

3. Умови експлуатації

Експлуатація електричної мережі 35/10 кВ здійснюється в складі електричної системи 110/35/10 кВ, яка підпорядкована ВАТ „АК Вінницяобленерго”. Район з ожеледі приймається – 3 - й. Час втрат $\tau = 4000$ год/рік. Фідери Ф-31, Ф-35 на підстанції „Слобода Підлісівська” працюють без компенсації реактивної потужності.

4. Технічне завдання

Для схеми електричної мережі (рисунок А1, таблиці А1 і А2) задані умови функціонування та графіки навантаження для типової літньої доби. Для заданих ВДЕ необхідно вибрати умови оптимального приєднання до існуючої мережі.

5. Елементна база

Для схеми розвитку можна використовувати повітряні лінії та сучасне обладнання і апарати для нових підстанцій. Схеми ВРУ для проєктованих підстанцій комплектуються вимикачами.

6. Конструктивне виконання

Для схем нових підстанцій рекомендовано використовувати схеми „Місток” з вимикачами в ланцюгах трансформаторів і в перемичці.

7. Показники технологічності

Розвиток схеми електричної мережі потрібно здійснювати з врахуванням технологічних умов керування режимами і селективного спрацювання

релейного захисту. Для застосування засобів по зменшенню втрат активної потужності використані норми втрат, що діють у ВАТ „АК Вінницяобленерго”.

8. Технічне обслуговування і ремонт

Технічне обслуговування і ремонт існуючої електричної мережі 110/35 кВ і нових об'єктів проводиться відповідними службами ВАТ „АК Вінницяобленерго”, а саме Ямпільськими РЕМ.

9. Живлення об'єкту

Живлення схеми розвитку забезпечується від системної підстанції 110 кВ.

10. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, графічні і ілюстративні матеріали, дослідні зразки (за наявності), анотації до МКР українською та іноземною мовами.

11. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів графічної та розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

12. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про порядок підготовки магістрів у Вінницькому національному технічному університеті» з урахуванням змін, що подані у бюлетені ВАК України № 9-10, 2011р.

13. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом (за необхідності)

Відсутні.

ДОДАТОК В

Графічний матеріал до захисту магістерської кваліфікаційної роботи

Завідувач кафедри

(назва кафедри)

(підпис)

(науковий ступінь, вчене звання, ініціали та прізвище)

Науковий керівник

(підпис)

(науковий ступінь, вчене звання, ініціали та прізвище)

Опонент

(підпис)

(науковий ступінь, вчене звання, ініціали та прізвище)

Магістрант

(підпис)

(група, П.І.П.)

Науковий консультант

(підпис)

(науковий ступінь, вчене звання, ініціали та прізвище)

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем

Проблеми оптимізації режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії

Виконав: студент 2 курсу ОППП магістра,
групи ЕСМ-22мз
спеціальності
141– Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Матвієнко К.Р.
Керівник: канд. техн. наук, доцент
Казьмірук О. І.

Проблеми оптимізації режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії

Мета і задачі дослідження. Метою роботи є дослідження впливу відновлювальних джерел енергії на режими роботи електричних мереж.

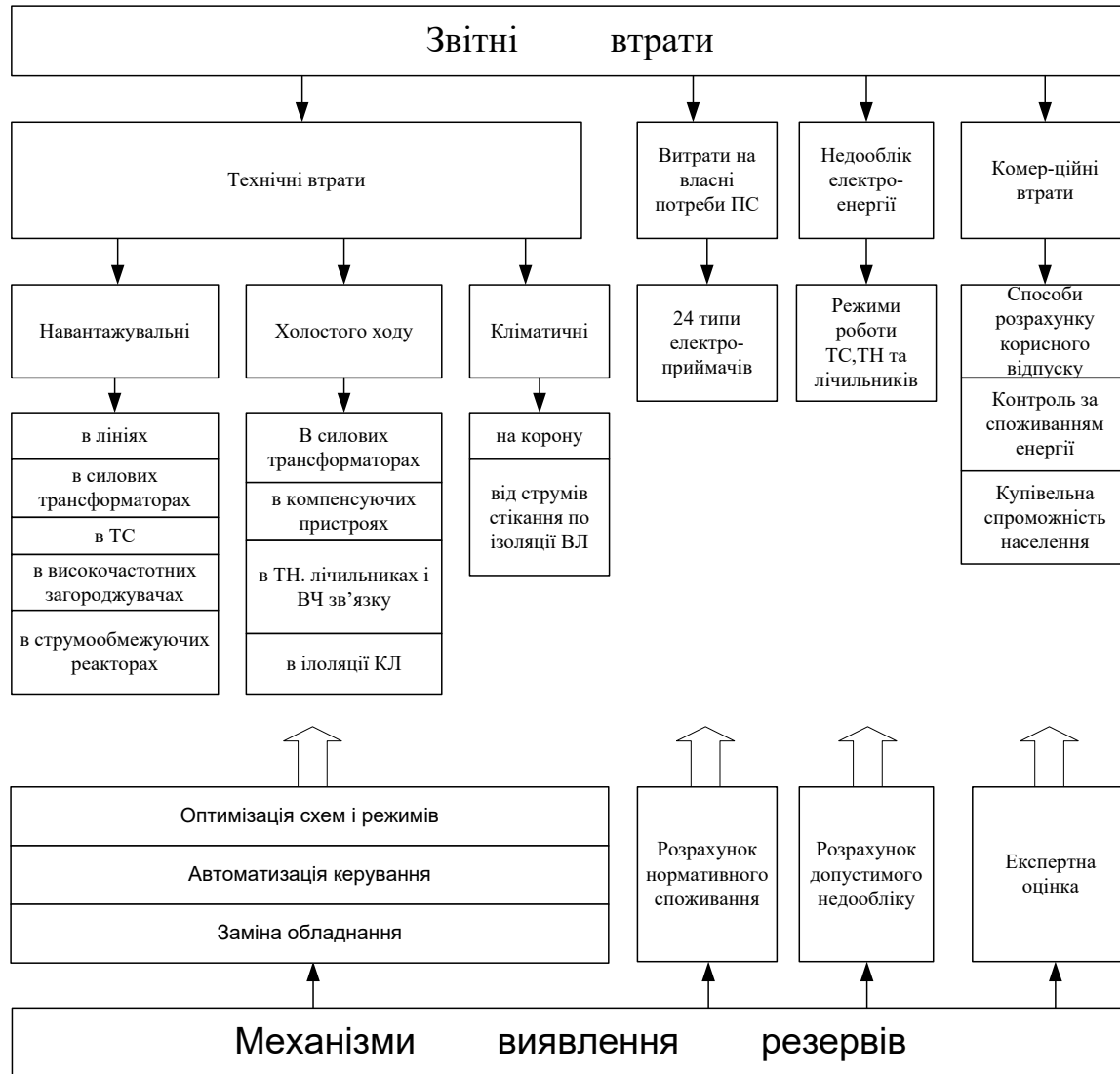
Основними задачами дослідження є такі:

