

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«РОЗВИТОК РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ 110 КВ НА ТЕРИТОРІЇ
ХМІЛЬНИЦЬКОГО РАЙОНУ З ОПТИМІЗАЦІЄЮ ДЖЕРЕЛ
РОЗОСЕРЕДЖЕНОГО ГЕНЕРУВАННЯ»

Виконав: студент другого курсу,
групи 2ЕСМ-23м, спеціальності 141 –
«Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»
за ОП «Електричні системи та мережі»

Панібратюк С.С.

(підпис)

Керівник: д.т.н., доцент,
професор каф. ЕСС Кулик В. В.

(наук. ст., оч. зв., спец. та протв.)

(підпис)

«05» 12 2024 р.

Опонент: Док. каф. ЕСС ЕМ «ТН, доц.

(наук. ст., оч. зв., спец. та протв.)

(підпис)

«08» 12 2024 р.

Допущено до захисту
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.

(наук. ст., оч. зв., спец. та протв.)

(підпис)

«06» 12 2024 р.

Вінниця ВНТУ – 2024 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

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

(підпис)

«__» _____ 2024 р.

**З А В Д А Н Н Я
НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Панібратюку Сергію Сергійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Розвиток розподільних мереж 110 кВ на території Хмільницького району з оптимізацією джерел розосередженого генерування»

Керівник роботи д.т.н., доцент, професор каф. ЕСС Кулик В.В.

Затверджена наказом вищого навчального закладу від 17.09.2024 року № 310

2. Термін подання студентом роботи 28 листопада 2024 року.

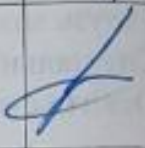
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи.

Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: інформація про наявні електричні мережі, джерела живлення району та нові підстанції.

4. Зміст текстової частини: Вступ. Особливості інтегрування розосереджених джерел енергії до розподільчих мереж 110 кв. Розрахунок рентабельності та аналіз економічної ефективності проекту розвитку електричної мережі. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Техніко-економічне обґрунтування розвитку розподільних електричних мереж.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Виконано прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Кулик В.В., д.т.н., доцент, професор кафедри ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС		

7. Дата видачі завдання

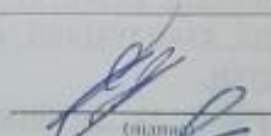
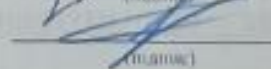
17 вересня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітки
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.09.24	20.09.24	bc
2	Особливості інтегрування розосереджених джерел енергії до розподільчих мереж 110 кв	21.09.24	26.09.24	bc
3	Розрахунок рентабельності та аналіз економічної ефективності проєкту розвитку електричної мережі	27.09.24	10.10.24	bc
4	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	11.10.24	28.10.24	bc
5	Оформлення пояснювальної записки	06.11.24	12.11.24	bc
6	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	13.11.24	20.11.24	bc
7	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	21.11.24	26.11.24	bc
8	Рецензування МКР	27.11.24	01.12.24	bc
9	Захист МКР	За графіком	10.12.24	bc

Студент:

Керівник роботи:


(підпис)

(підпис)

Панібратюк С.С.

Кулик В.В.

АНОТАЦІЯ

Панібратюк С.С. «Розвиток розподільних мереж 110 кВ на території Хмельницького району з оптимізацією джерел розосередженого генерування». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2024.

Магістерська кваліфікаційна робота викладена на 156 сторінках, вона містить 9 розділів, 31 ілюстрацій, 31 таблиці, 26 джерел в переліку посилань.

Об'єктом дослідження є схемні рішення розподільних електричних мереж.

Предметом дослідження є методи та моделі оптимізації розвитку розподільчих мереж із впровадженням відновлюваних джерел енергії.

Метою кваліфікаційної роботи є вивчення методів оптимізації джерел розосередженого генерування в розподільчих мережах 110-35 кВ і розробка алгоритмів комплексної оптимізації перспективних схем їх розвитку.

Вісім розділів присвячено модернізації існуючої електромережі шляхом підключення чотирьох нових підстанцій (ПС). Математичні розрахунки дозволили визначити оптимальну конфігурацію мережі, яка поєднує високу надійність із економічною ефективністю. У роботі підібрано відповідне обладнання, проаналізовано напругу у вузлах мережі для різних режимів роботи та запропоновано схеми розподільчих пристроїв. У розділах 1 і 2 доведено доцільність використання математичних методів моделювання для прогнозування розвитку мереж і наведено ефективні підходи до їхнього впровадження. У розділі 4 розроблено оптимальну схему розвитку мережі на основі симплекс-методу. У заключному розділі розглянуто питання охорони праці, техніки безпеки та протипожежного захисту.

На основі виконаних досліджень зроблено висновки та надано пропозиції щодо впровадження розроблених методів оптимізації для розподільчих мереж із джерелами розосередженого генерування напругою 110 кВ у Хмельницькому районі.

Ключові слова: електрична мережа, оптимізація схеми, симплекс метод

ANNOTATION

Panibratyuk S.S. "Development of 110 kV Distribution Networks in the Khmilnytskyi District with Optimization of Distributed Generation Sources." Master's qualification thesis in the specialty 141 – Electric Power Engineering, Electrical Engineering, and Electromechanics. Vinnytsia: VNTU, 2024.

The master's thesis comprises 156 pages, includes 9 chapters, 31 illustrations, 31 tables, and a reference list of 26 sources.

Subject of research methods and models for optimizing the development of distribution networks with the integration of renewable energy sources.

Purpose of the thesis: to study methods for optimizing distributed generation sources in 110-35 kV distribution networks and develop algorithms for comprehensive optimization of prospective network development schemes.

Eight chapters are devoted to modernizing the existing electrical network by connecting four new substations (SS). Mathematical calculations made it possible to determine the optimal network configuration, ensuring both high reliability and economic efficiency. The study includes equipment selection, an analysis of voltage levels at network nodes under various operating modes, and proposed distribution device schemes. Chapters 1 and 2 justify the feasibility of using mathematical modeling methods for forecasting network development and propose effective approaches to their implementation. Chapter 4 presents the development of the optimal network configuration using the simplex method. The final chapter addresses issues of occupational safety, technical safety, and fire protection.

Based on the conducted research, conclusions were drawn, and recommendations were provided for implementing the developed optimization methods for distribution networks with distributed generation sources at 110 kV in the Khmilnytskyi district.

Keywords: electric network, circuit optimization, simplex method

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	3
ANNOTATION	4
ВСТУП	9
РОЗДІЛ 1 ОСОБЛИВОСТІ ІНТЕГРУВАННЯ РОЗОСЕРЕДЖЕНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ ДО РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ 110 КВ	12
1.1 Загальна характеристика розподільчих мереж	12
1.2 Вплив розосередженого генерування на надійність та ефективність	18
1.3 Модернізація.....	20
1.4 Зменшення екологічного навантаження	22
Висновок до розділу 1.....	24
РОЗДІЛ 2 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	25
2.1 Розрахунок режиму існуючої мережі.....	26
2.2 Формування максимального графа електричної мережі.....	28
Висновок до розділу 2.....	28
РОЗДІЛ 3 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	30
3.1 Лінеаризація цільової функції.....	30
3.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу	33
Висновок до розділу 4.....	39
РОЗДІЛ 4 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ.....	40
4.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі	40
4.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	43
Висновок до розділу 4.....	45
РОЗДІЛ 5 ВИЗНАЧЕННЯ КОНСТРУКТИВНИХ ПАРАМЕТРІВ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ	46
5.1 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	46
5.2 Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях.....	48

5.3 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення.....	50
Висновок до розділу 5.....	51
РОЗДІЛ 6 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ.....	52
6.1 Вибір схеми прохідних підстанцій.....	52
6.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції	54
6.3 Оцінювання надійності схем підстанції	56
Висновок до розділу 6.....	59
РОЗДІЛ 7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	60
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	60
7.2 Регулювання напруги у мережі.....	61
7.3 Аналіз втрат в мережі при інтегруванні в неї СЕС.....	64
Висновок до розділу 7.....	74
РОЗДІЛ 8 ОЦІНЮВАННЯ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ І ВИБІР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	75
Висновок до розділу 8.....	92
РОЗДІЛ 9 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК	93
9.1 Аналіз небезпечних та шкідливих виробничих факторів в електроенергетиці	94
9.1.1 Аналіз потенційних джерел загорання.	94
9.1.2 Фактори, що сприяють поширенню вогню	95
9.2 Заходи пожежної безпеки на об'єктах 110 кВ	96
9.2.1 Дотримання норм ПУЕ.....	96
9.2.2 Вимоги ДБН В.1.1-7:2016.....	97
9.2.2 Протипожежний захист будівель та споруд.....	97
9.2.4 Захист від блискавки.....	98
9.2.5 Організація пожежної охорони.....	99
9.3 Особливості пожежної безпеки при роботі з джерелами розподіленого генерування.....	100
9.3.1 Вимоги до встановлення та експлуатації ДГ.	100
9.3.2 Захист акумуляторних батарей.....	101
9.4 Розрахунок заземлюючого пристрою ПС 601.....	102
Висновки до розділу 9:	105

ВИСНОВКИ.....	106
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	107
ДОДАТКИ.....	112
ДОДАТОК А ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ	113
ДОДАТОК Б ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ МКР	114
ДОДАТОК В РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ	120
ДОДАТОК Г РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ.....	124
ДОДАТОК Д РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ.....	128
ДОДАТОК Е РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ	132
ДОДАТОК Є РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ БСК ТА РЕГУЛЮВАННЯ РПН НА СПОЖИВИЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ	136
ДОДАТОК Ж РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ.....	140
ДОДАТОК З ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА	147

ВСТУП

Актуальність теми. У сучасних умовах зростання енергоспоживання та впровадження технологій відновлюваної енергетики, розподільні мережі 110 кВ набувають особливого значення в забезпеченні надійного та ефективного енергопостачання. Впровадження розосереджених джерел генерації (РДГ), таких як сонячні, вітрові та малі гідроелектростанції, відкриває нові можливості для підвищення стабільності мереж, проте водночас створює нові виклики для управління та оптимізації. Розподільні мережі напругою 110 кВ, зокрема в Хмельницькому районі, відіграють критичну роль у доставці електроенергії від великих генеруючих вузлів та розосереджених джерел генерації до кінцевих споживачів. Оптимізація цих мереж із урахуванням розосереджених джерел дозволить знизити втрати енергії, підвищити економічну ефективність та забезпечити енергетичну незалежність.

Особливу увагу у дослідженні приділено розвитку мереж Хмельницького району, де розосереджені джерела енергії стають дедалі важливішим компонентом інфраструктури. На фоні старіння обладнання, зростання потреби у нових підходах до управління мережею та інтеграції РДГ, необхідно переглянути традиційні методи оптимізації розподільних схем. У цьому контексті розробка математичних моделей та алгоритмів оптимізації розподільних мереж стає важливою умовою для підвищення надійності, зниження втрат і стабільного розвитку системи енергопостачання району.

У даній кваліфікаційній роботі досліджується процес оптимізації нормальної схеми розподільчих мереж 110 кВ, а також інтеграції розосереджених джерел генерації в енергосистему. Основна увага зосереджена на використанні математичного моделювання для аналізу різних режимів роботи мережі та розробці оптимальної конфігурації, яка відповідає сучасним вимогам до стабільності та надійності.

Застосування методів оптимізації, таких як лінійне програмування та змішане цілочислове програмування, дозволяє обрати найбільш ефективні шляхи розподілу електроенергії як у нормальних, так і в післяаварійних режимах роботи.

Це дає можливість більш раціонально використовувати ресурси та забезпечувати надійність енергопостачання, особливо з урахуванням перспективного розвитку мереж.

Мета і завдання дослідження. Метою цієї роботи є дослідження методів оптимізації нормальної схеми розподільних мереж 110 кВ та розробка алгоритмів інтеграції розосереджених джерел генерації в структуру мережі Хмельницького району. Для досягнення мети були поставлені наступні завдання:

- аналіз математичних моделей і методів оптимізації розвитку електричних мереж;
- оцінка впливу розосереджених джерел генерації на стабільність і надійність мереж;
- розробка алгоритмів оптимізації конфігурації мереж з урахуванням РДГ;
- проведення техніко-економічного аналізу ефективності запропонованих рішень;
- оцінка можливостей модернізації та покращення безпеки роботи мереж.

Об'єктом дослідження є розподільні мережі 110 кВ Хмельницького району з розосередженими джерелами генерації.

Предметом дослідження є методи та алгоритми оптимізації розвитку мереж із врахуванням інтеграції РДГ.

Методи дослідження. Для вирішення поставлених завдань використовувалися методи математичного моделювання, зокрема, метод вузлових напруг для аналізу режимів роботи розподільних мереж. Методи оптимізації, такі як лінійне та нелінійне програмування, а також змішане цілочислове програмування, були застосовані для пошуку оптимальних рішень з урахуванням впливу розосереджених джерел генерації. Ці підходи дозволяють створити комплексну модель розподільної мережі, яка здатна враховувати змінність генерації з ВДЕ та вимоги до надійності енергопостачання.

Наукова новизна отриманих результатів. Показано, що ефект від впровадження джерел розосередженого генерування визначається не лише

співвідношенням встановленої потужності джерел та максимальної потужності споживачів, але й графіками генерування та споживання. Запропоновано алгоритм оптимізації місць приєднання та встановленої потужності джерел розосередженого генерування в контексті розвитку розподільних мереж, що дає змогу підвищити ефективність функціонування розподільних мереж, зокрема за рахунок зниження втрат електроенергії та поліпшення їх керованості.

Практичне значення отриманих результатів. Результати дослідження можуть бути застосовані на практиці для підвищення ефективності та надійності роботи розподільних мереж 110 кВ Хмельницького району. Запропоновані методи оптимізації дозволяють поліпшити управління енергопотоками, знижуючи витрати на енергопостачання і покращуючи стабільність енергосистеми. Практичні рекомендації з модернізації мереж, надані на основі результатів дослідження, можуть використовуватися під час планування і розвитку електромереж як у досліджуваному регіоні, так і в інших регіонах з подібною структурою енергоспоживання та генерації.

Особистий внесок. Усі основні результати магістерської роботи, включно з аналізом літературних джерел, розробкою математичних моделей, алгоритмів оптимізації та проведенням техніко-економічного аналізу, отримані автором самостійно.

РОЗДІЛ 1

ОСОБЛИВОСТІ ІНТЕГРУВАННЯ РОЗОСЕРЕДЖЕНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ ДО РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ 110 КВ

1.1 Загальна характеристика розподільчих мереж

Розподільні мережі напругою 110 кВ є ключовими елементами енергетичної системи Хмельницького району, що забезпечують передачу та розподіл електроенергії на середніх і великих відстанях між основними вузлами енергосистеми. Мережі цього класу напруги обслуговують різні категорії споживачів, включаючи промислові підприємства, адміністративні та соціальні об'єкти, а також населення. Їх надійність і ефективність мають вирішальне значення для сталого енергозабезпечення регіону.

Лінії 110 кВ є магістральними каналами транспортування електроенергії від генераційних об'єктів та підстанцій високої напруги до розподільних підстанцій нижчої напруги. Вони складаються з повітряних або кабельних ліній, які з'єднують підстанції між собою, утворюючи єдину мережу для передачі енергії [1].

ЛЕП 110 кВ Хмельницького району мають протяжність, достатню для покриття території району, та підключаються до основних електростанцій регіону, зокрема до центральних підстанцій обласної енергосистеми. Важливим аспектом є надійність цих ліній, оскільки вони відповідають за транспортування значної частини енергії, що подається до споживачів.

Підстанції відіграють важливу роль у перетворенні напруги з високого рівня (110 кВ) до нижчого рівня (35 кВ або 10 кВ), що є придатним для розподілу серед місцевих споживачів. У Хмельницькому районі існує кілька ключових підстанцій, які виконують функції передачі та розподілу електроенергії. Підстанції оснащені силовими трансформаторами, що перетворюють напругу, та комутаційним обладнанням для керування енергетичними потоками.

Релейний захист та автоматика є критичними компонентами енергетичної мережі, що відповідають за захист від аварійних ситуацій та забезпечення стабільної роботи мережі. У разі виникнення таких подій, як короткі замикання, перевантаження або пошкодження обладнання, релейний захист швидко виявляє проблему та відключає уражену ділянку мережі, запобігаючи поширенню несправностей [1].

Системи автоматичного керування та моніторингу дозволяють диспетчерам оперативно реагувати на зміни в роботі мережі та здійснювати контроль за енергопотоками. Сучасні підходи до автоматизації дають змогу покращити надійність та ефективність роботи енергетичної системи, знижуючи ймовірність виникнення аварій та підвищуючи оперативність управління мережею.

Незважаючи на загальну надійність, мережі 110 кВ у Хмельницькому районі стикаються з рядом викликів, які потребують вирішення для забезпечення стабільного функціонування в умовах зростаючого навантаження. Серед основних проблем можна виділити: Застарілість обладнання – деякі лінії та підстанції побудовані кілька десятиліть тому та потребують модернізації. Силкові трансформатори, вимикачі та інше комутаційне обладнання поступово зношуються, що може призводити до підвищення ризику аварій. Перевантаження мережі – з ростом споживання електроенергії, особливо в промисловому секторі та з появою нових джерел генерації, існує ризик перевантаження окремих ділянок мережі. Це може призвести до збільшення кількості аварійних відключень та зниження якості електропостачання.

Інтеграція нових джерел розосередженого генерування – підключення сонячних, вітрових та інших відновлюваних джерел енергії потребує ретельного планування та адаптації інфраструктури. Виникає необхідність у регулюванні енергопотоків та підтриманні стабільності напруги в умовах, коли джерела генерують енергію з нерівномірною потужністю [1-2].

Існуючі розподільні мережі 110 кВ мають значний потенціал для розвитку та модернізації. Основними напрямками удосконалення є: Модернізація обладнання – оновлення трансформаторів, комутаційного обладнання та систем релейного захисту для підвищення надійності та ефективності роботи мережі.

Інтеграція систем моніторингу та автоматизації – впровадження сучасних технологій для контролю за станом мережі в режимі реального часу дозволить підвищити оперативність реагування на аварійні ситуації та покращити керування енергопотоками. Оптимізація роботи мережі при підключенні розосереджених джерел – забезпечення ефективної інтеграції нових джерел генерації шляхом застосування технологій «розумних» мереж (smart grid), які допоможуть підтримувати стабільність енергетичних параметрів та забезпечити гнучкість у розподілі електроенергії [1].

Джерела розосередженого генерування (Distributed Generation, DG) є важливим елементом сучасних енергосистем, сприяючи їх децентралізації, підвищенню енергетичної стійкості та зниженню викидів парникових газів. Однак їх технічний стан і ефективність залежать від багатьох факторів: типу генераторів, рівня технологічного розвитку, місця розташування, умов експлуатації та якості технічного обслуговування. Важливою складовою забезпечення стабільної роботи DG є своєчасне обслуговування, моніторинг стану обладнання та усунення проблемних ділянок, що впливають на їхню ефективність [3].

Вітрові електростанції (ВЕС) представлені здебільшого великими турбінами, що встановлюються на висоті від 50 до 150 метрів. Віротурбіни мають тривалий термін служби (до 20-25 років), але потребують регулярного технічного обслуговування через механічні навантаження, що діють на обертові компоненти (лопаті, генератор, підшипники). З часом може виникати знос механічних частин, особливо лопатей, які піддаються впливу атмосферних явищ, таких як дощ, град, низькі температури та обмерзання. Це вимагає частих інспекцій та заміни елементів.

Це знижує аеродинамічну ефективність турбіни і може призвести до виходу її з ладу. Підшипники та редуктори є найбільш зношуваними компонентами турбіни через постійні механічні навантаження. Вони потребують регулярного обслуговування та заміни для запобігання аваріям.

Біогазові установки використовують органічні відходи для виробництва біогазу, який потім спалюється для отримання електроенергії або теплової енергії. Ефективність таких установок значною мірою залежить від якості вхідної

сировини, стабільності процесу ферментації та належного технічного обслуговування обладнання. Біогазові установки часто потребують високоточного контролю за параметрами процесу (температура, рН, концентрація субстрату), щоб забезпечити стабільну продуктивність. Якщо не забезпечено належний контроль за умовами ферментації, може відбутися зниження ефективності переробки сировини та генерації біогазу. Вхідна сировина для біогазових установок може містити небажані домішки (каміння, пластик), що може призводити до засмічення трубопроводів або пошкодження обладнання. У разі несправності очисних систем можливі неконтрольовані викиди метану, що є значним парниковим газом і може викликати екологічні проблеми.

Малі гідроелектростанції (до 10 МВт) є одним із надійних джерел розосередженого генерування, оскільки можуть працювати тривалий час без значних зупинок. Основним елементом таких станцій є гідротурбіни, які перетворюють кінетичну енергію води на електричну енергію. Ці турбіни мають тривалий термін експлуатації (до 50 років), але для їх безперебійної роботи необхідне постійне технічне обслуговування, особливо гідравлічних і електричних систем. Часто виникає необхідність очищення водозаборів від мулу, сміття та органічних решток, що можуть погіршити продуктивність турбіни або навіть спричинити її зупинку. Пошкодження лопатей турбін через абразивну дію часток, що містяться у воді (пісок, гравій), може призвести до зниження ефективності та потреби у заміні компонентів.

Розосереджене генерування (або децентралізована генерація) є важливою складовою сучасних енергосистем, яка передбачає використання малих генераційних установок, розміщених безпосередньо біля споживачів. До таких джерел відносяться сонячні панелі, вітрові турбіни, біогазові станції та інші альтернативні джерела енергії, які працюють незалежно від центральних електростанцій. Оптимізація цього процесу є критично важливою для підвищення гнучкості, надійності та екологічності енергосистеми [3-4].

Інтеграція розосереджених джерел в мережу 110 кВ надає ряд переваг.

Зниження навантаження на магістральні мережі. Розосереджене генерування дозволяє зменшити навантаження на центральні мережі та підвищити

ефективність розподілу енергії, оскільки частина електроенергії виробляється та споживається локально.

Оскільки енергія генерується поблизу споживачів, втрати на транспортування електроенергії мінімізуються, що підвищує ефективність енергосистеми [5].

Малі генераційні установки можуть слугувати резервними джерелами електроенергії в умовах аварійних ситуацій або під час пікових навантажень.

Зменшення впливу на навколишнє середовище. Використання відновлюваних джерел енергії знижує викиди парникових газів та інші екологічні навантаження.

Однак ефективна інтеграція розосереджених джерел генерування потребує оптимізації мережі та вирішення ряду технічних і організаційних викликів.

Відновлювані джерела, такі як сонячні та вітрові електростанції, виробляють енергію з нерівномірною потужністю, залежно від погодних умов та часу доби. Це створює труднощі в підтримці стабільного рівня напруги та частоти в мережі. Для вирішення цієї проблеми потрібні гнучкі підходи до управління енергопотоками, а також створення резервних потужностей або систем накопичення енергії (акумуляторів) [1].

Інтеграція великої кількості невеликих генераторів у централізовану енергосистему ускладнює регулювання енергетичних потоків. Мережа повинна бути оснащена автоматизованими системами диспетчеризації та моніторингу для оперативного керування всіма джерелами генерації та забезпечення надійної роботи в умовах постійних коливань потужностей.

При підключенні розосереджених джерел генерування виникає можливість зворотних потоків електроенергії, коли генератори виробляють більше енергії, ніж необхідно для місцевого споживання, і цей надлишок спрямовується в магістральні мережі. Це може спричинити перевантаження ліній електропередачі та обладнання, тому важливо оптимізувати роботу мережі, враховуючи можливість зворотних потоків [6].

Наявність великої кількості розосереджених джерел може впливати на стабільність параметрів енергії (напруга, частота) в мережі. Необхідно

використовувати системи автоматичного регулювання напруги та частоти для забезпечення якісного постачання електроенергії споживачам.

Для успішної інтеграції розосередженого генерування в мережу 110 кВ необхідно вжити низку технічних заходів.

Технології "розумних" мереж дозволяють ефективно керувати потоками енергії та регулювати роботу розосереджених джерел генерації. Smart grid передбачає використання автоматизованих систем моніторингу та контролю, що в режимі реального часу аналізують стан мережі, спрямовують енергопотоки туди, де вони найбільш потрібні, і запобігають перевантаженням.

Інтеграція систем накопичення енергії.

Системи накопичення енергії (акумулятори) дозволяють накопичувати надлишки електроенергії, виробленої розосередженими джерелами, для використання в періоди, коли генерація знижується. Це дозволяє вирівняти нерівномірність виробництва енергії та забезпечити постійну подачу електроенергії в мережу.

Для підтримки стабільної роботи мережі важливо впроваджувати системи автоматичного регулювання напруги, що дозволяють компенсувати коливання, спричинені зміною потужності розосереджених джерел. Це забезпечує стабільність параметрів енергопостачання, що є особливо важливим для промислових споживачів [13].

Розосереджені генераційні установки мають бути інтегровані в єдину систему управління, яка дозволяє диспетчерам контролювати їх роботу та координувати енергопотоки. Це може бути реалізовано за допомогою SCADA-систем (Supervisory Control and Data Acquisition). Це комплекс програмно-апаратних засобів, який використовується для моніторингу та управління промисловими процесами в реальному часі. SCADA-системи застосовуються для контролю за великими і складними інфраструктурами, такими як енергосистеми, водопостачання, транспортні системи та інші технологічні процеси.

Інтеграція розосереджених джерел генерування в мережу 110 кВ є важливим етапом розвитку енергетичної інфраструктури. Впровадження сучасних технологій для регулювання енергетичних потоків, використання систем

накопичення енергії та автоматизація управління дозволяють підвищити гнучкість і надійність мережі. Крім того, розосереджене генерування сприяє зниженню викидів шкідливих речовин в атмосферу, що відповідає світовим тенденціям сталого розвитку.

Оптимізація інтеграції розосередженого генерування полягає у створенні умов для їх ефективного та безпечного підключення до мережі без ризику порушення її стабільної роботи. Це потребує модернізації як фізичної інфраструктури (оновлення ліній електропередачі, підстанцій), так і впровадження нових управлінських технологій, які дозволять ефективно координувати роботу всіх джерел енергії в регіоні.

1.2 Вплив розосередженого генерування на надійність та ефективність

Інтеграція розосереджених джерел генерування в електромережі напругою 110 кВ безпосередньо впливає на надійність і ефективність роботи енергосистеми. В умовах зростаючого попиту на електроенергію та необхідності переходу до використання відновлюваних джерел, оптимізація розосередженого генерування стає ключовим фактором для стабільної та економічно ефективної роботи мережі. Розглянемо основні аспекти впливу на надійність та ефективність.

Додаткові резервні потужності. Інтеграція розосереджених джерел, таких як сонячні та вітрові електростанції, створює додаткові резервні потужності, що підвищує загальну стійкість системи до відмов. У разі збоїв або аварій на основних лініях або підстанціях розосереджені джерела можуть частково компенсувати втрати енергії, зменшуючи ризик повних відключень.

Зменшення навантаження на центральні генераційні об'єкти. Розосереджене генерування дозволяє зменшити навантаження на центральні електростанції та основні лінії передачі, оскільки частина енергії виробляється безпосередньо поблизу споживачів. Це знижує ймовірність перевантаження магістральних мереж і зменшує кількість аварійних відключень.

Підвищення надійності мережі завдяки децентралізації. Децентралізоване генерування розширює можливості для резервування, оскільки мережа отримує доступ до численних джерел енергії, розподілених по території.

Це підвищує стійкість системи до зовнішніх загроз, таких як природні катаклізми чи техногенні аварії, які можуть вивести з ладу великі центральні станції.

Скорочення часу відновлення після аварій. Оскільки розосереджені генератори розташовані ближче до кінцевих споживачів, це дозволяє швидше відновлювати енергопостачання в разі локальних відмов або аварій на лініях, зменшуючи тривалість відключень.

Вплив на ефективність. Однією з головних переваг розосередженого генерування є зменшення втрат при передачі електроенергії. Оскільки генерація відбувається ближче до споживачів, менша частина енергії втрачається на довгих лініях передачі, що підвищує загальну ефективність системи.

Гнучкість і адаптивність системи. Розосереджене генерування надає можливість гнучко реагувати на змінні умови попиту та пропозиції електроенергії. Малі генераційні об'єкти можуть швидко адаптуватися до змін в енергетичному балансі, підлаштовуючи виробництво енергії під поточні потреби споживачів.

Зменшення пікових навантажень на мережу. Розосереджені джерела генерування допомагають знижувати пікові навантаження на магістральні мережі, оскільки в періоди максимального попиту частина енергії забезпечується місцевими джерелами. Це дозволяє уникати перевантаження центральної інфраструктури та зменшує потребу у використанні дорогих пікових генераторів.

Оптимізація використання відновлюваних джерел енергії. Використання локальних відновлюваних джерел енергії, таких як сонячні та вітрові електростанції, дозволяє зменшити залежність від викопних видів палива та знизити експлуатаційні витрати. При цьому ефективність використання таких джерел підвищується завдяки можливості акумулювання енергії та оптимальному розподілу її в мережі.

Інтеграція розосереджених джерел може скоротити витрати на будівництво нових великих електростанцій та знизити потребу в розширенні магістральних мереж. Розвиток таких технологій, як накопичувачі енергії та "розумні" мережі, також зменшує витрати на управління енергосистемою.

Незважаючи на значні переваги, інтеграція розосередженого генерування також створює певні виклики, що можуть негативно вплинути на надійність та ефективність роботи мережі:

Сонячні та вітрові установки виробляють енергію залежно від погодних умов, що може призводити до нерівномірності генерації. Це ускладнює підтримку стабільності параметрів мережі та вимагає застосування додаткових регулювальних і балансуєчих потужностей.

Для ефективної інтеграції розосереджених джерел енергії необхідно оновлювати існуючу інфраструктуру, включаючи мережі, підстанції, та впроваджувати технології автоматизованого контролю. Це вимагає значних інвестицій і технічного переобладнання.

1.3 Модернізація

Модернізація електричних мереж та енергетичної інфраструктури є ключовим етапом у підвищенні надійності, ефективності та готовності до інтеграції розосереджених джерел генерування. Мережі 110 кВ, які обслуговують розподіл електроенергії у регіональних зонах, повинні адаптуватися до нових умов, включаючи децентралізовану генерацію та зростаючий попит на відновлювані джерела енергії. Модернізація має на меті не лише підвищити пропускну здатність і гнучкість мережі, але й забезпечити стабільну та економічно ефективну роботу системи.

Основні напрямки модернізації:

Сучасні електричні мережі потребують оновлення для відповідності вимогам нових джерел енергії та підвищенню пропускну здатності. Це включає:

- **Заміна застарілого обладнання:** Лінії передачі, трансформатори, розподільчі пристрої та інші елементи інфраструктури мають бути замінені на сучасні та енергоефективніші моделі. Це зменшить втрати електроенергії та підвищить надійність мережі.
- **Зміцнення магістральних і розподільчих мереж:** Підвищення потужності ліній електропередачі дозволить ефективніше передавати енергію з розосереджених джерел до кінцевих споживачів без ризику перевантаження.

Технології "розумних" мереж дозволяють інтегрувати цифрові системи контролю та управління для оптимізації енергетичних потоків у реальному часі. Основні елементи таких мереж включають:

- Системи автоматизації: Інтеграція автоматизованих систем диспетчеризації, які здатні регулювати потужність, моніторити стан мережі та реагувати на зміни в режимі реального часу. Це сприяє швидкому реагуванню на аварії або перевантаження.
- Автоматичне відновлення роботи мережі: У випадку аварій або збоїв система може автоматично перепідключати ділянки мережі для мінімізації тривалості відключень.

Акумуляторні системи дозволяють ефективніше використовувати енергію, вироблену з розосереджених джерел, таких як сонячні та вітрові установки. Це особливо важливо через нерівномірність генерації відновлюваних джерел, яка залежить від природних умов:

- Буферизація надлишкової енергії: Накопичувачі енергії можуть зберігати надлишки енергії, вироблені в пікові періоди, для їх використання в часи низького виробництва.
- Регулювання пікових навантажень: Системи накопичення допомагають згладжувати пікові навантаження на мережу, що зменшує ризик перевантажень та підвищує ефективність розподілу енергії.

Підстанції та трансформатори є критичними вузлами мережі 110 кВ, і їх модернізація включає встановлення більш ефективних трансформаторів. Нові моделі трансформаторів мають менші втрати електроенергії і можуть працювати з більшою надійністю при зростаючих навантаженнях.

Оснащення підстанцій сучасними системами контролю та управління дозволяє дистанційно керувати параметрами роботи і оперативно реагувати на відхилення від нормальних умов експлуатації.

Впровадження сучасних цифрових технологій дозволяє підвищити точність моніторингу та управління роботою мережі. Датчики, які встановлюються в критичних точках мережі, дозволяють у режимі реального часу отримувати

інформацію про напругу, струм, температуру обладнання, що допомагає уникати аварій. Використання програмно-апаратних комплексів на основі SCADA дозволяє централізовано контролювати стан мережі та швидко реагувати на зміну умов експлуатації. У зв'язку з тим, що розосереджені джерела можуть створювати зворотні потоки електроенергії, важливо впроваджувати системи для їх контролю та управління.

Сучасні системи автоматизації повинні бути здатні відслідковувати та регулювати потоки енергії у двох напрямках для забезпечення стабільності мережі.

Автоматизовані системи управління енергетичними потоками допомагають збалансувати виробництво і споживання енергії в режимі реального часу, мінімізуючи ризики перевантаження.

Мережі 110 кВ повинні бути здатні приймати енергію від нових сонячних, вітрових або біогазових станцій без погіршення якості електропостачання.

Використання систем прогнозування та гнучкого управління енергетичними потоками дозволяє ефективніше реагувати на зміну умов генерації та забезпечувати стабільність мережі. [10].

Переваги модернізації.

Модернізація дозволяє зменшити кількість аварій та збоїв у роботі мережі, знижуючи ризик тривалих відключень електропостачання.

Завдяки оновленню обладнання і впровадженню систем накопичення та автоматизації значно знижуються втрати при передачі і розподілі електроенергії.

Модернізована мережа здатна гнучко реагувати на зміну умов генерування і споживання електроенергії, швидко адаптуючись до нових викликів.

Впровадження сучасних систем автоматизації та моніторингу дозволяє зменшити витрати на обслуговування мережі, виявляючи та вирішуючи потенційні проблеми до їх переростання в аварії [1].

1.4 Зменшення екологічного навантаження

Впровадження проекту модернізації розподільних мереж 110 кВ у Хмільницькому районі має значний екологічний вплив, який може проявлятися як

у позитивному, так і в негативному світлі. У цьому підрозділі буде розглянуто ключові аспекти впливу на екологію регіону, зокрема зниження забруднення навколишнього середовища, збереження природних ресурсів та можливі ризики, пов'язані з реалізацією проекту.

Зменшення викидів забруднюючих речовин.

Інтеграція відновлювальних джерел енергії, таких як вітрові та сонячні електростанції, призводить до зменшення споживання викопних видів пального. Це, у свою чергу, знижує викиди вуглекислого газу (CO_2) та інших забруднюючих речовин (сірчистий газ, оксиди азоту тощо), що позитивно вплине на якість повітря в регіоні.

Підвищення енергетичної ефективності.

Модернізація мереж та впровадження нових технологій, таких як автоматизовані системи управління, дозволяє зменшити втрати електроенергії, що в свою чергу знижує потребу в додаткових джерелах генерації, зменшуючи тиск на природні ресурси [10].

Стимулювання екологічної свідомості.

Проект може стати прикладом для інших регіонів у використанні відновлювальних джерел енергії, що сприятиме формуванню екологічної свідомості серед населення та підприємств. Це може призвести до зростання інтересу до енергозберігаючих технологій та екологічних практик.

Збереження природних ресурсів.

Оптимізація роботи розподільних мереж дозволяє раціональніше використовувати енергетичні ресурси, знижуючи потребу в нових електростанціях, що може привести до зменшення впливу на природні екосистеми та біорізноманіття.

Потенційні негативні впливи.

Будівництво нових ліній електропередач, підстанцій та інших інфраструктурних об'єктів може призвести до змін у ландшафті, порушення природних екосистем та місць проживання тварин. Це може вплинути на біорізноманіття в регіоні [10].

Забруднення під час будівництва.

Процеси будівництва можуть супроводжуватися забрудненням повітря, води та ґрунту, що пов'язано з використанням важкої техніки, будівельних матеріалів та відходів.

Вплив на водні ресурси.

Можливе порушення гідрологічного режиму внаслідок будівництва підстанцій або ліній електропередач, особливо в зоні поблизу водойм. Це може призвести до зменшення якості води та вплинути на водні екосистеми.

Викиди під час експлуатації.

Хоча сучасні технології мають знижений вплив на екологію, існує ризик викидів забруднюючих речовин під час експлуатації обладнання, що може негативно вплинути на навколишнє середовище.

Висновок до розділу 1

У цьому розділі здійснено всебічне дослідження розподільчих мереж 110 кВ, що охоплює їхню загальну характеристику, вимоги до проектування та можливості модернізації для підвищення надійності і ефективності електропостачання. Було розглянуто оптимізацію розосередженого генерування та його інтеграцію в існуючу мережу, що дозволяє значно знизити втрати та покращити якість електроенергії для кінцевих споживачів.

Розділ підкреслює важливість аналізу економічних та екологічних аспектів для обґрунтування необхідності модернізації мережі. Проведена оцінка економічної ефективності демонструє позитивний фінансовий ефект від оновлення інфраструктури та інтеграції сучасних джерел енергії. Окрім цього, детально проаналізовано вплив на екологію регіону, що є важливим фактором у розробці стійкої та екологічно безпечної енергетичної системи.

РОЗДІЛ 2

ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Аналітичний вираз для залежності максимальної потужності від часу з найменшою похибкою можна знайти за допомогою методу найменших квадратів. Цей метод дозволяє замінити функцію, задану таблицею, $P_{\max}(T)$ на аналітичний вираз $P'_{\max}(T)$:

$$P_{\max}(T) \rightarrow P'_{\max}(T) = a' + b' \cdot T, \quad (2.1)$$

де a' , b' – числові коефіцієнти; T – період прогнозу.

Визначення відповідних числових коефіцієнтів a' та b' здійснюється шляхом мінімізації виразу, записаного згідно з методом найменших квадратів:

$$\Pi = \sum_{i=1}^n [P_{\max,i} - (a' + b' \cdot T)]^2 \rightarrow \min \quad (2.2)$$

Після диференціювання вхідної функції кінцевий варіант системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' набуває вигляду:

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \\ \sum_{i=1}^n T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i \end{cases} \quad (2.3)$$

Після підстановки вхідних даних з табл. 1 завдання в систему (2.3) остання набуває вигляду:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20175 \cdot b' = 946, \\ 20175 \cdot a' + 40703145 \cdot b' = 1908625. \end{cases}$$

звідки $a' = -1617,22$, $b' = 0,8484$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 0,8484T - 1617,22$$

Виористовуючи табличний редактор Excel було отримано апроксимаційну характеристику та її коефіцієнти (рис 2.1).

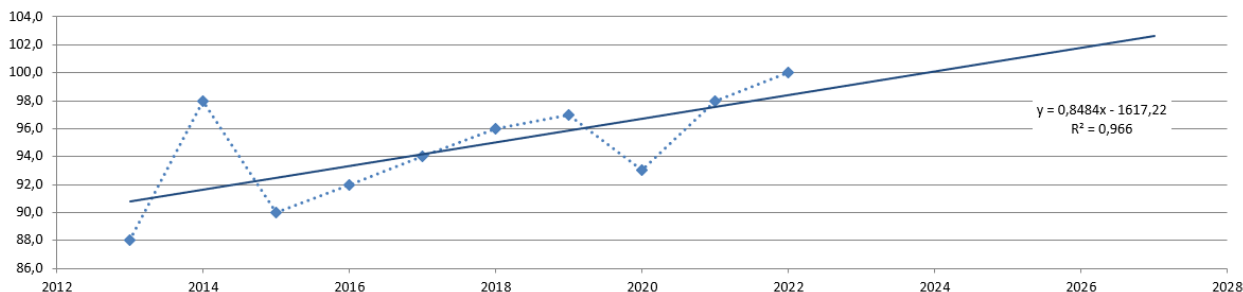


Рисунок 2.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи цей графік (рис. 2.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2027 рік збільшиться до 102,5%, що на 2,5% перевищує проектну потужність електромережі. Отже, необхідно вжити заходів для забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

2.1 Розрахунок режиму існуючої мережі

Розрахунки режиму максимальних навантажень наявної мережі з урахуванням прогнозу показали, що напруги у всіх вузлах відповідають встановленим межам або можуть бути скориговані за допомогою існуючих регулювальних пристроїв. Згідно з розрахунками режиму максимальних навантажень (додаток А) з урахуванням прогнозу, напруги у всіх вузлах відповідають обмеженням або можуть бути скориговані за допомогою існуючих регулювальних пристроїв. Перевірка відповідності струмових навантажень на лініях електропередачі та трансформаторах показує, що основне обладнання працює в економічних режимах або наближених до них.

