

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії

(повна назва факультету)

Кафедра електричної інженерії

(повна назва кафедри)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(назва освітнього ступеня)

на тему:

**МОДЕЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З
РОЗПОДІЛЕНИМИ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ
ЕНЕРГЕТИЧНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ**

Виконав(ла): студент 6 курсу, групи ЕТм-62
спеціальності 141

«Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

(підпис) Соловко Д.Ю.
(прізвище та ініціали)

Керівник (підпис) Філюк Я.О.
(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль (підпис) Мовчан Л.Т.
(прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри (підпис) Коваль В.П.
(прізвище та ініціали)

Рецензент (підпис) Шовкун О.П.
(прізвище та ініціали)

Тернопіль 2024

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)

Кафедра Електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
Тарасенко М. Г.
(підпис) (прізвище та ініціали)
«13» листопад 2023 р.

ЗАВДАННЯ

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня магістр
(НАЗВА ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ)

за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

студенту Соловку Данилу Юрійовичу
(Прізвище, Ім'я, По Батькові)

1. Тема роботи Моделювання електричної мережі з розподіленими відновлювальними енергетичними джерелами енергії

Керівник роботи Філюк Ярослав Олександрович, к.т.н.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від «10» листопада 2023 року № 4/7-1042

2. Термін подання студентом завершеної роботи грудень 2023 року

3. Вихідні дані до роботи Розглянути різні типи технологій, які можуть почати з'являтися в системах розподілу, а також пов'язані з цим проблеми, які вони можуть спричинити. Розробити трифазні моделі розподільчих мереж. Розробити різні стратегії управління з метою контролю розподілених ресурсів з точки зору розподільчої мережі

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

1. Аналітичний розділ

2. Розрахунково-дослідницький розділ

3. Проектно-конструкторський розділ

4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці. Безпека в надзвичайних ситуаціях	Гурик О. Я. к.т.н., доцент		
	Клепчик В.М., старший викладач		
Нормоконтроль	Мовчан Л.Т., к.т.н., доцент		

7. Дата видачі завдання 13 листопада 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	14.11.2023	
2	Аналітичний розділ	18.11.2023	
3	Розрахунково-дослідницький розділ	22.11.2023	
4	Проектно-конструкторський розділ	25.11.2023	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	29.11.2023	
6	Висновки	01.12.2023	
7	Оформлення пояснювальної записки	06.12.2023	
8	Оформлення графічної частини	12.12.2023	

Студент

_____ (підпис)

Соловко Д.Ю.

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Філюк Я.О.

_____ (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Соловко Д.Ю. Моделювання електричної мережі з розподіленими відновлювальними енергетичними джерелами енергії.

Стор.68; рис.24; табл.3; джерел -14; додатків - 0.

Метою кваліфікаційної роботи було розробка методик управління розподільчими мережами з розподіленими відновлювальними енергетичними джерелами енергії.

Проведена робота, дозволила отримати рішення, які відповідають необхідним критеріям управління розподільчими мережами. Розподільчі системи точно моделюються з використанням трифазного представлення. Рішення мають гнучкість для включення різних розподілених енергетичних ресурсів, а також існуючих компонентів розподільчих систем. Оптимізаційні підходи гарантують, що результати, отримані за допомогою розроблених формул, дають найкращі з можливих результатів. Поєднання вищезазначених характеристик означає, що ці рішення забезпечують набір основних структурних елементів, необхідних для майбутніх систем управління розподілом.

Ключові слова: розподільчі мережі, відновлювальні енергетичні джерела енергії, трифазна мережа, споживач.

ЗМІСТ

Реферат	3
ЗМІСТ	4
ВСТУП	6
1. АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	8
1.1. Аналіз електроенергетичної системи.	8
1.1.1. Система передачі в енергетичній системі	9
1.1.2. Система розподілу в енергетичній системі	9
1.2. Аналіз розподілених енергетичних ресурсів та система розподілу	11
1.3. Аналіз управління системою розподілу	16
1.4. Висновок до розділу	17
2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	18
2.1. Оптимізація роботи електромережі для управління зарядкою електромобіля	18
2.1.1. Незбалансований потік навантаження	19
2.1.2. Багатоперіодна оптимізація заряду електромобілів	20
2.1.3. Оптимізація роботи електромережі	23
2.2. Тестова електромережа для проведення дослідження	26
2.3. Моделювання та результати неконтрольованого та контрольованого заряджання електромобілів	31
2.4 Висновки до розділу	40
3 НАУКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ	42
3.1. Трифазний незбалансований розподіл потужності	42
3.1.1 Незбалансований потік потужності	42
3.1.2 Трифазний незбалансований оптимальний потік потужності	43
3.2 Моделювання тестової трифазної електромережі	47
3.3 Результати випробувань тестової електромережі	51
3.3.1 Результати схеми радіальної конфігурації	51
3.3.2 Результати для мінімальних втрат	53