- дослідження задач, пов'язаних з підвищенням ефективності роботи ВДЕ, та формування умов оптимальності їх режимів;
- аналіз особливостей використання ВДЕ у електричних системах;
- перевірка доцільності використання методів розрахунку втрат потужності в розподільчих електричних мережах з ВДЕ;

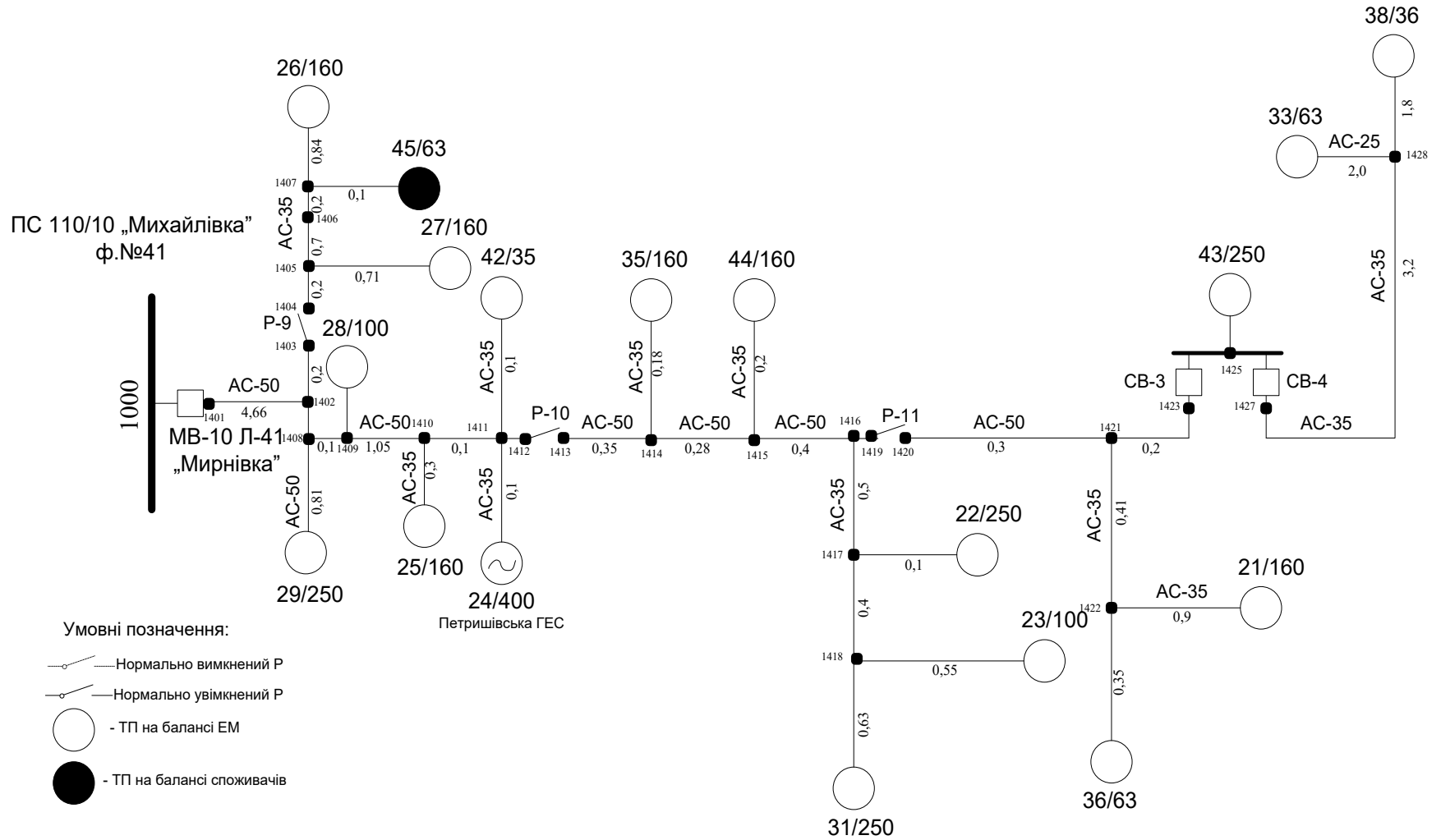
Об'єктом дослідження магістерської роботи є розподільчі електричні мережі з ВДЕ, а **предметом дослідження** – методи та засоби підвищення ефективності роботи розподільчих електричних мереж в електричних мережах енергосистем.