Втрати в електроенергії в електричній мережні відносно не великі. А саме:

- в лініях електропередач – 1,26 МВт;
- в трансформаторах – 0,81 МВт з них холостого ходу 0,56 МВт та навантажувальні 0,25 МВт.

Була проведена перевірка відповідності струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів яка вказує на те, що основне обладнання експлуатується у економічних режимах, або близьких до них табл. 2.1.

Таблиця 2.1– Порівняння струмів проводів

	205-9	206-207	7-8	204-6
Марка проводу	АС-150	АС-150	АС-120	АС-95
Допустимий струм, А	450	450	390	330
Розрах. струм, А	62	79	46	9

У районі, де планується розвиток електричних мереж, лінії електропередачі існуючої мережі мають достатній запас пропускної здатності для транспортування електроенергії новим споживачам та забезпечують відповідні рівні напруг у вузлах, згідно з табл. 2.2.

Таблиця 3.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	9	206	7	6
Напруга вузла,кВ	112,79	114,01	111,29	110,64

Аналіз результатів розрахунку режиму максимальних навантажень показує, що струмове навантаження ЛЕП 110 кВ (див. табл. 2.1) є незначним, порівняно з тривало допустимим струмом. Це забезпечує можливість транспортування додаткової електроенергії до нових споживачів без внесення конструктивних змін у існуючі мережі.

Виходячи з розрахункових рівнів напруги на шинах підстанції, що розташовані у зоні нового будівництва (табл. 2.2) всі вони забезпечують можливість приєднання додаткового навантаження по стороні ВН. Таким чином,

визначення потенційних вузлів приєднання нових ЛЕП можна здійснювати з економічних міркувань, зокрема за допомогою симплекс-методу.

2.2 Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруг в потенційних вузлах приєднання знаходиться в оптимальних межах.

У районі, де планується розвиток електричних мереж лінії електропередачі існуючої мережі мають достатній запас по пропускній здатності для транспортування електроенергії новим споживачам.

Тому як результат опираючись на розрахункові дані, попередньо вибираємо потенційні вузли, до яких можна реалізувати приєднання нових підстанцій. Такими підстанціями згідно варіанту є: вузол № 9 – Юрівка з рівнем напруги 112,79 кВ; вузол № 206 з рівнем напруги 114,01 кВ, № 7 Уланів з рівнем напруги 111,29 кВ, вузол №6 Хмільник– 110,64кВ та вузол №14 Сосонка – тяга – 113,5кВ

Оцінивши місце розташування нових ПС та наближеність їх до дійсної мережі було сформовано максимальний граф рис.2.2, на якому зображено усі можливі варіанти приєднання нових ПС.

Висновок до розділу 2

За допомогою методу найменших квадратів отримано аналітичний вираз для залежності максимальної потужності від часу. Це дає змогу замінити табличну функцію на аналітичну, що полегшує прогнозування навантажень і вибір оптимальних режимів роботи мережі. Такий підхід дозволяє точно моделювати електричні навантаження, що є важливим для стабільної роботи енергосистеми в умовах змінних параметрів.

РОЗДІЛ 3

ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Для розробки електричних мереж необхідно обрати найкращий проект, який забезпечить оптимальне співвідношення між капіталовкладеннями та експлуатаційними витратами. Водночас проект повинен задовольняти вимоги до надійного електропостачання споживачів. Техніко-економічне обґрунтування охоплює вибір конфігурації та рівнів напруги мереж, а також характеристик усіх елементів мережі для забезпечення необхідної якості електроенергії, стабільності та узгодженості в управлінні.

Через складність поєднання усіх аспектів у єдиній математичній моделі, проектування здійснюється поетапно. На кожному етапі оптимальні рішення приймаються з використанням різних математичних моделей, орієнтованих на конкретні цілі. Для економічної оптимізації схем широко застосовуються методи лінійного програмування, зокрема симплекс-метод. Проте його використання передбачає певні обмеження щодо форми цільової функції та обмежень, які необхідно враховувати під час розв'язання задач проектування.

3.1 Лінеаризація цільової функції

Для побудови математичної моделі необхідно вибрати критерій оптимальності. В даному випадку за критерій найкраще вибрати дисконтовані витрати на розвиток електричної мережі $B_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n B_i$, а оптимізованими змінними прийняти потужності P_i , які протікають лініями.

В загальному випадку залежності $B_i = f(P_i)$ нелінійні. Тому функція мети, що відтворює процес розвитку електричної мережі, може бути подана у вигляді нелінійної функції з лінійними і нелінійними обмеженнями на змінні P_i . Для застосування симплекс-методу цільова функція може бути лінеаризована відносно вибраних змінних.

У загальному випадку для кожної i -тої ЛЕП дисконтовані витрати B_i можна записати:

$$B_i = (a_i + b_i \cdot P_i^2) \cdot l_i, \quad (3.1)$$

де $a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha)$; K_{0i} - питомі капіталовкладення на спорудження 1 км лінії, за попередньо заданим перерізом проводу на i -тій ЛЕП; E – коефіцієнт дисконту ($E=0,2$); α – коефіцієнт нормативних відрахувань; b_i - питомі витрати, які враховують втрати електроенергії і є залежними від P_i^2 ; l_i - довжина i -ї ЛЕП в км; P_i - потужність i -ї ЛЕП.

Після лінеаризації функція витрат набуде вигляду:

$$B_i = (a_i' + b_i' \cdot P_i) \cdot l_i, \quad (3.2)$$

де a_i' - сталий коефіцієнт лінійної функції (отримується в процесі лінеаризації); b_i' - питомі затрати, які залежать від потоку потужності P_i в ЛЕП.

Для лінеаризації функції використовувався метод найменших квадратів. Щоб застосувати цей метод, необхідно отримати n значень вихідної функції для різних потужностей P_i , за якими формується система рівнянь, аналогічна до (2.3). Розв'язання цієї системи дозволяє визначити коефіцієнти цільової функції у лінійному представленні.

Згідно з ПУЕ на ділянках ЛЕП було прийнято марку проводу АС-240. Відповідно до нормативного документа СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44.2016, питомі капіталовкладення становлять 1573,68 тис. грн/км. Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

$$b_i = \frac{r_{0i} \tau C_0}{U_n^2 (\cos \varphi)^2}, \quad (3.3)$$

де U_n – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (прийнято 0,9); τ – час максимальних втрат (5113 год/рік для $T_{нб} = 6400$ год/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії прийнято 1,65 грн/кВт·год; r_{0i} – активний опір, який залежить від перерізу проводу (проводу АС-240 $r_{0i} = 0,131$ Ом/км). Результати розрахунку коефіцієнтів подано у табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Вартісні коефіцієнти для квадратичної цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = a + b \cdot P^2$

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	Уном, кВ	Питомі капітало- вкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. b, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
9	601	0,9	6,3	110	1573,680	0,131	3172,5	1,584	3331,0
206	601	1,2	8,4	110	1573,680	0,131	4230,1	2,113	4441,3
7	602	1,6	11,2	110	1573,680	0,131	5640,1	2,817	5921,8
6	603	1,3	9,1	110	1573,680	0,131	4582,6	2,289	4811,4
601	602	1,4	9,8	110	1573,680	0,131	4935,1	2,465	5181,5
602	603	1,2	8,4	110	1573,680	0,131	4230,1	2,113	4441,3

Після лінеаризації значення вартісних коефіцієнтів a_i не змінилися, оскільки не залежать від потоку потужності, а коефіцієнти b_i зросли (табл. 3.2).

Таблиця 3.2 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = a' + b' \cdot P$

Назва ЛЕП	Довжина, км	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадратичн. функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 0.8Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 1.2Р), тис. грн	Коефіцієнт a , тис. грн	Коефіцієнт b , тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 0.8Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 1.2Р), тис. грн
9-601	6,3	17,2	3641,3	3472,5	3847,5	3172,5	27,253	3641,3	3547,5
206-601	8,4	17,2	4855,0	4630,0	5130,0	4230,1	36,337	4855,0	4730,0
7-602	11,2	17,2	6473,4	6173,4	6840,1	5640,1	48,449	6473,4	6306,7
6-603	9,1	17,2	5259,6	5015,9	5557,5	4582,6	39,365	5259,6	5124,2
601-602	9,8	17,2	5664,2	5401,7	5985,1	4935,1	42,393	5664,2	5518,4
602-603	8,4	17,2	4855,0	4630,0	5130,0	4230,1	36,337	4855,0	4730,0
14-604	12,6	17,2	10455,1	10117,6	10867,6	9517,6	54,505	10455,1	10267,6

Для перевірки адекватності перетворення було визначено витрати за вихідною (3.1) та лінеаризованою (3.2) функціями (табл. 3.2). Результати показали високу адекватність перетворення.

Для можливості врахування питомих капіталовкладень на спорудження ЛЕП під час розв'язання задачі оптимізації залежність дисконтованих витрат було подано у вигляду лінійної функції без постійного коефіцієнта. Результати подано у табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = c \cdot P$

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнтовна пот. Р, що передається по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. фн.), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1P), тис. грн	Коеф. с, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна фн.), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1P), тис. грн
9-601	6,3	17,2	3641,3	3552,2	3739,7	211,7	3641,3	3277,2	4005,4
206-601	8,4	17,2	4855,0	4736,3	4986,3	282,3	4855,0	4369,5	5340,6
7-602	11,2	17,2	6473,4	6315,1	6648,4	376,4	6473,4	5826,1	7120,7
6-603	9,1	17,2	5259,6	5131,0	5401,8	305,8	5259,6	4733,7	5785,6
601-602	9,8	17,2	5664,2	5525,7	5817,3	329,3	5664,2	5097,8	6230,6
602-603	8,4	17,2	4855,0	4736,3	4986,3	282,3	4855,0	4369,5	5340,6
14-604	12,6	17,2	10455,1	10277,0	10652,0	607,9	10455,1	9409,6	11500,6

3.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

Симплекс-метод – метод розв'язання задачі лінійного програмування, в якому здійснюється скерований рух по опорних планах до знаходження оптимального розв'язку; симплекс-метод також називають методом поступового покращення плану.

Для оптимізації схеми електричної мережі з урахуванням обраних критеріїв та параметрів які потрібно оптимізувати з математичної точки зору задача оптимізації формулюється таким чином:

мінімізувати

$$y(x) = c_1x_1 + c_2x_2 + c_3x_3 + \dots + c_nx_n + b_{n+1} \quad (3.4)$$

при обмеженнях:

$$\left. \begin{array}{l} a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + a_{13}x_3 + \dots + a_{1n}x_n = b_1 \\ a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + a_{23}x_3 + \dots + a_{2n}x_n = b_2 \\ \\ a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + a_{m3}x_3 + \dots + a_{mn}x_n = b_m, \\ x_i \geq 0; i = \overline{1, n}; n > m. \end{array} \right\} \quad (3.5)$$

Задача лінійного програмування (3.4) за умов (3.5) на основі симплекс-методу (СМ) розв'язується в два етапи:

- I-ий етап СМ полягає в приведенні системи обмежувальних рівнянь і цільової функції до канонічного вигляду;
- II-ий етап СМ полягає в оптимізації цільової функції, отриманої в результаті I-го етапу, на базі використання Симплекс-алгоритму (СА).

Використання СМ для розв’язання задачі вибору оптимальної схеми ЕМ має низку особливостей:

1. Змінними x_i , що оптимізуються, є потужності в лініях ЕМ;
2. Вільними членами у системі (3.5) вважаються потужності навантажень. Вони завжди більше 0;
3. Коефіцієнти a_{ij} системи (3.5) для ЕМ – це коефіцієнти I-ої матриці сполучень;
4. Коефіцієнти c_i функції (3.5) – для задачі оптимізації схеми ЕМ є питомими витратами на транспортування потужності лініями;
5. Оскільки створення моделі здійснювалось з урахуванням заданих напрямків потужності в схемі максимального графу, то частина змінних може в кінцевому рахунку приймати від’ємне значення. Останнє протиріччя усувається введенням додаткових змінних.

У розрахунок симплекс-методом не враховуємо лінію 14-604 (12,6 км), оскільки прийнято рішення приєднати її до найближчого вузла живлення (14)

двоколовою лінією та інші варіанти не розглядати, а отже вона не фігурує у задачі розвитку оптимізації

Симплекс таблиця для задачі у даній постановці набуває вигляду, поданого на рис. 3.1.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	9-601	206-601	7-602	6-603	601-602	602-601	602-603	603-602	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
601	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-8,10	-8,10
602	0	0	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	14,20	14,20
603	0	0	0	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	10,20	10,20
604	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	203,152	763,893	1018,524	1075,552	316,015	891,208	763,893	763,893	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Потужності ЛЕП	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Змінні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Дисконтовані витрати, тис. грн																0,000

Рисунок 3.1 – Вихідні дані для розв’язання задачі оптимізації схеми розподільної ЕМ за допомогою Симплекс-методу (початкова симплекс-таблиця 1)

Скориставшись у МО Excel надбудовою «Пошук рішень» отримаємо розв’язок симплекс таблиці показаної на рис. 3.2.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	9-601	206-601	7-602	6-603	601-602	602-601	602-603	603-602	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
601	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-8,10	0,00
602	0	0	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	14,20	0,00
603	0	0	0	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	10,20	0,00
604	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	203,152	763,893	1018,524	1075,552	316,015	891,208	763,893	763,893	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		16697,272
Потужності ЛЕП	6,100	0,000	0,000	10,200	14,200	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	3172,539	0,000	0,000	4582,557	4935,061	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		12690,157
Змінні складові витрат	58,958	0,000	0,000	238,112	496,984	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		794,053
Дисконтовані витрати, тис. грн																13484,210

Рисунок 3.2 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel

Симплекс-метод передбачає уточнення коефіцієнтів цільової функції у зв’язку зі зміною перетоків то лініям, тому коригуємо вартісні коефіцієнти та виконуємо повторний розрахунок (рис. 3.3).

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	9-601	206-601	7-602	6-603	601-602	602-601	602-603	603-602	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
601	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-8,10	0,00
602	0	0	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	14,20	0,00
603	0	0	0	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	10,20	0,00
604	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	529,754	1046,659	1395,545	472,615	382,538	1221,102	1046,659	1046,659	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		13484,210
Потужності ЛЕП	6,100	0,000	0,000	10,200	14,200	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	3172,539	0,000	0,000	4582,557	4935,061	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		12690,157
Змінні складові витрат	58,958	0,000	0,000	238,112	496,984	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		794,053
Дисконтовані витрати, тис. грн																13484,210

Рисунок 3.3 – Коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетікань потужності по лініях

Після остаточно уточнення отримаємо:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	9-601	206-601	7-602	6-603	601-602	602-601	602-603	603-602	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
601	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-8,10	0,00
602	0	0	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	14,20	0,00
603	0	0	0	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	10,20	0,00
604	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	529,754	1046,659	1395,545	472,615	382,538	1221,102	1046,659	1046,659	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		13484,210
Потужності ЛЕП	6,100	0,000	0,000	10,200	14,200	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	3172,539	0,000	0,000	4582,557	4935,061	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		12690,157
Змінні складові витрат	58,958	0,000	0,000	238,112	496,984	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		794,053
Дисконтовані витрати, тис. грн																13484,210

Рисунок 3.4 – Остаточний варіант

Потоки не змінилися і вартість проекту також. Значить процес розрахунку завершено.

Поєднавши результати, отримали найкращу сукупність ЛЕП для передачі енергії від СЕС та до споживачів.

У таблиці на рис. 3.4 наведено схему ЕМ для якої забезпечується найменше значення витрат. Її графічне представлення подано на рис. 3.5.

Проте дана схема не забезпечує для нових споживачів задану категорію надійності тому необхідно додатково встановлювати дволанцюгові ЛЕП або будувати додаткові лінії для утворення замкнутих контурів.

Отже, було прийнято рішення побудувати додаткові ЛЕП між вузлами 602 – 603 (8,4 км), тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення. Отримана конфігурація мережі дозволить забезпечити енергією всіх споживачів відповідно до їх категорії.

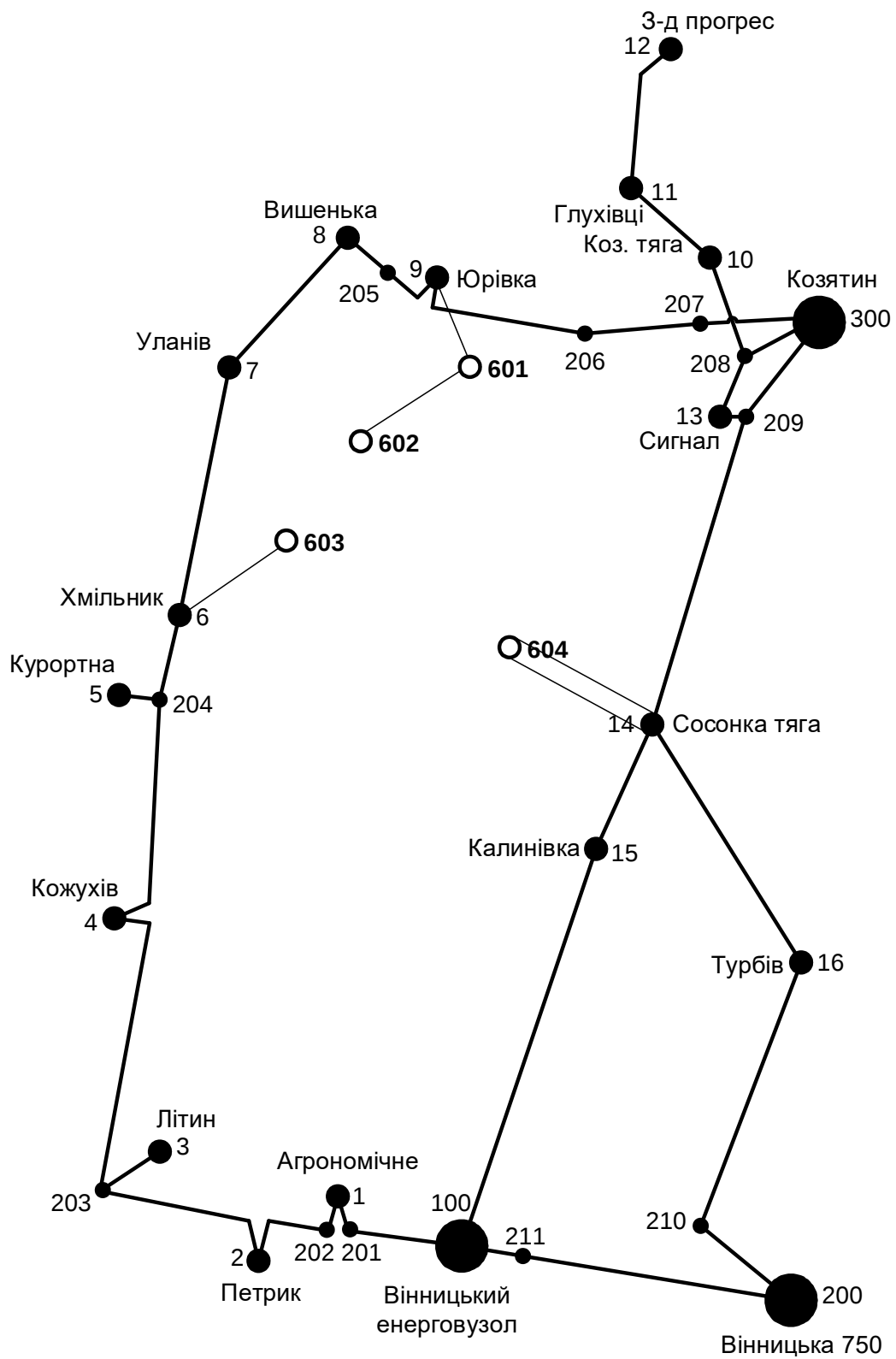
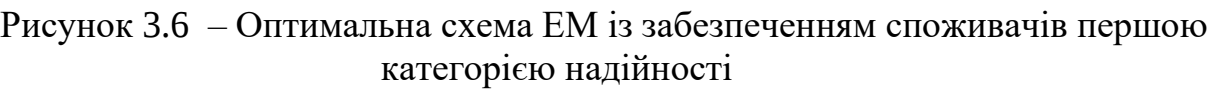


Рисунок 3.5 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом



Висновок до розділу 4

Симплекс-метод дозволив визначити оптимальну схему розвитку мережі, яка поєднує високу надійність із економічною доцільністю. Завдяки цьому підходу було обрано таку конфігурацію, яка мінімізує втрати та покращує стабільність мережі. Для забезпечення необхідного рівня надійності електропостачання споживачів першої категорії було прийнято рішення про створення додаткової лінії електропередачі між ключовими вузлами мережі. Це рішення дозволяє живити кожного споживача від двох незалежних джерел, що підвищує стійкість системи та забезпечує безперервність енергопостачання.

РОЗДІЛ 4

ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

Для розв'язання задач оптимізації в енергетиці, які стосуються створення планів перспективного розвитку електричних мереж (ЕМ) з урахуванням фактора часу, поряд із методами лінійної та нелінійної оптимізації активно застосовується метод динамічного програмування. Цей підхід належить до методів нелінійного програмування й дозволяє оптимізувати багатоступеневі процеси для функцій з багатьма змінними. Використання динамічного програмування передбачає розбиття процесу на послідовні кроки, на кожному з яких проводиться оптимізація функції однієї змінної. Такий підхід забезпечує поступове знаходження найкращого рішення для складних задач оптимізації, що мають багато змінних і етапів.

4.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі

Для схеми електричних мереж важливо передбачити розвиток мережевої інфраструктури, яка забезпечить стабільне електропостачання нових навантажень, запланованих до введення протягом наступних двох років у вузлах 601, 602, 603 і 604. Це потребує ретельного аналізу поточних потужностей мережі та, за необхідності, розробки додаткових ліній електропередач і підстанцій. Крім того, необхідно врахувати прогнози навантажень для кожного з нових вузлів, щоб забезпечити надійність електропостачання, мінімізувати можливі втрати енергії та уникнути перевантажень в існуючій мережі.

Запишемо цільову функцію:

$$B_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T B_t \cdot (1 + E_{\text{н.п}})^{(T-t)}, \quad (4.1)$$

де B_t – витрати на t період спорудження об'єкту; $E_{н.п}$ – нормативний коефіцієнт приведення різночасових витрати до 1 року ($E_{н.п} = 0,16 \div 0,20$); T – тривалість будівництва (в роках).

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

$$B_t = K \cdot K_d + E, \quad (4.2)$$

Для розв'язування необхідних задач (4.1) можна використовувати метод нелінійного програмування, одним з яких є метод динамічного програмування.

Метод динамічного програмування включає два етапи: прямий та зворотний хід.

На першому етапі, рухаючись від початкового року до кінцевого, визначають умовно оптимальну схему електричної мережі. Кожен крок обирають таким чином, щоб сумарні витрати на i -му та $(i+1)$ роках були мінімальними:

$$(B_i + B_{i+1}) \rightarrow \min \quad (4.3)$$

Отже, витрати в першому році визначаються шляхом аналізу всіх можливих варіантів реалізації проекту, і обраний варіант забезпечує оптимальні дисконтовані витрати. Однак, через відсутність інформації щодо конкретних варіантів розвитку у наступні роки, розрахунок є лише наближеним і вимагає подальшого уточнення.

На другому етапі, просуваючись від кінцевого року до початкового, здійснюють уточнення параметрів електромережі та траєкторії її оптимального розвитку за заданим критерієм (4.3). У моделі динамічного програмування застосовується цільова функція (4.1), яка допускає як лінійну, так і нелінійну залежність витрат, що дозволяє адаптувати модель для різних економічних умов.

Обмеження:

$$1) \text{ Баланс потужностей: } \sum_{i \in M_j} P_{li} = P_{Hj};$$

2) Стосовно ресурсів: $l_{\Sigma t} = l_{\max}$;

3) Обмеження на параметри: $P_{li} \leq P_{\max}$;

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

$$B_t = \sum_{i=1}^{nt} B_i = \sum_{i=1}^{nt} (a_i \cdot P_i^2 + b_i) \cdot l_i \quad (4.4)$$

Коефіцієнти a_i та b_i беруться з Excel. Враховуються обмеження на максимальну довжину ЛЕП, що будується протягом року: $L_{\max} \leq 25$ км а також обмеження балансу потужностей.

На першому кроці розвитку мережі важливо забезпечити енергопостачання для пунктів 601, 602, 603 і 604. Зважаючи на обмеження щодо введення в експлуатацію не більше 35 км ліній на рік, підключення нових споживачів здійснюватиметься поетапно. Це дозволить рівномірно розподілити навантаження на ресурси та забезпечити безперервне енергопостачання нових вузлів у межах встановлених обмежень.

Варіант №1

1-ий рік – будуємо одноланцюгову лінію до пунктів 14-604, 9-601, 601-602. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{14-604} + \Delta L_{601-9} + \Delta L_{601-602} = 12,6 + 6,3 + 9,8 = 28,7 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

На першому кроці розраховуються витрати для кожної лінії будівництва першого року за формулою (4.4). Ці розрахунки виконуються для всіх можливих варіантів розвитку схеми електричної мережі протягом першого року. Результати цих розрахунків представлені в таблиці 4.1.

На другому кроці, для другого року, варіанти електропостачання формуються з урахуванням розвитку мережі, отриманого на першому кроці. Для кожного варіанту другого року також враховуються обмеження по довжині введених ліній, що дозволяє здійснювати будівництво поступово.

У варіанті 2 для другого року розвитку мережі передбачається побудова одноланцюгових ліній між вузлами 6 і 603, а також між 603 і 602.

Результати

Таблиця 4.1 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Bi	Bi,сум	Bt	Вартість
1	1	14-604	12,6	10	30,1	9664,2	20127,08	16772,57	16772,57
		6-603	9,1	24,4		5839,684			
		603-602	8,4	14,2		4623,196			
	2	14-604	12,6	10	28,7	9664,2	18284,99	15237,5	15237,5
		9-601	6,3	6,1		3227,066			
		601-602	9,8	14,2		5393,729			
	3	6-603	9,1	2,1	33,6	4592,07	18493,33	15411,11	15411,11
		603-602	8,4	8,1		4358,101			
		602-601	9,8	22,36		6072,011			
		9-601	6,3	14,29		3471,145			

Таблиця 4.2 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Bi	Bi,сум	Bt	Вартість
2	11	602-601	8,4	22,36	14,7	5204,581	8675,725	6024,809	22797,38
		601-9	6,3	14,29		3471,145			
	21	6-603	9,1	2,1	17,5	4592,07	8950,171	6215,397	21452,89
		603-602	8,4	8,1		4358,101			
	31	14-604	12,6	10	12,6	9664,2	9664,2	6711,25	22122,36

4.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

За допомогою значень ВΣ з таблиці 4.2 було вибрано варіант розвитку мережі, що має найменші сумарні дисконтовані витрати. Після проведення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант. Однак, після уточнення поточкорозподілу та вартості будівництва ліній електропередач (ЛЕП) по роках, значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 21, де передбачено приєднання підстанцій 601, 602, 603 та 604, зміни в перетоках потужності у лініях електропередач, які були побудовані в перші три роки, призводять до необхідності уточнення витрат по всіх

оптимальних варіантах розвитку мережі. Ці уточнені витрати наведені в таблиці 4.3, де враховано вплив нових підстанцій на потоки потужності та витрати на будівництво ЛЕП.

Таблиця 4.3 – Уточнення перетоків потужності для оптимальної схеми згідно динамічного програмування (зворотній хід)

варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Вt	Вартість
2	14-604	12,6	10	28,7	6637,68	16180,84	13484,03	13484,03
	9-601	6,3	14,29		3471,145			
	601-602	9,8	22,36		6072,011			
21	6-603	9,1	2,1	17,5	4592,07	11065,29	7684,23	21168,26
	603-602	8,4	8,1		6473,221			

Використання схеми, обраної за симплекс-методом та розрахункових потужностей у лініях має змогу скоротити кількість обчислень, оскільки використання зворотного ходу виявляється непотрібним.

Приведена схема задовольняє вимогам надійності для споживачів, а потужності що в ній перетікають відповідають економічній експлуатації ЛЕП.

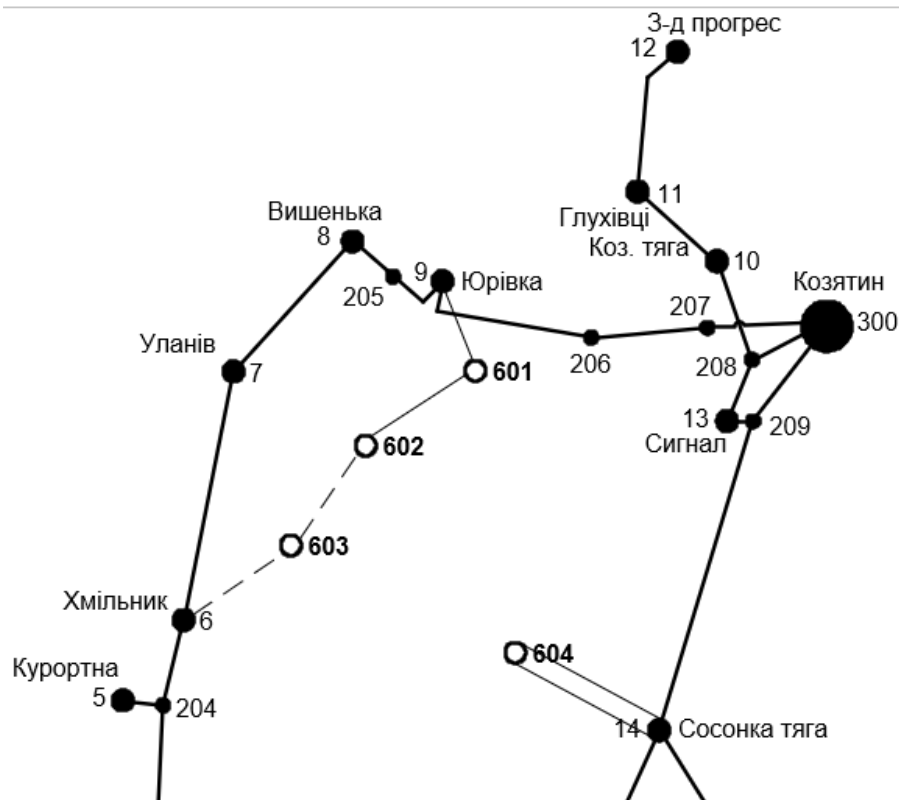


Рисунок 4.1 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

На першому році:

————— будівництво лінії електропередач: 14-604, 9-601, 601-602;

На другому році:

- — — — будівництво ліній електропередач: 6-603 та 603-602;

Висновок до розділу 4

Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування дозволяє знайти найбільш ефективну послідовність розширення мережі. Цей підхід сприяє значному зменшенню кількості обчислень, необхідних для визначення оптимальної стратегії розвитку мережі. Це є критично важливим для довгострокового планування, оскільки дає змогу зменшити часові та ресурсні витрати на обчислення, а також сприяє більш точному та економічному розподілу інвестицій в енергетичні системи..

РОЗДІЛ 5

ВИЗНАЧЕННЯ КОНСТРУКТИВНИХ ПАРАМЕТРІВ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ

5.1 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Використовуючи значення максимальних навантажень нових споживачів, розраховуємо імовірне навантаження на головних ділянках ЛЕП за допомогою програмного комплексу «ВТРАТИ». На основі отриманих даних, а також з використанням таблиці 2.5.16 ПУЕ, вибираємо рекомендований переріз проводу для майбутніх ліній, що становить алюмінієвий провід 240 мм² для ЛЕП 110 кВ з одним проводом у фазі.

Після вибору оптимальної схеми електричної мережі (ЕМ) проводимо розрахунок режимів максимальних навантажень та визначаємо струми в окремих лініях електропередачі (ЛЕП), використовуючи формулу для максимального струму ($I_{\max}$). Також враховуємо середні темпи зростання навантаження та можливе співпадіння максимумів навантажень для точного прогнозування режимів роботи мережі.

$$I_{\Sigma(5)} = \alpha_I \alpha_T \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ; \quad (5.1)$$

Час найбільших навантажень (год). Отже , оскільки $T_{\text{нб}} > 6000$ годин, район ожеледі – III, $\alpha_I = 1,05$.

$$I_{\text{розр}9-601} = \alpha_I \alpha_T \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{л}}} = 1,3 \cdot 1,05 \cdot \frac{18,9}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 135,9 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}601-602} = 1,3 \cdot 1,05 \cdot \frac{25,7}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 184,13 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}602-603} = 1,3 \cdot 1,05 \cdot \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 71,84 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}603-6} = 1,3 \cdot 1,05 \cdot \frac{2,14}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 15,3 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}14-604} = 1,3 \cdot 1,05 \cdot \frac{11,29}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 40,23 \text{ (A)}; \text{ (A)};$$

Згідно з таблицею 1.3.50 ПУЕ визначимо щільність струму для заданого часу максимального навантаження $T_{нб}=6400 \text{ год}$ $T_{\{нб\}} = 6400 \text{ год}$, а потім розрахуємо економічний переріз проводу для окремих ліній електропередачі, використовуючи формулу 5.2:

$$F_{\text{розр}} = \frac{I_{\text{розр}}}{J_{\text{ек}}}; \quad (5.2)$$

$J_{\text{ек}}$ для алюмінієвих проводів з часом максимуму навантаження понад 5000 годин становить $0,8 - 0,6 \text{ А/мм}^2$.

$$F_{\text{розр}9-601} = \frac{I_{\text{розр}}}{J_{\text{ек}}} = \frac{135,88}{0,8} = 167,8 (\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}601-602} = \frac{184,13}{0,8} = 230,16 (\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}602-603} = \frac{71,84}{0,8} = 89,8 (\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}603-6} = \frac{15,3}{0,8} = 19,14 (\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}14-604} = \frac{40,43}{0,8} = 50,53 (\text{мм}^2);$$

Згідно ПУЕ мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-120/19. З отриманих результатів приймаємо АС-240/39 для всіх ділянок мережі, окрім 14-604, для неї обираємо АС 120/19.

Далі проведемо перевірку проводів на ПА режим, тобто 6 варіантів аварії в мережі, які можуть призвести до зміни перетоків навантаження.

1й – розрив лінії 9-601;

2й – розрив лінії 9-601 та відсутня генерація на СЕС (601);

3й – розрив лінії 603-6;

4й – розрив лінії 603-6 та відсутня генерація на СЕС (601);

5й – розрив лінії 602-601;

6й – розрив однієї лінії 14-604.

Отримані результати представлені у таблиці 5.1

Таблиця 5.1 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	Іпа1, А	Іпа2, А	Іпа3, А	Іпа4, А	Іпа5, А	Іпа6, А	Іпа, А max	Іпа Доп.	Марка проводу
9-601	0	0	146,8	196,8	57,9	135,9	196,8	605	АС-240/39
601-602	57,9	1,07	196,8	196,8	0	184,13	196,8		АС-240/39
602-603	63,8	112,05	83,7	83,7	89,4	71,9	112,05		АС-240/39
603-6	145,73	196,2	0	0	197,2	14,8	197,2		АС-240/39
14-604	40,43	40,5	40,425	40,42	40,43	80,85	80,85	390	АС-120/19

5.2 Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях

Детальний аналіз можливості систематичного перевантаження

трансформаторного обладнання понижуючих підстанцій в нормальних режимах, з урахуванням реального графіка навантаження та коефіцієнта початкового навантаження, а також температури навколишнього середовища, не є частиною завдання цього проекту. Тому, відповідно до практики проектування, потужність трансформаторів на понижуючих підстанціях визначається з урахуванням допустимого перевантаження в післяаварійних режимах, що становить 40% на час максимального навантаження протягом доби, тривалістю не більше 6 годин і не більше 5 діб.

Вибір трансформаторів для підстанцій здійснюється за такими критеріями:

1. Якщо в складі навантаження підстанції є споживачі 1-ої категорії, то кількість встановлених трансформаторів повинна бути не менше двох.

2. На підстанціях, які забезпечують електроенергією споживачів 2-ої та 3-ої категорії, допускається встановлення одного трансформатора за умови наявності централізованого пересувного трансформаторного резерву в мережевому районі та можливості заміни пошкодженого трансформатора протягом не більше ніж однієї доби, що на сьогодні є достатньо малоімовірним.

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

$$\underline{S}_{T.ном} \geq \frac{P_{max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{max}}{1,4 \cdot (n_T - 1)}, \quad (5.3)$$

де n_T - кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанції;

Для 601 вузла згідно (5.3) маємо:

$$S_1 \geq \frac{8,1}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 5,78 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два двофазних трансформатора з номінальною потужністю 6,3 МВА.

У вузлах 602, 603 та 604 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 5.2 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	У _{ном} обмоток, кВ		u _k %	ΔP _k кВт	ΔP _x кВт	I _x %	R Ом	X Ом	ΔQ _x кВАр
				ВН	НН							
601	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
602	ТДН – 16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10,5	85	19	0,7	4,68	86,7	112
603	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
604	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70

Перевірка економічності експлуатації трансформатора у режимі максимальних навантажень здійснюється згідно формули 5.4

$$K_{na} = \frac{S_{наг}}{n_m \cdot S_n} \leq 0,7 - 0,8 \quad (5.4)$$

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{na} = \frac{8,1}{2 \cdot 6,3} = 0,64 \leq 0,7 - 0,8$$

$$K_{na} = \frac{15,77}{2 \cdot 16} = 0,49 \leq 0,7 - 0,8$$

$$K_{na} = \frac{11,72}{2 \cdot 10} = 0,58 \leq 0,7 - 0,8$$

$$K_{na} = \frac{11,49}{2 \cdot 10} = 0,57 \leq 0,7 - 0,8$$

Перевірка завантаження обраного трансформатора під час максимальних навантажень у вузлах показала, що коефіцієнт завантаження складає $\leq 0,7-0,8$, що відповідає умовам економічної експлуатації. Другий трансформатор буде введено в експлуатацію лише в період максимальних навантажень. Розрахунки показали, що трансформатори обраної потужності здатні не лише забезпечити надійне електропостачання споживачів, але й враховують розвиток споживання

електричної енергії в майбутньому. Вибір трансформаторів для інших підстанцій здійснювався за аналогічним підходом, результати наведені в таблиці 5.2

5.3 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

У будь-який момент часу джерела централізованого електропостачання повинні постачати в мережу таку кількість електроенергії, яка відповідає поточному споживанню всіх користувачів з урахуванням втрат під час передачі. Таким чином, баланс активних потужностей для вузлів 601, 602, 603, 604 за умови сталої частоти $f=f_{\text{ном}}$ можна записати так:

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{\text{ні}} + \Delta P_{\text{м}}; \quad (5.5)$$

$$P_{\Gamma} = 0.9 \cdot 34,4 + 0.05 \cdot 34,4 = 32,68 \text{ (МВт)},$$

де P_{Γ} – активна потужність на шинах постачальної підстанції; $\sum P_{\text{ні}}$ – сумарна активна потужність навантажень; $\Delta P_{\text{м}} = 0.05 \cdot \sum P_{\text{ні}}$ – втрати активної потужності в лініях і трансформаторах приймається, що вони складають 5 % від $\sum P_{\text{ні}}$; $K = 0,9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження

Реактивна потужність, що споживається від центрів живлення з урахуванням забезпечення економічного її транспортування:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}); \quad (5.6)$$

$$Q_{\Gamma} = 32,68 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 32,68 \text{ (МВАр)}.$$

де $\varphi_{\Gamma} = 0,95$ – бажаний коефіцієнт потужності на шинах живлячих підстанцій виходячи з економічності експлуатації.