3.3.3 Цільовий показник мінімального дисбалансу	56
3.4 Висновки до розділу	58
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	60
4.1 Охорона праці	60
4.1.1. Техніка безпеки при експлуатації електромереж	60
4.2. БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	62
4.2 Дослідження стійкості роботи у надзвичайних ситуаціях підприємств електротехнічної та світлотехнічної галузі	62
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	66
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	67

ВСТУП

Актуальність теми роботи. Країни в усьому світі висловлюють дедалі більше занепокоєння з приводу однієї і тієї ж проблеми, що насувається: зміни клімату. Надмірне спалювання викопного палива, викорінення тропічних лісів і зростання рівня сільськогосподарської діяльності призвели до значного зростання кількості парникових газів, які наповнюють нашу атмосферу. У країнах світу пропонуються та впроваджуються такі стратегії, як запровадження податків на викиди вуглецю, рейтинги енергоефективності будівель, маркування енергетичних пристроїв, лісовідновлення тощо. Однак елементом, що лежить в основі більшості заходів щодо пом'якшення наслідків зміни клімату, є інтеграція відновлюваних джерел енергії. Відновлювані енергетичні ресурси визначаються як ресурси, яким не загрожує виснаження, і які поповнюються природним шляхом і своєчасно. Прикладами таких видів ресурсів є: вітрові, сонячні, гідро-, океанічні, геотермальні та біомаси.

Хоча може здатися, що відновлювані ресурси є відповіддю на проблему зміни клімату, є деякі ключові бар'єри, які потрібно подолати. Існують суперечки щодо економічної життєздатності відновлюваних джерел енергії, а також щодо того, чи варта віддача початкових інвестиційних витрат. Крім того, інфраструктура електроенергетичної системи потребуватиме значної модернізації для розміщення нових відновлюваних джерел, особливо тому, що найбільш підходящі місця для цих ресурсів не завжди зручні з точки зору електроенергетичної системи.

Додавання нових розподілених енергетичних ресурсів, таких як електромобілі, фотовольтаїка та накопичувачі, до розподільчих мереж низької напруги означає, що в майбутньому ці мережі зазнають серйозних змін. Традиційно розподільчі системи були пасивною частиною більш широкої енергосистеми, доставляючи електроенергію споживачеві і не потребуючи особливого контролю або управління. Однак впровадження цих нових технологій може спричинити непередбачені проблеми для розподільчих мереж через те, що вони не враховувалися при початковому проектуванні мереж.

Мета і завдання роботи: є розробка методик управління розподільчими мережами з розподіленими відновлювальними енергетичними джерелами енергії.

Досягнення мети визначається вирішенням наступних завдань:

1. Розглянути різні типи технологій, які можуть почати з'являтися в системах розподілу, а також пов'язані з цим проблеми, які вони можуть спричинити.

2. Розробити трифазні моделі розподільчих мереж.

3. Розробити різні стратегії управління з метою контролю розподілених ресурсів з точки зору розподільчої мережі

Об'єкт дослідження: розподільчі електромережі, споживачі в яких підключені відновлювальні енергетичні джерела енергії.

Предмет дослідження: Техніко-енергетичні характеристики управління розподільчими мережами в тому числі при підключенні до споживачів відновлювальних енергетичних джерел енергії.

Наукова новизна отриманих результатів:

Розроблено методику оптимізації генерації від сонячних батарей за критерієм мінімізації відносних втрат електроенергії.

Практична цінність результатів дослідження:

1. Розроблена методика багатоперіодної оптимізації, яка мінімізує витрати на зарядку електромобілів, що є перевагою як для клієнтів, так і для операторів систем розподілу електроенергії.

2. Запропоновані заходи щодо зниження втрат електроенергії, які дозволяють значно підвищити рівень енергоефективності електричних мереж.

Апробація результатів магістерської роботи. Основні положення роботи і її результати доповідалися на XI Міжнародна науково-технічна конференція молодих учених та студентів «Актуальні задачі сучасних технологій» (Тернопіль, 2023 р.)