Структура втрат у розподільних мережах

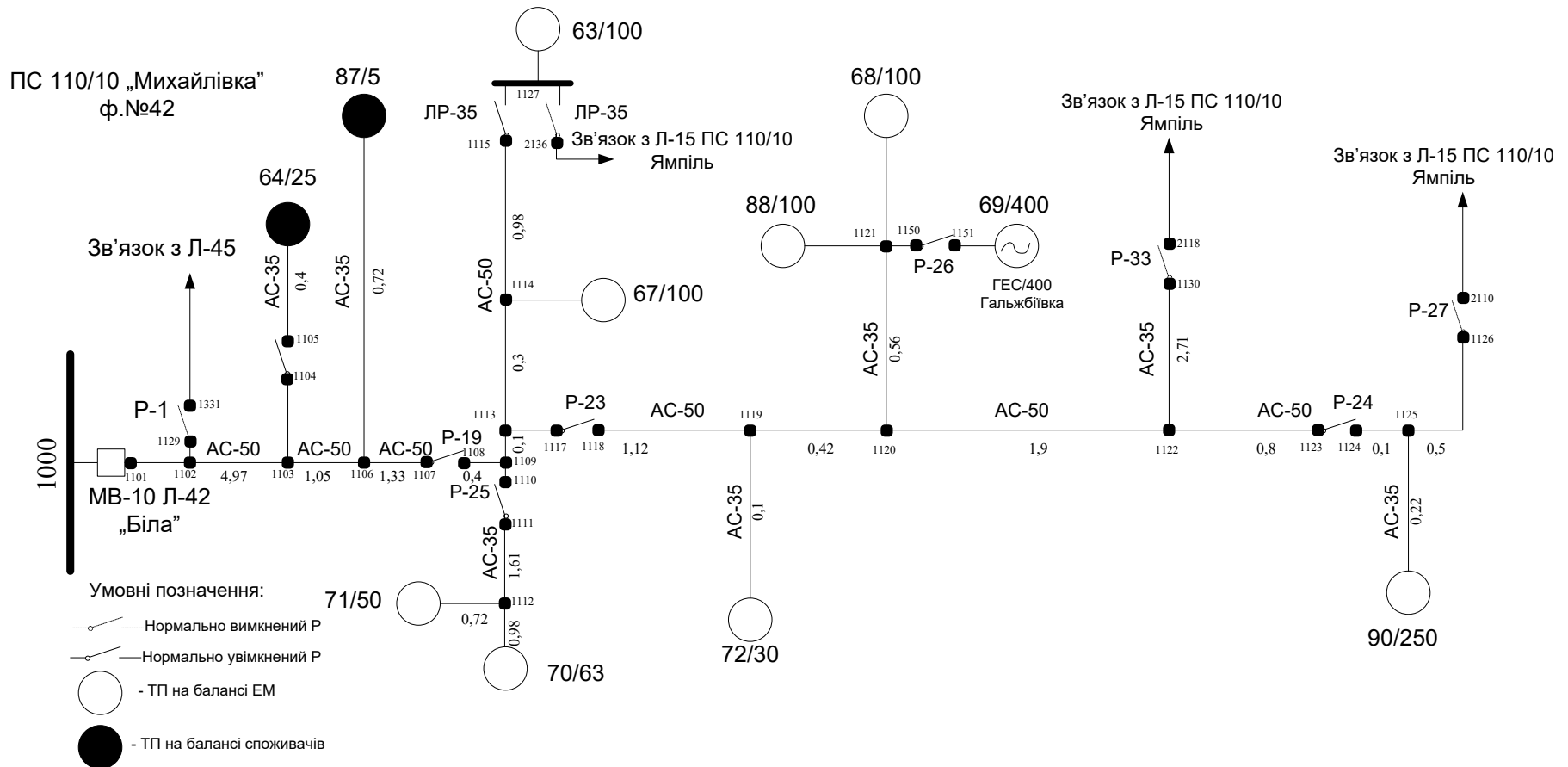
3



ПС 110/10 «Михайлівка» ф.№41

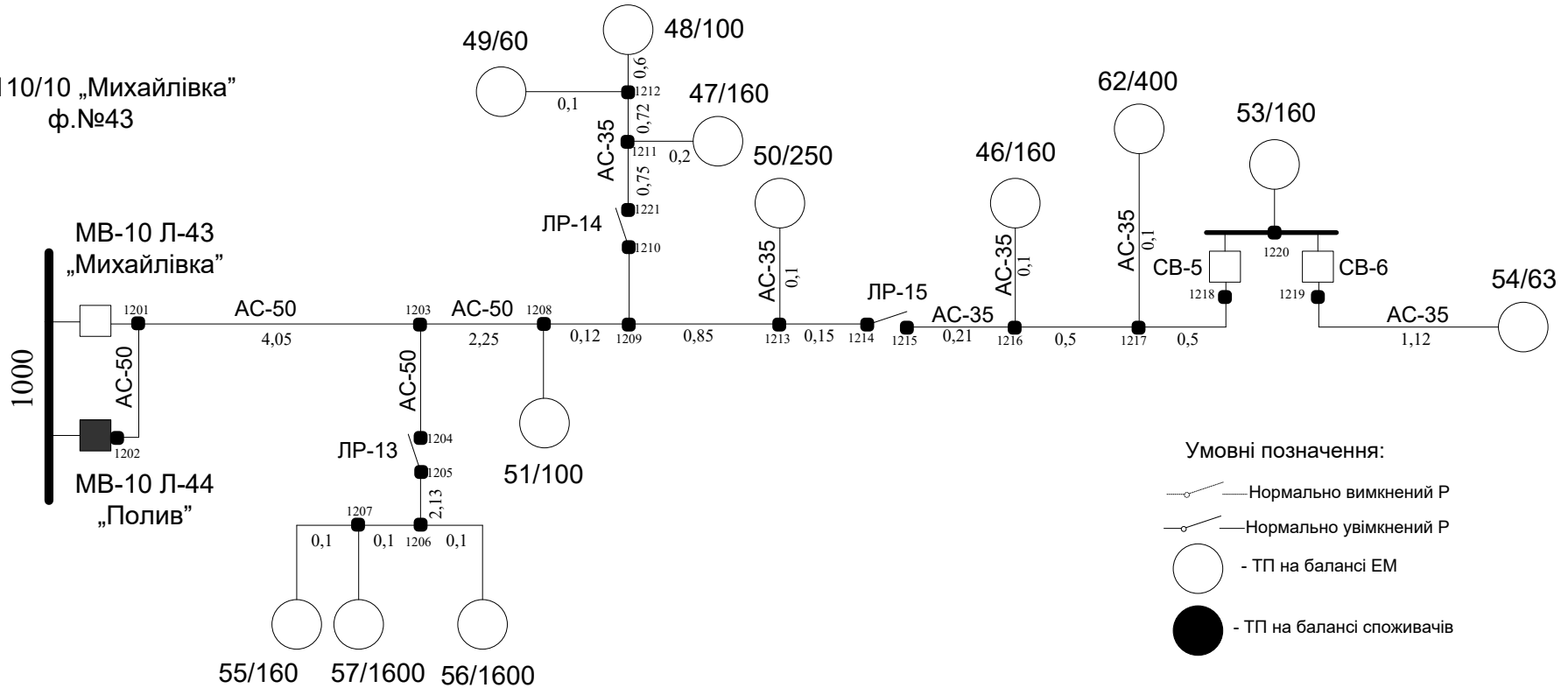


ПС 110/10 «Михайлівка» ф.№42

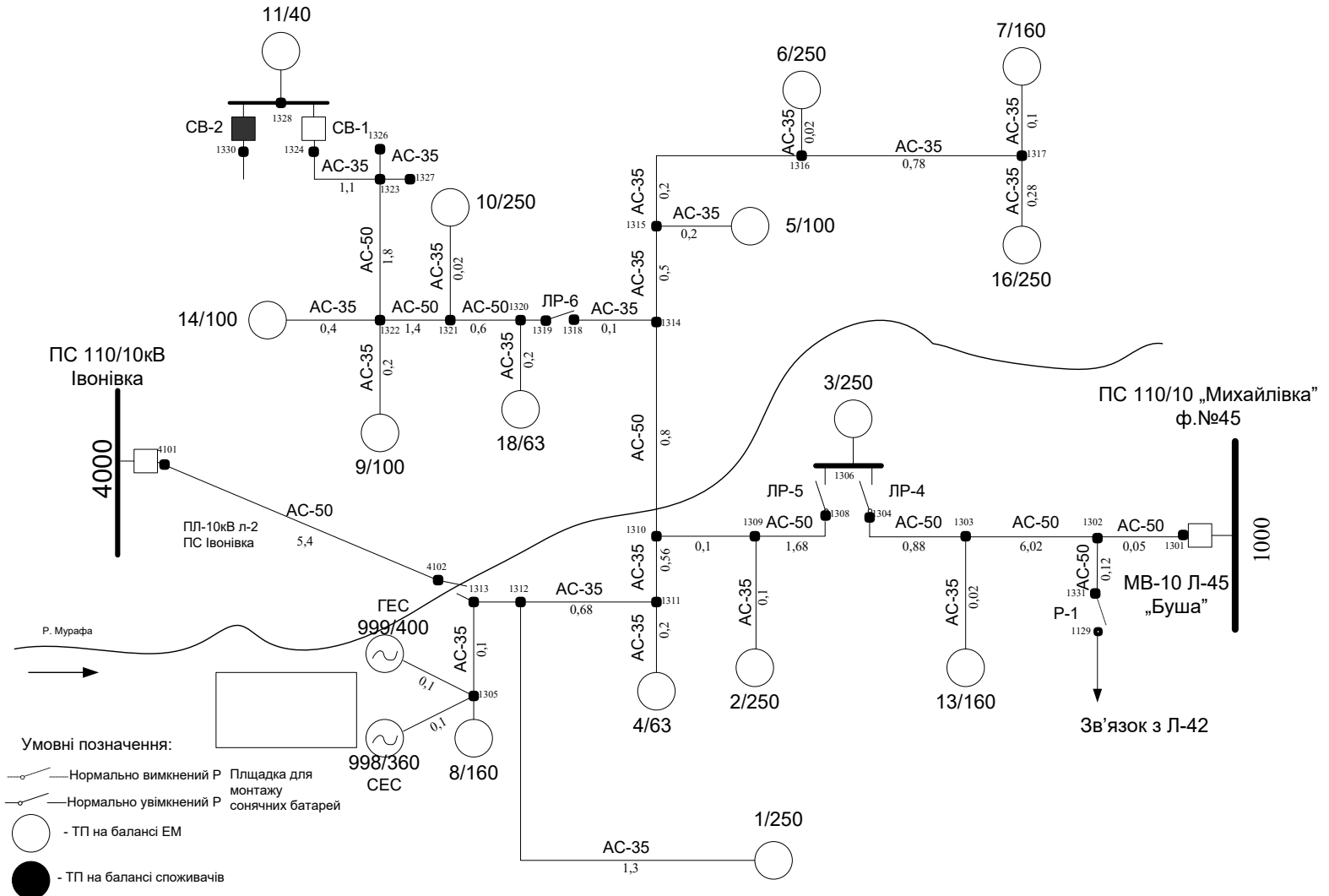