Реактивна потужність, яка споживається по району в цілому визначається по сумі відповідних навантажень в окремих пунктах з урахуванням коефіцієнта одночасності для реактивних навантажень орієнтовно рівного 0,95.

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП:

$$Q_{\text{ЛЕП}} = U^2 \cdot b_0 \cdot l \quad (5.7)$$

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП – 3-601

$$Q_{\text{ЛЕП9-601}} = 109,9^2 \cdot (3,02 \cdot 10^{-6} \cdot 6,3) = 0,229 \text{ (МВАр)}.$$

Для інших відрізків розраховано аналогічно. Сумарна генерація реактивної потужності магістралі становить:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,229 + 0,354 + 0,3 + 0,323 + 0,457 = 1,665 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Нi}} = 0,95 \cdot 18,32 = 17,4 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 17,4 = 1,74 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КPi}} = 17,4 + 1,74 - 1,665 - 10,74 = 6,742 \text{ (МВАр)}.$$

Порівнявши загальну потужність споживачів, яка становить 17,4 МВАр, з потужністю, що надходить від джерел постачання — 10,74 МВАр, можна зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-6750-450 УЗ на 6750 КВАр у вузлі з найменшим рівнем напруги, а саме в вузлі 603.

Висновок до розділу 5

Визначення конструктивних параметрів електричних мереж включає вибір потужності трансформаторів та балансування потужностей на шинах джерела живлення. Ці параметри мають значний вплив на загальну ефективність і надійність мережі, забезпечуючи оптимальну роботу електричної системи в різних умовах експлуатації. Урахування конструктивних параметрів сприяє підвищенню ефективності та безпеки експлуатації електричних мереж.

РОЗДІЛ 6

ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ

Під час вибору схеми електричної підстанції необхідно враховувати кількість приєднань, беручи до уваги призначення, роль та положення підстанції в електричній мережі енергосистеми (лінії та трансформатори).

З огляду на функції ПС в електричній мережі, електрична схема повинна:

- забезпечувати надійне живлення приєднаних споживачів у нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах відповідно до категорій надійності електропостачання, враховуючи наявність незалежних резервних джерел живлення;
- гарантувати надійність транзиту електроенергії через ПС у нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах, залежно від його значення для конкретної ділянки мережі;
- враховувати поетапний розвиток ПС та динаміку зміни навантаження мережі. Принцип поетапного розвитку ПС і її головної схеми повинен забезпечувати найбільш простий та економічний розвиток ПС без значних робіт з реконструкції діючих об'єктів і з мінімальними обмеженнями електропостачання споживачів;
- відповідати вимогам протиаварійної автоматики.

Для нових ПС напругою від 6 кВ до 750 кВ переважно слід передбачати електричні схеми РУ, зазначені в таблицях 4.2.10-4.2.13 [23]. Наповнення цих схем комутаційними елементами та їх насичення додатковими елементами, що підвищують надійність функціонування і безпечність обслуговування ПС, повинно здійснюватися відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій».

6.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 601, 602, 603 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то

для цих вузлів було обрано схему «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» (рис.6.1).

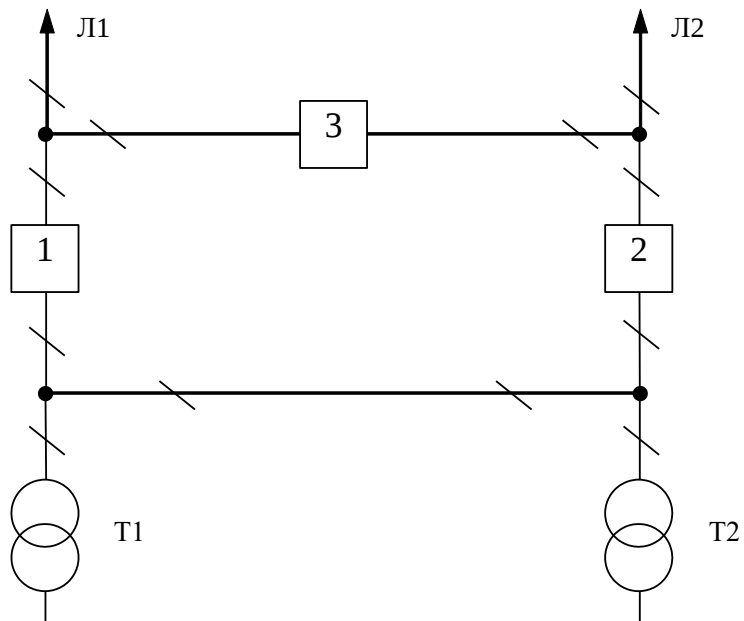


Рисунок 6.1 – Схема розподільчого пристрою вузлів 601, 602, 603

Така схема може забезпечувати транзит електроенергії у разі відмови, або виведення в ремонт одного з елементів РП на стороні вищої напруги підстанції.

Для вузла 604 обираємо схему «Два блоки лінія – трансформатор з роз'єднувачами», оскільки підстанція є тупиковою та має 2 приєднання (рис. 6.2).

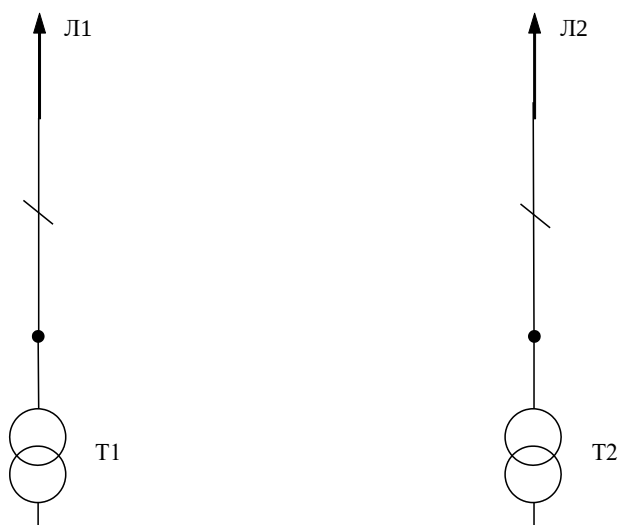


Рисунок 6.2 – Схема розподільчого пристрою вузлів 604

Така схема може забезпечувати транзит електроенергії у разі відмови, або виведення в ремонт одного з елементів РП на стороні вищої напруги підстанції.

6.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для вузла Сосонка – тяга пропонується залишити наявну схему «Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин» рис. 6.3 оскільки вона задовольняє умови надійності.

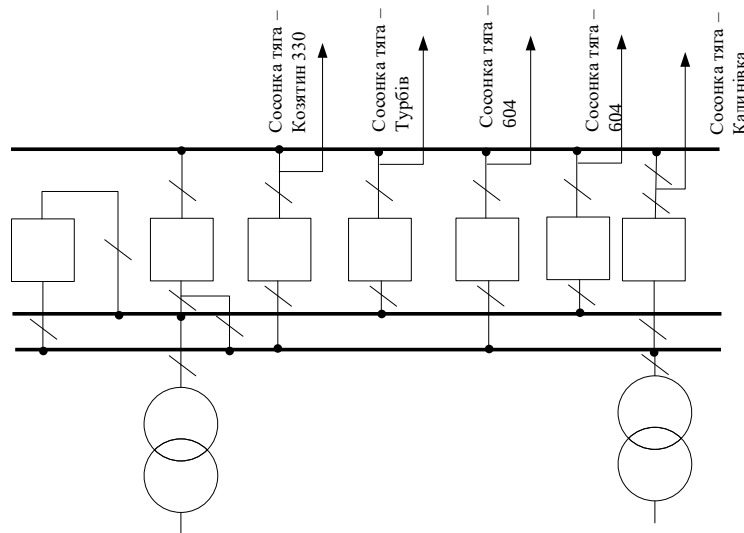


Рисунок 6.3 – Одна секціонована система збірних шин з обхідною

Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Юрівка (вузол 9) пропонується здійснити реконструкцію теперішньої схеми на «Розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» та замінити наявні короткозамикачі на вимикачі.

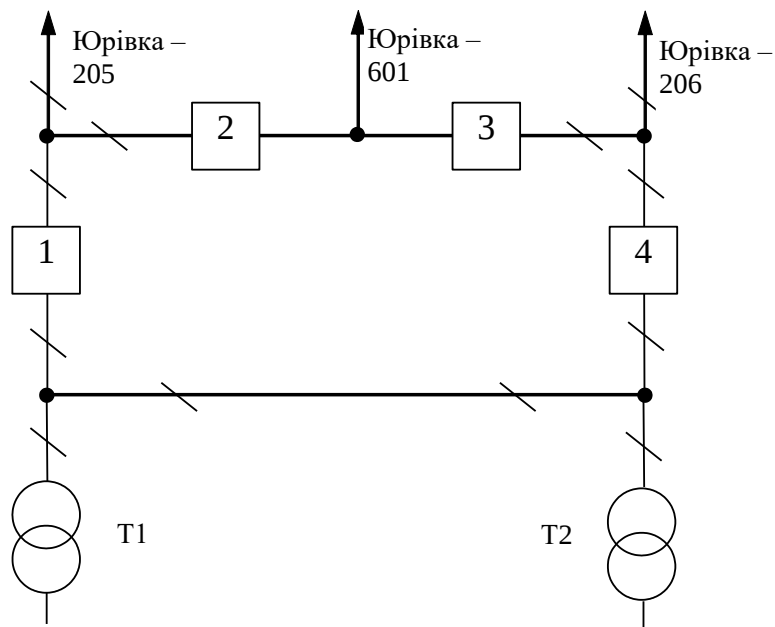


Рисунок 6.4 – Розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

Для розподільчого пристрою ВН підстанції Хмільник (вузол 6) реконструкція не потрібна, існуюча схема – «Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин» розрахована на кількість приєднань до 3-6. Дана схема зможе працювати і з ще 1-м приєднанням.

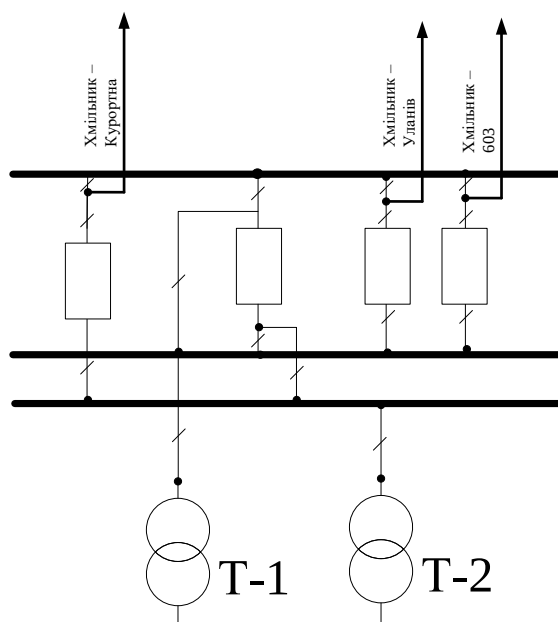


Рисунок 6.5– Схема вузлової підстанції Хмільник (вузол 6) – Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин

6.3 Оцінювання надійності схем підстанції

Розрахунок надійності схем розподільчих пристроїв (РП) полягає у визначенні математичних очікувань кількості відключень елементів, таких як лінії, трансформатори та генератори, що комутуються в РП. Також важливо провести розділення РП на електрично непов'язані частини та оцінити тривалість вимушеного простою елементів, що відключились, або розділення РП через відмову як вимикачів РП, так і самих комутуючих елементів. Ці розрахунки проводяться для нормальних та ремонтних режимів РП. Розрахунок надійності буде здійснюватися для схеми сонячної станції на вузлі 501.

Для визначення показників надійності застосовується формалізований метод, відомий як табличний метод В.Д. Тарівердієва. Вихідними даними для цього розрахунку є параметри потоку раптових відмов вимикачів РП та елементів, що комутуються в РП, такі як ω_i (1/рік), час поновлення вимикачів T_B (год.), періодичність m (1/рік), та тривалість планових ремонтів T_P (год.), а також час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив, T_0 (год.), та час для відключення (включення) роз'єднувача T_R (год.).

Розрахункові дані подаються у таблиці 6.1, де в лівому стовпці наведено елементи та наслідки їх відмов, а в верхньому рядку — вимикачі, що ремонтуються, разом з відповідними коефіцієнтами режимів роботи РП – K_j .

Нормальному режиму роботи РП приписується номер 0; коефіцієнт нормального режиму дорівнює:

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (6.4)$$

де n – кількість вимикачів в РП.

У відповідності з (5.4) для варіантів схеми вузлової підстанції маємо:

$$K_0^I = 1 - 3 \cdot 0,0001 = 0,9997$$

Для кожного сполучення i, j оцінюється наслідки відмов i -го елементу у j -му режимі, а саме, знаходяться елементи, що відключаються. Далі розраховується математичне сподівання такої відмови: $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$. Наприклад:

$$\omega_{1,2} = 0,03 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 10^{-9} \text{ 1/рік.}$$

Час планового простою вимикача, що відмовив, та вимикача, який знаходиться в плановому ремонті визначається за формулою:

$$T_{B2;П1} = T_{B2} - ((T_{B2})^2 / 2 \cdot T_{П1}),$$

де $T_{П1} = 45$ год;

Тоді:

$$T_{B2П1} = 20 - ((20)^2 / 2 \cdot 45) = 15,5 \text{ год.}$$

Скориставшись програмою «Надійність», яка дозволяє визначити надійність схеми заданої конфігурації, отримаємо розрахункову таблицю такого вигляду (табл. 6.1).

Після аналізу наслідків відмов елементів схеми розподільчого пристрою можна сформувати вибірку характеристик надійності схеми підстанції. До вибірки включені лише ті наслідки відмов, які призводять до втрати електропостачання споживачів (табл. 6.2).

Таблиця 6.1 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільчого пристрою (вузол 501)

Вимикач що відмовив	Параметр потоків відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті		
		$K_p=0,0001$		
		Q1	Q2	Q3
Q1	0,0305		G1, W1, D (W2, G2) – T_0	G2, G1, W2, W1 – T_0
			G1, W1, D (W2, G2) – T_B	G1, G2, D (W1, W2) – T_B
Q2	0,0305	G2, G1, W2, W1 – T_0		G2, G1, W2, W1 – T_0
		G1, W1, D (W2, G2) – T_B		G2, W2, D (W1, G1) – T_B
Q3	0,0305	G2, G1, W2, W1 – T_0	G2, W2, D (W1, G1) – T_0	
		G1, G2, D (W1, W2) – T_B	G2, W2, D (W1, G1) – T_B	

Таблиця 6.2 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

Елементи, що відключились	Р, [МВт]	t, [год]	К _о		К _р	
			ω _{лв}	ω _{гв}	ω _{лв}	ω _{гв}
G1, W1, D(W2,G2)	0	1	1	0	1	0
G2, G1, W2, W1	8,1	1	1	0	4	0
G2, W2, D(W1,G1)	0	1	1	0	1	0
G1	0	15,5	1	0	0	0
D(W1,G1), D(W2,G2)	0	15,5	1	0	0	0
G2	0	15,5	1	0	0	0
G1, W1, D(W2,G2)	0	15,5	0	0	2	0
G2, G1, D(W1,W2)	8,1	15,5	0	0	2	0
G2, W2, D(W1,G1)	0	15,5	0	0	2	0

Імовірність відключення конкретного приєднання можна обчислити як суму ймовірностей різних подій, що можуть призвести до його відключення.

Для розрахунку збитків від недовідпуску електроенергії (6.5), необхідно визначити обсяг електроенергії за рік (6.6) та величину недовідпуску електроенергії (6.7).

Питомий збиток від недовідпуску електроенергії для споживачів, згідно з умовами завдання, становить ($Z_0 = 5,08$ грн./кВт·год.);

$$M_{зб} = y_0 \cdot \sum_j K \sum_{i=1}^n w_i \cdot P_i \cdot T_i \quad (6.5)$$

$$W_{рік} = P_{нб} \cdot T_{нб} \quad (6.6)$$

$$\Delta W_{нд} = \sum_j K \sum_{i=1}^n w_i \cdot P_i \cdot T_i \quad (6.7)$$

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 6.3.

Таблиця 6.3 – Збитки від недовідпуску електроенергії

W _{рік} , МВт·год	ΔW _{нд} , МВт·год	M _{зб} , тис. грн.
41 415,3	0,248	1,262

Висновок до розділу 6

З розрахунків можна зробити висновок, що схема забезпечує порівняно низький рівень збитків, одночасно гарантуючи надійне генерування. Крім того, ця схема не потребує значних витрат на реконструкцію, що дозволяє знизити вартість реалізації проекту.

РОЗДІЛ 7

РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Розрахунок усталеного режиму електричної мережі (ЕМ) виконується за допомогою програмного комплексу "Втрати RVM – High". Цей комплекс дозволяє, використовуючи вхідні дані про характеристики ліній (довжина, тип проводу) та вузлів (номінальна напруга, наявність трансформаторів, їх кількість і тип), провести розрахунок усталеного режиму вхідної мережі напругою 110/35/10 кВ.

7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

Основними результатами розрахунків за допомогою цього програмного забезпечення є втрати потужності та електроенергії в заданій електричній мережі. Окрім цього, програма обчислює параметри усталеного режиму мережі, надаючи інформацію про напруги у вузлах та струми в гілках мережі.

Результати розрахунків для вхідної мережі 110/35/10 кВ подано в додатку А у вигляді трьох таблиць: загальні дані про втрати електроенергії, розрахунки по гілках, а також розрахунки по вузлах. Вхідні дані, які враховують розвиток мережі, подано в додатку В. Результати розрахунків для мережі 110/35/10 кВ після її розвитку також відображені в додатку В.

Далі розглянуто режими роботи мережі: максимальних і мінімальних навантажень, а також післяаварійний режим. Рівень напруги в балансуючих вузлах для усталеного режиму максимальних навантажень прийнято рівним 115 кВ, для мінімальних навантажень — 110 кВ, а для післяаварійного режиму — 121 кВ. Мінімальний режим характеризується мінімальним споживанням електроенергії споживачами, а післяаварійний передбачає планове обмеження навантаження окремих споживачів для збереження якості та надійності електропостачання.

Аналіз результатів підтверджує, що напруга у всіх вузлах залишається в допустимих межах, тобто в межах $\pm 10\%$ від номінальної. Вхідні дані та

результати розрахунків для мінімального та післяаварійного режимів після розвитку мережі наведені в додатках В і Г відповідно..

7.2 Регулювання напруги у мережі

Для забезпечення ефективної роботи споживачів необхідно підтримувати нормовані значення частоти та напруги, які виступають основними показниками якості електроенергії. Головне завдання підтримання напруги в живлячих мережах полягає у забезпеченні відповідних показників якості енергії. У розподільчих мережах 10 кВ регулювання напруги здійснюється безпосередньо в центрах живлення за допомогою трансформаторів із пристроями регулювання під навантаженням (РПН).

Регулювання напруги виконується для забезпечення нормативних відхилень напруги на шинах вторинної напруги підстанцій. Значення напруг у вузлах на високій і низькій сторонах без використання регулювання РПН подано в табл. 7.1.

Таблиця 7.1 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 110кВ.

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
601	110,24	104,91	116,59
602	109,65	104,28	116,03
603	109,5	104,13	115,9
604	112,53	107,38	118,68

Таблиця 7.2 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 10 кВ

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
601	10,57	10,06	11,18
602	10,18	9,64	10,81
603	10,48	9,96	11,09
604	10,37	9,85	10,98

На шинах високої напруги рівні напруги обумовлені параметрами існуючої мережі і визначаються в результаті розрахунку режиму максимальних навантажень (додаток Б).

Дійсний рівень напруги у вузлі:

$$U_{HH} = \frac{U_{BH} - \Delta U'_T}{K_T} = \frac{\Delta U'_T}{K_T} \quad (7.1)$$

де $\Delta U'_T$ – втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН.

$$\Delta U'_T = \frac{P_H \cdot R_T + (Q_H - Q_{KY}) \cdot X_T}{U_{BH}} \quad (7.2)$$

де U_{BH} – розрахункова величина робочого рівня напруги у вузлі; P_H , Q_H – активна і реактивна складові потужності навантаження у вузлі.

Бажаний коефіцієнт трансформації знаходять з умови забезпечення на стороні НН трансформаторної підстанції бажаної напруги U_{HH6} (приймаємо U_{HH6} рівним 10.5 кВ, з метою компенсації спаду напруги у мережах 10 кВ).

$$K_{T6} = \frac{U_{BH}}{U_{HH6}}. \quad (7.3)$$

Далі визначаємо дійсний коефіцієнт трансформації трансформатора та номер відпайки, виходячи з меж регулювання і номінального коефіцієнта трансформації вибраних трансформаторів.

Всі трансформатори, які використовуються в мережі, мають напругу високої сторони 115 кВ, а низької – 10,5 кВ, і межі регулювання $\pm 9 \times 1.78 \%$. Розрахунок дійсного коефіцієнта трансформації виконується за формулою:

$$K_{Td} = \frac{U_{BH}}{U_{HH}} = \frac{115}{10,5} = 10,9 \quad (7.4)$$

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати

добутку розрахованого коефіцієнта трансформації $K_{\text{ТД}}$ за формулою (7.4) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки.

За формулою (7.2) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 601.

$$\Delta U_{\text{Т601}} = \frac{(8,1) \cdot (14,7 / 2) + (0) \cdot (220 / 2)}{110,24} = 0,54 \text{ кВ}$$

За (7.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{\text{Т601б}} = \frac{110,24 - 0,54}{10,5} = 10,45$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{\text{Т601д}} = 10,455$, що відповідає 9-й відпайці.

Дійсний рівень напруги в першому вузлі розраховуємо за формулою (7.1).

$$U_{\text{НН601д}} = \frac{110,24 - 0,54}{10,455} = 10,55 \text{ кВ.}$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

№ відп	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
$K_{\text{Тб}}$	11,609	11,552	11,395	11,239	11,082	10,925	10,768	10,611	10,455	10,298	10,141	9,984	9,827	9,660	9,514	9,357	9,200

Аналогічні розрахунки виконуємо для решти нових вузлів споживання схеми і заносимо їх в табл. 7.4.

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформаторах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансформації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
601	0,540	10,55	10,49	9	10,45	0,095648
602	3,021	10,15	10,51	11	10,14	0,09861
603	4,039	10,04	10,56	12	9,98	0,10016
604	3,853	10,35	10,55	10	10,29	0,097106

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ та запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 601, 602, 603, 604 (додаток Д). За отриманими результатами можна сказати, що рівень напруги у вузлах відповідає рівню $\pm 10\%$ від номінальної напруги, тому задовольняє норми показників якості ЕЕ.

7.3 Аналіз втрат в мережі при інтегруванні в неї СЕС

Інтегрування сонячних електростанцій (СЕС) у енергомережу є важливим кроком на шляху до екологічно чистої та сталого енергетики. Однак цей процес має свої особливості та виклики. Основною проблемою є нестабільність генерації електроенергії через залежність від погодних умов і циклу дня, що ускладнює балансування між виробництвом і споживанням. Також виникають труднощі з перевантаженням мережі, адже існуюча інфраструктура не завжди готова до прийому великих обсягів децентралізованої електроенергії. Іншим важливим аспектом є потреба у високоякісному обладнанні, зокрема інверторах, для перетворення постійного струму в змінний. Крім технічних аспектів, інтеграція СЕС також вимагає вдосконалення регуляторної бази та розвитку "розумних" мереж, що дозволять ефективно керувати потоками енергії та мінімізувати втрати. Таким чином, інтеграція СЕС потребує комплексного підходу, який включає модернізацію інфраструктури, впровадження новітніх технологій та ефективне управління енергетичними потоками.

Для визначення оптимальних параметрів інтеграції сонячних електростанцій (СЕС) у локальну енергомережу було розроблено експериментальний підхід, який включає поетапне збільшення навантаження від СЕС на окремі вузли мережі та аналіз втрат електроенергії на кожному етапі. Дослідження проводилося на чотирьох ключових вузлах мережі, кожен з яких розглядався окремо для забезпечення точності та надійності результатів.

Оскільки літній період характеризується найвищим рівнем генерації сонячної енергії, результати цих розрахунків є важливими для оцінки

максимально можливого навантаження, яке мережа здатна прийняти без істотних втрат. Отримані значення оптимального та максимального генерування СЕС слугуватимуть базою для подальших досліджень, зокрема для інших сезонів року.

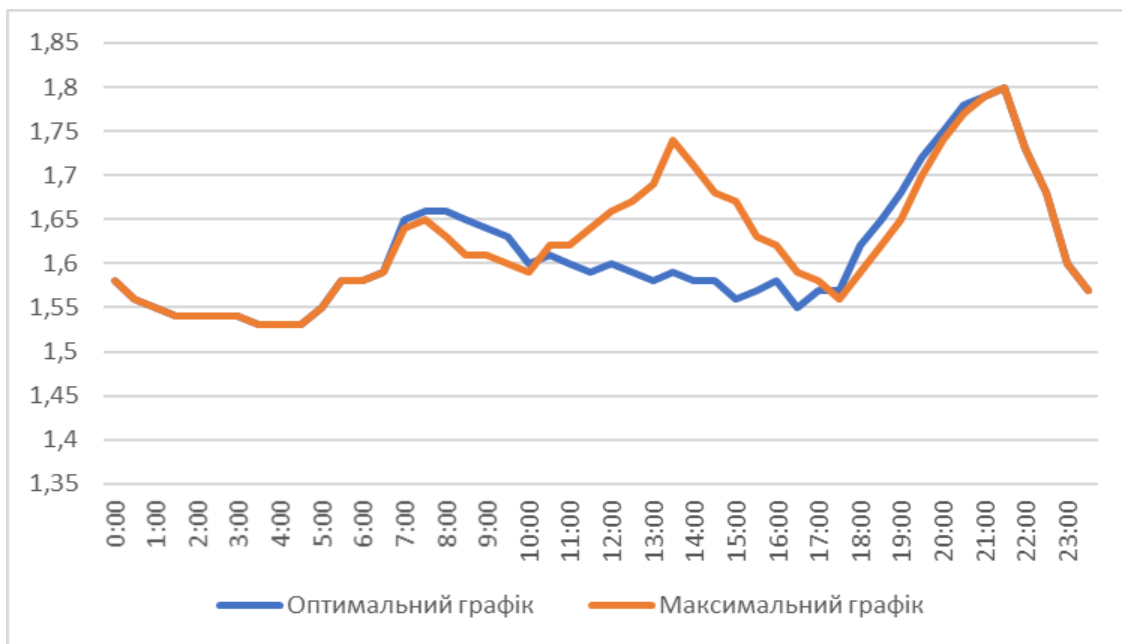


Рисунок 7.1 Порівняння оптимального та максимального графіків втрат у вузлі 601 влітку.

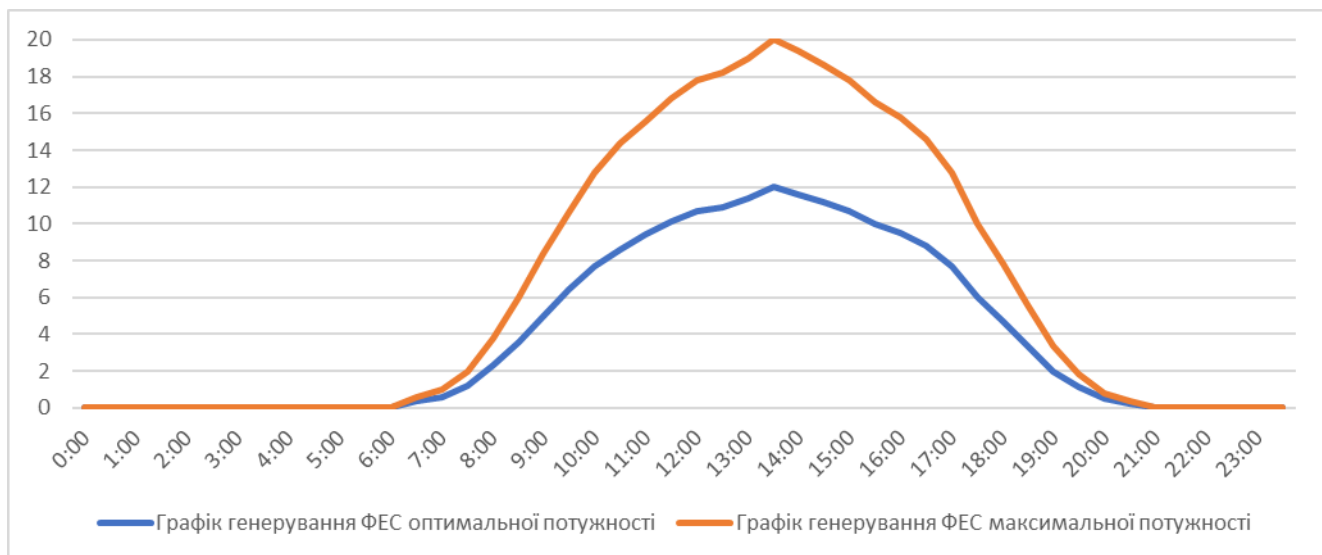


Рисунок 7.2 Порівняння графіків генерування ФЕС у вузлі 601 влітку.

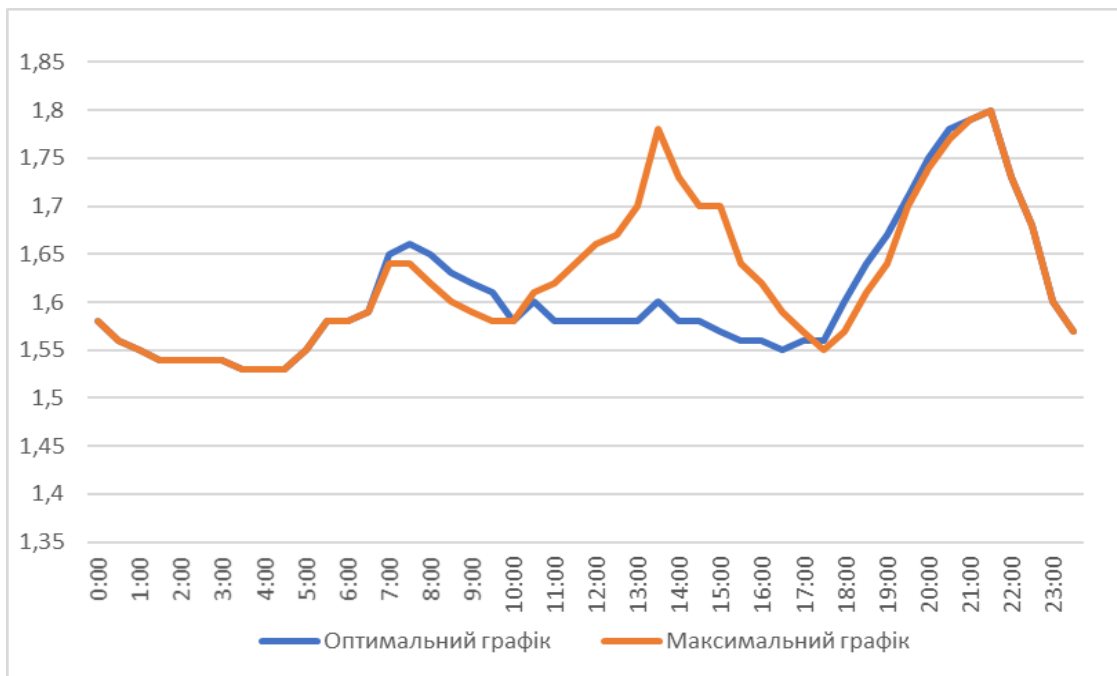


Рисунок 7.3 Порівняння оптимального та максимального графіків втрат у вузлі 602 влітку.

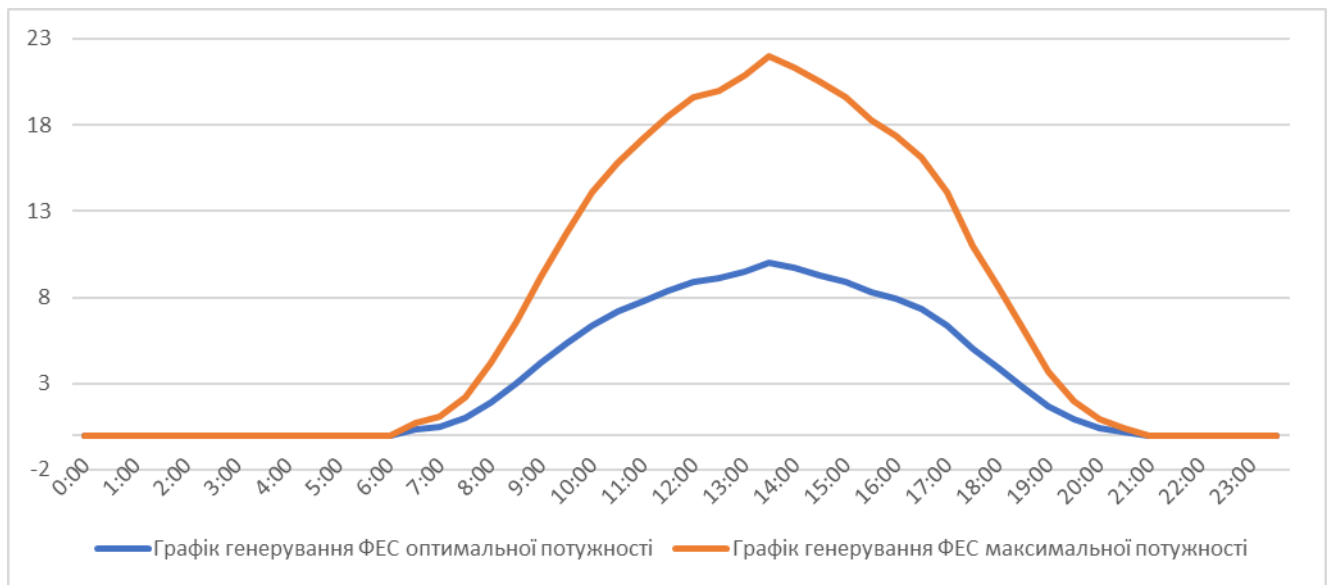


Рисунок 7.4 Порівняння графіків генерування ФЕС у вузлі 602 влітку.

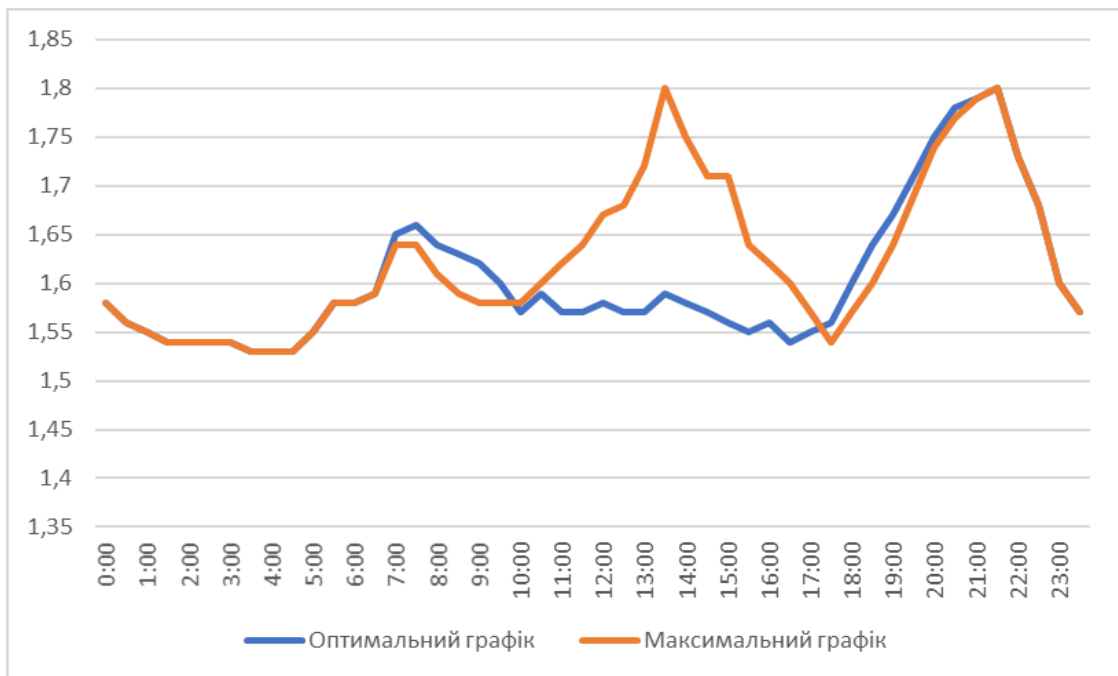


Рисунок 7.5 Порівняння оптимального та максимального графіків втрат у вузлі 603 влітку.

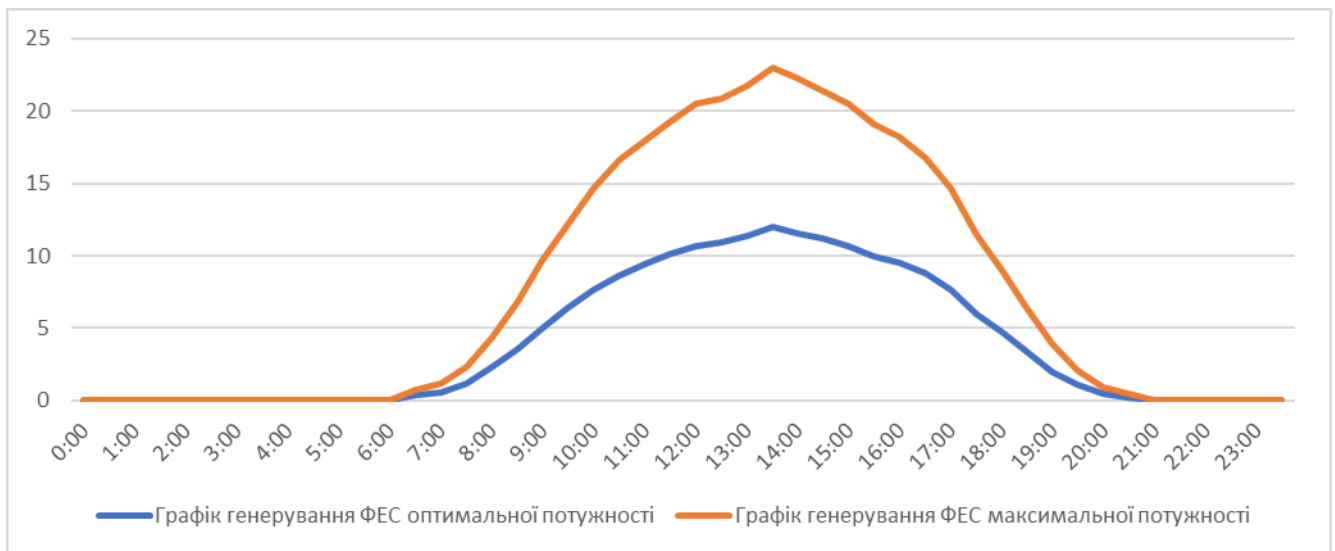


Рисунок 7.6 Порівняння графіків генерування ФЕС у вузлі 603 влітку.