Структура роботи. Робота складається з розрахунково-пояснювальної записки та графічної частини. Розрахунково-пояснювальна записка складається з вступу, 4 розділів, висновків та переліку посилань.

1. АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1. Аналіз електроенергетичної системи.

Безсумнівно, поява відновлюваних джерел енергії матиме найбільш значний вплив на електроенергетичний сектор. На перший погляд може здатися, що єдиною необхідною зміною є заміна традиційної генерації на відновлювану. Однак рішення не таке просте, частково завдяки системі електропостачання.

Електроенергетична система – це складна базова мережа, яка, по суті, пов'язує генерацію з попитом. Розвиток електричної енергетичної системи, якою ми користуємося сьогодні, почався в кінці 1800-х. Томас Едісон спроектував першу електричну систему постійного струму (DC) в Нью-Йорку в 1882 році. Однак конструкція постійного струму обмежувала відстань, яку могла подолати потужність. Невдовзі після цього Джордж Вестінгауз і Вільям Стенлі і Вільям Стенлі розробили систему живлення змінного струму (AC). [1-3] У наступні роки розгорнулася важка битва між системами постійного та змінного струму, в якій змінний струм зрештою переміг. З тих пір системи змінного струму продовжують залишатися стандартом, однак нещодавні дослідження досліджували потенційні переваги систем постійного струму, особливо в області офшорної вітроенергетики. Простий огляд сучасної електроенергетичної системи наведено на рис.1.1.

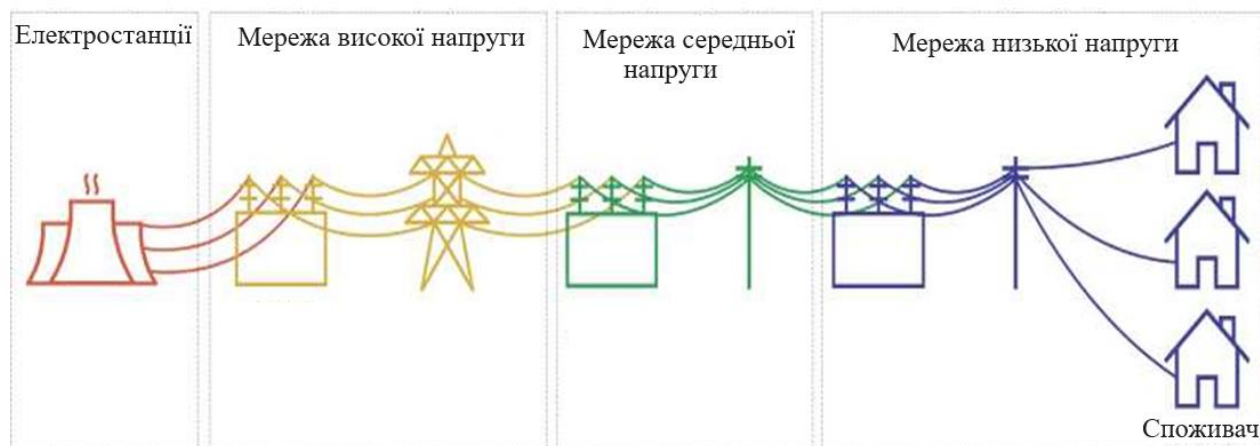


Рисунок 1.1 – Система електропостачання

1.1.1. Система передачі в енергетичній системі

Часто місця розташування електростанцій можуть бути географічно віддаленими до місць розташування центрів первинного попиту, а отже, виникає потреба транспортувати електроенергію на великі відстані. Це завдання системи передачі, яка являє собою площу, задану жовтим кольором на рис.1.1. Система передачі – це мережа високовольтних трифазних ліній електропередачі, кабелів та іншого обладнання, які використовуються для передачі електроенергії від генеруючих станцій до підстанцій у центрах навантаження. Високовольтна напруга використовується для системи передачі, оскільки вона зменшує струм, що протікає, і, отже, кількість енергії, яка втрачається в процесі передачі. Як правило, напруга в системі передачі визначається як будь-яка напруга вище 35 кВ [4], однак це значною мірою залежить від країни та оператора системи передачі (ОСП). Вся традиційна генерація, підключена до системи передачі, обертається з однаковою електричною швидкістю або частотою, тому практично кожна електроенергетична система працює як одна синхронна система. Номінальні значення частоти зазвичай становлять 50 Гц залежно від місця розташування.