ПС 110/10 «Михайлівка» ф.№43

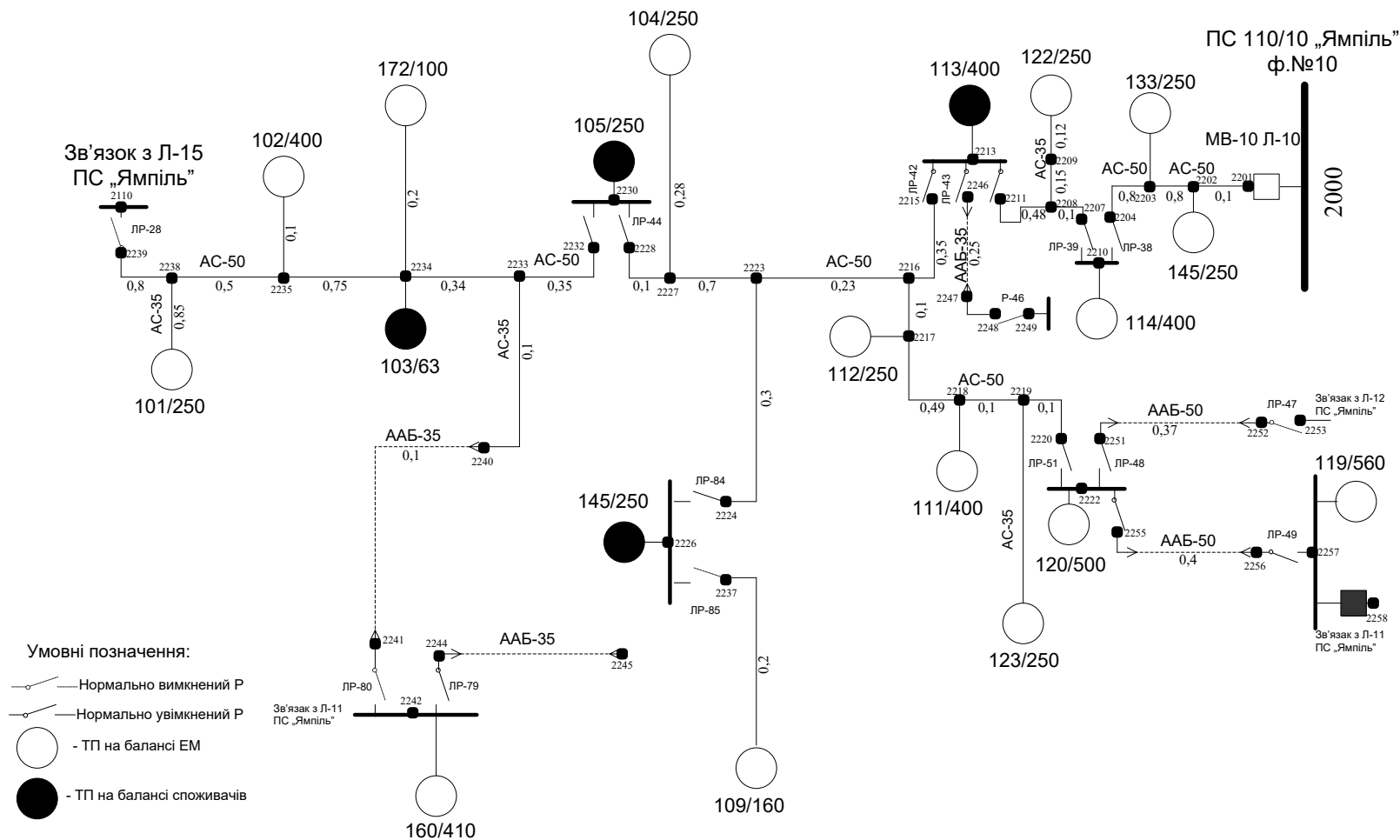
ПС 110/10 „Михайлівка”
ф.№43



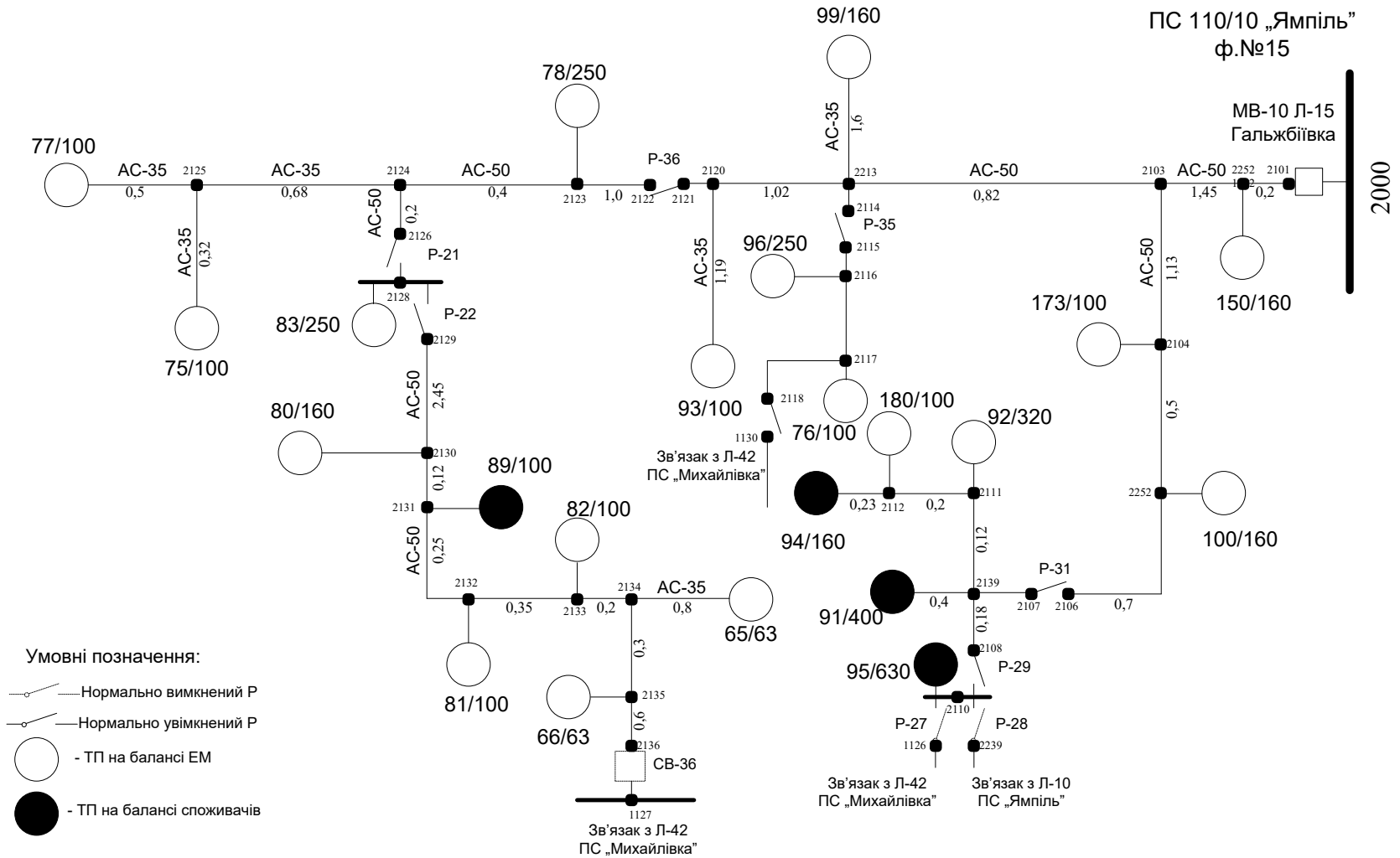
ПС 110/10 «Михайлівка» ф.№45



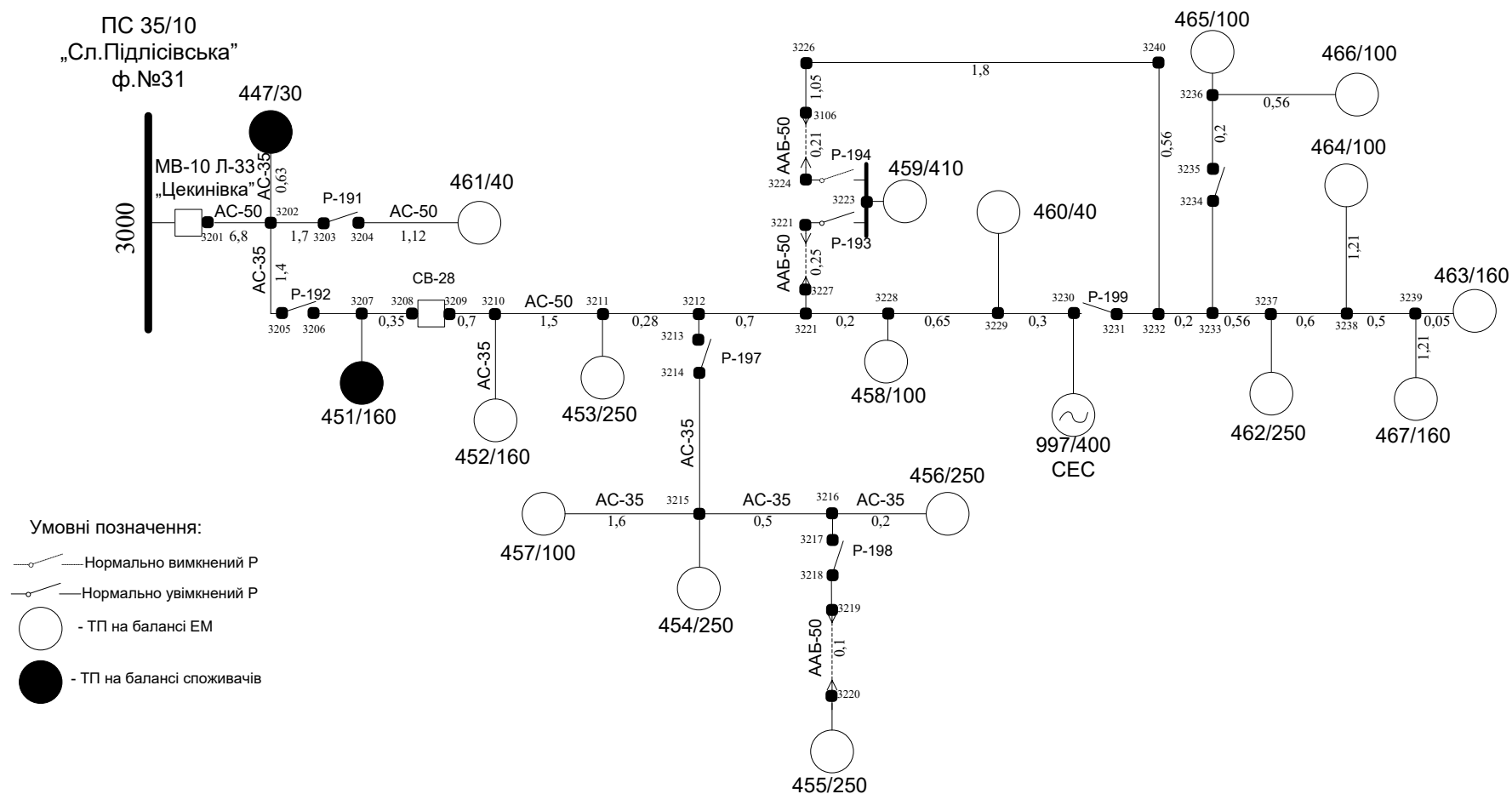