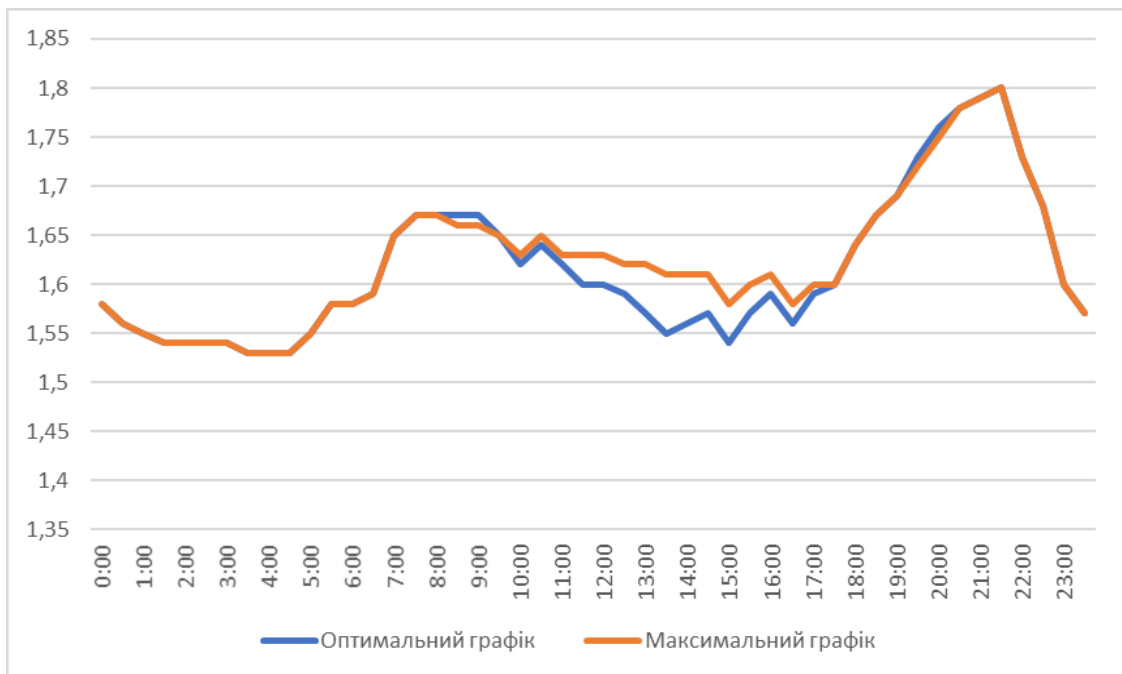


Рисунок 7.7 Порівняння оптимального та максимального графіків втрат у вузлі 604 влітку.

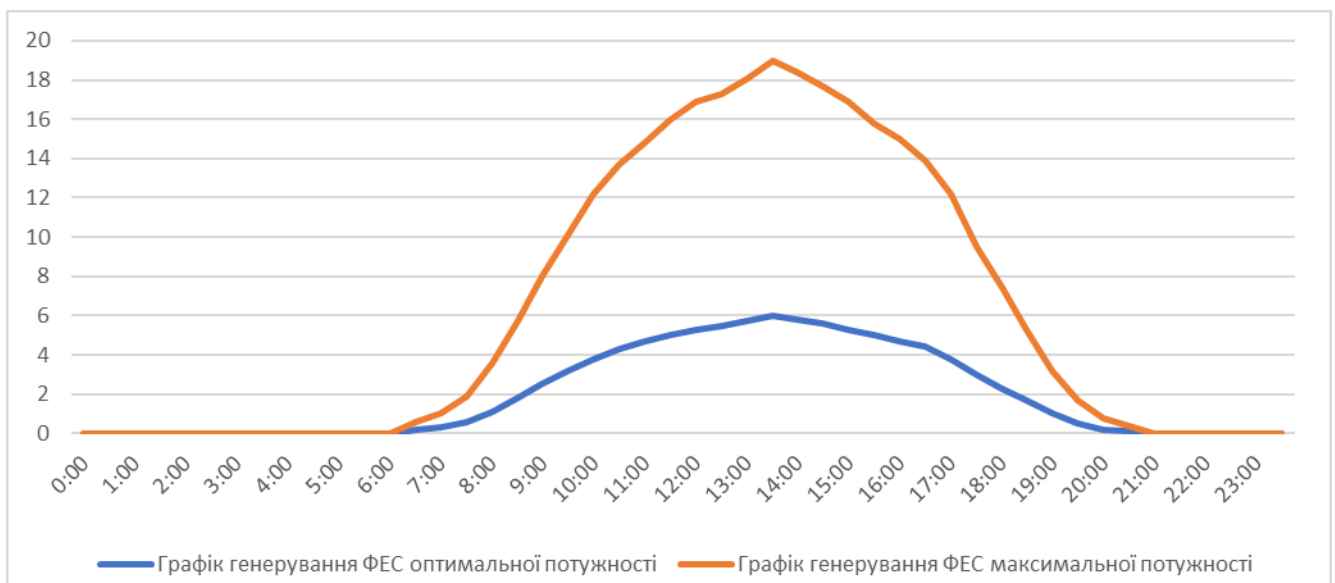


Рисунок 7.8 Порівняння графіків генерування ФЕС у вузлі 604 влітку.

Далі розрахунок проводився для зимової пори року, коли генерація сонячних електростанцій (СЕС) значно нижча через скорочений світловий день та знижену інсоляцію. Методика залишалася аналогічною: поступово збільшувалося генерування від СЕС у кожному вузлі мережі з фіксацією втрат електроенергії. Спочатку визначалося оптимальне генерування, при якому втрати були

мінімальними, а далі встановлювалося максимальне допустиме генерування, при якому втрати досягали початкового рівня. Зимовий період дозволив оцінити ефективність роботи СЕС у найменш сприятливих умовах.

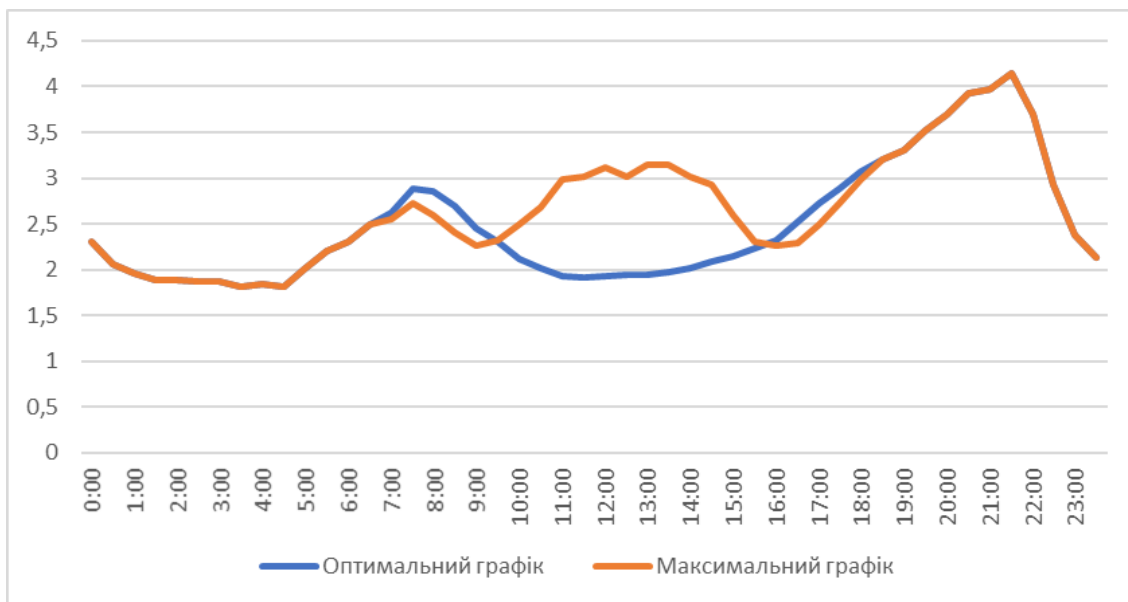


Рисунок 7.9 Порівняння оптимального та максимального графіків втрат у вузлі 601 взимку.

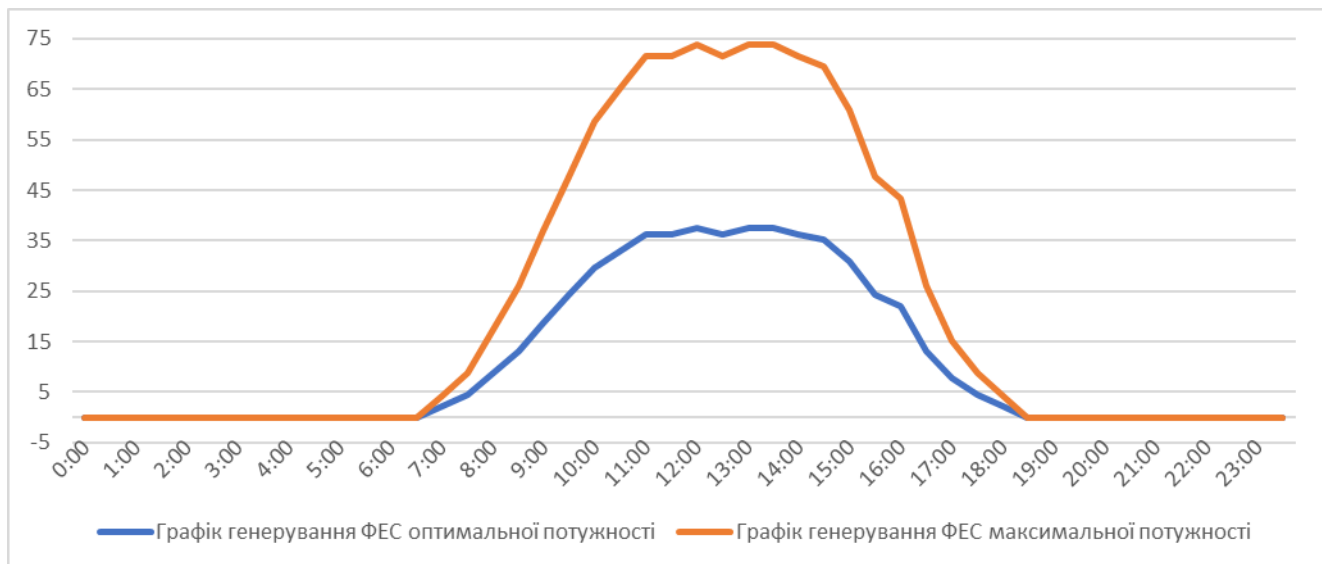


Рисунок 7.10 Порівняння графіків генерування ФЕС у вузлі 601 взимку.

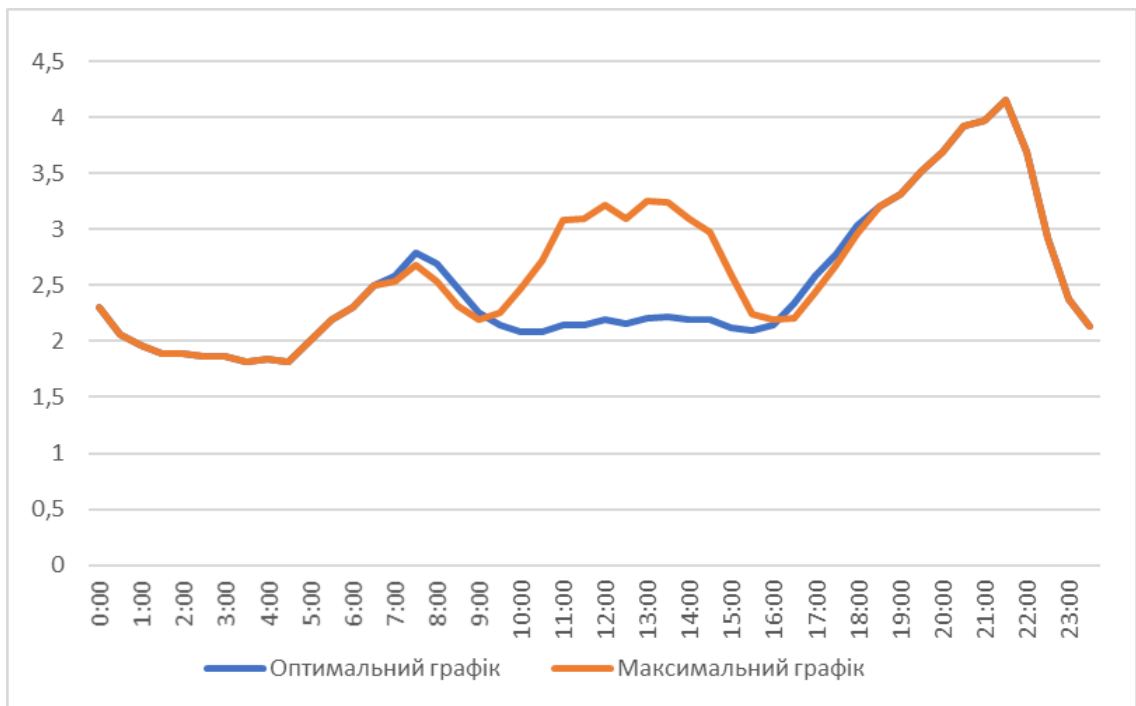


Рисунок 7.11 Порівняння оптимального та максимального графіків втрат у вузлі 602 взимку.

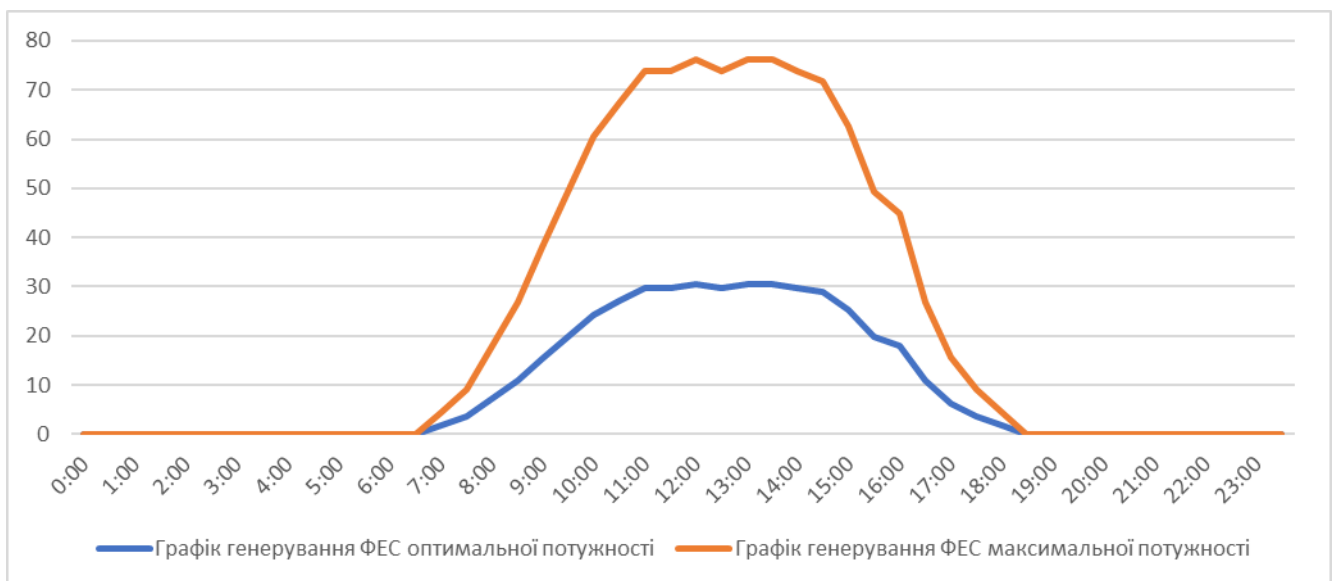


Рисунок 7.12 Порівняння графіків генерування ФЕС у вузлі 602 взимку.

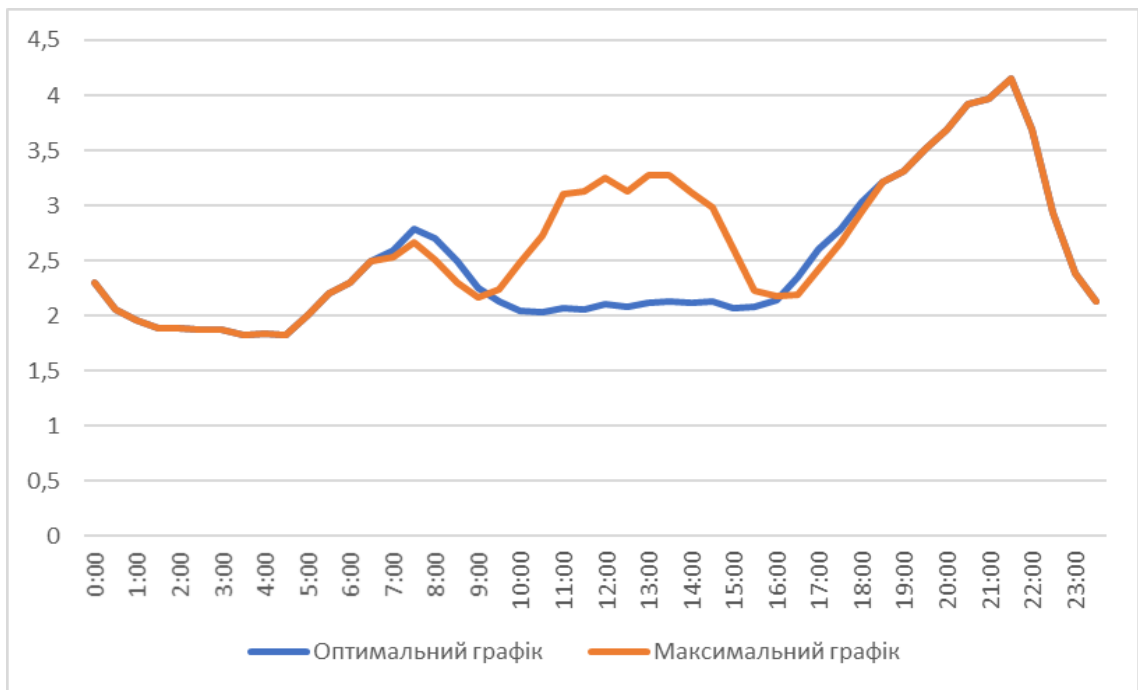


Рисунок 7.13 Порівняння оптимального та максимального графіків втрат у вузлі 603 взимку.

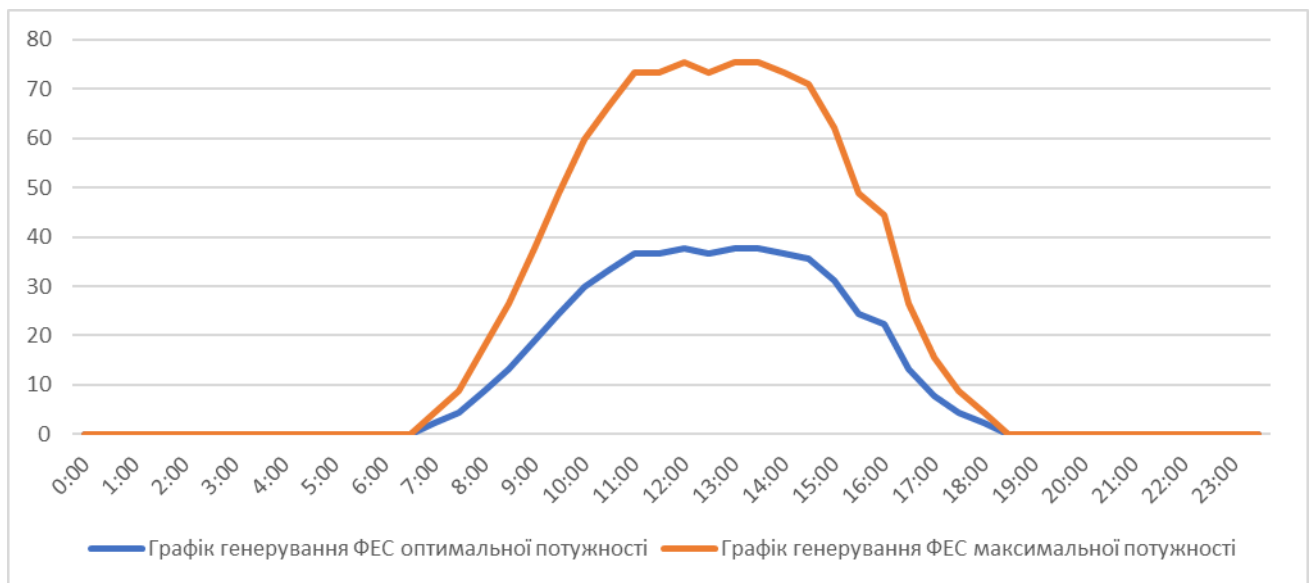


Рисунок 7.14 Порівняння графіків генерування ФЕС у вузлі 603 взимку.

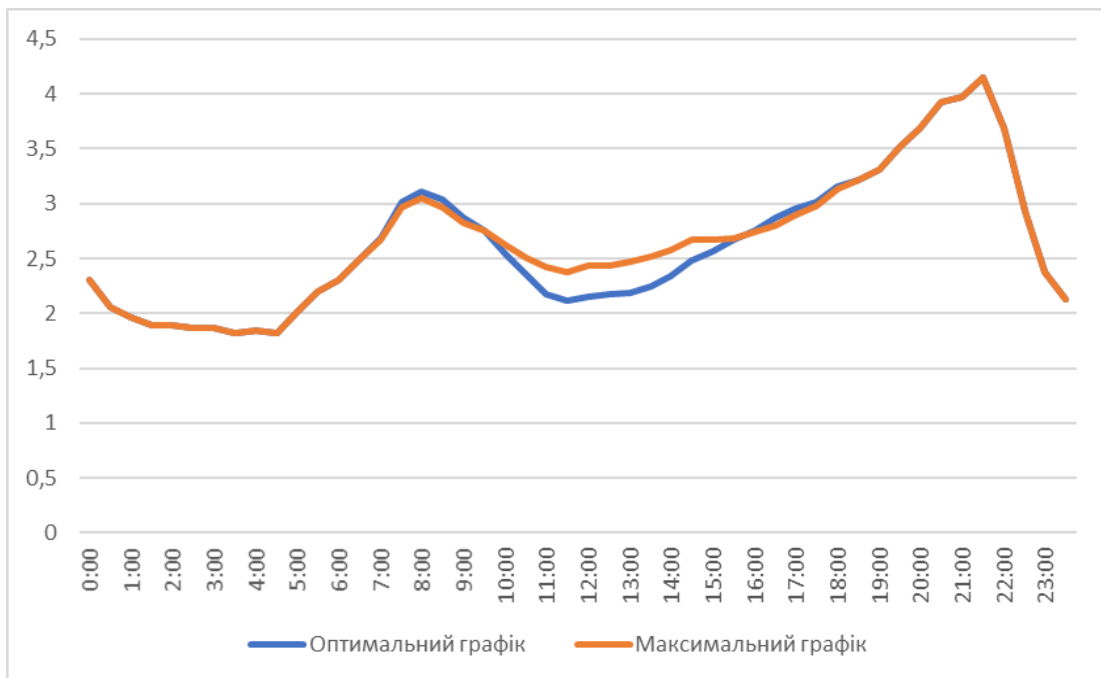


Рисунок 7.15 Порівняння оптимального та максимального графіків втрат у вузлі 604 взимку.

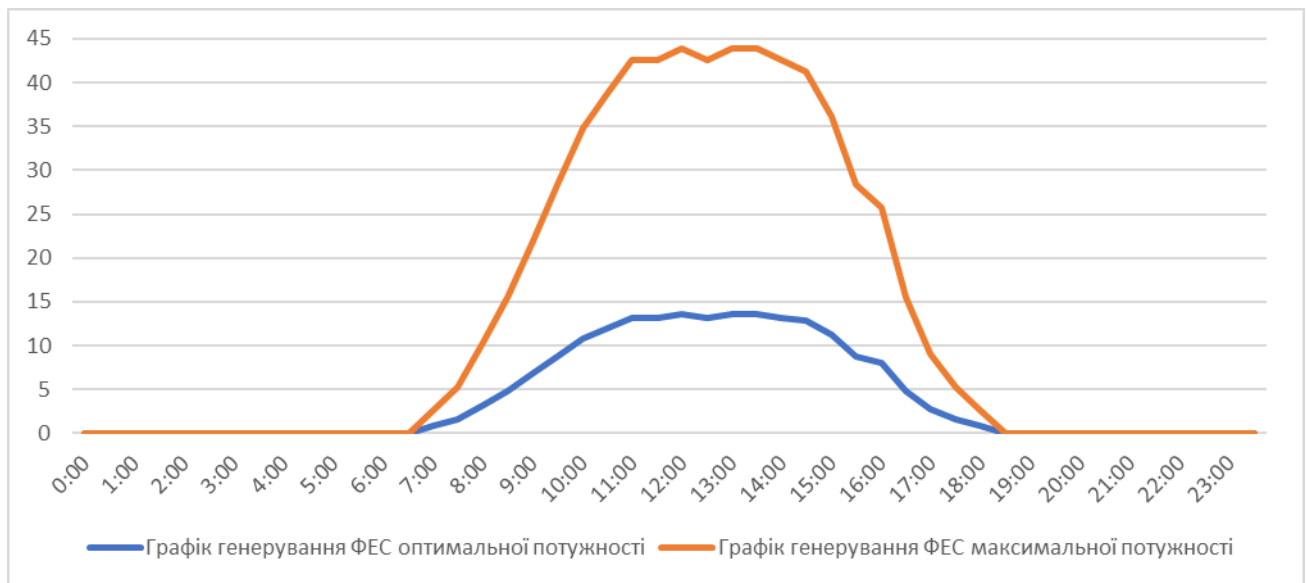


Рисунок 7.16 Порівняння графіків генерування ФЕС у вузлі 604 взимку.

Дослідження інтеграції сонячних електростанцій (СЕС) у мережу показало, що оптимальне та максимальне генерування від СЕС залежить від сезону. У літній період, завдяки високій генерації, втрати електроенергії знижуються до мінімуму при вищих рівнях генерування, ніж у зимовий час. Зимовий період, зі скороченим світловим днем характеризується меншими оптимальними та

максимальними генерування. Отримані результати підкреслюють необхідність сезонного підходу до планування інтеграції СЕС для забезпечення стабільності мережі та мінімізації втрат.

Таблиця 7.4 – Значення генерування СЕС у вузлах

Пора року	Вузол	Оптимальне генерування, МВт.	Максимальне генерування, МВт.
Літо	601	12	20
	602	10	22
	603	12	23
	604	6	19
Зима	601	37,4	73,8
	602	30,6	76,2
	603	37,7	75,5
	604	13,6	43,9

Аналіз генерування фотоелектричних станцій (ФЕС) у вузлах влітку та взимку показує значну сезонну різницю. У літній період генерування є відносно низьким: оптимальні значення варіюються від 6 до 12 МВт, а максимальні — від 19 до 23 МВт. У зимовий період спостерігається суттєве зростання генерування, зокрема максимальні показники сягають від 43,9 до 76,2 МВт, що значно перевищує оптимальні значення.

Такі дані свідчать про підвищене енергоспоживання в зимовий сезон, зумовлене, ймовірно, збільшенням попиту на електроенергію. Для забезпечення стабільної роботи системи важливо враховувати ці сезонні коливання та забезпечувати резервні потужності в пікові періоди.

Висновок до розділу 7

Аналіз і розрахунок усталених режимів електричної мережі допоміг визначити оптимальні параметри її роботи в різних режимах. Регулювання напруги в мережі сприяє стабільності функціонування та знижує втрати електроенергії, що є важливим для забезпечення високої якості електропостачання для споживачів. Це, у свою чергу, підвищує економічну ефективність і надійність системи електропостачання.

РОЗДІЛ 8

ОЦІНЮВАННЯ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ І ВИБІР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Оцінка економічної ефективності проекту модернізації розподільних мереж передбачає аналіз витрат та вигод, які виникають у процесі реалізації проекту. Основні показники, що використовуються для оцінки, включають:

Витрати на модернізацію.

Капітальні витрати: Включають витрати на придбання нового обладнання, матеріалів, установку та монтаж. Сюди ж слід віднести витрати на проектування, консалтинг та отримання дозволів.

Операційні витрати: Передбачають витрати на обслуговування нових систем, експлуатаційні витрати та енерговитрати, які можуть бути зменшені завдяки впровадженню нових технологій.

Вигоди від модернізації.

Зниження витрат електроенергії: Завдяки впровадженню сучасного обладнання та технологій можна зменшити витрати електроенергії в мережі на 5-10%. Це знижує загальні витрати на електроенергію, що позитивно вплине на фінансові результати підприємств і споживачів.

Підвищення надійності енергопостачання: Зменшення кількості аварій та збоїв у постачанні електроенергії дозволяє знизити витрати споживачів на компенсацію збитків та покращує репутацію постачальників електроенергії.

Економія на обслуговуванні: Впровадження автоматизованих систем управління та моніторингу дозволяє зменшити витрати на обслуговування мережі, оскільки автоматизовані системи можуть виявляти проблеми до їхнього переростання в серйозні аварії.

Аналіз витрат і вигод (Cost-Benefit Analysis).

Проведення аналізу витрат і вигод дозволяє оцінити співвідношення між вкладеннями та отриманими вигодами. Важливо оцінити термін окупності інвестицій, який покаже, через який час витрати на модернізацію повернуться у вигляді зекономлених коштів та зростання доходів.

IRR (внутрішня норма прибутковості) є важливим показником для визначення привабливості проекту. Якщо IRR перевищує вартість капіталу, проект вважається економічно вигідним. Внутрішня норма прибутковості дозволяє оцінити ефективність інвестицій у модернізацію розподільних мереж.

NPV (чиста теперішня вартість) розраховується як різниця між приведеними до теперішньої вартості грошовими потоками, отриманими від проекту, та витратами на його реалізацію. Позитивне значення NPV свідчить про те, що проект вартий інвестицій.

Модернізація мережі може також призвести до створення нових робочих місць, збільшення податкових надходжень до місцевого бюджету та підвищення якості життя населення. Стабільне електропостачання сприяє розвитку бізнесу та покращенню соціальної інфраструктури.

У попередніх розділах було проведено розрахунки для визначення оптимального варіанта розвитку електричної мережі 110 кВ, вибору основних схем вузлових і споживчих підстанцій, вибору ключового обладнання для підстанцій і мереж, а також аналізу режимів максимальних навантажень і розробки заходів для забезпечення належної якості напруги в електричній мережі. Завдяки цим діям накопичено достатній обсяг даних для оцінки економічної ефективності проекту розвитку мережі.

На сьогодні для оцінки економічної ефективності в енергетиці використовується показник рентабельності капіталовкладень. З огляду на те, що проект передбачає поетапне будівництво енергооб'єктів протягом трьох років, формула розрахунку рентабельності набуває такого вигляду:

$$E'_a = \frac{\Delta\Pi_1 / (1+E) + \Delta\Pi_2 / (1+E)^2 + \Delta\Pi_3 / (1+E)^3}{K_1 / (1+E) + K_2 / (1+E)^2 + K_3 / (1+E)^3}, \quad (8.1)$$

де K_t – капіталовкладення в t -ий рік, тис.грн; $E = E_{ан} = 0,2$ – банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях); $\Delta\Pi_t = \Pi_{t+1} - \Pi_t$ – зміна прибутку в наступному $t+1$ році порівняно з роком t , тис.грн.

Значення Π_t для кожного року визначаються за формулою:

$$\Pi_t = C_T \gamma W_t - B_t, \quad (8.2)$$

де: C_T – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту), $C_T = 3,68$ грн/кВт·год; γ – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для ЕМ 110 кВ $\gamma = 0.12$ [2]); W_t – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, МВт·год; B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис.грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

$$B_t = 0.033 \cdot K_t + \Delta W_t \cdot c, \quad (8.3)$$

де K_t – капітальні вкладення, тис.грн.; c – вартість 1 кВт·год. втраченої потужності; ΔW_t – втрати електроенергії в мережі, кВт·год:

$$\Delta W_t = \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_i}{U_H \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot r_{0i} \cdot \Delta L_i \cdot \tau; \quad (8.4)$$

де P_i – активна потужність, що передається по i -ій лінії, МВт; U_H – номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі попередньо існуючої мережі, тобто $U_H = 110$ кВ); r_{0i} – питомий опір проводу i -ої ЛЕП, Ом/км; τ – час максимальних втрат (5113 год); ΔL_i – довжина i -ої лінії, км.

Даний розрахунок можна замінити за допомогою використання ПЗ «ВТРАТИ», а саме, використовуючи схему до та на кожному етапі (році) її розвитку. Порівнюючи отримані дані, за кожним кроком зміни, знайдемо ΔW_t .

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

$$K = K_{П/СТ} + K_{ЛЕП}; \quad (8.5)$$

де $K_{П/СТ}$ – одночасні капітальні вкладення на спорудження підстанцій, тис.грн.;

$K_{ЛЕП}$ – одноразові капітальні витрати на спорудження ліній електропередач, тис.грн.

Збільшення навантаження, що було визначено в результаті проведення розрахунку по прогнозу навантаження на наступний період не призвів до необхідності збільшення потужності трансформаторів.

У відповідності з остаточним варіантом розвитку електричної мережі планується будівництво наступних енергетичних об'єктів.

На першому році:

- будівництво лінії електропередач: 14-604, 9-601, 601-602;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пунктах 601, 602, 604;
- реконструкція ПС «Юрівка»;
- спорудження нового приєднання у ПС «Сосонка-тяга»;

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 6-603 та 603-602;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 603;
- спорудження нового приєднання у ПС «Хмільник».

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на 1-му році показані у табл. 8.1–8.5.

Таблиця 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 601)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,488	5498,936	451,372	371,798	3,43	14843,02
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
	Всього ВРУ 110 кВ		435,935	13608,506	605,722	377,473	8,934	15036,573
3	Вузли обладнання 10 кВ:							
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:							
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	7 од.	270,312	2414,839	65,198	73,164	7	2830,513
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
	Всього ЗРУ 10 кВ		656,472	4874,01	146,124	151,724	17	5845,329

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 601)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:							
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	3287,266
5	ЗПК:							
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ							
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833
5.1.8	Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)							
Всього ЗПК			1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,685
Загальна кошторисна вартість			49954,88					

Таблиця 8.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 602)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							
1.7	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22566,38	734,56	601,984	4,916	24509,72
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
	Всього ВРУ 110 кВ		435,935	13608,506	605,722	377,473	8,934	15036,573
3	Вузли обладнання 10 кВ:							
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:							
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	12 од.	463,392	4139,724	111,768	125,424	12	4852,308
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
	Всього ЗРУ 10 кВ		849,552	6598,895	192,694	203,984	22	7867,124

Продовження табл. 8.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 602)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	3287,266	135,424
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,685	1709,318
Загальна кошторисна вартість			61643,366						

Таблиця 8.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 604)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,13	573,722	473,808	4,028	19004,222
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.1	Приєднання лінії 110 кВ з роз'єднувачем	2	292,414	397,84	30,812	22,224	2	745,29
2.5	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2	76,152	2044,102	117,386	58,22	2,088	2297,948
2.8	Приєднання ОПН 110 кВ	2	27,22	286,688	69,176	42,1	2	427,184
2.9	Приєднання трансформа- торів струму	2	130,114	1557,01	261,55	45,264	2,058	1995,996
	Всього ВРУ 110 кВ		1128,432	21635,77	1052,646	641,616	12,174	24470,64
3	Вузли обладнання 10 кВ:							
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:							
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,550
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9	3639,231
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
	Всього ЗРУ 10 кВ		733,704	5563,964	164,752	172,628	19	6654,047

Продовження табл. 8.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 604)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:							
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	3287,266
5	ЗПК:							
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ							
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833
5.1.8	Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)							
Всього ЗПК			1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,685
Загальна кошторисна вартість			54924,793					

Таблиця 8.4– Вартість реконструкції ПС «Юріївка»

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.2	Приєднання лінії 110кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2	373,308	5490,524	229,936	159,8	2,482	6256,048
2.3	Приєднання лінії 110кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1	372,645
2.4	Приєднання секційного вимикача 110 кВ	2	129,232	4338,54	175,916	119,24	2,326	4765,252
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110 кВ	1	54,027	287,744	24,915	10,315	1	378,001
2.6	Приєднання трансформатора напруги	1	38,076	1022,051	58,693	29,11	1,044	1148,974
Всього ВРУ 110 кВ			740,85	11337,78	504,866	329,577	7,852	12920,92
Загальна кошторисна вартість			12920,92					

Таблиця 8.5 – Вартість влаштування нового приєднання на ПС «Сосонка - тяга»

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.2	Приєднання лінії 110кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	1	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024
2.3	Приєднання лінії 110кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1	372,645
			332,861	2944,182	130,374	91,012	2,241	3500,669
Загальна кошторисна вартість			3500,669					

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 182944,628 тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. 8.6–8.7.

Таблиця 8.6 – Вартість будівництва підстанції (вузол 603)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,13	573,722	473,808	4,028	19004,22
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
	Всього ВРУ 110 кВ		435,935	13608,506	605,722	377,473	8,934	15036,573
3	Вузли обладнання 10 кВ:							
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:							
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	4 од.	154,464	1379,908	37,256	41,808	4	1617,436
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
	Всього ЗРУ 10 кВ		540,624	3839,079	118,182	120,368	14	4632,252

Продовження табл. 8.6 - Вартість будівництва підстанції (вузол 603)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього устанавлення потужністю:							
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540
4.4	БСК	1	38,616	344,977	9,314	10,452	1	404,359
Всього			174,04	2441,247	112,412	71,8	5,026	3691,625
5	ЗПК:							
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ							
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833
5.1.8	Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)							
Всього ЗПК			1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,69
Загальна кошторисна вартість			56322,17					

Таблиця 8.7 – Вартість влаштування нового приєднання на ПС «Хмільник»

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.2	Приєднання лінії 110кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	1	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024
2.3	Приєднання лінії 110кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1	372,645
			332,861	2944,182	130,374	91,012	2,241	3500,669
Загальна кошторисна вартість			3500,669					

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 59822,839 тис. грн.,

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_{\text{T}} \cdot l, \quad (8.6)$$

де C_{T} – вартість 1 км ЛЕП, тис. грн.

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 2097,245 \cdot 1,089 \cdot 12,6 + 1445,069 \cdot 1,089 \cdot (6,3+9,8) = 54113,387 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot (9,1+8,4) = 27539,402 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 54113,387 + 182944,628 = 237058,016 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 27539,402 + 59822,839 = 87362,241 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_{\text{Л}} + B_{\text{П}} + \Delta W_{\text{т}}, \quad (8.7)$$

де B_L – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній, тис.грн; B_P – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій, тис.грн; ΔW_t – зміна втрат електроенергії в електричній мережі внаслідок її розвитку, кВт·год:

$$\Delta W_t = \Delta W_{tЛ} + \Delta W_{тП}; \quad (8.8)$$

де $\Delta W_{tЛ}$, $\Delta W_{тП}$ – зміна втрат електроенергії, відповідно, в ЛЕП та трансформаторах підстанцій, кВт·год.

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

$$B_L = (K_{ЛЕП} \cdot P_L\%)/100; \quad (8.9)$$

де $P_L\%$ – норма щорічних відрахувань на ремонт та обслуговування повітряних ліній (0,3%).

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

$$B_P = (K_{П/СТ} \cdot P_P\%)/100; \quad (8.10)$$

де $P_P\%$ – норма щорічних відрахувань на ремонт та обслуговування електротехнічного устаткування підстанцій (3,0%).