Незважаючи на те, що система передачі є трифазною, агрегація навантаження означає, що кожна фаза несе приблизно однаковий рівень потужності. В результаті система передачі може бути адекватно змодельована, використовуючи тільки однофазне представлення, при цьому результати застосовні до всіх трьох фаз. Це значно спрощує моделювання та аналіз системи передачі для планування та експлуатації, що є дуже корисним для операторів системи передачі.

1.1.2. Система розподілу в енергетичній системі

Система розподілу – це мережа постачання електроенергії, яка з'єднує систему передачі з окремими споживачами. Система передачі закінчується на підстанціях, де напруга знижується до рівня розподілу через трансформатори, як показано переходом з жовтої зони в зелену на рис.1.1. Для системи розподілу використовуються нижчі напруги, оскільки пройдені відстані набагато коротші, ніж у системі передачі, а кількість енергії, що транспортується, значно менша.

Розподільна напруга класифікується як середня напруга (СН) і низька напруга (НН), при цьому СН зазвичай відноситься до номінальної напруги від 1 кВ до 35 кВ[6], а НН - це будь-яка напруга нижче 1 кВ. СН використовується для доставки від системи передачі до понижуючих розподільних трансформаторів, тоді як НН використовується між розподільними трансформаторами та точками підключення клієнтів. НН - це рівень напруги, який використовується більшістю клієнтів у своїх будинках, на підприємствах тощо. Типові номінальні напруги систем низької напруги становлять 230/400 В (лінія-земля/лінія-лінія) залежно від місця розташування[6].

Структура системи розподілу варіюється від регіону до регіону. Наприклад, у Європі розподільча система середньої напруги підключається до великих розподільчих трансформаторів, які обслуговують фідери низької напруги, що забезпечують електроенергією сотні, а іноді й тисячі споживачів. У той час як північноамериканська розподільна система складається з системи середньої напруги, що підключається до більшої кількості малих розподільних трансформаторів, які підключаються безпосередньо до кількох споживачів. Розподільні системи можуть бути радіальними або сітчастими, де радіальна означає одну точку живлення або розподільний трансформатор, що забезпечує живлення за потоком за допомогою послідовних проводів або кабелів, а сітка описує систему з кількома точками живлення, які з'єднані між собою в одному або кількох місцях. Радіальна, як правило, є більш поширеною конфігурацією розподілу.

На проектування систем розподілу в першу чергу впливає навантаження на клієнтів. Компонування, рейтинги та необхідне обладнання базуються на характеристиках навантаження, яке буде підключено. Характер людської діяльності означає, що індивідуальне навантаження на клієнта постійно змінюється. Таким чином, протягом певного періоду часу клієнт матиме неоднорідну криву навантаження. Кожен клієнт на фідері матиме свою унікальну криву навантаження, тому розподільні мережі, як правило, відчувають значний рівень різноманітності навантажень. Це різноманіття може бути вигідним тим, що піки попиту клієнтів, швидше за все, не збігаються, тому

піковий попит фідера буде значно меншим, ніж сума індивідуальних піків попиту клієнтів. Різноманітність попиту та піковий попит є основними характеристиками, які враховуються при визначенні номіналів обладнання, зокрема трансформаторів. Однак, щоб врахувати зростання навантаження та забезпечити пасивну експлуатацію розподільчих систем, трансформатори та інше обладнання, як правило, мають значні габарити.

Подібно до системи передачі, система розподілу середньої напруги є трифазною системою, яка зазвичай має однакове навантаження на кожен фазу, тому для цілей моделювання часто є достатнім збалансоване представлення. Однак системи розподілу НН дещо відрізняються. Більшість побутових і комерційних замовників мають однофазне навантаження і підключаються до системи НН через однофазний провід. Дво- та трифазні підключення також використовуються для клієнтів з більшими вимогами до попиту. Завдяки наявності цих навантажень в фідерах НН існують одно-, дво- і трифазні лінії. Крім того, на відміну від ліній системи передачі, розподільні лінії є нетранспортованими (порядок фаз не перемикається) [8]. Поєднання цих атрибутів робить фідери НН за своєю суттю незбалансованою частиною електроенергетичної системи в цілому. Отже, збалансоване моделювання, яке може бути застосоване до систем передачі високої напруги та розподілу середньої напруги, є недостатнім для моделювання розподільних фідерів НН.