ПС 110/10 «Ямпіль» ф.№10



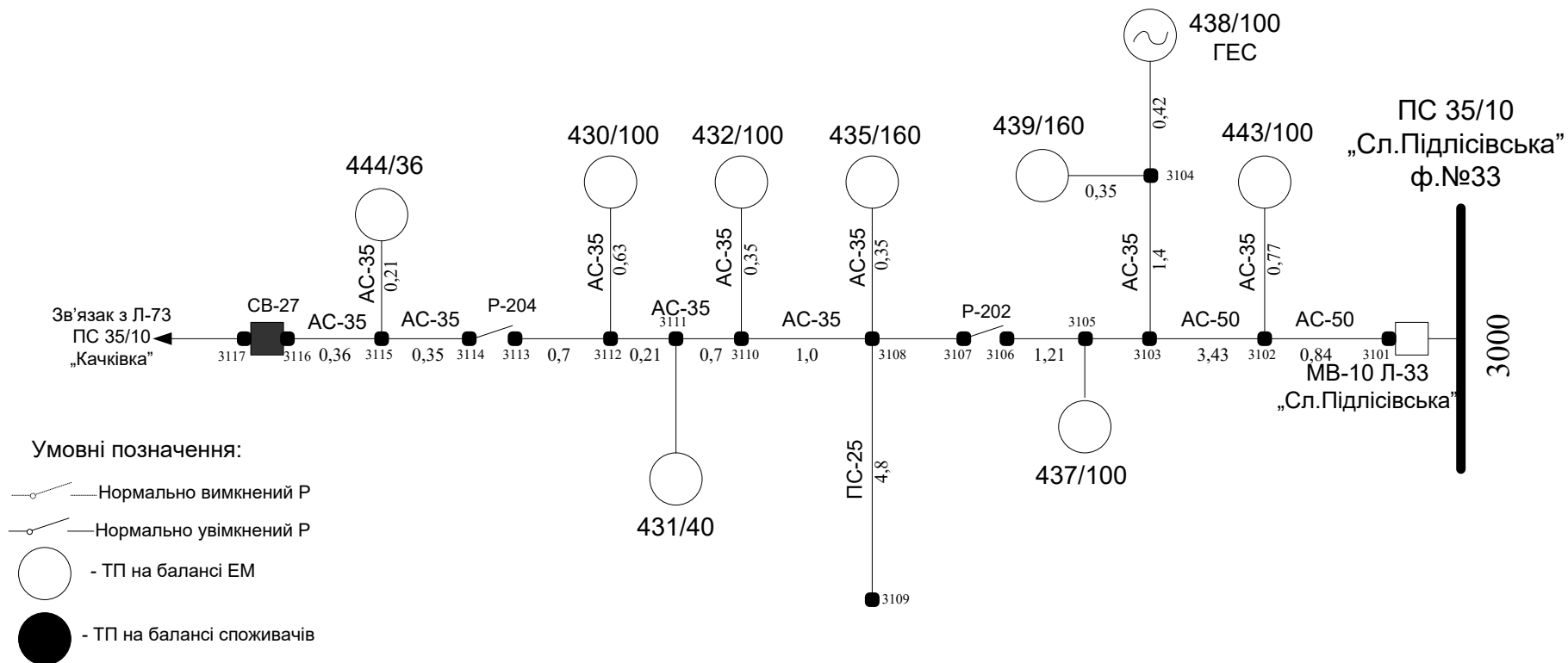
ПС 110/10 «Ямпіль» ф.№15



ПС 35/10 «Сл.Підлісівська» ф.№31



ПС 35/10 «Сл.Підлісівська» ф.№33



Інформація про підстанції