Таким чином у відповідності з формулами (8.9-8.10) маємо:

$$B_{Л1} = (54113,387 \cdot 0,3)/100 = 162,34 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{Л2} = (27539,402 \cdot 0,3)/100 = 82,618 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{П1} = (237058,016 \cdot 3)/100 = 7111,74 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{П2} = (87362,241 \cdot 3)/100 = 2620,867 \text{ (тис.грн.)};$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках подана в табл. 8.7:

Таблиця 8.7 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях:

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Зміна втрати в ЛЕП, кВт	Зміна втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП:14-604, 9-601, 601-602 П/ст: 601, 602, 604	590	210	800
2	ЛЕП:6-603, 603-602 П/ст: 603	480	60	540

Річні видатки було розраховано за виразом(8.7).

$$B_1 = 162,34 + 7111,74 + (800 \cdot 3,68) = 10218,08 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 82,618 + 2620,867 + (540 \cdot 3,68) = 4690,685 \text{ (тис.грн.)};$$

Додаткові надходження електроенергії в електричну мережу за рахунок її розвитку визначається як сумарне річне електроспоживання додатково приєднаних споживачів. Звідки, по роках розвитку:

$$W_{1(601+602+604)} = 8,1 \cdot 1200 + (14,2 + 10) \cdot 6400 = 164600 \text{ МВт·год};$$

$$W_{2(603)} = 10,2 \cdot 6400 = 65280 \text{ МВт·год}.$$

У відповідності з (8.2) зміна прибутку по роках визначається наступним чином:

$$\begin{aligned} \Pi_1 &= 5,08 \cdot 0,12 \cdot 9720 + 3,68 \cdot 0,12 \cdot 154880 - 10218,08 = \\ &= 64102,24 \text{ тис.грн.}; \end{aligned}$$

$$\Pi_2 = 3,68 \cdot 0,12 \cdot 65280 - 4690,685 = 24136,963 \text{ тис.грн.};$$

За результатами попередніх розрахунків, рентабельність проекту розвитку в цілому визначається наступним чином (8.1):

$$E'_a = \frac{64102,24 / (1 + 0,2) + 24136,963 / (1 + 0,2)^2}{237058,016 / (1 + 0,2) + 87362,241 / (1 + 0,2)^2} = 0,271$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,355 = 3,7 \text{ років.}$$

Таблиця 8.9 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	34,4
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	6400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	1 270 060
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	242767,467
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	3,7
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	3,41
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,53
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	6260
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	17700

З отриманих даних можна сказати, що мережа є економічно доцільною, її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від нових споживачів.

Рентабельність проекту розвитку в цілому задовільна, оскільки близьке до значення $E_{ан}$ (банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях) ($E_{ан} = 0,2$)). Терміни окупності підтверджують ефективність.

Висновок до розділу 8

Оцінка техніко-економічних показників дозволяє обрати найоптимальніший варіант розвитку електричної мережі. Проведені розрахунки підтверджують ефективність прийнятих рішень і демонструють економічну доцільність запропонованих схем розвитку. Це обґрунтовує інвестиції в розвиток енергетичної інфраструктури, забезпечуючи надійне й економічно вигідне електропостачання.

З отриманих даних можна стверджувати, що мережа є економічно обґрунтованою, а її впровадження забезпечить додаткові фінансові надходження завдяки підключенню нових споживачів. Проект розвитку в цілому має задовільний рівень рентабельності, а термін його окупності складає 3,7 років.

РОЗДІЛ 9

ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

У цьому розділі магістерської роботи розглянуті заходи з охорони праці та цивільного захисту під час розвитку розподільних мереж 110 кВ на території Хмельницького району із впровадженням оптимізації джерел розосередженого генерування. У процесі виконання робіт, пов'язаних із модернізацією, монтажем та обслуговуванням електрообладнання розподільчих мереж, забезпечується дотримання вимог техніки безпеки та організація протипожежних заходів.

Під час виконання робіт важливе значення має створення оптимальних умов праці, у тому числі дотримання необхідного температурного режиму, що відповідає санітарно-гігієнічним нормам. Особливу увагу приділено заземленню всіх металевих неструмопровідних частин обладнання (корпусів електродвигунів, шаф, світильників тощо), які можуть опинитися під напругою у разі пошкодження ізоляції, шляхом приєднання до нульового проводу живлячої мережі.

Небезпечні та шкідливі виробничі фактори.

Фізичні фактори: мікроклімат (контроль температури, вологості, швидкості руху повітря та інфрачервоного випромінювання для створення комфортних умов праці), виробничий шум, ультразвук та інфразвук: (зменшення впливу цих факторів шляхом використання шумоізоляційних матеріалів), вібрація: (вплив локальної та загальної вібрації від електрообладнання, заходи для її мінімізації), освітлення: (організація природного та штучного освітлення, усунення недостатності або сліпучих відблисків).

Хімічні фактори: контроль вмісту пилу й аерозолів у повітрі робочих зон, які можуть утворюватися під час роботи електрообладнання.

Фактори трудового процесу: важкість праці: виконання фізичних навантажень, пов'язаних із монтажем і ремонтом обладнання, транспортуванням важких вантажів, забезпеченням зручності робочих поз.

Напруженість праці: емоційні та сенсорні навантаження, характерні для роботи з високовольтними мережами, необхідність уважного моніторингу систем.

Для мінімізації впливу зазначених факторів передбачено застосування засобів індивідуального захисту (каски, діелектричні рукавички, взуття, інструменти з ізоляційним покриттям) та проведення обов'язкових інструктажів.

Протипожежні заходи та протипожежний захист.

Особлива увага приділяється організації протипожежного режиму на об'єктах, що включає: забезпечення доступу до засобів пожежогасіння; регулярну перевірку пожежного обладнання; впровадження систем пожежної сигналізації та автоматичного пожежогасіння; навчання персоналу діям у разі пожежі.

Реалізація цих заходів спрямована на забезпечення безпеки персоналу та мінімізацію ризиків під час роботи з розподільчими мережами 110 кВ у Хмельницькому районі.

9.1 Аналіз небезпечних та шкідливих виробничих факторів в електроенергетиці

9.1.1 Аналіз потенційних джерел загорання.

Під час експлуатації та обслуговування об'єктів розподільчих мереж 110 кВ існують різноманітні джерела загорання, які можуть спричинити пожежу.

Електричні дуги та короткі замикання. Електричні дуги виникають унаслідок порушення ізоляції кабелів, контактів та обладнання. Це може статися через старіння матеріалів, механічні пошкодження або перенапругу. Короткі замикання у проводах та електричних компонентах спричиняють виділення великої кількості тепла, що стає причиною загорання навколишніх матеріалів. Джерела дугового розряду часто трапляються в трансформаторах, розподільчих щитах та роз'єднувачах.

Перегрівання обладнання. Елементи системи, такі як трансформатори, вимикачі та кабельні системи, можуть перегріватися через перевантаження, зношення обладнання чи недостатнє охолодження. Недостатній тепловий захист або забруднення вентиляційних отворів у електрообладнанні також сприяють виникненню високих температур. Постійний перегрів може призвести до займання ізоляційних матеріалів або металевих частин, що втрачають свої властивості.

Пожежонебезпечні речовини та матеріали. Використання мастильних матеріалів, трансформаторної оливи та ізоляційних речовин, які є горючими, значно збільшує ризик виникнення пожежі. Аварійні витoki цих речовин у поєднанні з іскрами або нагрітими елементами можуть стати причиною загоряння. Кабельні траси, покриті легкозаймистою ізоляцією, за умов несправностей можуть сприяти швидкому поширенню вогню.

Іскри від механічних робіт. Під час виконання зварювальних або інших гарячих робіт (зокрема в умовах модернізації або ремонту) можливе утворення іскор. За відсутності належних заходів безпеки це може спричинити загоряння горючих матеріалів поблизу. Механічне тертя рухомих частин обладнання також може стати джерелом іскор, особливо якщо відсутнє належне змащення.

Акумуляторні батареї та інвертори. У джерелах розподіленого генерування часто використовуються акумуляторні системи, які можуть нагріватися або перегріватися через перенавантаження або неправильну експлуатацію. Газовиділення у батареях (наприклад, водень) створює вибухонебезпечну атмосферу, яка може спричинити займання при контакті з іскрами або високою температурою.

Зовнішні фактори. Потрапляння блискавки на об'єкти мережі через недостатній захист від перенапруг. Це може призвести до миттєвого перегрівання та займання обладнання. Пил, бруд і органічні залишки, які накопичуються на обладнанні, створюють додаткове горюче середовище.

9.1.2 Фактори, що сприяють поширенню вогню

Під час виникнення пожежі на об'єктах енергетики, зокрема в розподільчих мережах 110 кВ, важливим є розуміння чинників, які сприяють швидкому поширенню вогню. До основних таких факторів належать

Ізоляційні матеріали: Ізоляція кабелів, виготовлена з полімерних матеріалів, за високих температур або при контакті з відкритим вогнем може швидко займатися. Горючі покриття електрообладнання, використовувані для захисту від корозії або механічних пошкоджень.

Будівельні матеріали: Дерев'яні конструкції (у старих будівлях) або матеріали з низьким рівнем вогнестійкості. Пластикові елементи облицювання та обшивки.

Мастильні та ізоляційні речовини: Масла, які використовуються у трансформаторах та іншому обладнанні, можуть займатися у разі витоків і контакту з нагрітими поверхнями або іскрами.

Інтенсивна вентиляція, що розповсюджує полум'я.

Вентиляційні системи. Системи вентиляції, які забезпечують повітрообмін у приміщеннях, під час пожежі можуть сприяти розповсюдженню диму та вогню по всій будівлі. Потоки повітря, спричинені вентиляторами або відкритими каналами, значно збільшують швидкість поширення полум'я.

Природна тяга повітря. У приміщеннях зі значною висотою або відкритими проходами (наприклад, через технологічні шахти, кабельні канали) можливе створення природної тяги, яка підсилює розповсюдження вогню.

Витяжні системи. Системи для охолодження обладнання або видалення тепла з електроустановок можуть втягувати гаряче повітря, розповсюджуючи його на інші зони.

Наслідки впливу факторів. Швидке поширення полум'я в межах одного приміщення або на сусідні споруди. Різке підвищення температури, яке може спричинити вибухонебезпечну ситуацію через займання додаткових матеріалів. Ускладнення евакуації персоналу через утворення диму та токсичних продуктів горіння.

9.2 Заходи пожежної безпеки на об'єктах 110 кВ

9.2.1 Дотримання норм ПУЕ.

ПУЕ — це набір правил, які регулюють безпеку при проектуванні, монтажі, експлуатації та ремонті електричних установок. Основні моменти, що стосуються пожежної безпеки, включають:

Захист від короткого замикання та перевантажень: Електричні установки повинні бути забезпечені автоматичними вимикачами та захисними пристроями,

що запобігають виникненню пожеж у випадку коротких замикань або перевантажень.

Кабелі та проводка: Проводка та кабелі повинні бути відповідно до класу пожежної небезпеки приміщення і витримувати високі температури. Використання негорючих матеріалів для електропроводки також є важливим елементом пожежної безпеки.

Заземлення та захист від статичних електричних зарядок: Всі металеві частини електричних установок повинні бути заземлені, що забезпечить безпеку у разі пошкодження ізоляції.

9.2.2 Вимоги ДБН В.1.1-7:2016

ДБН В.1.1-7-2016 — це нормативний документ, що визначає вимоги до проектування та безпеки будівель і споруд. Він встановлює правила для попередження пожеж і забезпечення безпеки людей в разі їх виникнення. Основні положення:

- Протипожежний розподіл приміщень: Усі будівлі повинні мати відповідний поділ на зони з урахуванням класу наслідків пожежі та ступеня вогнестійкості.
- Евакуаційні шляхи: Проектування та облаштування будівель має включати чітке визначення евакуаційних шляхів, а також спеціальних засобів для евакуації людей у разі пожежі.
- Оповіщення та сигналізація: У будівлях повинна бути система оповіщення про пожежу, що забезпечить своєчасну реакцію на початок пожежі і дозволить уникнути людських жертв.

Загалом, ці нормативи спрямовані на забезпечення мінімізації ризику виникнення пожеж, на їх своєчасне виявлення та швидку евакуацію людей у разі необхідності.

9.2.2 Протипожежний захист будівель та споруд.

Протипожежний захист є одним з ключових елементів забезпечення безпеки будівель та споруд. Він включає комплекс заходів, спрямованих на попередження виникнення пожеж, обмеження їх поширення та ефективне гасіння в разі виникнення. Основні складові протипожежного захисту:

1. Вогнезахист конструкцій та кабельних трас.

Вогнезахист конструкцій будівель і споруд є важливою складовою частиною протипожежного захисту. Це набір заходів, спрямованих на підвищення вогнестійкості матеріалів і конструкцій, щоб уповільнити поширення вогню та забезпечити можливість евакуації.

2. Автоматичні системи пожежогасіння

Автоматичні системи пожежогасіння мають важливе значення для своєчасного реагування на початок пожежі та обмеження її розвитку до того, як вона стане загрозовою. Існують кілька основних типів систем пожежогасіння:

Водяні системи є найпоширенішими і використовують воду для гасіння вогню. Вони поділяються на автоматичні спринклерні системи та системи краплинного гасіння.

Газові системи використовують інертні або хімічні гази для придушення пожежі. Це можуть бути інертні гази (аргон, азот) або хімічні гази (наприклад, FM-200).

3. Системи оповіщення про пожежу

Системи оповіщення про пожежу забезпечують своєчасне інформування про загрозу пожежі, що дозволяє оперативно здійснити евакуацію людей і прийняти заходи для локалізації або гасіння вогню.

9.2.4 Захист від блискавки.

Захист від блискавки є важливою частиною забезпечення електричної та загальної безпеки будівель та споруд. У разі потрапляння блискавки в будівлю або електроустановку можуть виникнути серйозні пошкодження електричних систем, пожежі, а також загроза життю людей. Для цього необхідно застосовувати спеціальні системи захисту, які повинні відповідати нормативним стандартам, зокрема ДСТУ EN 62305, який регулює вимоги до захисту від блискавки.

Система захисту від блискавки в межах стандарту ДСТУ EN 62305 повинна включати кілька основних компонентів:

Приймачі блискавки: Це металеві стрижні або сітки, що встановлюються на найвищих точках будівель. Вони забезпечують прийом електричного заряду при попаданні блискавки.

Громовідводи: Це проводи або кабелі, що з'єднують приймачі блискавки з заземлювальними електродами, завдяки чому удар блискавки безпечно відводиться в землю.

Заземлення: Важливим елементом є система заземлення, яка допомагає розподілити електричний заряд по землі, знижуючи ризик пошкоджень будівель і електричних установок.

Пристрої захисту від перенапруги: Встановлюються на електричних установках і обладнанні для захисту від електричних імпульсів, які виникають при ударі блискавки в близькі об'єкти або безпосередньо в саму будівлю.

9.2.5 Організація пожежної охорони.

Організація пожежної охорони на підприємствах, в установах та на інших об'єктах є важливою складовою частиною загальної системи безпеки. Вона включає розподіл відповідальності серед персоналу, організацію навчання та тренувань з питань пожежної безпеки, а також контроль за дотриманням норм і стандартів.

1. Відповідальність персоналу за пожежну безпеку

Відповідальність за пожежну безпеку на робочому місці повинна бути чітко визначена. Це означає, що кожен працівник має свою відповідальність за безпеку в межах своєї діяльності. Це можуть бути як обов'язки з контролю за виконанням норм пожежної безпеки, так і безпосередня участь у ліквідації пожежі або евакуації.

Визначення осіб, відповідальних за пожежну безпеку на об'єкті: Наприклад, керівник підприємства або об'єкта може призначати спеціальних осіб (пожежних інспекторів, відповідальних за дотримання правил безпеки).

Керівники повинні регулярно перевіряти готовність до дій у разі пожежі (наявність засобів пожежогасіння, працюючі системи оповіщення, план евакуації).

2. Навчання працівників правилам пожежогасіння

Пожежна безпека на підприємствах значною мірою залежить від підготовки персоналу. Проведення регулярних інструктажів з пожежної безпеки: Всі працівники повинні пройти інструктаж з правил користування вогнегасниками,

дій у разі виникнення пожежі та безпеки при евакуації. Для працівників, які працюють в особливо небезпечних умовах, необхідно проводити спеціальні тренування з гасіння пожежі.

Працівники повинні мати можливість пройти практичне навчання з використання вогнегасників і ознайомлення з правильними діями в разі пожежі.

Організація регулярних тренувань і навчань: Пожежні навчання повинні проводитись регулярно, щоб персонал не тільки знав теоретичні правила, але й міг адекватно реагувати на реальну ситуацію.

9.3 Особливості пожежної безпеки при роботі з джерелами розподіленого генерування

Джерела розподіленого генерування (ДГ) є важливою частиною сучасної енергетичної інфраструктури, включаючи сонячні панелі, вітрові турбіни, мікрогенератори та інші локальні електростанції. Однак, як і в будь-яких енергетичних системах, робота з такими джерелами вимагає особливої уваги до питань пожежної безпеки, оскільки можливі ризики коротких замикань, перенапруг, перегріву, а також пошкоджень акумуляторних батарей.

9.3.1 Вимоги до встановлення та експлуатації ДГ.

Захист від короткого замикання та перенапруг. Коротке замикання та перенапруга — це одні з основних загроз для електричних установок, зокрема джерел розподіленого генерування. Ці явища можуть призвести до серйозних пошкоджень обладнання, виникнення пожежі або навіть вибуху.

Усі електричні установки, пов'язані з ДГ, повинні бути оснащені автоматичними вимикачами, які здатні вчасно відключити обладнання при виникненні короткого замикання або перевантаження. Це дозволяє уникнути подальшого пошкодження кабелів, трансформаторів та іншого обладнання.

Для захисту від перенапруг (як внутрішніх, так і зовнішніх, наприклад, від блискавки) необхідно встановлювати спеціальні пристрої — ОПН або розрядники, які запобігають потраплянню небезпечних імпульсів в електричні установки.

Використання систем моніторингу для постійного контролю за станом ДГ, включаючи вимірювання струму, напруги та температури, дає можливість виявити аномальні умови до того, як вони приведуть до короткого замикання чи іншої аварійної ситуації.

Належне заземлення всіх елементів ДГ є критичним для безпеки, оскільки воно забезпечує надійний шлях для відведення небезпечних струмів і запобігає ураженню електричним струмом.

Використання негорючих матеріалів у конструкції. Для зниження пожежної небезпеки важливо використовувати негорючі матеріали в конструкціях джерел розподіленого генерування, особливо у тих компонентах, які знаходяться в безпосередньому контакті з електричними ланцюгами або можуть нагріватися до високих температур. Вони повинні бути виготовлені з матеріалів, що мають низьку горючість, таких як метал, вогнестійкі пластики або спеціальні композити. Для монтажу ДГ необхідно використовувати кабелі з вогнестійкими ізоляціями, які не підтримують горіння при виникненні короткого замикання або високих температур. Ізоляційні матеріали також повинні бути вогнестійкими, аби уникнути займань, що можуть виникнути через несправності в електричному колі.

9.3.2 Захист акумуляторних батарей.

Акумуляторні батареї є ключовим компонентом багатьох систем ДГ, особливо у випадках, коли потрібна енергія для стабільності мережі або для зберігання енергії. Однак акумулятори, особливо літієві, можуть бути джерелом великої небезпеки через ризик перегріву, коротких замикань або навіть вибуху. Тому важливим є впровадження спеціальних заходів для їх безпечної експлуатації.

Системи запобігання перегріву. Перегрів акумуляторів може призвести до серйозних аварій, включаючи вибух або займання. Для забезпечення безпеки акумуляторних батарей використовують такі заходи:

Активне охолодження. Для забезпечення нормальної температури акумуляторів застосовуються системи активного охолодження, такі як вентилятори або рідинні охолоджувальні системи, що дозволяють підтримувати оптимальну температуру під час роботи.

Термінальне відключення при перегріві. У разі перегріву батарей автоматичні системи безпеки можуть відключити акумулятор, що запобігає подальшому перегріву та потенційним аваріям.

Теплові датчики. Використовуються для моніторингу температури батарей. Якщо температура перевищує встановлену норму, система автоматично ініціює охолодження або відключення.

Контроль рівня електролітів та герметичності. Акумулятори, особливо свинцево-кислотні та деякі інші типи, можуть мати рідкий електроліт. Недотримання вимог до рівня електроліту або герметичності може призвести до витоку, що викликає корозію, пошкодження акумуляторів і навіть загрозу вибуху або займання.

Для акумуляторів, що працюють з рідким електролітом, необхідно проводити періодичний контроль рівня електроліту та за необхідності доливати його до рекомендованого рівня. Важливо перевіряти герметичність акумуляторних батарей, щоб уникнути витоку електроліту, який може спричинити корозію металевих частин і навіть призвести до короткого замикання. Для забезпечення безпеки в установках з акумуляторами необхідно встановлювати систему вентиляції для запобігання накопиченню вибухонебезпечних газів, які можуть утворюватися в процесі заряджання акумуляторів.

9.4 Розрахунок заземлюючого пристрою ПС 601

Згідно з проектом, на підстанції 601 буде встановлено заземлюючий пристрій. Конструкція та параметри заземлення будуть визначені відповідно до вимог глави 1.7 Правил улаштування електроустановок (ПУЕ:2017) та державного стандарту ДСТУ Б В.2.5-82:2016 «Електробезпека в будівлях і спорудах», що регламентують захисні заходи від ураження електричним струмом.

Таблиця 9.1 – Вихідні дані для розрахунку заземлення

Найменування параметра	Значення параметра
Загальна довжина горизонтального заземлювача, м	1320
Довжина одиничного вертикального заземлювача, м	3,5
Кількість вертикальних заземлювачів	25
Питомий опір ґрунту, Ом/м	100
Ширина полоси горизонтального заземлювача, мм	50
Глибина закладання полоси, м	0,7
Діаметр вертикального заземлювача, м	0,016

Розрахунок опору горизонтального заземлювача:

Розрахунок опору горизонтального заземлювача проводиться за формулою:

$$R_r = \frac{\rho}{\pi \cdot L_r} \cdot \left(\ln \left(\frac{1,5 \cdot L_r^2}{\sqrt{d \cdot h}} \right) \right) \quad (9.1)$$

де ρ – питомий опір ґрунту;

L_r - довжина горизонтального заземлювача;

d – ширина горизонтального заземлювача;

h – глибина закладання полоси;

P і Q – коефіцієнти, що залежать від форми заземлювача.

$$R_r = \frac{100}{\pi \cdot 1320} \cdot \left(\ln \left(\frac{1,5 \cdot 1320^2}{\sqrt{0,05 \cdot 0,7}} \right) \right) = 0,397 \text{ Ом}$$

Розрахунок опору вертикального заземлювача:

Розрахунок опору вертикального заземлювача проводиться за формулою:

$$R_v = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot L_v} \cdot \left(\ln \left(\frac{2 \cdot L_v}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot L_v + 7 \cdot h}{L_v + 7 \cdot h} \right) \right) \quad (9.2)$$

де $L_{\text{в}}$ - довжина вертикального заземлювача;

d – ширина вертикального заземлювача;

h – довжина від поверхні землі до верхнього кінця труби.

$$R_{\text{в}} = \frac{100}{2 \cdot \pi \cdot 3} \cdot \left(\ln \left(\frac{2 \cdot 3,5}{0,016} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 3,5 + 7 \cdot 0,7}{3 + 7 \cdot 0,7} \right) \right) = 28,07 \text{ Ом}$$

Розрахунок загального опору заземлювача:

Розрахунок загального опору заземлювача проводиться за формулою:

$$R = \frac{0,397 \cdot 28,07}{28,07 \cdot 0,76 + 0,397 \cdot 0,45 \cdot 25} = 0,357 \text{ Ом} \quad (9.3)$$

де $R_{\text{г}}$ – опір горизонтального заземлювача;

$R_{\text{в}}$ - опір вертикального заземлювача;

n – кількість вертикальних заземлювачів;

η_1, η_2 – коефіцієнти використання вертикальних та горизонтальних заземлювачів.

$$R = \frac{0,397 \cdot 28,07}{28,07 \cdot 0,76 + 0,397 \cdot 0,45 \cdot 25} = 0,357 \text{ Ом}$$

Згідно ПУЕ 2017 питомий опір заземлювача не повинен перевищувати 0,5 Ом, отже проектний контур заземлювача задовольняє вимоги.

Висновки до розділу 9:

У розділі розглянуто протипожежні заходи та протипожежний захист під час оптимізації розподільчих мереж 110 кВ Хмільницького району. Визначено фізичні, хімічні та трудові фактори, що впливають на оперативно-ремонтний персонал. Був проведений аналіз небезпечних та шкідливих виробничих факторів. Розглянуто заходи пожежної безпеки на об'єктах 110 кВ. Також особливості пожежної безпеки при роботі з джерелами розподіленого генерування. Крім того, було проведено розрахунок заземлюючого пристрою, який є невід'ємною частиною забезпечення пожежної безпеки на об'єктах електроенергетики.

ВИСНОВКИ

У магістерській кваліфікаційній роботі досліджено методи та моделі оптимізації розвитку розподільчих електромереж із врахуванням інтеграції відновлюваних джерел енергії. Робота демонструє, що застосування математичних моделей і методів дозволяє вдосконалити нормальну схему розподільчих мереж, підвищуючи їхню надійність та економічну ефективність. Зокрема, оптимізація конфігурації мережі сприяє зниженню втрат електроенергії та покращенню стабільності системи.

Моделювання різних сценаріїв функціонування мережі із використанням методів лінійного та нелінійного програмування дозволяє прогнозувати навантаження та розробляти оптимальні схеми розвитку мереж. Комплексне використання симплекс-методу та динамічного програмування дозволяє скоротити обсяг обчислень для визначення послідовності розвитку електромереж. Проведені техніко-економічні розрахунки підтверджують ефективність запропонованих рішень, зокрема, загальні капітальні витрати складають 242 767,5 тис. грн., а термін окупності становить 3,7 років.

Результати дослідження мають практичну цінність для планування та експлуатації розподільчих мереж у Хмельницькому районі та інших регіонах зі схожими умовами. Запропоновані методи сприяють підвищенню надійності електропостачання, зниженню втрат електроенергії та інтеграції сучасних енергетичних технологій.

Окремий розділ роботи присвячений питанням техніки безпеки, протипожежних заходів та протипожежного захисту під час оптимізації розподільчих мереж напругою 110 кВ у Хмельницькому районі. Проаналізовано вплив фізичних, хімічних і трудових факторів на оперативно-ремонтний персонал. Розглянуто небезпечні та шкідливі виробничі фактори, а також заходи забезпечення пожежної безпеки на об'єктах 110 кВ і при роботі з джерелами розподіленої генерації.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- 1) П.Д.Лежнюк, В.О.Комар, О.В.Сікорська Розосереджене генерування в задачах підвищення енергоефективності розподільних мереж. Вінниця ВНТУ 2023. – 195с.
- 2) Willis H.L. Power Distribution Planning Reference Book. CRC Press. 2004.
- 3) Meliopoulos A.P.S., Kennedy J., Nucci C.A., Borghetti A., Contaxis G. Power distribution practices in USA and Europe: impact on power quality. 8th International Conference on Harmonics and Quality of Power. Proceedings (Cat. No.98EX227).
- 4) Claeys S., Vanin M., Geth F., Deconinck G. Applications of optimization models for electricity distribution networks. Australian Renewable Energy Agency; Research Foundation-Flanders (FWO), Grant/Award Numbers: 1S82518N, V415620N.
- 5) Bukhsh W.A., Grothey A., McKinnon K.I.M., Trodden P.A. Local Solutions of the Optimal Power Flow Problem. IEEE Transactions on Power Systems. Volume: 28, Issue: 4, November 2013.
- 6) Frank S. An introduction to optimal power flow: Theory, formulation, and examples.
- 7) Dave J., Ergun H., Van Hertem D. Relaxations and approximations of HVdc grid TNEP problem. Electric Power Systems Research. Volume 192, March 2021, 106683.
- 8) Ben-Tal A., El Ghaoui L., Nemirovski A. Robust Optimization. Volume 28 in the series Princeton Series in Applied Mathematics.
- 9) Bertsimas D., Litvinov E., Sun X.A., Zhao J., Zheng T. Adaptive Robust Optimization for the Security Constrained Unit Commitment Problem. IEEE Transactions on Power Systems. Volume: 28, Issue: 1, February 2013.
- 10) М.П.Кузнєцов. Особливості комбінованих енергосистем з відновлюваними джерелами енергії . Київ: ІВЕ, 2022. – 142с.

- 11) Lorca Á., Sun X.A. The Adaptive Robust Multi-Period Alternating Current Optimal Power Flow Problem. IEEE Transactions on Power Systems. Volume: 33, Issue: 2, March 2018.
- 12) Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
- 13) Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
- 14) Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
- 15) Остапчук Ж.І., Томашевський Ю.В. Методичні вказівки до виконання лабораторних робіт з дисципліни “Моделі оптимального розвитку електричних систем”. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
- 16) Баженов В.А. Моделі оптимального розвитку енергосистем. Методичні вказівки до вивчення дисципліни. – К.: НТУУ «КПІ», 2008. 40 с.
- 17) Баженов В.А. Методи оптимізації режимів енергосистем. Методичні вказівки до виконання курсової роботи. – К: НТУУ «КПІ», 2013.
- 18) Баженов В.А. Моделі оптимального розвитку енергосистем: Навчальний посібник. Для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітньо-професійної та освітньо-наукової програм магістерської, освітньо-наукової програми бакалаврської підготовки «Електричні системи та мережі». – КПІ ім. Ігоря Сікорського. – 2022. – 70 с.
- 19) Бурбело М.Й., Лобода Ю.В., Слободян Р.О. Вибір оптимальної конфігурації розподільних електричних мереж. Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2024.
- 20) Carreno E.M., Romero R., Padilha-Feltrin A. An Efficient Codification to Solve Distribution Network Reconfiguration for Loss Reduction Problem. IEEE.
- 21) Wang C., Zhong C.H. Optimization of Network Configuration in Large Distribution Systems Using Plant Growth Simulation Algorithm. IEEE Transactions on Power Systems. Volume: 23, Issue: 1, February 2008.

- 22) Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Харків: Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
- 23) Нормативний документ міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. норми». СОУ-Н МЕНВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016. – 42 с.
- 24) ДБН А.3.2-2-2009 «Охорона праці і промислова безпека в будівництві»
- 25) Правила улаштування електроустановок.
- 26) Бондаренко Є. А. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка: навч. Посібник / Бондаренко Є. А., Кутін В.М., Лежнюк П.Д. / – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Розвиток розподільних мереж 110 кВ на території Хмільницького району з оптимізацією джерел розосередженого генерування

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (вказати))

Підрозділ Кафедра електричних станій та систем
(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник _____
(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

Turnitin	
Оригінальність	79%
Загальна схожість	21%

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 автора. Роботу направити на доопрацювання.
- ☐ 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.

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи (додається)

Автор _____
(підпис) (прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С.Я
(прізвище, ініціали)

Експерт _____
(за потреби) (підпис) (прізвище, ініціали, посада)

ДОДАТОК Б
ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)
« ____ » _____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ
на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
**«Розвиток розподільних мереж 110 кВ на території Хмільницького району з
оптимізацією джерел розосередженого генерування»**
08-21.МКР.026.00.006 ТЗ

Науковий керівник: д.т.н., доц.,
професор кафедри ЕСС

(підпис) Кулик В.В.

Виконавець: ст., групи 2ЕСМ-23м

(підпис) Панібратнюк С.С.

Вінниця – 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) забезпечення надійного та ефективного функціонування розподільних електричних мереж є важливим завданням для розвитку енергетичної інфраструктури України. В умовах зростаючих потреб у електроенергії, інтеграції відновлюваних джерел енергії та розвитку розподіленої генерації виникає необхідність в удосконаленні методів планування та оптимізації електричних мереж.

б) наказ ректора ВНТУ № 81 від 11 березня 2024 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – розвиток електричної мережі 110/35 кВ;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Вказані в таблицях Б1-Б4

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники електричних мереж і за результатами їх аналізу зробити висновок про доцільність розвитку мереж.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.09.24	20.09.24	
2	Особливості інтегрування розосереджених джерел енергії до розподільчих мереж 110 кВ	21.09.24	26.09.24	
3	Розрахунок рентабельності та аналіз економічної ефективності проекту розвитку електричної мережі	27.09.24	10.10.24	
4	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	11.10.24	28.10.24	
5	Оформлення пояснювальної записки	06.11.24	12.11.24	
6	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	13.11.24	20.11.24	
7	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	21.11.24	26.11.24	
8	Рецензування МКР	27.11.24	01.12.24	
9	Захист МКР	За графіком	10.12.24	

7. Очікувані результати

У результаті виконання кваліфікаційної роботи очікується створення ефективних математичних моделей для аналізу та оптимізації схем розвитку розподільчих електромереж 110-35 кВ. Валідація розроблених моделей буде проведена на основі реальних даних, що дозволить порівняти їх з існуючими підходами і підтвердити їхню точність та надійність.

8. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР (паперовий екземпляр), ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук опонента, анотації до МКР українською та іноземною мовами, протокол перевірки МКР на наявність текстових запозичень.

9. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

10. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021 р.

11. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

12. Вхідні дані для розрахунку

Для проектування розвитку використовується схема електричної мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів, що подані на рис. Б-1 (М 1:70000). Параметри електроспоживання останніх подані в табл. Б-1. Дані для прогнозування навантажень району подані в табл. Б-2.

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 6400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 895 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 3,68 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. Б-3 та Б-4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік.

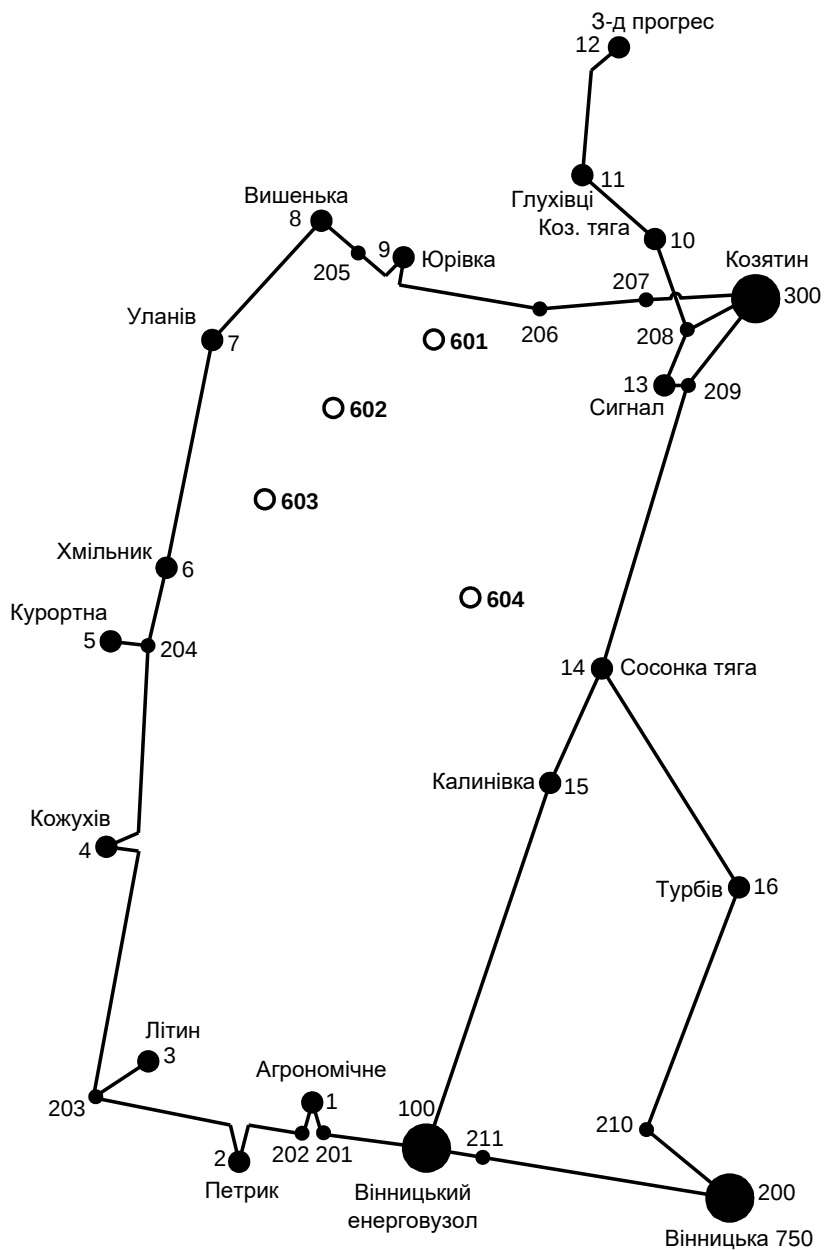


Рисунок Б-1 – Схема існуючої електричної мережі

Таблиця Б-1 – Дані про максимальне навантаження п'ятого року нових споживачів

Пункти	Нова 1 (601)	Нова 2 (602)	СЕС (603)	Нова 4 (604)
Навантаження, МВт	8,1	14,2	10,2	10,0
$\cos \varphi$	0,88	0,9	1,00	0,9
Категорія споживачів	I	I	II	I

Таблиця Б-2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Макс. навантаж., %	88	98	90	92	94	96	97	93	98	100

Таблиця Б-3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжина лінії	Марка проводу
100	201	Вінницький енерговузол – 201	12,7	АС-95
201	1	201 – Агрономічне	2,8	АС-120
1	202	Агрономічне – 202	2,8	АС-120
202	2	202 – Петрик	16,3	АС-95
2	203	Петрик – 203	14,8	АС-95
203	3	203 – Літин	0,43	АС-95
203	4	203 – Кожухів	17,7	АС-95
4	204	Кожухів – 204	5,97	АС-95
204	5	204 – Курортна	1,8	АС-95
204	6	204 – Хмільник	10,4	АС-95
7	6	Уланів – Хмільник	22,5	АС-95
8	7	Вишенька – Уланів	22,4	АС-120
205	8	205 – Вишенька	10,3	АС-120
9	205	Юрівка – 205	6,6	АС-150
206	9	206 – Юрівка	20,8	АС-120
207	206	207 – 206	17,5	АС-150
300	207	Козятин – 207	3,1	АС-185
300	208	Козятин – 208	7,39	АС-185
208	10	208 – Козятинська тяга	12,56	АС-185
10	11	Козятинська тяга – Глухівці	8,3	АС-185
11	12	Глухівці – Завод Прогрес	18,5	АС-185
208	13	208 – Сигнал	0,06	АС-185
209	13	209 – Сигнал	0,01	АС-185
300	209	Козятин – 209	7,45	АС-185
209	14	209 – Сосонка тяга	45,18	АС-185
14	15	Сосонка тяга – Калинівка	5,22	АС-185
100	15	Вінницький енерговузол – Калинівка	53,1	АС-185
100	211	Вінницький енерговузол – 211	1,35	АС-150
211	200	211 – Вінницька 750	15,75	АС-150
200	210	Вінницька 750 – 210	5,2	АС-120
210	16	210 – Турбів	19,0	АС-120
16	14	Турбів – Сосонка тяга	14,93	АС-120

Таблиця Б-4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	S_n , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Вінницький енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	ВП ПС-750	0,85		ВРП 110 кВ	
300	Козятин	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Агрономічне	0,89	$3,4 + j1,74$	ТМН-6300/110/10	1
2	Петрик	0,88	$3,2 + j1,73$	ТМН-6300/110/10	1
3	Літин	0,9	$3,8 + j1,84$	ТМН-6300/110/10 ТМТН-6300/110/35/10	2
4	Кожухів	0,86	$2,6 + j1,54$	ТМН-6300/110/10	1
5	Курортна	0,87	$4,3 + j2,44$	ТДН-10000/110/10	1
6	Хмільник	0,9	$6,7 + j3,24$	ТДТН-16000/110/35/10	1
7	Уланів	0,88	$2,4 + j1,3$	ТМН-6300/110/10	1
8	Вишенька	0,9	$2,9 + j1,4$	ТМН-6300/110/10	1
9	Юрівка	0,87	$3,1 + j1,76$	ТМТН-6300/110/35/10	1
10	Козятин тяга	0,9	$17,8 + j8,62$	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
11	Глухівці	0,88	$4,6 + j2,48$	ТДН-10000/110/10	2
12	Завод Прогрес	0,9	$6,5 + j3,15$	ТДН-16000/110/10	1
13	Сигнал	0,86	$8,2 + j4,87$	ТДТН-16000/110/35/10	2
14	Сосонка тяга	0,87	$11,4 + j6,46$	ТДТНЖ-25000/110/27/10	2
15	Калинівка	0,88	$6,6 + j3,56$	ТДТН-16000/110/35/10 ТДТН-25000/110/35/10	2
16	Турбів	0,87	$4,5 + j2,55$	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2