1.2. Аналіз розподілених енергетичних ресурсів та система розподілу

Розподілені енергетичні ресурси (PER) визначаються як малі або середні ресурси генерації та зберігання, які підключені безпосередньо до системи розподілу. Хоча під PER зазвичай маються на увазі потужності розміром до 10 МВт, типи PER, про які піде мова в даній роботі, підключаються або на території замовника, або безпосередньо до фідера НН. З точки зору генерації, PER, як правило, базуються на відновлюваних ресурсах, таких як фотоелектрична енергія або мікровітер. Запам'ятовуючі пристрої PER

складаються з паливних елементів, маховиків і акумуляторів. Інші технології, такі як електромобілі, мікрокомбінована теплоенергетика (ТЕЦ) і теплові насоси, також класифікуються як типи РЕР.

Розташування цих ресурсів поблизу навантаження може бути вигідним у багатьох аспектах, наприклад, зниження пікового попиту, підвищення гнучкості та зменшення втрат, однак поява РЕР також створює певні проблеми для систем розподілу[9]. Традиційно розподільчі мережі не проектувалися з урахуванням таких технологій. Згодом додавання нових ресурсів може виштовхнути існуючі фідери за межі їх безпечної технічної експлуатації. Різні ресурси представлятимуть різні проблеми, тому оцінка впливу РЕР має вирішальне значення для розробки ефективних рішень.

Сонячні фотоелектричні системи, схоже, стануть найпоширенішою формою розподіленої генерації (РГ), з якою зіткнуться фідери НН, як у формі невеликих фотоелектричних установок, так і великомасштабних комунальних установок. Потенційний вплив, який ФМ може мати на системи розподілу, широко вивчався в літературі[9]. Автори в [10] змоделивали житловий фідер у PSCAD та оцінили вплив підвищення рівня впровадження фотоелектричної енергії до 75% на профіль напруги фідера. Вони дійшли висновку, що зростання напруги залежить не тільки від рівня впровадження фотоелектричних модулів, але й від конкретних характеристик фідера, таких як довжина та опір трансформатора. У роботі [11] вивчається вплив 20% рівня впровадження фотоелектричної енергії на відведення трансформатора та мерехтіння напруги для частини розподільчої підстанції. Результати показали, що мерехтіння напруги не викликає занепокоєння, однак спостерігалось значне збільшення змін порівняно зі сценарієм без фотоелектричних модулів. Науковці досліджують, як ФМ впливає на захист системи та зміну напруги, використовуючи фактичну схему розподілу, змодельовану в PSCAD. Вони зауважують, що, хоча на пристрої захисту не сильно впливає високе впровадження фотоелектричної енергії, коливання напруги можуть бути надмірними. У [13] проаналізовано проблеми якості електроенергії у вигляді надмірної та низької напруги та дисбалансу для чотирьох фідерів. Автори

зазначають, що хоча додавання фотоелектричних модулів може бути корисним для одних мереж, проблеми з якістю електроенергії виникають на інших, тому різні мережі можуть вимагати різних рішень. Результати різних робіт, які тут обговорюються, демонструють, що ПВ може спричиняти широкий спектр проблем, тому може бути найкориснішим аналіз живлення на індивідуальній основі.

Електромобілі (EV) – це технологія, яка останнім часом стає все більш популярною. Електромобілі мають потенціал для значного зменшення залежності від викопного палива в транспортному секторі, однак високий рівень впровадження електромобілів значно збільшить попит на електроенергію, особливо на рівні розподілу. У роботі [14] розглядається вплив підвищення рівня впровадження електромобілів на напругу фідера НН та навантаження на об'єкти. Результати свідчать про те, що фідер, що досліджується, порушує межі як по напрузі, так і по навантаженню при рівнях впровадження в межах 20-40%. Також показано, що розташування та розподіл фаз електромобілів мають значний вплив. Автори в [5] використовують імовірнісний підхід до моделювання місця розташування, часу та тривалості заряджання електромобілів. Вплив на напругу, розподільний трансформатор, кабелі та втрати для загального розподільного фідера оцінюються для високого та низького рівнів впровадження електромобілів. Як високий, так і низький рівень впровадження спричиняв перевантаження кабелів і трансформаторів, при цьому напруга та втрати зазнавали значного впливу на високому рівні впровадження. Підхід [8] вивчає вплив електромобілів на теплове навантаження, регулювання напруги, втрату ресурсу трансформатора, дисбаланс, втрати та рівні гармонійних спотворень. Численні розподільні системи аналізуються як детермінованими, так і стохастичними методами за допомогою програмного забезпечення для моделювання OpenDSS. Автори дійшли висновку, що різні мережі стикаються з різними проблемами, і що комунальним підприємствам необхідно проаналізувати вплив електромобілів на свої мережі. Робота [13] визначає вплив різних рівнів впровадження електромобілів на інвестиції та втрати енергії в розподільчій мережі для двох

різних великомасштабних областей розподілу. Результати показали, що вартість необхідного посилення мережі може бути на 19% вищою, ніж витрати на мережу для випадку без електромобілів. Результати також показали, що втрати можуть зрости до 40% за сценарієм високого впровадження (62%).