Втрати - 10/0,4 (Версія 7.04) - 4 ПС.dat

Файл Розрахунок Електроощадні заходи (ЕОЗ) База основного обладнання Сервіс ?

Аналіз схеми Розрахунок Результати Вірогідність

Інформація про підстанції

Змінити інформацію Графік навантаження >

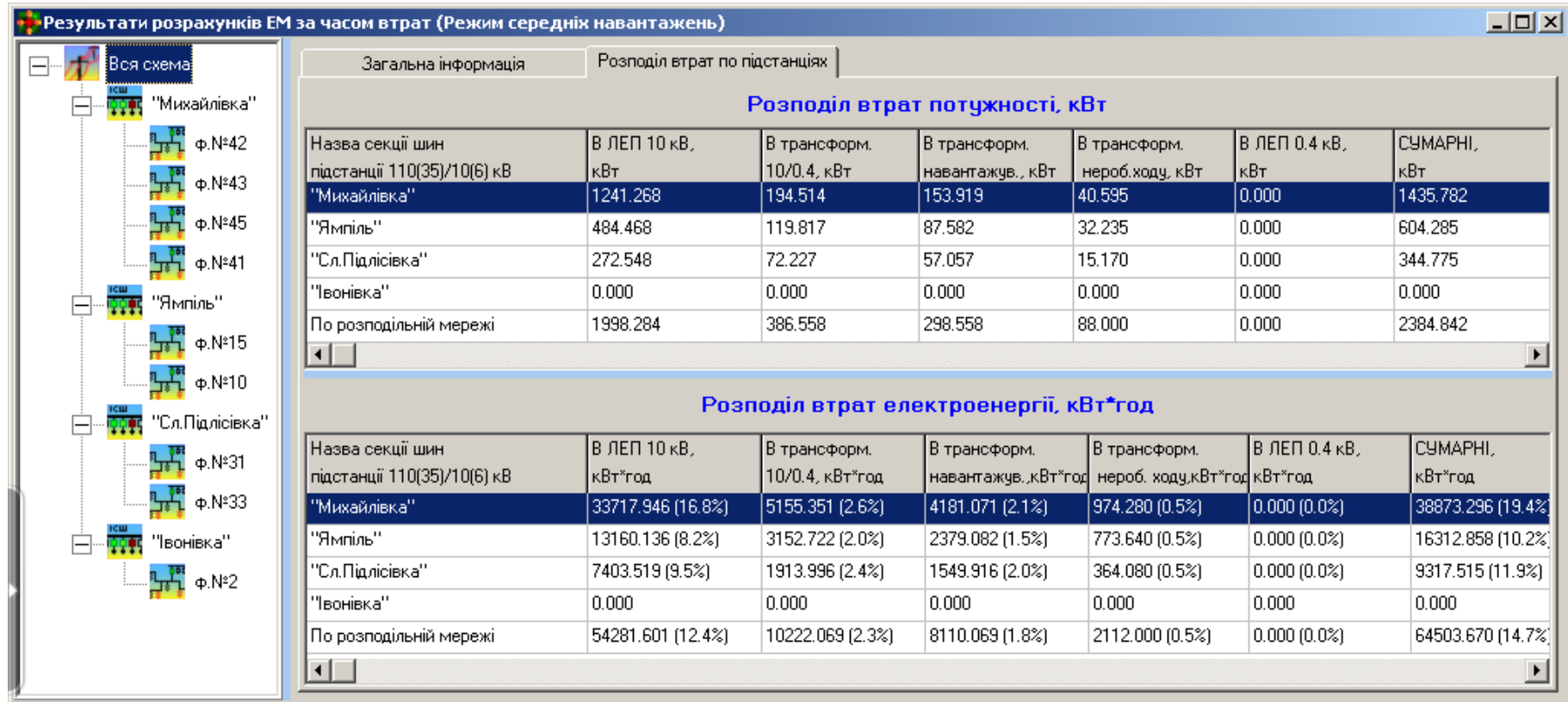
N шин	Назва	U, кВ	T, год	Wв, кВт год
1000	"Михайлівка"	10.00	24.0	
2000	"Ямпіль"	10.00	24.0	
3000	"Сл.Підлісівка"	10.50	24.0	
4000	"Івонівка"	10.00	24.0	

Фідери п/ст "Михайлівка"