ДОДАТОК В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 96.281 МВт / 843.426 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 94.260 МВт / 825.718 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.262 МВт / 5.449 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.262 МВт / 5.449 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.560 МВт / 4.909 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.251 МВт / 1.084 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.811 МВт / 5.993 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.073 МВт / 11.443 млн.кВт*г (1.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-37.188	-16.613	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	113.876	-0.27
1	Агрономічне	0.000	0.000	113.656	-0.34
202	202	0.000	0.000	113.480	-0.40
2	Петрик	0.000	0.000	112.290	-0.69
203	203	0.000	0.000	111.544	-0.93
3	Літин	0.000	0.000	111.536	-0.93
4	Кожухів	0.000	0.000	110.839	-1.11
204	204	0.000	0.000	110.680	-1.16
5	Курортна	0.000	0.000	110.638	-1.16
6	Хмільник	0.000	0.000	110.637	-1.19
7	Уланів	0.000	0.000	111.285	-1.10
8	Вишенька	0.000	0.000	112.061	-0.91
205	205	0.000	0.000	112.534	-0.79
9	Юрівка	0.000	0.000	112.791	-0.70
206	206	0.000	0.000	114.014	-0.37
207	207	0.000	0.000	114.869	-0.06
300	Козятин	-59.093	-31.007	115.000	0.00
208	208	0.000	0.000	114.455	-0.21
10	Козятин тяга	0.000	0.000	113.228	-0.68
11	Глухівці	0.000	0.000	112.922	-0.81
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.523	-0.97
13	Сигнал	0.000	0.000	114.457	-0.21
209	209	0.000	0.000	114.457	-0.21
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	113.499	-0.55
15	Калинівка	0.000	0.000	113.535	-0.54
211	211	0.000	0.000	114.965	-0.02
200	200	0.000	0.000	114.543	-0.21
210	210	0.000	0.000	114.371	-0.26
16	Турбів	0.000	0.000	113.719	-0.47
1001		3.480	1.790	10.462	-3.76
1002		3.280	1.770	10.335	-3.98

2003	0.000	0.000	36.759	-2.46
1003	3.890	1.890	10.404	-3.36
1004	2.660	1.580	10.244	-3.83
1005	4.410	2.500	10.228	-4.04
2006	0.000	0.000	35.989	-4.17
1006	6.870	3.330	10.265	-4.12
1007	2.460	1.330	10.343	-3.59
1008	2.970	1.440	10.386	-3.90
2009	0.000	0.000	37.633	-1.02
1009	3.180	1.800	10.727	-1.23
20010	0.000	0.000	26.709	-2.10
10010	18.240	8.840	10.593	-2.99
10032	0.000	0.000	10.404	-3.36
200102	0.000	0.000	26.709	-2.10
100102	0.000	0.000	10.594	-2.99
10011	4.710	2.540	10.630	-2.25
100112	0.000	0.000	10.630	-2.25
10012	6.660	3.230	10.481	-3.59
20013	0.000	0.000	37.585	-1.88
10013	8.400	4.990	10.703	-2.07
200132	0.000	0.000	37.585	-1.88
100132	0.000	0.000	10.703	-2.07
20014	0.000	0.000	26.719	-1.99
10014	11.680	6.620	10.680	-1.97
200142	0.000	0.000	26.719	-1.99
100142	0.000	0.000	10.680	-1.97
20015	0.000	0.000	37.644	-1.44
10015	6.760	3.650	10.712	-1.77
200152	0.000	0.000	37.644	-1.44
100152	0.000	0.000	10.713	-1.77
20016	0.000	0.000	37.646	-1.44
10016	4.610	2.610	10.724	-1.66
200162	0.000	0.000	37.646	-1.44
100162	0.000	0.000	10.725	-1.66
10003	0.000	0.000	109.798	-2.46
10006	0.000	0.000	107.498	-4.17
10009	0.000	0.000	112.411	-1.02
100010	0.000	0.000	111.696	-2.10
1000102	0.000	0.000	111.696	-2.10
100013	0.000	0.000	112.040	-2.11
1000132	0.000	0.000	112.498	-1.66
100014	0.000	0.000	111.734	-1.99
1000142	0.000	0.000	111.740	-2.00
100015	0.000	0.000	112.109	-1.80
1000152	0.000	0.000	112.461	-1.44
100016	0.000	0.000	112.497	-1.45
1000162	0.000	0.000	112.224	-1.68

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	10003	1.481	0.821	1.479	0.769	0.002	0.052	0.009	1.824
10003	1003	1.479	0.769	1.477	0.739	0.002	0.030	0.009	1.108
1003	10032	-2.410	-1.150	-2.411	-1.150	0.000	0.000	-0.148	-0.000
3	10032	2.419	1.283	2.411	1.150	0.009	0.132	0.014	2.930
100	201	19.965	9.061	19.812	8.878	0.152	0.183	0.110	1.126
201	1	19.812	9.145	19.784	9.105	0.028	0.040	0.110	0.220
1	202	16.277	7.064	16.259	7.037	0.018	0.027	0.090	0.177
202	2	16.259	7.364	16.126	7.203	0.133	0.160	0.091	1.195
203	4	8.834	3.853	8.790	3.800	0.043	0.052	0.050	0.711
4	204	6.109	2.359	6.103	2.350	0.007	0.008	0.034	0.161
204	6	1.663	-0.229	1.662	-0.230	0.001	0.001	0.009	0.044
6	7	-5.258	-3.654	-5.283	-3.684	0.025	0.030	-0.033	-0.652
7	8	-7.761	-4.483	-7.800	-4.540	0.039	0.057	-0.046	-0.782

8	205	-10.792	-5.696	-10.825	-5.744	0.033	0.048	-0.063	-0.477
205	9	-10.825	-5.454	-10.841	-5.483	0.016	0.029	-0.062	-0.259
9	206	-14.076	-7.216	-14.187	-7.376	0.110	0.159	-0.081	-1.230
206	207	-14.187	-6.701	-14.256	-6.828	0.069	0.127	-0.079	-0.857
207	300	-14.256	-6.454	-14.266	-6.476	0.010	0.022	-0.079	-0.131
11	10011	2.358	1.351	2.353	1.270	0.004	0.080	0.014	1.861
10011	100112	-2.354	-1.268	-2.354	-1.268	0.000	0.000	-0.145	-0.000
11	100112	2.358	1.349	2.354	1.268	0.004	0.080	0.014	1.859
10	100010	9.128	4.887	9.121	4.597	0.007	0.289	0.053	1.599
100010	20010	0.009	-0.024	0.009	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.009	-0.024	0.009	-0.024	0.000	0.000	0.001	0.000
1000102	200102	-0.009	0.024	-0.009	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	9.129	4.888	9.122	4.597	0.007	0.289	0.053	1.599
1000102	100102	9.131	4.573	9.124	4.393	0.007	0.179	0.053	1.011
100102	10010	9.124	4.393	9.124	4.393	0.000	0.000	0.551	0.001
100010	10010	9.112	4.621	9.105	4.441	0.007	0.179	0.053	1.020
300	208	22.545	12.336	22.483	12.197	0.063	0.139	0.129	0.546
208	13	-7.519	-3.650	-7.519	-3.651	0.000	0.000	-0.042	-0.001
13	209	-15.992	-9.390	-15.992	-9.390	0.000	0.000	-0.093	-0.001
209	300	-22.220	-12.058	-22.282	-12.195	0.062	0.137	-0.127	-0.544
209	14	6.228	3.640	6.197	3.572	0.030	0.067	0.036	0.963
14	15	-1.412	-1.412	-1.412	-1.412	0.000	0.001	-0.010	-0.036
15	100	-8.238	-4.562	-8.300	-4.699	0.062	0.137	-0.048	-1.470
15	100015	3.110	1.720	3.108	1.631	0.003	0.089	0.018	1.476
100015	20015	-1.500	-0.613	-1.500	-0.624	0.001	0.011	-0.008	-0.352
20015	200152	-1.500	-0.624	-1.500	-0.624	0.000	0.000	-0.025	-0.000
1000152	200152	1.501	0.624	1.500	0.624	0.000	0.000	0.008	0.020
15	1000152	3.658	2.123	3.656	2.046	0.002	0.077	0.021	1.104
1000152	100152	2.155	1.422	2.154	1.404	0.001	0.018	0.013	0.480
100152	10015	2.154	1.404	2.154	1.404	0.000	0.000	0.138	0.000
100015	10015	4.607	2.244	4.602	2.244	0.006	0.000	0.026	0.110
14	100014	5.845	3.515	5.839	3.314	0.006	0.200	0.035	1.827
100014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1000142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1000142	5.850	3.503	5.845	3.302	0.006	0.200	0.035	1.821
1000142	100142	5.849	3.292	5.843	3.292	0.006	0.000	0.035	0.079
100142	10014	5.843	3.292	5.843	3.292	0.000	0.000	0.362	0.001
100014	10014	5.835	3.324	5.830	3.324	0.006	0.000	0.035	0.079
14	16	-4.182	-1.392	-4.188	-1.401	0.006	0.009	-0.022	-0.222
16	210	-8.853	-3.850	-8.890	-3.904	0.037	0.053	-0.049	-0.655
210	200	-8.890	-3.478	-8.900	-3.492	0.010	0.014	-0.048	-0.172
200	211	-8.900	-3.118	-8.922	-3.159	0.022	0.041	-0.047	-0.423
211	100	-8.922	-2.849	-8.924	-2.853	0.002	0.003	-0.047	-0.035
16	100016	1.583	0.932	1.581	0.895	0.001	0.037	0.009	1.255
100016	20016	1.009	0.422	1.009	0.422	0.000	0.000	0.006	0.047
20016	200162	1.009	0.422	1.009	0.422	0.000	0.000	0.017	0.000
1000162	200162	-1.009	-0.416	-1.009	-0.422	0.000	0.005	-0.006	-0.238
16	1000162	3.034	1.810	3.031	1.722	0.003	0.087	0.018	1.540
1000162	100162	4.040	2.139	4.036	2.139	0.004	0.000	0.023	0.096
100162	10016	4.036	2.139	4.035	2.139	0.000	0.000	0.245	0.000
100016	10016	0.572	0.473	0.572	0.470	0.000	0.004	0.004	0.385
13	1000132	3.653	2.401	3.650	2.268	0.004	0.132	0.022	2.005
1000132	200132	0.943	0.435	0.943	0.431	0.000	0.005	0.005	0.243
200132	20013	0.943	0.431	0.943	0.431	0.000	0.000	0.016	0.000
100013	20013	-0.942	-0.426	-0.943	-0.431	0.000	0.005	-0.005	-0.243
13	100013	4.763	2.976	4.756	2.757	0.007	0.218	0.028	2.492
100013	10013	5.699	3.183	5.689	3.183	0.009	0.000	0.034	0.135
10013	100132	-2.705	-1.804	-2.706	-1.804	0.000	0.000	-0.175	-0.000
1000132	100132	2.707	1.833	2.706	1.804	0.001	0.029	0.017	0.619
1	1001	3.497	2.071	3.478	1.789	0.019	0.281	0.021	4.508
10006	2006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
208	10	30.002	16.217	29.812	15.796	0.189	0.419	0.172	1.235
10	11	11.472	5.890	11.454	5.849	0.018	0.040	0.066	0.309
11	12	6.709	3.442	6.695	3.411	0.014	0.031	0.038	0.404
12	10012	6.676	3.624	6.656	3.228	0.020	0.394	0.039	3.142
204	5	4.440	2.874	4.439	2.872	0.001	0.002	0.028	0.043

5	1005	4.424	2.810	4.407	2.498	0.017	0.311	0.027	3.944
10003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	3.924	2.233	3.924	2.233	0.000	0.000	0.023	0.008
2	203	12.820	5.630	12.758	5.540	0.062	0.090	0.072	0.752
9	10009	3.179	1.839	3.179	1.815	0.001	0.024	0.019	0.389
10009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10009	1009	3.179	1.815	3.178	1.799	0.001	0.016	0.019	0.267
8	1008	2.982	1.643	2.968	1.439	0.013	0.203	0.018	3.713
7	1007	2.468	1.476	2.458	1.329	0.010	0.147	0.015	3.341
6	10006	6.893	3.788	6.879	3.328	0.014	0.458	0.041	3.399
10006	1006	6.879	3.328	6.866	3.328	0.014	0.000	0.041	0.167
4	1004	2.671	1.763	2.658	1.579	0.012	0.183	0.017	3.959
2	1002	3.295	2.031	3.278	1.769	0.017	0.261	0.020	4.494

ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 132.265 МВт / 1158.638 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 128.660 МВт / 1127.062 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.596 МВт / 11.211 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.596 МВт / 11.211 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.606 МВт / 5.312 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.462 МВт / 1.997 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.069 МВт / 7.309 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.665 МВт / 18.520 млн.кВт*г (1.6%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерг вузол	-48.261	-21.988	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	108.591	-0.39
1	Агрономічне	0.000	0.000	108.318	-0.48
202	202	0.000	0.000	108.090	-0.56
2	Петрик	0.000	0.000	106.556	-1.00
203	203	0.000	0.000	105.561	-1.37
3	Літин	0.000	0.000	105.552	-1.38
4	Кожухів	0.000	0.000	104.531	-1.72
204	204	0.000	0.000	104.268	-1.81
5	Курортна	0.000	0.000	104.223	-1.82
6	Хмільник	0.000	0.000	104.064	-1.94
7	Уланів	0.000	0.000	104.323	-1.82
8	Вишенька	0.000	0.000	104.762	-1.61
205	205	0.000	0.000	105.092	-1.47
9	Юрівка	0.000	0.000	105.264	-1.38
206	206	0.000	0.000	107.842	-0.72
207	207	0.000	0.000	109.706	-0.11
300	Козятин	-75.904	-43.057	110.000	0.00
208	208	0.000	0.000	109.369	-0.24
10	Козятин тяга	0.000	0.000	108.074	-0.76
11	Глухівці	0.000	0.000	107.751	-0.90
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	107.328	-1.07
13	Сигнал	0.000	0.000	109.370	-0.24
209	209	0.000	0.000	109.371	-0.24
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	107.687	-0.84
15	Калинівка	0.000	0.000	107.788	-0.81
211	211	0.000	0.000	109.947	-0.02
200	200	0.000	0.000	109.313	-0.30
210	210	0.000	0.000	109.061	-0.38
16	Турбів	0.000	0.000	108.118	-0.68
1001		3.480	1.790	9.927	-4.26
1002		3.280	1.770	9.760	-4.68
2003		0.000	0.000	34.717	-3.09
1003		3.890	1.890	9.815	-4.10

1004	2.660	1.580	9.615	-4.79
1005	4.410	2.500	9.589	-5.08
2006	0.000	0.000	33.710	-5.31
1006	6.870	3.330	9.613	-5.26
1007	2.460	1.330	9.654	-4.66
1008	2.970	1.440	9.660	-5.04
2009	0.000	0.000	35.104	-1.74
1009	3.180	1.800	10.003	-1.99
20010	0.000	0.000	25.456	-2.32
10010	18.240	8.840	10.087	-3.30
10032	0.000	0.000	9.815	-4.10
200102	0.000	0.000	25.456	-2.32
100102	0.000	0.000	10.088	-3.30
10011	4.710	2.540	10.126	-2.49
100112	0.000	0.000	10.127	-2.49
10012	6.660	3.230	9.969	-3.96
20013	0.000	0.000	35.845	-2.08
10013	8.400	4.990	10.204	-2.28
200132	0.000	0.000	35.845	-2.08
100132	0.000	0.000	10.204	-2.29
20014	0.000	0.000	25.304	-2.45
10014	11.680	6.620	10.113	-2.42
200142	0.000	0.000	25.304	-2.45
100142	0.000	0.000	10.114	-2.42
20015	0.000	0.000	35.699	-1.80
10015	6.760	3.650	10.154	-2.17
200152	0.000	0.000	35.699	-1.80
100152	0.000	0.000	10.155	-2.17
20016	0.000	0.000	35.747	-1.76
10016	4.610	2.610	10.180	-2.00
200162	0.000	0.000	35.747	-1.76
100162	0.000	0.000	10.181	-2.00
10003	0.000	0.000	103.699	-3.09
10006	0.000	0.000	100.691	-5.31
10009	0.000	0.000	104.856	-1.74
100010	0.000	0.000	106.457	-2.32
1000102	0.000	0.000	106.457	-2.32
100013	0.000	0.000	106.829	-2.33
1000132	0.000	0.000	107.309	-1.83
100014	0.000	0.000	105.819	-2.44
1000142	0.000	0.000	105.826	-2.45
100015	0.000	0.000	106.281	-2.20
1000152	0.000	0.000	106.653	-1.81
100016	0.000	0.000	106.827	-1.78
1000162	0.000	0.000	106.540	-2.03
603	0.000	0.000	104.126	-1.99
602	0.000	0.000	104.279	-1.87
601	0.000	0.000	104.909	-1.51
604	0.000	0.000	107.382	-0.91
100601	-8.100	0.000	10.056	3.14
1006012	0.000	0.000	10.055	3.14
100602	14.200	6.880	9.645	-5.14
1006022	0.000	0.000	9.645	-5.14
100603	10.200	5.780	9.964	-5.75
1006032	0.000	-6.750	9.964	-5.75
100604	10.000	5.670	9.850	-4.39
1006042	0.000	0.000	9.851	-4.40

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
3	10003	1.482	0.831	1.479	0.773	0.002	0.058	0.009	1.973
10003	1003	1.479	0.773	1.477	0.739	0.002	0.034	0.009	1.198
1003	10032	-2.410	-1.150	-2.411	-1.150	0.000	0.000	-0.157	-0.000

3	10032	2.420	1.300	2.411	1.150	0.010	0.149	0.015	3.168
100	201	24.552	10.372	24.305	10.075	0.245	0.295	0.140	1.412
201	1	24.305	10.318	24.261	10.253	0.045	0.065	0.140	0.275
1	202	20.752	8.179	20.720	8.132	0.032	0.046	0.119	0.229
202	2	20.720	8.428	20.490	8.151	0.230	0.276	0.119	1.545
203	4	13.141	4.571	13.039	4.448	0.101	0.122	0.076	1.047
4	204	10.358	2.946	10.337	2.921	0.021	0.025	0.059	0.267
204	6	5.896	0.273	5.885	0.260	0.011	0.013	0.033	0.212
6	7	-3.003	-0.518	-3.010	-0.525	0.006	0.008	-0.017	-0.266
7	8	-5.488	-1.428	-5.506	-1.454	0.018	0.026	-0.031	-0.450
8	205	-8.499	-2.703	-8.519	-2.733	0.020	0.029	-0.049	-0.337
205	9	-8.519	-2.480	-8.529	-2.498	0.010	0.018	-0.049	-0.177
9	206	-26.395	-15.027	-26.863	-15.705	0.466	0.675	-0.166	-2.600
206	207	-26.863	-15.101	-27.163	-15.650	0.299	0.547	-0.165	-1.872
207	300	-27.163	-15.309	-27.206	-15.403	0.042	0.094	-0.164	-0.294
9	601	14.638	10.876	14.614	10.807	0.025	0.070	0.100	0.361
601	602	22.647	10.291	22.574	10.087	0.072	0.203	0.137	0.649
602	603	8.297	2.230	8.289	2.209	0.007	0.021	0.047	0.161
603	6	-1.967	2.616	-1.968	2.613	0.001	0.003	-0.018	0.059
603	100603	5.113	-0.147	5.095	-0.482	0.018	0.334	0.028	0.418
100603	1006032	-5.099	-6.259	-5.100	-6.259	0.000	0.000	-0.467	-0.000
603	1006032	5.118	-0.151	5.100	-0.487	0.018	0.335	0.028	0.413
602	100602	7.120	3.973	7.094	3.442	0.027	0.529	0.045	3.795
100602	1006022	-7.097	-3.433	-7.098	-3.433	0.000	0.000	-0.471	-0.001
602	1006022	7.125	3.964	7.098	3.433	0.027	0.529	0.045	3.787
601	100601	-4.026	0.326	-4.048	-0.001	0.022	0.326	-0.022	-0.102
100601	1006012	4.047	-0.001	4.047	-0.001	0.000	0.000	0.232	0.000
601	1006012	-4.025	0.328	-4.047	0.001	0.022	0.326	-0.022	-0.097
16	100016	1.583	0.937	1.582	0.896	0.002	0.041	0.010	1.334
100016	20016	1.010	0.422	1.009	0.422	0.001	0.000	0.006	0.049
20016	200162	1.009	0.422	1.009	0.422	0.000	0.000	0.018	0.000
1000162	200162	-1.009	-0.416	-1.009	-0.422	0.000	0.006	-0.006	-0.253
16	1000162	3.035	1.820	3.032	1.722	0.003	0.097	0.019	1.637
1000162	100162	4.041	2.139	4.036	2.139	0.005	0.000	0.025	0.101
100162	10016	4.036	2.139	4.035	2.139	0.000	0.000	0.259	0.000
100016	10016	0.572	0.474	0.572	0.470	0.000	0.004	0.004	0.408
14	100014	5.846	3.538	5.840	3.314	0.006	0.223	0.037	1.952
100014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1000142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1000142	5.852	3.526	5.846	3.302	0.006	0.223	0.037	1.946
1000142	100142	5.850	3.292	5.843	3.292	0.006	0.000	0.037	0.083
100142	10014	5.843	3.292	5.843	3.292	0.000	0.000	0.382	0.001
100014	10014	5.836	3.324	5.830	3.324	0.006	0.000	0.037	0.083
15	100015	3.111	1.730	3.108	1.631	0.003	0.099	0.019	1.575
100015	20015	-1.500	-0.613	-1.501	-0.625	0.001	0.012	-0.009	-0.377
20015	200152	-1.501	-0.625	-1.501	-0.625	0.000	0.000	-0.026	-0.000
1000152	200152	1.501	0.625	1.501	0.625	0.000	0.000	0.009	0.021
15	1000152	3.658	2.135	3.656	2.050	0.002	0.085	0.023	1.178
1000152	100152	2.155	1.424	2.154	1.404	0.001	0.020	0.014	0.511
100152	10015	2.154	1.404	2.154	1.404	0.000	0.000	0.146	0.000
100015	10015	4.608	2.244	4.602	2.244	0.006	0.000	0.028	0.115
100	211	12.191	4.604	12.187	4.596	0.004	0.007	0.068	0.053
211	200	12.187	4.879	12.140	4.793	0.047	0.086	0.069	0.636
200	210	12.140	5.134	12.119	5.105	0.020	0.029	0.069	0.252
210	16	12.119	5.492	12.043	5.381	0.076	0.110	0.070	0.949
16	14	7.382	2.889	7.360	2.858	0.022	0.031	0.042	0.435
14	15	-4.559	-3.466	-4.561	-3.472	0.003	0.006	-0.031	-0.102
15	100	-11.383	-6.712	-11.519	-7.013	0.135	0.300	-0.071	-2.223
1000132	200132	0.943	0.436	0.943	0.431	0.000	0.005	0.006	0.257
200132	20013	0.943	0.431	0.943	0.431	0.000	0.000	0.017	0.000
100013	20013	-0.942	-0.426	-0.943	-0.431	0.000	0.005	-0.006	-0.257
100013	10013	5.699	3.183	5.689	3.183	0.010	0.000	0.035	0.141
10013	100132	-2.705	-1.804	-2.706	-1.804	0.000	0.000	-0.184	-0.000
1000132	100132	2.707	1.836	2.706	1.804	0.001	0.032	0.018	0.653
13	1000132	3.654	2.418	3.650	2.272	0.004	0.145	0.023	2.115
13	100013	4.764	2.998	4.757	2.757	0.007	0.240	0.030	2.628

100010	10010	9.113	4.640	9.105	4.441	0.008	0.198	0.055	1.080
10010	100102	-9.124	-4.393	-9.125	-4.393	0.000	0.000	-0.579	-0.001
1000102	100102	9.132	4.592	9.125	4.393	0.008	0.197	0.055	1.071
1000102	200102	-0.009	0.024	-0.009	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
200102	20010	-0.009	0.024	-0.009	0.024	0.000	0.000	-0.001	-0.000
100010	20010	0.009	-0.024	0.009	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
10	100010	9.129	4.936	9.122	4.615	0.008	0.319	0.055	1.695
10	1000102	9.131	4.936	9.123	4.616	0.008	0.319	0.055	1.695
11	100112	2.359	1.357	2.354	1.268	0.005	0.088	0.015	1.964
100112	10011	2.354	1.268	2.354	1.268	0.000	0.000	0.152	0.000
11	10011	2.358	1.359	2.353	1.270	0.005	0.088	0.015	1.966
14	209	-9.955	-6.111	-10.045	-6.312	0.090	0.200	-0.063	-1.694
209	13	14.092	8.151	14.092	8.151	0.000	0.000	0.086	0.001
13	208	5.622	2.404	5.622	2.404	0.000	0.000	0.032	0.001
208	300	-24.397	-13.716	-24.480	-13.898	0.082	0.182	-0.147	-0.632
209	300	-24.137	-13.575	-24.218	-13.755	0.081	0.179	-0.146	-0.630
604	100604	5.020	3.268	4.996	2.835	0.024	0.431	0.032	4.686
100604	1006042	-4.998	-2.831	-4.998	-2.831	0.000	0.000	-0.336	-0.000
604	1006042	5.022	3.263	4.998	2.831	0.024	0.431	0.032	4.680
208	10	30.019	16.457	29.810	15.993	0.208	0.462	0.180	1.303
204	5	4.441	2.910	4.439	2.908	0.002	0.002	0.029	0.046
10003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	3.923	2.246	3.923	2.246	0.000	0.000	0.025	0.009
2	203	17.183	6.500	17.064	6.328	0.118	0.171	0.099	1.010
9	10009	3.179	1.845	3.179	1.817	0.001	0.027	0.020	0.426
10009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10009	1009	3.179	1.817	3.178	1.799	0.001	0.018	0.020	0.292
7	1007	2.470	1.498	2.458	1.329	0.011	0.168	0.016	3.672
10	11	11.475	6.001	11.454	5.956	0.020	0.045	0.069	0.327
6	10006	6.897	3.852	6.881	3.328	0.016	0.522	0.044	3.746
10006	2006	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
8	1008	2.984	1.674	2.968	1.439	0.016	0.234	0.019	4.111
11	12	6.711	3.506	6.695	3.472	0.015	0.034	0.040	0.428
12	10012	6.678	3.665	6.656	3.228	0.022	0.436	0.041	3.337
4	1004	2.672	1.788	2.658	1.579	0.014	0.208	0.018	4.306
2	1002	3.297	2.063	3.278	1.769	0.019	0.293	0.021	4.837
14	604	10.089	6.342	10.068	6.312	0.021	0.030	0.064	0.307
1	1001	3.499	2.102	3.478	1.789	0.021	0.312	0.022	4.811
5	1005	4.427	2.853	4.407	2.498	0.020	0.353	0.029	4.309
10006	1006	6.881	3.328	6.866	3.328	0.016	0.000	0.044	0.176

ДОДАТОК Д

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 131.770 МВт / 1154.302 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 128.660 МВт / 1127.062 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.058 МВт / 8.888 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.058 МВт / 8.888 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.743 МВт / 6.505 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.372 МВт / 1.608 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.115 МВт / 8.114 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.173 МВт / 17.001 млн.кВт*г (1.5%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-47.971	-20.022	121.000	0.00
201	201	0.000	0.000	119.774	-0.33
1	Агрономічне	0.000	0.000	119.537	-0.41
202	202	0.000	0.000	119.340	-0.48
2	Петрик	0.000	0.000	118.005	-0.85
203	203	0.000	0.000	117.141	-1.17
3	Літин	0.000	0.000	117.133	-1.17
4	Кожухів	0.000	0.000	116.246	-1.45
204	204	0.000	0.000	116.018	-1.53
5	Курортна	0.000	0.000	115.978	-1.54
6	Хмільник	0.000	0.000	115.843	-1.64
7	Уланів	0.000	0.000	116.078	-1.54
8	Вишенька	0.000	0.000	116.460	-1.37
205	205	0.000	0.000	116.746	-1.25
9	Юрівка	0.000	0.000	116.893	-1.17
206	206	0.000	0.000	119.141	-0.61
207	207	0.000	0.000	120.748	-0.10
300	Козятин	-75.699	-40.357	121.000	0.00
208	208	0.000	0.000	120.440	-0.20
10	Козятин тяга	0.000	0.000	119.283	-0.63
11	Глухівці	0.000	0.000	118.996	-0.74
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	118.621	-0.89
13	Сигнал	0.000	0.000	120.441	-0.20
209	209	0.000	0.000	120.441	-0.20
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	118.956	-0.70
15	Калинівка	0.000	0.000	119.046	-0.68
211	211	0.000	0.000	120.954	-0.02
200	200	0.000	0.000	120.400	-0.25
210	210	0.000	0.000	120.178	-0.32
16	Турбів	0.000	0.000	119.339	-0.57
1001		3.480	1.790	11.048	-3.49
1002		3.280	1.770	10.904	-3.82

2003	0.000	0.000	38.664	-2.55
1003	3.890	1.890	10.954	-3.37
1004	2.660	1.580	10.780	-3.92
1005	4.410	2.500	10.758	-4.15
2006	0.000	0.000	37.786	-4.34
1006	6.870	3.330	10.780	-4.30
1007	2.460	1.330	10.815	-3.82
1008	2.970	1.440	10.821	-4.12
2009	0.000	0.000	39.011	-1.47
1009	3.180	1.800	11.122	-1.67
20010	0.000	0.000	28.178	-1.91
10010	18.240	8.840	11.186	-2.71
10032	0.000	0.000	10.954	-3.37
200102	0.000	0.000	28.178	-1.91
100102	0.000	0.000	11.187	-2.71
10011	4.710	2.540	11.220	-2.05
100112	0.000	0.000	11.220	-2.05
10012	6.660	3.230	11.081	-3.24
20013	0.000	0.000	39.629	-1.71
10013	8.400	4.990	11.289	-1.88
200132	0.000	0.000	39.629	-1.71
100132	0.000	0.000	11.289	-1.88
20014	0.000	0.000	28.044	-2.01
10014	11.680	6.620	11.210	-1.99
200142	0.000	0.000	28.044	-2.01
100142	0.000	0.000	11.211	-1.99
20015	0.000	0.000	39.507	-1.49
10015	6.760	3.650	11.247	-1.79
200152	0.000	0.000	39.507	-1.49
100152	0.000	0.000	11.247	-1.79
20016	0.000	0.000	39.549	-1.46
10016	4.610	2.610	11.269	-1.65
200162	0.000	0.000	39.549	-1.46
100162	0.000	0.000	11.270	-1.65
10003	0.000	0.000	115.490	-2.55
10006	0.000	0.000	112.866	-4.34
10009	0.000	0.000	116.527	-1.47
100010	0.000	0.000	117.840	-1.91
1000102	0.000	0.000	117.840	-1.91
100013	0.000	0.000	118.155	-1.91
1000132	0.000	0.000	118.589	-1.51
100014	0.000	0.000	117.278	-2.01
1000142	0.000	0.000	117.283	-2.02
100015	0.000	0.000	117.690	-1.82
1000152	0.000	0.000	118.025	-1.49
100016	0.000	0.000	118.177	-1.47
1000162	0.000	0.000	117.918	-1.68
603	0.000	0.000	115.899	-1.68
602	0.000	0.000	116.032	-1.58
601	0.000	0.000	116.586	-1.28
604	0.000	0.000	118.685	-0.76
100601	-8.100	0.000	11.176	2.48
1006012	0.000	0.000	11.176	2.48
100602	14.200	6.880	10.807	-4.20
1006022	0.000	0.000	10.808	-4.20
100603	10.200	5.780	11.093	-4.71
1006032	0.000	-6.750	11.093	-4.71
100604	10.000	5.670	10.978	-3.59
1006042	0.000	0.000	10.978	-3.59

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	10003	1.481	0.813	1.479	0.766	0.002	0.047	0.008	1.733

10003	1003	1.479	0.766	1.477	0.739	0.002	0.027	0.008	1.053
1003	10032	-2.410	-1.150	-2.411	-1.150	0.000	0.000	-0.141	-0.000
3	10032	2.419	1.270	2.411	1.150	0.008	0.119	0.013	2.784
100	201	24.318	9.241	24.124	9.008	0.193	0.232	0.124	1.228
201	1	24.124	9.303	24.089	9.252	0.035	0.051	0.124	0.238
1	202	20.582	7.244	20.557	7.207	0.025	0.036	0.105	0.198
202	2	20.557	7.568	20.376	7.350	0.181	0.217	0.106	1.344
203	4	13.052	4.092	12.972	3.996	0.079	0.095	0.067	0.908
4	204	10.292	2.605	10.275	2.585	0.016	0.020	0.053	0.232
204	6	5.836	0.059	5.827	0.049	0.009	0.010	0.029	0.180
6	7	-2.999	-0.540	-3.004	-0.546	0.005	0.006	-0.015	-0.240
7	8	-5.483	-1.273	-5.497	-1.294	0.014	0.021	-0.028	-0.391
8	205	-8.489	-2.395	-8.505	-2.418	0.016	0.023	-0.044	-0.291
205	9	-8.505	-2.106	-8.513	-2.120	0.008	0.014	-0.043	-0.150
9	206	-26.421	-13.958	-26.788	-14.490	0.366	0.530	-0.147	-2.265
206	207	-26.788	-13.753	-27.023	-14.182	0.234	0.428	-0.146	-1.615
207	300	-27.023	-13.769	-27.056	-13.843	0.033	0.073	-0.145	-0.252
9	601	14.669	10.238	14.650	10.184	0.019	0.054	0.088	0.312
601	602	22.687	9.825	22.629	9.662	0.058	0.162	0.122	0.568
602	603	8.355	2.041	8.349	2.024	0.006	0.017	0.043	0.139
603	6	-1.906	2.586	-1.907	2.584	0.001	0.003	-0.016	0.053
603	100603	5.110	-0.212	5.095	-0.482	0.015	0.269	0.025	0.264
100603	1006032	-5.099	-6.259	-5.099	-6.259	0.000	0.000	-0.419	-0.000
603	1006032	5.114	-0.216	5.099	-0.487	0.015	0.270	0.025	0.260
602	100602	7.115	3.865	7.094	3.442	0.021	0.421	0.040	3.304
100602	1006022	-7.097	-3.433	-7.098	-3.433	0.000	0.000	-0.420	-0.001
602	1006022	7.119	3.856	7.098	3.433	0.021	0.421	0.040	3.297
601	100601	-4.030	0.264	-4.048	-0.001	0.018	0.264	-0.020	-0.180
100601	1006012	4.047	-0.001	4.047	-0.001	0.000	0.000	0.209	0.000
601	1006012	-4.030	0.266	-4.047	0.001	0.018	0.264	-0.020	-0.176
16	100016	1.582	0.928	1.581	0.894	0.001	0.033	0.009	1.194
100016	20016	1.009	0.421	1.009	0.421	0.000	0.000	0.005	0.045
20016	200162	1.009	0.421	1.009	0.421	0.000	0.000	0.016	0.000
1000162	200162	-1.009	-0.416	-1.009	-0.421	0.000	0.005	-0.005	-0.226
16	1000162	3.033	1.802	3.031	1.722	0.002	0.079	0.017	1.465
1000162	100162	4.040	2.139	4.036	2.139	0.004	0.000	0.022	0.092
100162	10016	4.036	2.139	4.035	2.139	0.000	0.000	0.234	0.000
100016	10016	0.572	0.473	0.572	0.470	0.000	0.003	0.004	0.366
14	100014	5.844	3.496	5.839	3.314	0.005	0.181	0.033	1.742
100014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1000142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1000142	5.849	3.484	5.844	3.302	0.005	0.181	0.033	1.736
1000142	100142	5.848	3.292	5.843	3.292	0.005	0.000	0.033	0.075
100142	10014	5.843	3.292	5.843	3.292	0.000	0.000	0.345	0.001
100014	10014	5.835	3.324	5.830	3.324	0.005	0.000	0.033	0.075
15	100015	3.110	1.712	3.107	1.631	0.002	0.081	0.017	1.407
100015	20015	-1.500	-0.613	-1.500	-0.623	0.001	0.010	-0.008	-0.336
20015	200152	-1.500	-0.623	-1.500	-0.623	0.000	0.000	-0.024	-0.000
1000152	200152	1.500	0.623	1.500	0.623	0.000	0.000	0.008	0.019
15	1000152	3.657	2.114	3.655	2.044	0.002	0.070	0.020	1.052
1000152	100152	2.155	1.421	2.154	1.404	0.001	0.016	0.013	0.457
100152	10015	2.154	1.404	2.154	1.404	0.000	0.000	0.132	0.000
100015	10015	4.607	2.244	4.602	2.244	0.005	0.000	0.025	0.105
100	211	12.142	4.115	12.139	4.109	0.003	0.006	0.061	0.046
211	200	12.139	4.452	12.101	4.383	0.038	0.069	0.062	0.555
200	210	12.101	4.796	12.085	4.773	0.016	0.024	0.062	0.223
210	16	12.085	5.243	12.023	5.153	0.061	0.089	0.063	0.843
16	14	7.354	2.746	7.337	2.721	0.017	0.025	0.038	0.386
14	15	-4.569	-3.357	-4.571	-3.362	0.002	0.004	-0.027	-0.090
15	100	-11.402	-6.424	-11.511	-6.666	0.109	0.241	-0.063	-1.963
1000132	200132	0.943	0.434	0.942	0.430	0.000	0.004	0.005	0.229
200132	20013	0.942	0.430	0.942	0.430	0.000	0.000	0.015	0.000
100013	20013	-0.942	-0.426	-0.942	-0.430	0.000	0.004	-0.005	-0.229
100013	10013	5.698	3.183	5.689	3.183	0.008	0.000	0.032	0.128
10013	100132	-2.705	-1.804	-2.705	-1.804	0.000	0.000	-0.166	-0.000
1000132	100132	2.707	1.830	2.705	1.804	0.001	0.026	0.016	0.585

13	1000132	3.653	2.384	3.649	2.264	0.004	0.119	0.021	1.892
13	100013	4.761	2.954	4.755	2.757	0.006	0.196	0.027	2.351
100010	10010	9.111	4.602	9.105	4.441	0.006	0.161	0.050	0.958
10010	100102	-9.124	-4.393	-9.124	-4.393	0.000	0.000	-0.522	-0.001
1000102	100102	9.131	4.555	9.124	4.393	0.006	0.161	0.050	0.949
1000102	200102	-0.009	0.024	-0.009	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
200102	20010	-0.009	0.024	-0.009	0.024	0.000	0.000	-0.001	-0.000
100010	20010	0.009	-0.024	0.009	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
10	100010	9.126	4.839	9.120	4.578	0.006	0.259	0.050	1.501
10	1000102	9.128	4.839	9.121	4.579	0.006	0.260	0.050	1.501
11	100112	2.358	1.340	2.354	1.268	0.004	0.072	0.013	1.752
100112	10011	2.354	1.268	2.354	1.268	0.000	0.000	0.137	0.000
11	10011	2.357	1.342	2.353	1.270	0.004	0.072	0.013	1.754
14	209	-9.974	-5.837	-10.047	-5.998	0.072	0.160	-0.056	-1.493
209	13	14.078	8.121	14.078	8.121	0.000	0.000	0.078	0.000
13	208	5.602	2.382	5.602	2.382	0.000	0.000	0.029	0.001
208	300	-24.385	-13.178	-24.452	-13.326	0.066	0.147	-0.133	-0.561
209	300	-24.125	-13.042	-24.191	-13.188	0.065	0.145	-0.131	-0.560
604	100604	5.015	3.183	4.996	2.835	0.019	0.347	0.029	4.126
100604	1006042	-4.998	-2.831	-4.998	-2.831	0.000	0.000	-0.302	-0.000
604	1006042	5.017	3.179	4.998	2.831	0.019	0.347	0.029	4.121
208	10	29.987	15.969	29.817	15.592	0.169	0.375	0.163	1.163
204	5	4.440	2.850	4.438	2.848	0.001	0.001	0.026	0.041
10003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	3.925	2.225	3.925	2.225	0.000	0.000	0.022	0.008
2	203	17.070	5.851	16.977	5.715	0.093	0.135	0.088	0.875
9	10009	3.179	1.836	3.178	1.814	0.000	0.022	0.018	0.380
10009	2009	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10009	1009	3.178	1.814	3.178	1.799	0.000	0.015	0.018	0.261
7	1007	2.467	1.464	2.458	1.329	0.009	0.134	0.014	3.213
10	11	11.471	5.768	11.455	5.732	0.016	0.036	0.062	0.290
6	10006	6.891	3.745	6.878	3.328	0.012	0.415	0.039	3.253
10006	2006	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
8	1008	2.981	1.627	2.968	1.439	0.012	0.187	0.017	3.585
11	12	6.707	3.373	6.695	3.345	0.012	0.028	0.036	0.379
12	10012	6.674	3.582	6.656	3.228	0.018	0.353	0.037	2.943
4	1004	2.669	1.745	2.658	1.579	0.011	0.165	0.016	3.769
2	1002	3.294	2.004	3.278	1.769	0.016	0.234	0.019	4.243
14	604	10.082	6.119	10.065	6.095	0.017	0.024	0.057	0.273
1	1001	3.495	2.042	3.478	1.789	0.017	0.252	0.020	4.240
5	1005	4.423	2.780	4.407	2.498	0.016	0.281	0.026	3.760
10006	1006	6.878	3.328	6.866	3.328	0.012	0.000	0.039	0.159