ТЕЦ – це технологія, яка виробляє електроенергію та тепло за допомогою одного процесу. Звичайні електростанції виробляють відпрацьоване тепло під час виробництва електроенергії. Когенераційні установки вловлюють це тепло і згодом використовують його для опалення приміщень і води. Мікро-ТЕЦ виконують те саме завдання в менших масштабах для використання в житловому та комерційному секторах. Подібно до фотоелектричної енергії, електроенергія, вироблена мікро-ТЕЦ, може становити певні проблеми для системи розподілу. У роботі [15] оцінюється вплив когенераційних установок і теплових насосів на різні мережі НН, використовуючи моделі як для попиту/виробництва електроенергії, так і для виробництва тепла. Автори зазначають, що сама по собі когенерація може призвести до підвищення напруги, особливо при високих рівнях впровадження, однак додавання навантаження теплового насоса до фідера може пом'якшити ці підвищення. У [7] проаналізовано вплив, який різні форми РГ можуть мати на щорічні втрати системи розподілу. Досліджуваними типами РГ є вітрова, фотоелектрична та ТЕЦ. Результати свідчать про те, що з трьох типів РГ ТЕЦ призводить до найменшого збільшення втрат, однак високі рівні впровадження все одно призводять до значно більших втрат, ніж у випадку без РГ. Автори в [9] вивчають вплив ТЕЦ на системи розподілу електроенергії та води. Результати показують, що ТЕЦ може спричинити затори як в електроенергетичній, так і у водопровідній мережах.

Теплові насоси – це пристрої, які обмінюються теплом між джерелами тепла та поглиначами. Поширеними джерелами для теплових насосів є земля, повітря та вода. Теплові насоси використовують електричну енергію для обміну теплом між джерелом і поглиначем і використовуються в основному для цілей опалення приміщень і води. Частково завдяки своїй ефективності в порівнянні зі звичайними котлами, теплові насоси стають популярним засобом опалення в

житловому та комерційному секторах. При потужності теплових насосів від декількох кВт до сотень кВт додавання великої кількості теплових насосів призведе до значного додаткового навантаження. Нещодавня робота [10] показує досліджує статичні та динамічні ефекти теплових насосів на загальну мережу низької напруги Великобританії. Автори моделюють фідер у DIgSILENT, використовуючи фактичні дані теплового насоса, щоб створити точну модель. Помітним результатом є вплив перехідних процесів запуску на напругу, при цьому напруга в деяких випадках падає нижче 90% від номінальних значень. Зазначають, що теплові насоси можуть призвести до різких перепадів напруги при високих проходках, а також до значного перевантаження трансформатора. Автори [9] проводять дослідження в Монте-Карло, щоб визначити, як електромобілі та теплові насоси впливатимуть на рівень напруги низької напруги. Результати показують, що розташування пристроїв на фідері значно впливає на рівень напруги. Також досліджуються тарифи на час використання, які зменшують порушення напруги в пікові години, однак згодом порушення переносяться на непікові години.

В даний час зберігання на рівні дистрибуції не є звичним явищем. Однак зовсім недавно для споживчого використання були запроваджені розподілені та дрібномасштабні сховища. Як обговорювалося раніше, впровадження деяких форм PEP у розподільні мережі може виявитися складним завданням для цих мереж та їх обладнання. Зберігання є способом пом'якшення деяких із цих проблем, особливо за наявності РГ. Дослідження [5] досліджує вплив використання накопичувачів енергії з розподіленими сонячними фотоелектричними модулями. Показано, що використання накопичувачів зменшує перевантаженість ліній і згладжує профілі чистого добового попиту та напруги. Робота [9] полягає в моделюванні мікромережі, яка має невелику установку на біомасі, а також акумуляторну систему зберігання енергії. Мікросітка аналізується на випадок з акумуляторною системою та без неї. Результати з наявним сховищем показують зменшення втрат на 7% у порівнянні з футляром без зберігання даних.