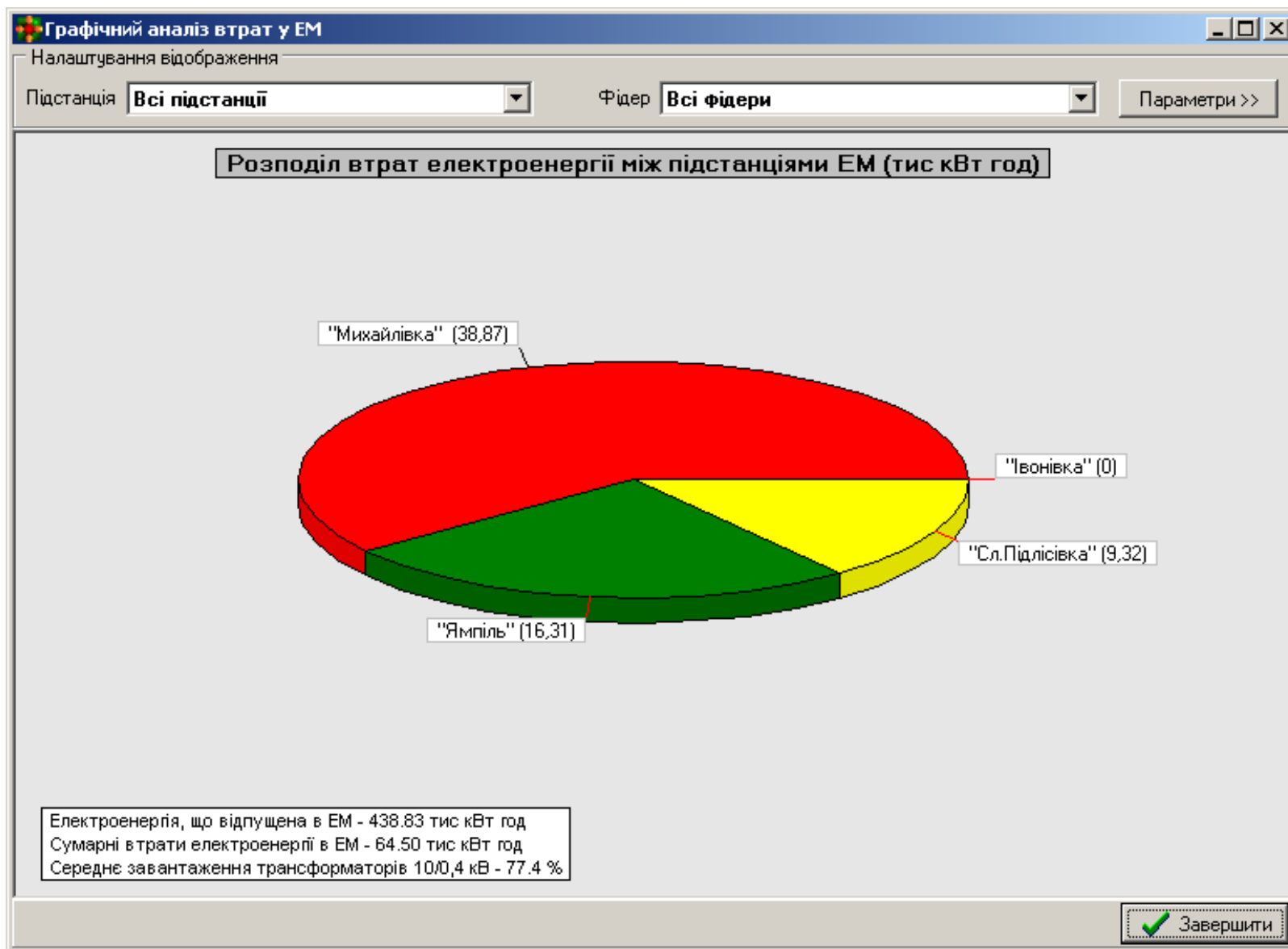
Змінити інформацію Редактор схеми фідера >

N	Назва	I _{max} , А	I _{ср} , А	I _{min} , А	Wв, кВт год
1	ф.№42		48.00		
2	ф.№43		256.00		
3	ф.№45		134.00		
4	ф.№41		140.00		

Розподіл втрат по підстанціям



Графічний аналіз втрат



Результати оптимізації

Фідер №10		Фідер №15		Сумарні втрати до оптимізації, кВт	Сумарні втрати після оптимізації, кВт
втрати до оптимізації, кВт	втрати після оптимізації, кВт	втрати до оптимізації, кВт	втрати після оптимізації, кВт		
414,3	277,9	189	253,6	603,3	531,5

Фідер №42		Фідер №15		Сумарні втрати до оптимізації, кВт	Сумарні втрати після оптимізації, кВт
втрати до оптимізації, кВт	втрати після оптимізації, кВт	втрати до оптимізації, кВт	втрати після оптимізації, кВт		
61,7	83,5	189	158,9	250,7	242,4

Фідер №452		Фідер №2		Сумарні втрати до оптимізації, кВт	Сумарні втрати після оптимізації, кВт
втрати до оптимізації, кВт	втрати після оптимізації, кВт	втрати до оптимізації, кВт	втрати після оптимізації, кВт		
353,3	112,4	0	45,2	353,3	157,6

У магістерській кваліфікаційній роботі розглянуто проблеми функціонування розподільних електричних мереж з розподіленими джерелами енергії, стан та загальну характеристику проблеми використання ВДЕ.

Основні результати досліджень є такими:

1. Розміщення генерації електроенергії в розподільних електричних мережах впливає на потоки потужності в цих мережах, що впливає на параметри режиму, зокрема на втрати електроенергії.

2. Результати дослідження впливу ВДЕ на втрати електроенергії в електричних мережах підтверджують, що в більшості випадків робота ВДЕ призводить до зменшення втрат за умови правильного їх приєднання .

3. За результатами розрахункового експерименту на прикладі Ямпільської розподільної електричної мережі було встановлено, що одним із найефективніших організаційних заходів для зниження втрат електроенергії в розподільних електричних мережах є оптимізація місць розмикання ліній 6-35 кВ. Вона повинна здійснюватися з урахуванням змін у втратах електроенергії як у мережі, що оптимізується.

4. У результаті розрахунків вдалось підібрати таку схему нормальних розривів, що зменшує втрати у мережі з ВДЕ на 270 кВ, що із застосуванням методу найбільших втрат електроенергії складає близько 1000 тис. кВт* год на рік

Доповідь завершено, дякую за увагу.