ДОДАТОК Е

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 132.010 МВт / 1156.407 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 128.660 МВт / 1127.062 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.327 МВт / 10.051 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.327 МВт / 10.051 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.667 МВт / 5.840 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.418 МВт / 1.804 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.084 МВт / 7.644 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.412 МВт / 17.695 млн.кВт*г (1.5%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-48.115	-21.063	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	113.680	-0.36
1	Агрономічне	0.000	0.000	113.424	-0.44
202	202	0.000	0.000	113.212	-0.52
2	Петрик	0.000	0.000	111.774	-0.93
203	203	0.000	0.000	110.843	-1.27
3	Літин	0.000	0.000	110.835	-1.27
4	Кожухів	0.000	0.000	109.879	-1.59
204	204	0.000	0.000	109.633	-1.68
5	Курортна	0.000	0.000	109.591	-1.68
6	Хмільник	0.000	0.000	109.444	-1.79
7	Уланів	0.000	0.000	109.690	-1.68
8	Вишенька	0.000	0.000	110.102	-1.49
205	205	0.000	0.000	110.411	-1.36
9	Юрівка	0.000	0.000	110.571	-1.28
206	206	0.000	0.000	112.988	-0.67
207	207	0.000	0.000	114.727	-0.10
300	Козятин	-75.795	-41.774	115.000	0.00
208	208	0.000	0.000	114.403	-0.22
10	Козятин тяга	0.000	0.000	113.175	-0.70
11	Глухівці	0.000	0.000	112.869	-0.82
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.470	-0.98
13	Сигнал	0.000	0.000	114.404	-0.22
209	209	0.000	0.000	114.405	-0.22
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	112.817	-0.77
15	Калинівка	0.000	0.000	112.912	-0.74
211	211	0.000	0.000	114.950	-0.02
200	200	0.000	0.000	114.355	-0.28
210	210	0.000	0.000	114.117	-0.35
16	Турбів	0.000	0.000	113.224	-0.63
1001		3.480	1.790	10.439	-3.88
1002		3.280	1.770	10.283	-4.25
2003		0.000	0.000	36.520	-2.83
1003		3.890	1.890	10.335	-3.74
1004		2.660	1.580	10.148	-4.36
1005		4.410	2.500	10.124	-4.62
2006		0.000	0.000	35.576	-4.83

1006	6.870	3.330	10.147	-4.79
1007	2.460	1.330	10.185	-4.25
1008	2.970	1.440	10.192	-4.59
2009	0.000	0.000	36.887	-1.61
1009	3.180	1.800	10.513	-1.84
20010	0.000	0.000	26.696	-2.12
10010	18.240	8.840	10.588	-3.01
10032	0.000	0.000	10.335	-3.74
200102	0.000	0.000	26.696	-2.12
100102	0.000	0.000	10.589	-3.01
10011	4.710	2.540	10.625	-2.27
100112	0.000	0.000	10.625	-2.27
10012	6.660	3.230	10.476	-3.61
20013	0.000	0.000	37.568	-1.90
10013	8.400	4.990	10.698	-2.08
200132	0.000	0.000	37.568	-1.90
100132	0.000	0.000	10.698	-2.09
20014	0.000	0.000	26.553	-2.23
10014	11.680	6.620	10.613	-2.21
200142	0.000	0.000	26.553	-2.23
100142	0.000	0.000	10.614	-2.21
20015	0.000	0.000	37.433	-1.65
10015	6.760	3.650	10.652	-1.98
200152	0.000	0.000	37.433	-1.65
100152	0.000	0.000	10.652	-1.98
20016	0.000	0.000	37.478	-1.61
10016	4.610	2.610	10.676	-1.83
200162	0.000	0.000	37.478	-1.61
100162	0.000	0.000	10.677	-1.83
10003	0.000	0.000	109.084	-2.83
10006	0.000	0.000	106.265	-4.83
10009	0.000	0.000	110.183	-1.61
100010	0.000	0.000	111.642	-2.12
1000102	0.000	0.000	111.642	-2.12
100013	0.000	0.000	111.986	-2.12
1000132	0.000	0.000	112.444	-1.67
100014	0.000	0.000	111.040	-2.23
1000142	0.000	0.000	111.046	-2.23
100015	0.000	0.000	111.478	-2.01
1000152	0.000	0.000	111.832	-1.65
100016	0.000	0.000	111.996	-1.62
1000162	0.000	0.000	111.722	-1.86
603	0.000	0.000	109.502	-1.84
602	0.000	0.000	109.646	-1.72
601	0.000	0.000	110.239	-1.40
604	0.000	0.000	112.528	-0.84
100601	-8.100	0.000	10.567	2.81
1006012	0.000	0.000	10.567	2.81
100602	14.200	6.880	10.177	-4.68
1006022	0.000	0.000	10.177	-4.68
100603	10.200	5.780	10.480	-5.24
1006032	0.000	-6.750	10.480	-5.24
100604	10.000	5.670	10.365	-4.00
1006042	0.000	0.000	10.366	-4.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	10003	1.481	0.822	1.479	0.769	0.002	0.053	0.009	1.856
10003	1003	1.479	0.769	1.477	0.739	0.002	0.031	0.009	1.127
1003	10032	-2.410	-1.150	-2.411	-1.150	0.000	0.000	-0.149	-0.000
3	10032	2.420	1.285	2.411	1.150	0.009	0.134	0.014	2.980
100	201	24.435	9.835	24.215	9.570	0.219	0.264	0.132	1.322
201	1	24.215	9.836	24.175	9.778	0.040	0.058	0.133	0.257
1	202	20.667	7.736	20.639	7.694	0.029	0.041	0.112	0.214
202	2	20.639	8.019	20.433	7.771	0.205	0.247	0.113	1.447
203	4	13.097	4.342	13.007	4.233	0.090	0.109	0.072	0.979
4	204	10.326	2.782	10.307	2.760	0.019	0.022	0.056	0.250
204	6	5.867	0.170	5.857	0.158	0.010	0.012	0.031	0.196

6	7	-3.001	-0.526	-3.007	-0.533	0.006	0.007	-0.016	-0.253
7	8	-5.485	-1.356	-5.502	-1.379	0.016	0.023	-0.030	-0.421
8	205	-8.494	-2.559	-8.512	-2.586	0.018	0.026	-0.046	-0.315
205	9	-8.512	-2.307	-8.521	-2.323	0.009	0.016	-0.046	-0.164
9	206	-26.405	-14.519	-26.822	-15.124	0.416	0.602	-0.157	-2.437
206	207	-26.822	-14.461	-27.090	-14.950	0.266	0.487	-0.155	-1.747
207	300	-27.090	-14.577	-27.128	-14.661	0.038	0.084	-0.155	-0.273
9	601	14.652	10.568	14.630	10.506	0.022	0.062	0.094	0.337
601	602	22.665	10.066	22.600	9.883	0.065	0.182	0.130	0.610
602	603	8.324	2.143	8.318	2.124	0.007	0.019	0.045	0.151
603	6	-1.938	2.607	-1.939	2.604	0.001	0.003	-0.017	0.056
603	100603	5.111	-0.179	5.095	-0.482	0.017	0.302	0.027	0.339
100603	1006032	-5.099	-6.259	-5.100	-6.259	0.000	0.000	-0.444	-0.000
603	1006032	5.116	-0.183	5.100	-0.487	0.017	0.302	0.027	0.334
602	100602	7.118	3.919	7.094	3.442	0.024	0.475	0.043	3.553
100602	1006022	-7.097	-3.433	-7.098	-3.433	0.000	0.000	-0.447	-0.001
602	1006022	7.122	3.910	7.098	3.433	0.024	0.475	0.043	3.546
601	100601	-4.028	0.295	-4.048	-0.001	0.020	0.295	-0.021	-0.143
100601	1006012	4.047	-0.001	4.047	-0.001	0.000	0.000	0.221	0.000
601	1006012	-4.028	0.297	-4.047	0.001	0.020	0.295	-0.021	-0.139
16	100016	1.583	0.932	1.581	0.895	0.001	0.037	0.009	1.267
100016	20016	1.009	0.422	1.009	0.422	0.001	0.000	0.006	0.047
20016	200162	1.009	0.422	1.009	0.422	0.000	0.000	0.017	0.000
1000162	200162	-1.009	-0.416	-1.009	-0.422	0.000	0.005	-0.006	-0.240
16	1000162	3.034	1.811	3.031	1.722	0.003	0.088	0.018	1.554
1000162	100162	4.040	2.139	4.036	2.139	0.005	0.000	0.024	0.096
100162	10016	4.036	2.139	4.035	2.139	0.000	0.000	0.247	0.000
100016	10016	0.572	0.473	0.572	0.470	0.000	0.004	0.004	0.388
14	100014	5.845	3.517	5.839	3.314	0.006	0.202	0.035	1.850
100014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1000142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1000142	5.851	3.505	5.845	3.302	0.006	0.202	0.035	1.844
1000142	100142	5.849	3.292	5.843	3.292	0.006	0.000	0.035	0.079
100142	10014	5.843	3.292	5.843	3.292	0.000	0.000	0.364	0.001
100014	10014	5.835	3.324	5.830	3.324	0.006	0.000	0.035	0.079
15	100015	3.110	1.721	3.108	1.631	0.003	0.090	0.018	1.493
100015	20015	-1.500	-0.613	-1.500	-0.624	0.001	0.011	-0.008	-0.357
20015	200152	-1.500	-0.624	-1.500	-0.624	0.000	0.000	-0.025	-0.000
1000152	200152	1.501	0.624	1.500	0.624	0.000	0.000	0.008	0.020
15	1000152	3.658	2.125	3.656	2.047	0.002	0.078	0.022	1.117
1000152	100152	2.155	1.423	2.154	1.404	0.001	0.018	0.013	0.485
100152	10015	2.154	1.404	2.154	1.404	0.000	0.000	0.139	0.000
100015	10015	4.608	2.244	4.602	2.244	0.006	0.000	0.026	0.110
100	211	12.167	4.379	12.163	4.372	0.004	0.007	0.065	0.050
211	200	12.163	4.682	12.120	4.604	0.042	0.077	0.065	0.597
200	210	12.120	4.977	12.102	4.951	0.018	0.027	0.066	0.238
210	16	12.102	5.374	12.033	5.274	0.069	0.100	0.067	0.898
16	14	7.368	2.821	7.349	2.793	0.020	0.028	0.040	0.411
14	15	-4.563	-3.414	-4.566	-3.419	0.002	0.005	-0.029	-0.096
15	100	-11.391	-6.578	-11.514	-6.850	0.122	0.271	-0.067	-2.097
1000132	200132	0.943	0.435	0.943	0.431	0.000	0.005	0.005	0.244
200132	20013	0.943	0.431	0.943	0.431	0.000	0.000	0.016	0.000
100013	20013	-0.942	-0.426	-0.943	-0.431	0.000	0.005	-0.005	-0.244
100013	10013	5.699	3.183	5.689	3.183	0.009	0.000	0.034	0.135
10013	100132	-2.705	-1.804	-2.706	-1.804	0.000	0.000	-0.175	-0.000
1000132	100132	2.707	1.833	2.706	1.804	0.001	0.029	0.017	0.620
13	1000132	3.653	2.401	3.650	2.268	0.004	0.132	0.022	2.007
13	100013	4.763	2.976	4.756	2.757	0.007	0.218	0.028	2.494
100010	10010	9.112	4.621	9.105	4.441	0.007	0.179	0.053	1.021
10010	100102	-9.124	-4.393	-9.125	-4.393	0.000	0.000	-0.551	-0.001
1000102	100102	9.131	4.573	9.125	4.393	0.007	0.179	0.053	1.012
1000102	200102	-0.009	0.024	-0.009	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
200102	20010	-0.009	0.024	-0.009	0.024	0.000	0.000	-0.001	-0.000
100010	20010	0.009	-0.024	0.009	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
10	100010	9.128	4.888	9.121	4.597	0.007	0.290	0.053	1.601
10	1000102	9.129	4.888	9.122	4.597	0.007	0.290	0.053	1.601
11	100112	2.358	1.349	2.354	1.268	0.004	0.080	0.014	1.861
100112	10011	2.354	1.268	2.354	1.268	0.000	0.000	0.145	0.000
11	10011	2.358	1.351	2.353	1.270	0.004	0.080	0.014	1.863
14	209	-9.963	-5.984	-10.045	-6.165	0.081	0.180	-0.059	-1.597
209	13	14.085	8.129	14.085	8.129	0.000	0.000	0.082	0.000

13	208	5.612	2.389	5.612	2.389	0.000	0.000	0.031	0.001
208	300	-24.390	-13.461	-24.464	-13.626	0.074	0.165	-0.140	-0.598
209	300	-24.129	-13.323	-24.203	-13.486	0.073	0.162	-0.139	-0.596
604	100604	5.017	3.226	4.996	2.835	0.021	0.389	0.031	4.412
100604	1006042	-4.998	-2.831	-4.998	-2.831	0.000	0.000	-0.319	-0.000
604	1006042	5.020	3.222	4.998	2.831	0.021	0.389	0.031	4.407
208	10	30.002	16.219	29.812	15.798	0.189	0.419	0.172	1.236
204	5	4.440	2.879	4.439	2.877	0.001	0.002	0.028	0.043
10003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	3.924	2.234	3.923	2.234	0.000	0.000	0.023	0.009
2	203	17.127	6.191	17.021	6.037	0.106	0.153	0.094	0.944
9	10009	3.179	1.841	3.179	1.816	0.001	0.025	0.019	0.404
10009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10009	1009	3.179	1.816	3.178	1.799	0.001	0.017	0.019	0.277
7	1007	2.469	1.481	2.458	1.329	0.010	0.151	0.015	3.447
10	11	11.473	5.891	11.454	5.850	0.018	0.040	0.066	0.309
6	10006	6.894	3.798	6.880	3.328	0.014	0.469	0.041	3.503
10006	2006	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
8	1008	2.982	1.650	2.968	1.439	0.014	0.211	0.018	3.852
11	12	6.709	3.443	6.695	3.411	0.014	0.031	0.039	0.404
12	10012	6.676	3.624	6.656	3.228	0.020	0.395	0.039	3.145
4	1004	2.671	1.766	2.658	1.579	0.012	0.187	0.017	4.042
2	1002	3.296	2.034	3.278	1.769	0.018	0.264	0.020	4.546
14	604	10.085	6.234	10.066	6.207	0.019	0.027	0.061	0.290
1	1001	3.497	2.072	3.478	1.789	0.019	0.282	0.021	4.532
5	1005	4.425	2.817	4.407	2.498	0.018	0.317	0.028	4.039
10006	1006	6.880	3.328	6.866	3.328	0.014	0.000	0.041	0.168

ДОДАТОК Є

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ БСК ТА РЕГУЛЮВАННЯ РПН НА СПОЖИВИЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 132.010 МВт / 1156.407 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 128.660 МВт / 1127.062 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.327 МВт / 10.051 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.327 МВт / 10.051 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.667 МВт / 5.840 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.418 МВт / 1.804 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.084 МВт / 7.644 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.412 МВт / 17.695 млн.кВт*г (1.5%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-48.115	-21.063	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	113.680	-0.36
1	Агрономічне	0.000	0.000	113.424	-0.44
202	202	0.000	0.000	113.212	-0.52
2	Петрик	0.000	0.000	111.774	-0.93
203	203	0.000	0.000	110.843	-1.27
3	Літин	0.000	0.000	110.835	-1.27
4	Кожухів	0.000	0.000	109.879	-1.59
204	204	0.000	0.000	109.633	-1.68
5	Курортна	0.000	0.000	109.591	-1.68
6	Хмільник	0.000	0.000	109.444	-1.79
7	Уланів	0.000	0.000	109.690	-1.68
8	Вишенька	0.000	0.000	110.102	-1.49
205	205	0.000	0.000	110.411	-1.36
9	Юрівка	0.000	0.000	110.571	-1.28
206	206	0.000	0.000	112.988	-0.67
207	207	0.000	0.000	114.727	-0.10
300	Козятин	-75.795	-41.774	115.000	0.00
208	208	0.000	0.000	114.403	-0.22
10	Козятин тяга	0.000	0.000	113.175	-0.70
11	Глухівці	0.000	0.000	112.869	-0.82
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.470	-0.98
13	Сигнал	0.000	0.000	114.404	-0.22
209	209	0.000	0.000	114.405	-0.22
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	112.817	-0.77
15	Калинівка	0.000	0.000	112.912	-0.74
211	211	0.000	0.000	114.950	-0.02
200	200	0.000	0.000	114.355	-0.28
210	210	0.000	0.000	114.117	-0.35
16	Турбів	0.000	0.000	113.224	-0.63
1001		3.480	1.790	10.439	-3.88
1002		3.280	1.770	10.283	-4.25

2003	0.000	0.000	36.520	-2.83
1003	3.890	1.890	10.335	-3.74
1004	2.660	1.580	10.148	-4.36
1005	4.410	2.500	10.124	-4.62
2006	0.000	0.000	35.576	-4.83
1006	6.870	3.330	10.147	-4.79
1007	2.460	1.330	10.185	-4.25
1008	2.970	1.440	10.192	-4.59
2009	0.000	0.000	36.887	-1.61
1009	3.180	1.800	10.513	-1.84
20010	0.000	0.000	26.696	-2.12
10010	18.240	8.840	10.588	-3.01
10032	0.000	0.000	10.335	-3.74
200102	0.000	0.000	26.696	-2.12
100102	0.000	0.000	10.589	-3.01
10011	4.710	2.540	10.625	-2.27
100112	0.000	0.000	10.625	-2.27
10012	6.660	3.230	10.476	-3.61
20013	0.000	0.000	37.568	-1.90
10013	8.400	4.990	10.698	-2.08
200132	0.000	0.000	37.568	-1.90
100132	0.000	0.000	10.698	-2.09
20014	0.000	0.000	26.553	-2.23
10014	11.680	6.620	10.613	-2.21
200142	0.000	0.000	26.553	-2.23
100142	0.000	0.000	10.614	-2.21
20015	0.000	0.000	37.433	-1.65
10015	6.760	3.650	10.652	-1.98
200152	0.000	0.000	37.433	-1.65
100152	0.000	0.000	10.652	-1.98
20016	0.000	0.000	37.478	-1.61
10016	4.610	2.610	10.676	-1.83
200162	0.000	0.000	37.478	-1.61
100162	0.000	0.000	10.677	-1.83
10003	0.000	0.000	109.084	-2.83
10006	0.000	0.000	106.265	-4.83
10009	0.000	0.000	110.183	-1.61
100010	0.000	0.000	111.642	-2.12
1000102	0.000	0.000	111.642	-2.12
100013	0.000	0.000	111.986	-2.12
1000132	0.000	0.000	112.444	-1.67
100014	0.000	0.000	111.040	-2.23
1000142	0.000	0.000	111.046	-2.23
100015	0.000	0.000	111.478	-2.01
1000152	0.000	0.000	111.832	-1.65
100016	0.000	0.000	111.996	-1.62
1000162	0.000	0.000	111.722	-1.86
603	0.000	0.000	109.502	-1.84
602	0.000	0.000	109.646	-1.72
601	0.000	0.000	110.239	-1.40
604	0.000	0.000	112.528	-0.84
100601	-8.100	0.000	10.567	2.81
1006012	0.000	0.000	10.567	2.81
100602	14.200	6.880	10.177	-4.68
1006022	0.000	0.000	10.177	-4.68
100603	10.200	5.780	10.480	-5.24
1006032	0.000	-6.750	10.480	-5.24
100604	10.000	5.670	10.365	-4.00
1006042	0.000	0.000	10.366	-4.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	10003	1.481	0.822	1.479	0.769	0.002	0.053	0.009	1.856

10003	1003	1.479	0.769	1.477	0.739	0.002	0.031	0.009	1.127
1003	10032	-2.410	-1.150	-2.411	-1.150	0.000	0.000	-0.149	-0.000
3	10032	2.420	1.285	2.411	1.150	0.009	0.134	0.014	2.980
100	201	24.435	9.835	24.215	9.570	0.219	0.264	0.132	1.322
201	1	24.215	9.836	24.175	9.778	0.040	0.058	0.133	0.257
1	202	20.667	7.736	20.639	7.694	0.029	0.041	0.112	0.214
202	2	20.639	8.019	20.433	7.771	0.205	0.247	0.113	1.447
203	4	13.097	4.342	13.007	4.233	0.090	0.109	0.072	0.979
4	204	10.326	2.782	10.307	2.760	0.019	0.022	0.056	0.250
204	6	5.867	0.170	5.857	0.158	0.010	0.012	0.031	0.196
6	7	-3.001	-0.526	-3.007	-0.533	0.006	0.007	-0.016	-0.253
7	8	-5.485	-1.356	-5.502	-1.379	0.016	0.023	-0.030	-0.421
8	205	-8.494	-2.559	-8.512	-2.586	0.018	0.026	-0.046	-0.315
205	9	-8.512	-2.307	-8.521	-2.323	0.009	0.016	-0.046	-0.164
9	206	-26.405	-14.519	-26.822	-15.124	0.416	0.602	-0.157	-2.437
206	207	-26.822	-14.461	-27.090	-14.950	0.266	0.487	-0.155	-1.747
207	300	-27.090	-14.577	-27.128	-14.661	0.038	0.084	-0.155	-0.273
9	601	14.652	10.568	14.630	10.506	0.022	0.062	0.094	0.337
601	602	22.665	10.066	22.600	9.883	0.065	0.182	0.130	0.610
602	603	8.324	2.143	8.318	2.124	0.007	0.019	0.045	0.151
603	6	-1.938	2.607	-1.939	2.604	0.001	0.003	-0.017	0.056
603	100603	5.111	-0.179	5.095	-0.482	0.017	0.302	0.027	0.339
100603	1006032	-5.099	-6.259	-5.100	-6.259	0.000	0.000	-0.444	-0.000
603	1006032	5.116	-0.183	5.100	-0.487	0.017	0.302	0.027	0.334
602	100602	7.118	3.919	7.094	3.442	0.024	0.475	0.043	3.553
100602	1006022	-7.097	-3.433	-7.098	-3.433	0.000	0.000	-0.447	-0.001
602	1006022	7.122	3.910	7.098	3.433	0.024	0.475	0.043	3.546
601	100601	-4.028	0.295	-4.048	-0.001	0.020	0.295	-0.021	-0.143
100601	1006012	4.047	-0.001	4.047	-0.001	0.000	0.000	0.221	0.000
601	1006012	-4.028	0.297	-4.047	0.001	0.020	0.295	-0.021	-0.139
16	100016	1.583	0.932	1.581	0.895	0.001	0.037	0.009	1.267
100016	20016	1.009	0.422	1.009	0.422	0.001	0.000	0.006	0.047
20016	200162	1.009	0.422	1.009	0.422	0.000	0.000	0.017	0.000
1000162	200162	-1.009	-0.416	-1.009	-0.422	0.000	0.005	-0.006	-0.240
16	1000162	3.034	1.811	3.031	1.722	0.003	0.088	0.018	1.554
1000162	100162	4.040	2.139	4.036	2.139	0.005	0.000	0.024	0.096
100162	10016	4.036	2.139	4.035	2.139	0.000	0.000	0.247	0.000
100016	10016	0.572	0.473	0.572	0.470	0.000	0.004	0.004	0.388
14	100014	5.845	3.517	5.839	3.314	0.006	0.202	0.035	1.850
100014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1000142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1000142	5.851	3.505	5.845	3.302	0.006	0.202	0.035	1.844
1000142	100142	5.849	3.292	5.843	3.292	0.006	0.000	0.035	0.079
100142	10014	5.843	3.292	5.843	3.292	0.000	0.000	0.364	0.001
100014	10014	5.835	3.324	5.830	3.324	0.006	0.000	0.035	0.079
15	100015	3.110	1.721	3.108	1.631	0.003	0.090	0.018	1.493
100015	20015	-1.500	-0.613	-1.500	-0.624	0.001	0.011	-0.008	-0.357
20015	200152	-1.500	-0.624	-1.500	-0.624	0.000	0.000	-0.025	-0.000
1000152	200152	1.501	0.624	1.500	0.624	0.000	0.000	0.008	0.020
15	1000152	3.658	2.125	3.656	2.047	0.002	0.078	0.022	1.117
1000152	100152	2.155	1.423	2.154	1.404	0.001	0.018	0.013	0.485
100152	10015	2.154	1.404	2.154	1.404	0.000	0.000	0.139	0.000
100015	10015	4.608	2.244	4.602	2.244	0.006	0.000	0.026	0.110
100	211	12.167	4.379	12.163	4.372	0.004	0.007	0.065	0.050
211	200	12.163	4.682	12.120	4.604	0.042	0.077	0.065	0.597
200	210	12.120	4.977	12.102	4.951	0.018	0.027	0.066	0.238
210	16	12.102	5.374	12.033	5.274	0.069	0.100	0.067	0.898
16	14	7.368	2.821	7.349	2.793	0.020	0.028	0.040	0.411
14	15	-4.563	-3.414	-4.566	-3.419	0.002	0.005	-0.029	-0.096
15	100	-11.391	-6.578	-11.514	-6.850	0.122	0.271	-0.067	-2.097
1000132	200132	0.943	0.435	0.943	0.431	0.000	0.005	0.005	0.244
200132	20013	0.943	0.431	0.943	0.431	0.000	0.000	0.016	0.000
100013	20013	-0.942	-0.426	-0.943	-0.431	0.000	0.005	-0.005	-0.244
100013	10013	5.699	3.183	5.689	3.183	0.009	0.000	0.034	0.135
10013	100132	-2.705	-1.804	-2.706	-1.804	0.000	0.000	-0.175	-0.000
1000132	100132	2.707	1.833	2.706	1.804	0.001	0.029	0.017	0.620

13	1000132	3.653	2.401	3.650	2.268	0.004	0.132	0.022	2.007
13	100013	4.763	2.976	4.756	2.757	0.007	0.218	0.028	2.494
100010	10010	9.112	4.621	9.105	4.441	0.007	0.179	0.053	1.021
10010	100102	-9.124	-4.393	-9.125	-4.393	0.000	0.000	-0.551	-0.001
1000102	100102	9.131	4.573	9.125	4.393	0.007	0.179	0.053	1.012
1000102	200102	-0.009	0.024	-0.009	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
200102	20010	-0.009	0.024	-0.009	0.024	0.000	0.000	-0.001	-0.000
100010	20010	0.009	-0.024	0.009	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
10	100010	9.128	4.888	9.121	4.597	0.007	0.290	0.053	1.601
10	1000102	9.129	4.888	9.122	4.597	0.007	0.290	0.053	1.601
11	100112	2.358	1.349	2.354	1.268	0.004	0.080	0.014	1.861
100112	10011	2.354	1.268	2.354	1.268	0.000	0.000	0.145	0.000
11	10011	2.358	1.351	2.353	1.270	0.004	0.080	0.014	1.863
14	209	-9.963	-5.984	-10.045	-6.165	0.081	0.180	-0.059	-1.597
209	13	14.085	8.129	14.085	8.129	0.000	0.000	0.082	0.000
13	208	5.612	2.389	5.612	2.389	0.000	0.000	0.031	0.001
208	300	-24.390	-13.461	-24.464	-13.626	0.074	0.165	-0.140	-0.598
209	300	-24.129	-13.323	-24.203	-13.486	0.073	0.162	-0.139	-0.596
604	100604	5.017	3.226	4.996	2.835	0.021	0.389	0.031	4.412
100604	1006042	-4.998	-2.831	-4.998	-2.831	0.000	0.000	-0.319	-0.000
604	1006042	5.020	3.222	4.998	2.831	0.021	0.389	0.031	4.407
208	10	30.002	16.219	29.812	15.798	0.189	0.419	0.172	1.236
204	5	4.440	2.879	4.439	2.877	0.001	0.002	0.028	0.043
10003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	3.924	2.234	3.923	2.234	0.000	0.000	0.023	0.009
2	203	17.127	6.191	17.021	6.037	0.106	0.153	0.094	0.944
9	10009	3.179	1.841	3.179	1.816	0.001	0.025	0.019	0.404
10009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10009	1009	3.179	1.816	3.178	1.799	0.001	0.017	0.019	0.277
7	1007	2.469	1.481	2.458	1.329	0.010	0.151	0.015	3.447
10	11	11.473	5.891	11.454	5.850	0.018	0.040	0.066	0.309
6	10006	6.894	3.798	6.880	3.328	0.014	0.469	0.041	3.503
10006	2006	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
8	1008	2.982	1.650	2.968	1.439	0.014	0.211	0.018	3.852
11	12	6.709	3.443	6.695	3.411	0.014	0.031	0.039	0.404
12	10012	6.676	3.624	6.656	3.228	0.020	0.395	0.039	3.145
4	1004	2.671	1.766	2.658	1.579	0.012	0.187	0.017	4.042
2	1002	3.296	2.034	3.278	1.769	0.018	0.264	0.020	4.546
14	604	10.085	6.234	10.066	6.207	0.019	0.027	0.061	0.290
1	1001	3.497	2.072	3.478	1.789	0.019	0.282	0.021	4.532
5	1005	4.425	2.817	4.407	2.498	0.018	0.317	0.028	4.039
10006	1006	6.880	3.328	6.866	3.328	0.014	0.000	0.041	0.168

ДОДАТОК Ж

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ

ІРІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 96.281 МВт / 843.426 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 94.260 МВт / 825.718 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.262 МВт / 5.449 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.262 МВт / 5.449 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.560 МВт / 4.909 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.251 МВт / 1.084 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.811 МВт / 5.993 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.073 МВт / 11.443 млн.кВт*г (1.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енергoвузол	-37.188	-16.613	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	113.876	-0.27
1	Агрономічне	0.000	0.000	113.656	-0.34
202	202	0.000	0.000	113.480	-0.40
2	Петрик	0.000	0.000	112.290	-0.69
203	203	0.000	0.000	111.544	-0.93
3	Літин	0.000	0.000	111.536	-0.93
4	Кожухів	0.000	0.000	110.839	-1.11
204	204	0.000	0.000	110.680	-1.16
5	Курортна	0.000	0.000	110.638	-1.16
6	Хмільник	0.000	0.000	110.637	-1.19
7	Уланів	0.000	0.000	111.285	-1.10
8	Вишенька	0.000	0.000	112.061	-0.91
205	205	0.000	0.000	112.534	-0.79
9	Юрівка	0.000	0.000	112.791	-0.70
206	206	0.000	0.000	114.014	-0.37
207	207	0.000	0.000	114.869	-0.06
300	Козятин	-59.093	-31.007	115.000	0.00
208	208	0.000	0.000	114.455	-0.21
10	Козятин тяга	0.000	0.000	113.228	-0.68
11	Глухівці	0.000	0.000	112.922	-0.81
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.523	-0.97
13	Сигнал	0.000	0.000	114.457	-0.21
209	209	0.000	0.000	114.457	-0.21
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	113.499	-0.55
15	Калинівка	0.000	0.000	113.535	-0.54
211	211	0.000	0.000	114.965	-0.02
200	200	0.000	0.000	114.543	-0.21
210	210	0.000	0.000	114.371	-0.26
16	Турбів	0.000	0.000	113.719	-0.47
1001		3.480	1.790	10.462	-3.76
1002		3.280	1.770	10.335	-3.98
2003		0.000	0.000	36.759	-2.46
1003		3.890	1.890	10.404	-3.36
1004		2.660	1.580	10.244	-3.83
1005		4.410	2.500	10.228	-4.04
2006		0.000	0.000	35.989	-4.17
1006		6.870	3.330	10.265	-4.12
1007		2.460	1.330	10.343	-3.59
1008		2.970	1.440	10.386	-3.90

2009	0.000	0.000	37.633	-1.02
1009	3.180	1.800	10.727	-1.23
20010	0.000	0.000	26.709	-2.10
10010	18.240	8.840	10.593	-2.99
10032	0.000	0.000	10.404	-3.36
200102	0.000	0.000	26.709	-2.10
100102	0.000	0.000	10.594	-2.99
10011	4.710	2.540	10.630	-2.25
100112	0.000	0.000	10.630	-2.25
10012	6.660	3.230	10.481	-3.59
20013	0.000	0.000	37.585	-1.88
10013	8.400	4.990	10.703	-2.07
200132	0.000	0.000	37.585	-1.88
100132	0.000	0.000	10.703	-2.07
20014	0.000	0.000	26.719	-1.99
10014	11.680	6.620	10.680	-1.97
200142	0.000	0.000	26.719	-1.99
100142	0.000	0.000	10.680	-1.97
20015	0.000	0.000	37.644	-1.44
10015	6.760	3.650	10.712	-1.77
200152	0.000	0.000	37.644	-1.44
100152	0.000	0.000	10.713	-1.77
20016	0.000	0.000	37.646	-1.44
10016	4.610	2.610	10.724	-1.66
200162	0.000	0.000	37.646	-1.44
100162	0.000	0.000	10.725	-1.66
10003	0.000	0.000	109.798	-2.46
10006	0.000	0.000	107.498	-4.17
10009	0.000	0.000	112.411	-1.02
100010	0.000	0.000	111.696	-2.10
1000102	0.000	0.000	111.696	-2.10
100013	0.000	0.000	112.040	-2.11
1000132	0.000	0.000	112.498	-1.66
100014	0.000	0.000	111.734	-1.99
1000142	0.000	0.000	111.740	-2.00
100015	0.000	0.000	112.109	-1.80
1000152	0.000	0.000	112.461	-1.44
100016	0.000	0.000	112.497	-1.45
1000162	0.000	0.000	112.224	-1.68

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
3	10003	1.481	0.821	1.479	0.769	0.002	0.052	0.009	1.824
10003	1003	1.479	0.769	1.477	0.739	0.002	0.030	0.009	1.108
1003	10032	-2.410	-1.150	-2.411	-1.150	0.000	0.000	-0.148	-0.000
3	10032	2.419	1.283	2.411	1.150	0.009	0.132	0.014	2.930
100	201	19.965	9.061	19.812	8.878	0.152	0.183	0.110	1.126
201	1	19.812	9.145	19.784	9.105	0.028	0.040	0.110	0.220
1	202	16.277	7.064	16.259	7.037	0.018	0.027	0.090	0.177
202	2	16.259	7.364	16.126	7.203	0.133	0.160	0.091	1.195
203	4	8.834	3.853	8.790	3.800	0.043	0.052	0.050	0.711
4	204	6.109	2.359	6.103	2.350	0.007	0.008	0.034	0.161
204	6	1.663	-0.229	1.662	-0.230	0.001	0.001	0.009	0.044
6	7	-5.258	-3.654	-5.283	-3.684	0.025	0.030	-0.033	-0.652
7	8	-7.761	-4.483	-7.800	-4.540	0.039	0.057	-0.046	-0.782
8	205	-10.792	-5.696	-10.825	-5.744	0.033	0.048	-0.063	-0.477
205	9	-10.825	-5.454	-10.841	-5.483	0.016	0.029	-0.062	-0.259
9	206	-14.076	-7.216	-14.187	-7.376	0.110	0.159	-0.081	-1.230
206	207	-14.187	-6.701	-14.256	-6.828	0.069	0.127	-0.079	-0.857
207	300	-14.256	-6.454	-14.266	-6.476	0.010	0.022	-0.079	-0.131
11	10011	2.358	1.351	2.353	1.270	0.004	0.080	0.014	1.861
10011	100112	-2.354	-1.268	-2.354	-1.268	0.000	0.000	-0.145	-0.000
11	100112	2.358	1.349	2.354	1.268	0.004	0.080	0.014	1.859
10	100010	9.128	4.887	9.121	4.597	0.007	0.289	0.053	1.599
100010	20010	0.009	-0.024	0.009	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.009	-0.024	0.009	-0.024	0.000	0.000	0.001	0.000
1000102	200102	-0.009	0.024	-0.009	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	9.129	4.888	9.122	4.597	0.007	0.289	0.053	1.599

1000102	100102	9.131	4.573	9.124	4.393	0.007	0.179	0.053	1.011
100102	10010	9.124	4.393	9.124	4.393	0.000	0.000	0.551	0.001
100010	10010	9.112	4.621	9.105	4.441	0.007	0.179	0.053	1.020
300	208	22.545	12.336	22.483	12.197	0.063	0.139	0.129	0.546
208	13	-7.519	-3.650	-7.519	-3.651	0.000	0.000	-0.042	-0.001
13	209	-15.992	-9.390	-15.992	-9.390	0.000	0.000	-0.093	-0.001
209	300	-22.220	-12.058	-22.282	-12.195	0.062	0.137	-0.127	-0.544
209	14	6.228	3.640	6.197	3.572	0.030	0.067	0.036	0.963
14	15	-1.412	-1.412	-1.412	-1.412	0.000	0.001	-0.010	-0.036
15	100	-8.238	-4.562	-8.300	-4.699	0.062	0.137	-0.048	-1.470
15	100015	3.110	1.720	3.108	1.631	0.003	0.089	0.018	1.476
100015	20015	-1.500	-0.613	-1.500	-0.624	0.001	0.011	-0.008	-0.352
20015	200152	-1.500	-0.624	-1.500	-0.624	0.000	0.000	-0.025	-0.000
1000152	200152	1.501	0.624	1.500	0.624	0.000	0.000	0.008	0.020
15	1000152	3.658	2.123	3.656	2.046	0.002	0.077	0.021	1.104
1000152	100152	2.155	1.422	2.154	1.404	0.001	0.018	0.013	0.480
100152	10015	2.154	1.404	2.154	1.404	0.000	0.000	0.138	0.000
100015	10015	4.607	2.244	4.602	2.244	0.006	0.000	0.026	0.110
14	100014	5.845	3.515	5.839	3.314	0.006	0.200	0.035	1.827
100014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1000142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1000142	5.850	3.503	5.845	3.302	0.006	0.200	0.035	1.821
1000142	100142	5.849	3.292	5.843	3.292	0.006	0.000	0.035	0.079
100142	10014	5.843	3.292	5.843	3.292	0.000	0.000	0.362	0.001
100014	10014	5.835	3.324	5.830	3.324	0.006	0.000	0.035	0.079
14	16	-4.182	-1.392	-4.188	-1.401	0.006	0.009	-0.022	-0.222
16	210	-8.853	-3.850	-8.890	-3.904	0.037	0.053	-0.049	-0.655
210	200	-8.890	-3.478	-8.900	-3.492	0.010	0.014	-0.048	-0.172
200	211	-8.900	-3.118	-8.922	-3.159	0.022	0.041	-0.047	-0.423
211	100	-8.922	-2.849	-8.924	-2.853	0.002	0.003	-0.047	-0.035
16	100016	1.583	0.932	1.581	0.895	0.001	0.037	0.009	1.255
100016	20016	1.009	0.422	1.009	0.422	0.000	0.000	0.006	0.047
20016	200162	1.009	0.422	1.009	0.422	0.000	0.000	0.017	0.000
1000162	200162	-1.009	-0.416	-1.009	-0.422	0.000	0.005	-0.006	-0.238
16	1000162	3.034	1.810	3.031	1.722	0.003	0.087	0.018	1.540
1000162	100162	4.040	2.139	4.036	2.139	0.004	0.000	0.023	0.096
100162	10016	4.036	2.139	4.035	2.139	0.000	0.000	0.245	0.000
100016	10016	0.572	0.473	0.572	0.470	0.000	0.004	0.004	0.385
13	1000132	3.653	2.401	3.650	2.268	0.004	0.132	0.022	2.005
1000132	200132	0.943	0.435	0.943	0.431	0.000	0.005	0.005	0.243
200132	20013	0.943	0.431	0.943	0.431	0.000	0.000	0.016	0.000
100013	20013	-0.942	-0.426	-0.943	-0.431	0.000	0.005	-0.005	-0.243
13	100013	4.763	2.976	4.756	2.757	0.007	0.218	0.028	2.492
100013	10013	5.699	3.183	5.689	3.183	0.009	0.000	0.034	0.135
10013	100132	-2.705	-1.804	-2.706	-1.804	0.000	0.000	-0.175	-0.000
1000132	100132	2.707	1.833	2.706	1.804	0.001	0.029	0.017	0.619
1	1001	3.497	2.071	3.478	1.789	0.019	0.281	0.021	4.508
10006	2006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
208	10	30.002	16.217	29.812	15.796	0.189	0.419	0.172	1.235
10	11	11.472	5.890	11.454	5.849	0.018	0.040	0.066	0.309
11	12	6.709	3.442	6.695	3.411	0.014	0.031	0.038	0.404
12	10012	6.676	3.624	6.656	3.228	0.020	0.394	0.039	3.142
204	5	4.440	2.874	4.439	2.872	0.001	0.002	0.028	0.043
5	1005	4.424	2.810	4.407	2.498	0.017	0.311	0.027	3.944
10003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	3.924	2.233	3.924	2.233	0.000	0.000	0.023	0.008
2	203	12.820	5.630	12.758	5.540	0.062	0.090	0.072	0.752
9	10009	3.179	1.839	3.179	1.815	0.001	0.024	0.019	0.389
10009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10009	1009	3.179	1.815	3.178	1.799	0.001	0.016	0.019	0.267
8	1008	2.982	1.643	2.968	1.439	0.013	0.203	0.018	3.713
7	1007	2.468	1.476	2.458	1.329	0.010	0.147	0.015	3.341
6	10006	6.893	3.788	6.879	3.328	0.014	0.458	0.041	3.399
10006	1006	6.879	3.328	6.866	3.328	0.014	0.000	0.041	0.167
4	1004	2.671	1.763	2.658	1.579	0.012	0.183	0.017	3.959
2	1002	3.295	2.031	3.278	1.769	0.017	0.261	0.020	4.494