1.3. Аналіз управління системою розподілу

Як було показано в попередньому розділі, великі рівні впровадження РЕР можуть спричинити проблеми для системи розподілу у вигляді значних відхилень напруги, збільшення втрат, збільшення перевантаження обладнання. Одним із можливих рішень є модернізація операторами систем розподілу (ОСР) наявних фідерів та обладнання. Однак більш довгостроковим рішенням є запровадження певного рівня контролю та управління в системах розподілу.

В даний час, на відміну від системи передачі, система розподілу управляється відносно пасивно. Умовно завданням системи розподілу було доставляти електроенергію споживачеві, тому більшість цих мереж були спроектовані з єдиною метою. Обладнання оцінюється досить високо, щоб воно було здатне впоратися зі значним зростанням попиту без необхідності контролю або управління. В результаті вимірювальні прилади розріджені, що практично не забезпечує спостережуваності. Крім того, незважаючи на те, що управління є певною мірою скоординованим, воно обмежене і в основному автономне. Інтеграція РЕР може вимагати більш активного підходу з більшою обізнаністю про умови системи розподілу в режимі реального часу.

Розумні лічильники електроенергії пропонуються як частина багатьох стратегій боротьби зі зміною клімату і можуть надати інформацію, яка є життєво важливою для ефективного управління системою розподілу. Ці лічильники встановлюються на території замовника і записують вимірювання споживання в режимі реального часу для цього клієнта. Залежно від існуючої системи, частота цих вимірювань може коливатися від кожної секунди до кожних 15 хвилин. Розумні лічильники можуть бути корисними для систем розподілу в багатьох аспектах. Включення розумних лічильників у домашні дисплеї може забезпечити певний рівень обізнаності для клієнтів і дозволити їм ефективніше керувати споживанням електроенергії. Зокрема, якщо тарифи на час використання були запроваджені замість ціноутворення з фіксованою ставкою, клієнти могли б запланувати певні навантаження для роботи з низькими витратами. Це було б не тільки економічно вигідно для клієнта, але й у сукупному масштабі могло б зменшити піки попиту на систему. Комбінація

тарифів на час використання та РЕР може суттєво змінити традиційну криву попиту на систему, а також різноманітність попиту на системи розподілу. Результатом може бути зміщення піків попиту і навіть зниження, що може змінити спосіб проектування систем розподілу. Детальні записи про використання клієнтами можуть відіграти важливу роль у майбутньому плануванні та проектуванні системи розподілу. Однак фундаментальною перевагою, яку можуть забезпечити розумні лічильники, з точки зору розподілу, є можливість спостереження в режимі реального часу. Хоча в даний час не всі розумні лічильники мають можливість повідомляти про вимірювання в реальному часі, в майбутньому передбачається широке поширення звітності в режимі реального часу. Розумний лічильник з такими можливостями в кожній точці підключення клієнта (ТПК) міг би забезпечити операторам системи вимірювання поточного стану системи розподілу. Ці вимірювання згодом можуть відігравати вирішальну роль у будь-яких майбутніх схемах управління розподілом.

1.4. Висновок до розділу

Відновлювані ресурси та пов'язані з ними технології, пов'язані зі зміною клімату, спонукали до серйозних змін, які впроваджуються в енергосистемах, стають все більш поширеними по всій енергосистемі, а останнім часом почали з'являтися і в розподільчих мережах у вигляді розподілених енергетичних ресурсів. Розподілені ресурси можуть забезпечити значні переваги для мереж, однак роботи, розглянуті в даному розділі, показують, що, якщо ними не керувати, розподілені енергетичні ресурси можуть виявитися несприятливим для електромереж та якості електроенергії. Тому дуже важливо бути готовим до прийняття відповідних рішень щодо управління та контролю розподілених енергетичних ресурсів. У цій роботі пропонується ряд рішень для координації розподілених енергетичних ресурсів, які не тільки найбільш детально моделюють розподільчі мережі, але й враховують невизначеності, притаманні цим мережам і технологіям

2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1. Оптимізація роботи електромережі для управління зарядкою електромобіля

Багато урядів встановили амбітні цілі щодо рівня впровадження електромобілів, намагаючись скоротити викиди парникових газів. Наприклад, в Ірландії до 2030 року заплановано 40% впровадження електромобілів для пасажирських транспортних засобів. Заряджання цих транспортних засобів може призвести до значного збільшення попиту на систему в певний час, що, у свою чергу, може спричинити серйозне навантаження на енергосистеми та, зокрема, розподільчі мережі. Крім того, якщо врахувати типовий робочий день, може статися так, що зарядка електромобілів збігається з існуючим піком щоденного попиту, що призведе до необхідності підключення дорогих пікових установок. Для того, щоб впоратися з цим додатковим навантаженням, необхідно буде інвестувати в значне зміцнення мережі, заохочувати користувачів електромобілів заряджатися в непікові години або розробити контрольовані схеми заряджання, або якусь комбінацію перерахованих вище.