2 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 132.010 МВт / 1156.407 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 128.660 МВт / 1127.062 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.327 МВт / 10.051 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.327 МВт / 10.051 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.667 МВт / 5.840 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.418 МВт / 1.804 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.084 МВт / 7.644 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.412 МВт / 17.695 млн.кВт*г (1.5%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерг. вузол	-48.115	-21.063	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	113.680	-0.36
1	Агрономічне	0.000	0.000	113.424	-0.44
202	202	0.000	0.000	113.212	-0.52
2	Петрик	0.000	0.000	111.774	-0.93
203	203	0.000	0.000	110.843	-1.27
3	Літин	0.000	0.000	110.835	-1.27
4	Кожухів	0.000	0.000	109.879	-1.59
204	204	0.000	0.000	109.633	-1.68
5	Курортна	0.000	0.000	109.591	-1.68
6	Хмільник	0.000	0.000	109.444	-1.79
7	Уланів	0.000	0.000	109.690	-1.68
8	Вишенька	0.000	0.000	110.102	-1.49
205	205	0.000	0.000	110.411	-1.36
9	Юрівка	0.000	0.000	110.571	-1.28
206	206	0.000	0.000	112.988	-0.67
207	207	0.000	0.000	114.727	-0.10
300	Козятин	-75.795	-41.774	115.000	0.00
208	208	0.000	0.000	114.403	-0.22
10	Козятин тяга	0.000	0.000	113.175	-0.70
11	Глухівці	0.000	0.000	112.869	-0.82
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.470	-0.98
13	Сигнал	0.000	0.000	114.404	-0.22
209	209	0.000	0.000	114.405	-0.22
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	112.817	-0.77
15	Калинівка	0.000	0.000	112.912	-0.74
211	211	0.000	0.000	114.950	-0.02
200	200	0.000	0.000	114.355	-0.28
210	210	0.000	0.000	114.117	-0.35
16	Турбів	0.000	0.000	113.224	-0.63
1001		3.480	1.790	10.439	-3.88
1002		3.280	1.770	10.283	-4.25
2003		0.000	0.000	36.520	-2.83
1003		3.890	1.890	10.335	-3.74
1004		2.660	1.580	10.148	-4.36
1005		4.410	2.500	10.124	-4.62
2006		0.000	0.000	35.576	-4.83
1006		6.870	3.330	10.147	-4.79
1007		2.460	1.330	10.185	-4.25
1008		2.970	1.440	10.192	-4.59
2009		0.000	0.000	36.887	-1.61
1009		3.180	1.800	10.513	-1.84
20010		0.000	0.000	26.696	-2.12
10010		18.240	8.840	10.588	-3.01

10032	0.000	0.000	10.335	-3.74
200102	0.000	0.000	26.696	-2.12
100102	0.000	0.000	10.589	-3.01
10011	4.710	2.540	10.625	-2.27
100112	0.000	0.000	10.625	-2.27
10012	6.660	3.230	10.476	-3.61
20013	0.000	0.000	37.568	-1.90
10013	8.400	4.990	10.698	-2.08
200132	0.000	0.000	37.568	-1.90
100132	0.000	0.000	10.698	-2.09
20014	0.000	0.000	26.553	-2.23
10014	11.680	6.620	10.613	-2.21
200142	0.000	0.000	26.553	-2.23
100142	0.000	0.000	10.614	-2.21
20015	0.000	0.000	37.433	-1.65
10015	6.760	3.650	10.652	-1.98
200152	0.000	0.000	37.433	-1.65
100152	0.000	0.000	10.652	-1.98
20016	0.000	0.000	37.478	-1.61
10016	4.610	2.610	10.676	-1.83
200162	0.000	0.000	37.478	-1.61
100162	0.000	0.000	10.677	-1.83
10003	0.000	0.000	109.084	-2.83
10006	0.000	0.000	106.265	-4.83
10009	0.000	0.000	110.183	-1.61
100010	0.000	0.000	111.642	-2.12
1000102	0.000	0.000	111.642	-2.12
100013	0.000	0.000	111.986	-2.12
1000132	0.000	0.000	112.444	-1.67
100014	0.000	0.000	111.040	-2.23
1000142	0.000	0.000	111.046	-2.23
100015	0.000	0.000	111.478	-2.01
1000152	0.000	0.000	111.832	-1.65
100016	0.000	0.000	111.996	-1.62
1000162	0.000	0.000	111.722	-1.86
603	0.000	0.000	109.502	-1.84
602	0.000	0.000	109.646	-1.72
601	0.000	0.000	110.239	-1.40
604	0.000	0.000	112.528	-0.84
100601	-8.100	0.000	10.567	2.81
1006012	0.000	0.000	10.567	2.81
100602	14.200	6.880	10.177	-4.68
1006022	0.000	0.000	10.177	-4.68
100603	10.200	5.780	10.480	-5.24
1006032	0.000	-6.750	10.480	-5.24
100604	10.000	5.670	10.365	-4.00
1006042	0.000	0.000	10.366	-4.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	10003	1.481	0.822	1.479	0.769	0.002	0.053	0.009	1.856
10003	1003	1.479	0.769	1.477	0.739	0.002	0.031	0.009	1.127
1003	10032	-2.410	-1.150	-2.411	-1.150	0.000	0.000	-0.149	-0.000
3	10032	2.420	1.285	2.411	1.150	0.009	0.134	0.014	2.980
100	201	24.435	9.835	24.215	9.570	0.219	0.264	0.132	1.322
201	1	24.215	9.836	24.175	9.778	0.040	0.058	0.133	0.257
1	202	20.667	7.736	20.639	7.694	0.029	0.041	0.112	0.214
202	2	20.639	8.019	20.433	7.771	0.205	0.247	0.113	1.447
203	4	13.097	4.342	13.007	4.233	0.090	0.109	0.072	0.979
4	204	10.326	2.782	10.307	2.760	0.019	0.022	0.056	0.250
204	6	5.867	0.170	5.857	0.158	0.010	0.012	0.031	0.196
6	7	-3.001	-0.526	-3.007	-0.533	0.006	0.007	-0.016	-0.253
7	8	-5.485	-1.356	-5.502	-1.379	0.016	0.023	-0.030	-0.421
8	205	-8.494	-2.559	-8.512	-2.586	0.018	0.026	-0.046	-0.315
205	9	-8.512	-2.307	-8.521	-2.323	0.009	0.016	-0.046	-0.164
9	206	-26.405	-14.519	-26.822	-15.124	0.416	0.602	-0.157	-2.437
206	207	-26.822	-14.461	-27.090	-14.950	0.266	0.487	-0.155	-1.747
207	300	-27.090	-14.577	-27.128	-14.661	0.038	0.084	-0.155	-0.273

9	601	14.652	10.568	14.630	10.506	0.022	0.062	0.094	0.337
601	602	22.665	10.066	22.600	9.883	0.065	0.182	0.130	0.610
602	603	8.324	2.143	8.318	2.124	0.007	0.019	0.045	0.151
603	6	-1.938	2.607	-1.939	2.604	0.001	0.003	-0.017	0.056
603	100603	5.111	-0.179	5.095	-0.482	0.017	0.302	0.027	0.339
100603	1006032	-5.099	-6.259	-5.100	-6.259	0.000	0.000	-0.444	-0.000
603	1006032	5.116	-0.183	5.100	-0.487	0.017	0.302	0.027	0.334
602	100602	7.118	3.919	7.094	3.442	0.024	0.475	0.043	3.553
100602	1006022	-7.097	-3.433	-7.098	-3.433	0.000	0.000	-0.447	-0.001
602	1006022	7.122	3.910	7.098	3.433	0.024	0.475	0.043	3.546
601	100601	-4.028	0.295	-4.048	-0.001	0.020	0.295	-0.021	-0.143
100601	1006012	4.047	-0.001	4.047	-0.001	0.000	0.000	0.221	0.000
601	1006012	-4.028	0.297	-4.047	0.001	0.020	0.295	-0.021	-0.139
16	100016	1.583	0.932	1.581	0.895	0.001	0.037	0.009	1.267
100016	20016	1.009	0.422	1.009	0.422	0.001	0.000	0.006	0.047
20016	200162	1.009	0.422	1.009	0.422	0.000	0.000	0.017	0.000
1000162	200162	-1.009	-0.416	-1.009	-0.422	0.000	0.005	-0.006	-0.240
16	1000162	3.034	1.811	3.031	1.722	0.003	0.088	0.018	1.554
1000162	100162	4.040	2.139	4.036	2.139	0.005	0.000	0.024	0.096
100162	10016	4.036	2.139	4.035	2.139	0.000	0.000	0.247	0.000
100016	10016	0.572	0.473	0.572	0.470	0.000	0.004	0.004	0.388
14	100014	5.845	3.517	5.839	3.314	0.006	0.202	0.035	1.850
100014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1000142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1000142	5.851	3.505	5.845	3.302	0.006	0.202	0.035	1.844
1000142	100142	5.849	3.292	5.843	3.292	0.006	0.000	0.035	0.079
100142	10014	5.843	3.292	5.843	3.292	0.000	0.000	0.364	0.001
100014	10014	5.835	3.324	5.830	3.324	0.006	0.000	0.035	0.079
15	100015	3.110	1.721	3.108	1.631	0.003	0.090	0.018	1.493
100015	20015	-1.500	-0.613	-1.500	-0.624	0.001	0.011	-0.008	-0.357
20015	200152	-1.500	-0.624	-1.500	-0.624	0.000	0.000	-0.025	-0.000
1000152	200152	1.501	0.624	1.500	0.624	0.000	0.000	0.008	0.020
15	1000152	3.658	2.125	3.656	2.047	0.002	0.078	0.022	1.117
1000152	100152	2.155	1.423	2.154	1.404	0.001	0.018	0.013	0.485
100152	10015	2.154	1.404	2.154	1.404	0.000	0.000	0.139	0.000
100015	10015	4.608	2.244	4.602	2.244	0.006	0.000	0.026	0.110
100	211	12.167	4.379	12.163	4.372	0.004	0.007	0.065	0.050
211	200	12.163	4.682	12.120	4.604	0.042	0.077	0.065	0.597
200	210	12.120	4.977	12.102	4.951	0.018	0.027	0.066	0.238
210	16	12.102	5.374	12.033	5.274	0.069	0.100	0.067	0.898
16	14	7.368	2.821	7.349	2.793	0.020	0.028	0.040	0.411
14	15	-4.563	-3.414	-4.566	-3.419	0.002	0.005	-0.029	-0.096
15	100	-11.391	-6.578	-11.514	-6.850	0.122	0.271	-0.067	-2.097
1000132	200132	0.943	0.435	0.943	0.431	0.000	0.005	0.005	0.244
200132	20013	0.943	0.431	0.943	0.431	0.000	0.000	0.016	0.000
100013	20013	-0.942	-0.426	-0.943	-0.431	0.000	0.005	-0.005	-0.244
100013	10013	5.699	3.183	5.689	3.183	0.009	0.000	0.034	0.135
10013	100132	-2.705	-1.804	-2.706	-1.804	0.000	0.000	-0.175	-0.000
1000132	100132	2.707	1.833	2.706	1.804	0.001	0.029	0.017	0.620
13	1000132	3.653	2.401	3.650	2.268	0.004	0.132	0.022	2.007
13	100013	4.763	2.976	4.756	2.757	0.007	0.218	0.028	2.494
100010	10010	9.112	4.621	9.105	4.441	0.007	0.179	0.053	1.021
10010	100102	-9.124	-4.393	-9.125	-4.393	0.000	0.000	-0.551	-0.001
1000102	100102	9.131	4.573	9.125	4.393	0.007	0.179	0.053	1.012
1000102	200102	-0.009	0.024	-0.009	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
200102	20010	-0.009	0.024	-0.009	0.024	0.000	0.000	-0.001	-0.000
100010	20010	0.009	-0.024	0.009	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
10	100010	9.128	4.888	9.121	4.597	0.007	0.290	0.053	1.601
10	1000102	9.129	4.888	9.122	4.597	0.007	0.290	0.053	1.601
11	100112	2.358	1.349	2.354	1.268	0.004	0.080	0.014	1.861
100112	10011	2.354	1.268	2.354	1.268	0.000	0.000	0.145	0.000
11	10011	2.358	1.351	2.353	1.270	0.004	0.080	0.014	1.863
14	209	-9.963	-5.984	-10.045	-6.165	0.081	0.180	-0.059	-1.597
209	13	14.085	8.129	14.085	8.129	0.000	0.000	0.082	0.000
13	208	5.612	2.389	5.612	2.389	0.000	0.000	0.031	0.001
208	300	-24.390	-13.461	-24.464	-13.626	0.074	0.165	-0.140	-0.598
209	300	-24.129	-13.323	-24.203	-13.486	0.073	0.162	-0.139	-0.596
604	100604	5.017	3.226	4.996	2.835	0.021	0.389	0.031	4.412
100604	1006042	-4.998	-2.831	-4.998	-2.831	0.000	0.000	-0.319	-0.000
604	1006042	5.020	3.222	4.998	2.831	0.021	0.389	0.031	4.407
208	10	30.002	16.219	29.812	15.798	0.189	0.419	0.172	1.236

204	5	4.440	2.879	4.439	2.877	0.001	0.002	0.028	0.043
10003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	3.924	2.234	3.923	2.234	0.000	0.000	0.023	0.009
2	203	17.127	6.191	17.021	6.037	0.106	0.153	0.094	0.944
9	10009	3.179	1.841	3.179	1.816	0.001	0.025	0.019	0.404
10009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10009	1009	3.179	1.816	3.178	1.799	0.001	0.017	0.019	0.277
7	1007	2.469	1.481	2.458	1.329	0.010	0.151	0.015	3.447
10	11	11.473	5.891	11.454	5.850	0.018	0.040	0.066	0.309
6	10006	6.894	3.798	6.880	3.328	0.014	0.469	0.041	3.503
10006	2006	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
8	1008	2.982	1.650	2.968	1.439	0.014	0.211	0.018	3.852
11	12	6.709	3.443	6.695	3.411	0.014	0.031	0.039	0.404
12	10012	6.676	3.624	6.656	3.228	0.020	0.395	0.039	3.145
4	1004	2.671	1.766	2.658	1.579	0.012	0.187	0.017	4.042
2	1002	3.296	2.034	3.278	1.769	0.018	0.264	0.020	4.546
14	604	10.085	6.234	10.066	6.207	0.019	0.027	0.061	0.290
1	1001	3.497	2.072	3.478	1.789	0.019	0.282	0.021	4.532
5	1005	4.425	2.817	4.407	2.498	0.018	0.317	0.028	4.039
10006	1006	6.880	3.328	6.866	3.328	0.014	0.000	0.041	0.168

ДОДАТОК 3
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ ТА ЕЛЕКТРОМЕХАНІКИ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ТА СИСТЕМ

**РОЗВИТОК РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ 110 КВ НА
ТЕРИТОРІЇ ХМІЛЬНИЦЬКОГО РАЙОНУ З
ОПТИМІЗАЦІЄЮ ДЖЕРЕЛ РОЗОСЕРЕДЖЕНОГО
ГЕНЕРУВАННЯ**

ВИКОНАВ: СТ. ГР. 2ЕСМ-23М,
ПАНІБРАТЮК С.С.

НАУКОВИЙ КЕРІВНИК: Д.ТН., ДОЦ.,
КУЛИК В.В.

Актуальність теми

У сучасних умовах зростання енергоспоживання та впровадження технологій відновлюваної енергетики, розподільні мережі 110 кВ набувають особливого значення в забезпеченні надійного та ефективного енергопостачання. Впровадження розосереджених джерел генерації (РДГ), таких як сонячні, вітрові та малі гідроелектростанції, відкриває нові можливості для підвищення стабільності мереж, проте водночас створює нові виклики для управління та оптимізації. Розподільні мережі напругою 110 кВ, зокрема в Хмельницькому районі, відіграють критичну роль у доставці електроенергії від великих генеруючих вузлів та розосереджених джерел генерації до кінцевих споживачів. Оптимізація цих мереж із урахуванням розосереджених джерел дозволить знизити втрати енергії, підвищити економічну ефективність та забезпечити енергетичну незалежність.

Особливу увагу у дослідженні приділено розвитку мереж Хмельницького району, де розосереджені джерела енергії стають дедалі важливішим компонентом інфраструктури. На фоні старіння обладнання, зростання потреби у нових підходах до управління мережею та інтеграції РДГ, необхідно переглянути традиційні методи оптимізації розподільних схем.

Застосування методів оптимізації, таких як лінійне програмування та змішане цілочислове програмування, дозволяє обрати найбільш ефективні шляхи розподілу електроенергії як у нормальних, так і в післяаварійних режимах роботи. Це дає можливість більш раціонально використовувати ресурси та забезпечувати надійність енергопостачання, особливо з урахуванням перспективного розвитку мереж.

Мета і завдання дослідження

Мета і завдання дослідження: Метою цієї роботи є дослідження методів оптимізації нормальної схеми розподільних мереж 110 кВ Хмільницького району. Для досягнення мети були поставлені наступні завдання: аналіз математичних моделей і методів оптимізації розвитку електричних мереж; оцінка впливу розосереджених джерел генерації на стабільність і надійність мереж; проведення техніко-економічного аналізу ефективності запропонованих рішень; оцінка можливостей модернізації та покращення безпеки роботи мереж.

Об'єктом дослідження є розподільні мережі 110 кВ Хмільницького району з розосередженими джерелами генерації.

Предметом дослідження є методи та алгоритми оптимізації розвитку мереж із врахуванням інтеграції РДГ.

Методи дослідження. Для вирішення поставлених завдань використовувалися методи математичного моделювання, зокрема, метод вузлових напруг для аналізу режимів роботи розподільних мереж. Методи оптимізації, такі як лінійне та нелінійне програмування, а також змішане цілочислове програмування, були застосовані для пошуку оптимальних рішень з урахуванням впливу розосереджених джерел генерації. Ці підходи дозволяють створити комплексну модель розподільної мережі, яка здатна враховувати змінність генерації з ВДЕ та вимоги до надійності енергопостачання.

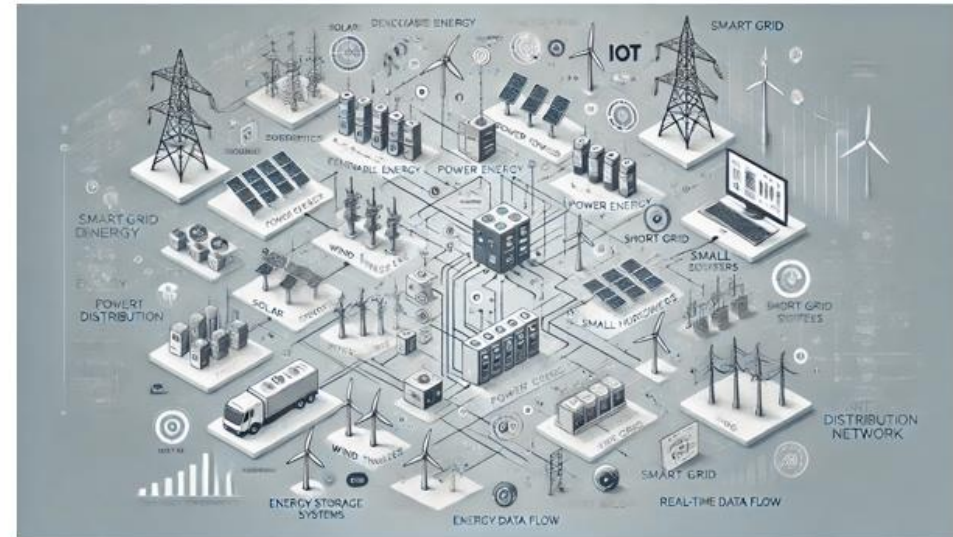
Наукова новизна отриманих результатів. Показано, що ефект від впровадження джерел розосередженого генерування визначається не лише співвідношенням встановленої потужності джерел та максимальної потужності споживачів, але й графіками генерування та споживання. Запропоновано алгоритм оптимізації місць приєднання та встановленої потужності джерел розосередженого генерування в контексті розвитку розподільних мереж, що дає змогу підвищити ефективність функціонування розподільних мереж, зокрема за рахунок зниження втрат електроенергії та поліпшення їх керованості.

Практичне значення отриманих результатів. За результатами аналізу методів оптимізації схем розподільних мереж розроблено алгоритми оптимізації їх розвитку. Їх ефективність було підтверджено техніко-економічним розрахунком.

Особистий внесок. Усі результати, які складають основний зміст магістерської роботи, отримані автором самостійно.

Використання джерел розосередженого генерування в питаннях оптимізації електроенергетичної мережі

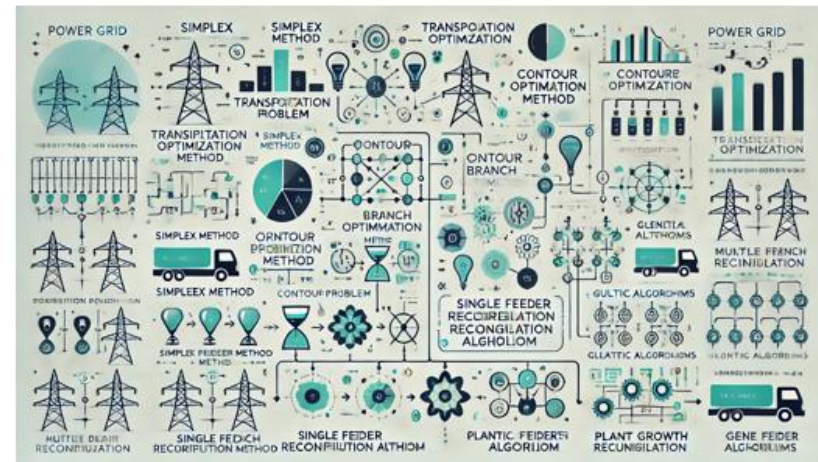
- Джерела розосередженого генерування (ДРГ): сонячні панелі, вітрові турбіни, малі ГЕС, біогазові установки.
- Зниження навантаження: виробництво електроенергії ближче до споживача зменшує втрати енергії та навантаження на мережу.
- Підвищення надійності: локальне генерування забезпечує стабільність постачання, особливо в віддалених районах.
- Інтеграція з розумними мережами: автоматичне регулювання виробництва та споживання електроенергії.
- Екологічні переваги: зменшення викидів і залежності від викопних ресурсів.



Використання математичних методів моделювання для оптимізації схеми розподільної мережі.

Розглянуті в роботі методи математичного моделювання:

- Симплекс метод
- Метод транспортної задачі
- Метод поконтурної оптимізації
- Метод впорядкованого виключення гілок
- Алгоритм реконфігурації окремого фідера
- Алгоритм реконфігурації декількох фідерів
- Метод генетичних алгоритмів
- Алгоритм моделювання росту рослин



Успішне використання моделей підвищує ефективність роботи електромереж та підтримує прийняття рішень щодо їх розвитку та модернізації.

Аналіз існуючої мережі

Для перевірки ефективності оптимізаційних алгоритмів використовується схема електричної мережі 110/35 кВ Хмільницького та прилеглих районів. Географічне розташування споживачів подане на рисунку (М 1:70000).

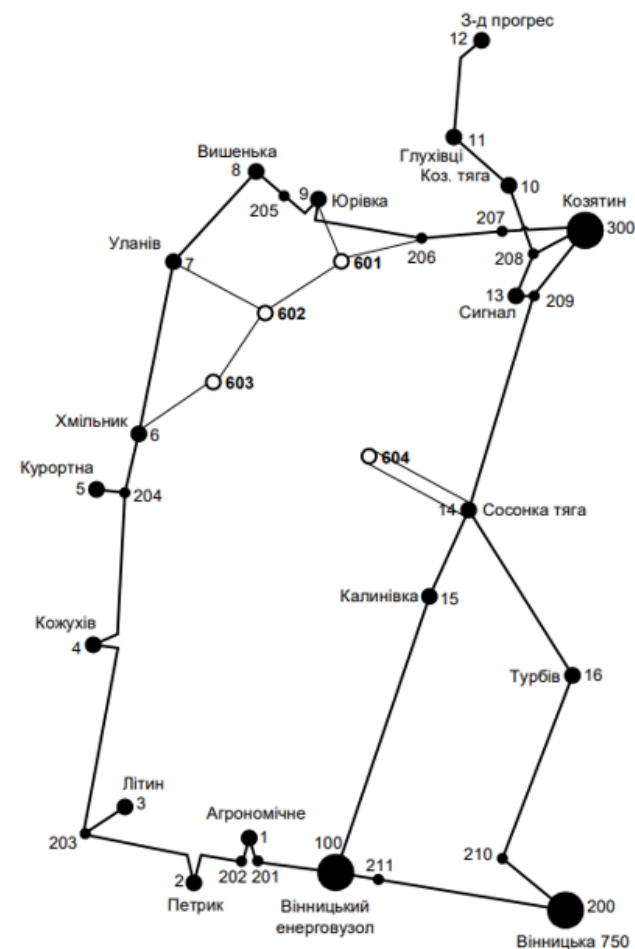
Робочі рівні напруги на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 112,79 кВ, за найменших – 110,64 кВ, для післяаварійних режимів – 114,01 кВ. Найменше навантаження в літній період складає 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження – 5113 годин на рік. Середня вартість 1 кВт·год недовідпущеної споживачам електроенергії становить 1,65 грн. Вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії становить 1,65 грн.

Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	9	206	7	6
Напруга вузла,кВ	112,79	114,01	111,29	110,64

Рівень струмів струмів проводів

	205-9	206-207	7-8	204-6
Марка проводу	АС-150	АС-150	АС-120	АС-95
Допустимий струм, А	450	450	390	330
Розрах. струм, А	62	79	46	9



Вибір оптимальної схеми розвитку ЕМ мережі із забезпеченням споживачів I категорії надійності

Для створення математичної моделі слід обрати критерій оптимальності. Найдоцільніше використовувати дискontовані витрати на розвиток електричної мережі, а оптимізованими змінними визначити потужності, що передаються через лінії.

У загальному випадку для кожної i -тої ЛЕП дискontовані витрати V_i можна записати:

$$V_i = (a_i + b_i \cdot P_i^2) \cdot l_i$$

де $a_i = K_{0i} - (E + \alpha)$; K_{0i} - питомі капіталовкладення на спорудження 1 км лінії, за попередньо заданим перерізом провoda на i -тій ЛЕП; E - коефіцієнт дискontу ($E=0,2$); α - коефіцієнт нормативних відрахувань; b_i - питомі витрати, які враховують втрати електроенергії і є залежними від P_i^2 ; l_i - довжина i -ї ЛЕП в км; P_i - потужність i -ї ЛЕП

Після лінеаризації функція витрат набуде вигляду:

$$V_i = (a_i' + b_i' \cdot P_i) \cdot l_i$$

де a_i' - сталий коефіцієнт лінійної функції (отримується в процесі лінеаризації); b_i' - питомі затрати, які залежать від потоку потужності P_i в ЛЕП.

Оптимізація схеми розвитку ЕМ за допомогою симплекс-методу

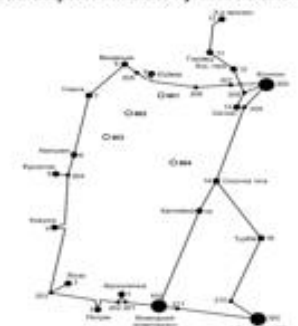
Формуємо симплекс-таблицю:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП															Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	9-601	206-601	7-602	6-603	601-602	602-601	602-603	603-602	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
601	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-8,10	-8,10
602	0	0	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	14,20	14,20
603	0	0	0	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	10,20	10,20
604	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	203,152	763,893	1018,524	1075,552	316,015	891,208	763,893	763,893	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Потужності ЛЕП	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Змінні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Дисконтовані витрати, тис. грн																	0,000

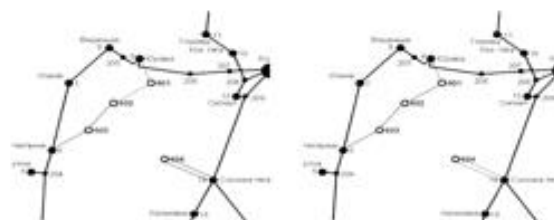
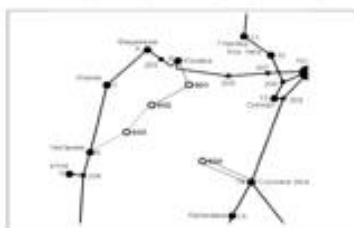
У результаті отримуємо

Номери вузлів	Перелік ЛЕП															Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	9-601	206-601	7-602	6-603	601-602	602-601	602-603	603-602	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
601	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-8,10	0,00
602	0	0	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	14,20	0,00
603	0	0	0	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	10,20	0,00
604	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	529,754	1046,659	1395,545	472,615	382,538	1221,102	1046,659	1046,659	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		13484,210
Потужності ЛЕП	6,100	0,000	0,000	10,200	14,200	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	3172,539	0,000	0,000	4582,557	4935,061	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		12690,157
Змінні складові витрат	58,958	0,000	0,000	238,112	496,984	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		794,053
Дисконтовані витрати, тис. грн																	13484,210

Схема існуючої мережі та
розташування нових пунктів живлення



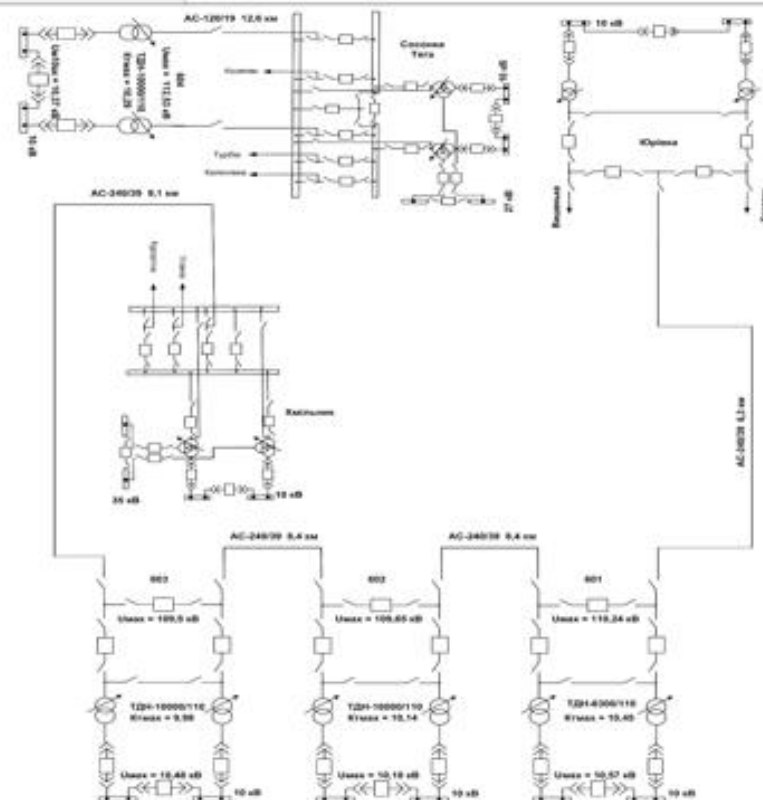
Варіанти розвитку існуючої мережі



Основні техніко-економічні показники розвинутої ЕМ

Средняя массовая доля содержания ионов натрия в корме	mg+	34,4
Пропускная способность кормовых насосов для члеников	mm	6000
Средняя температура, которую насосы поддерживают	MB+mg	1270000
Средняя тепловая нагрузка на насосы в течение времени	mg, gpm	242760,40
Тепловая нагрузка насосов, выражаемая в отношении к насосам	gpm	3,7
Оценки расхода топлива, потребляемого в течение времени насосов для члеников	MB+	3,61
Оценки расхода топлива, потребляемого в течение времени насосов для члеников	%	0,50
Значения расхода топлива, выражаемые в отношении к насосам	MB+mg	6200
Оценки расхода топлива, потребляемого в течение времени насосов для члеников	MB+mg	17700

Themenkomplex: Systemkunde	
SS21	SS21 wird Systemkunde als Wahlpflichtig gelehrt
SS21	SS21 wird Systemkunde als Wahlpflichtig gelehrt



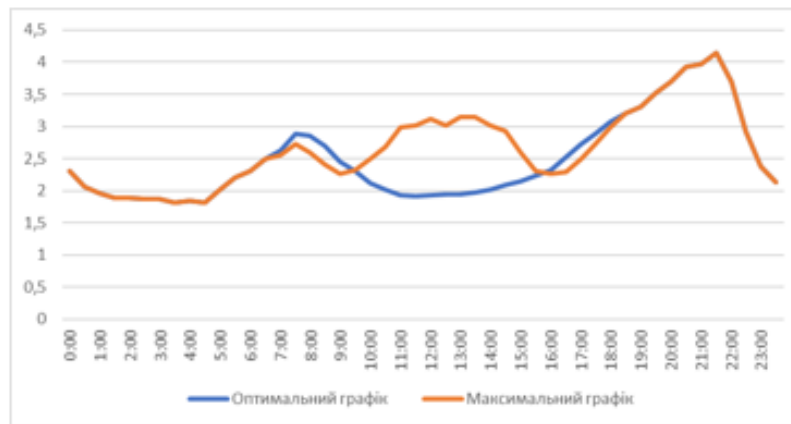
		95-21 МОЕО (38.00.00) ЕБ	
		Технико-экономическое обоснование проекта строительства и эксплуатации мостового перехода	
		И	И
		Итого: 100,00	

Аналіз втрат в мережі при інтегруванні в неї СЕС

Аналіз генерування ФЕС у зимовий і літній періоди (вузол 601)

Зима:

- Оптимальний графік: Генерація починається о 7:00, досягаючи піку в проміжку 11:00–14:00 із максимальною потужністю 37,4 МВт. Генерація завершується після 16:30.
- Максимальний графік: Генерація також починається о 7:00 і досягає піку в обідній період (11:00–14:00), з максимальною потужністю 73,8 МВт.
- Спад генерації після 16:30, досягаючи нуля після 18:30.



Порівняння оптимального та максимального графіків втрат у вузлі 601 взимку.



Порівняння графіків генерування ФЕС у вузлі 601 взимку

Аналіз втрат в мережі при інтегруванні в неї СЕС

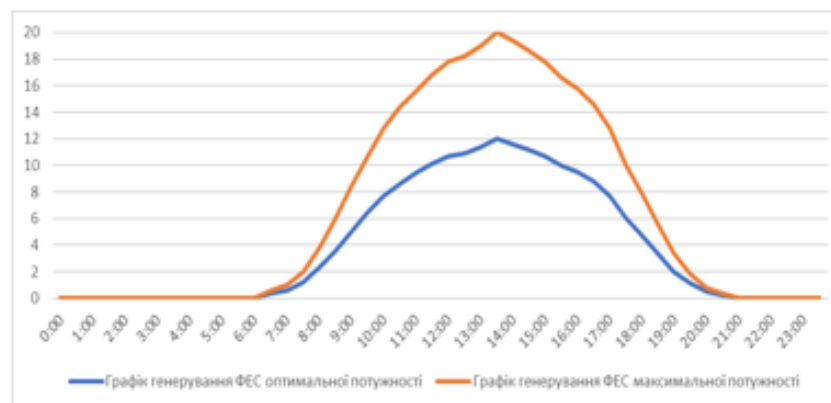
Аналіз генерування ФЕС у зимовий і літній періоди (вузол 601)

Літо:

- Оптимальний графік: Генерация починається близько 5:30, пікова потужність спостерігається між 11:30 і 14:30, із максимальним значенням 12 МВт.
- Спад генерації починається після 14:30, а завершення — після 20:00.
- Максимальний графік: Час генерації схожий із оптимальним графіком, але пікові значення сягають 20 МВт у проміжку 12:30–14:30.



Порівняння оптимального та максимального графіків втрат у вузлі 601 влітку.



Порівняння графіків генерування ФЕС у вузлі 601 влітку

Висновки:

У магістерській кваліфікаційній роботі досліджено методи та моделі оптимізації розвитку розподільчих електромереж із врахуванням інтеграції відновлюваних джерел енергії. Робота демонструє, що застосування математичних моделей і методів дозволяє вдосконалити нормальну схему розподільчих мереж, підвищуючи їхню надійність та економічну ефективність. Зокрема, оптимізація конфігурації мережі сприяє зниженню втрат електроенергії та покращенню стабільності системи.

Моделювання різних сценаріїв функціонування мережі із використанням методів лінійного та нелінійного програмування дозволяє прогнозувати навантаження та розробляти оптимальні схеми розвитку мереж. Комплексне використання симплекс-методу та динамічного програмування дозволяє скоротити обсяг обчислень для визначення послідовності розвитку електромереж. Проведені техніко-економічні розрахунки підтверджують ефективність запропонованих рішень, зокрема, загальні капітальні витрати складають 242 767,5 тис. грн., а термін окупності становить 3,7 років.

Результати дослідження мають практичну цінність для планування та експлуатації розподільчих мереж у Хмельницькому районі та інших регіонах зі схожими умовами. Запропоновані методи сприяють підвищенню надійності електропостачання, зниженню втрат електроенергії та інтеграції сучасних енергетичних технологій.

Окремий розділ роботи присвячено заходам забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок під час оптимізації розподільчих мереж напругою 110 кВ у Хмельницькому районі. Досліджено надійність електроустановок на прикладі розподільних пристроїв підстанцій та запропоновано заходи з її підвищення. Проаналізовано вплив шкідливих факторів на працівників монтажних організацій та оперативний персонал під час будівництва та введення в експлуатацію підстанцій напругою 110 кВ. Запропоновано заходи з забезпечення безпеки на об'єктах 110 кВ, зокрема розраховано контур заземлення підстанції.

Дякую за увагу!