Деякі методи припускають ідеальний прогноз як активності клієнтів, так і стану системи, що нереально. Поведінку людини можна досить добре передбачити в сукупному масштабі, наприклад, в сукупному попиті системи, однак на індивідуальній основі його досягти набагато складніше. Проблеми, пов'язані з прогнозуванням індивідуальних потреб клієнтів, ускладнюють завдання контролю навантаження на електромобілі, але, тим не менш, його потрібно вирішувати. Імовірнісні методи або надійні методи оптимізації можуть бути використані там, де невизначеність викликає занепокоєння.

Метод, представлений у цьому розділі, враховує невизначеність як системи, так і клієнта, реалізуючи багатоперіодну техніку послідовної оптимізації. Трифазні, незбалансовані потоки навантаження виконуються для формування матриць чутливості мережі, які в подальшому використовуються при визначенні мережевих обмежень при багатоперіодній оптимізації. Метою оптимізації для цілей представленої тут роботи є мінімізація загальних витрат

на зарядку електромобілів у тестовій мережі. Слід, однак, відзначити, що метод дозволяє реалізувати будь-яку бажану мету. Початковий потік навантаження та оптимізація виконуються для 24-годинного періоду, а потім 12-годинний потік навантаження та оптимізація кожні 30 хвилин на основі оновлених прогнозів вхідних даних, якщо доступно, таких як базове навантаження на житлові будинки та доступність електромобілів для клієнтів. Цей рухомий метод знижує витрати на зарядку електромобілів як для клієнтів, так і для операторів ОСР, забезпечуючи при цьому безпечну роботу мережі та задоволеність клієнтів у вигляді повністю заряджених транспортних засобів. Координація незбалансованого потоку навантаження, багатоперіодна оптимізація мінімальних витрат і метод електропостачання забезпечують унікальне вирішення проблеми контролю зарядки електромобілів.

Реалізація методу потоку навантаження дозволяє побачити всі проміжні етапи процесу і потенційно застосувати їх в іншому місці: наприклад, при визначенні задачі оптимізації.

2.1.1. Незбалансований потік навантаження

На кожній ітерації методу трифазного незбалансованого потоку навантаження, генерується матриця Якобі з використанням вузлової матриці допуску системи та оновлених входів від генераторів і навантажень. Після обчислених розбіжностей струму, дані обчислення використовується для обчислення невідповідностей напруги. Спрощений варіант рівняння невідповідності представлений в (2.1), де ΔI - поточна матриця невідповідності, ΔV - матриця невідповідності напруги і J - матриця Якобі. Хоча рівняння (2.1) є лінійним, яacobіани не є постійними, а нелінійні рівняння розв'язуються ітеративно.

$$\Delta I = J \cdot \Delta V \quad (2.1)$$

Інверсія яacobіана призводить до матриці, яка пов'язує зміни дійсного та уявного струму на кожній шині зі змінами дійсної та уявної напруги на всіх шинах, включаючи її саму. Інвертований яacobіан по суті є матрицею чутливості мережі і забезпечує можливість прогнозування коливань напруги для конкретних змін в поточному. Рівняння (2.2) і (2.3) показують структуру

оберненої матриці Якобі, а також більш поглиблений вигляд одного з блоків матриці відповідно.

$$J^{-1} = \begin{bmatrix} \sigma_{11}^{st} & \zeta_{11}^{st} & \sigma_{12}^{st} & \zeta_{12}^{st} & \cdots & \sigma_{1nb}^{st} & \zeta_{1nb}^{st} \\ \mu_{11}^{st} & \gamma_{11}^{st} & \mu_{12}^{st} & \gamma_{12}^{st} & \cdots & \mu_{1nb}^{st} & \gamma_{1nb}^{st} \\ \sigma_{21}^{st} & \zeta_{21}^{st} & \sigma_{22}^{st} & \zeta_{22}^{st} & \cdots & \sigma_{2nb}^{st} & \zeta_{2nb}^{st} \\ \mu_{21}^{st} & \gamma_{21}^{st} & \mu_{22}^{st} & \gamma_{22}^{st} & \cdots & \mu_{2nb}^{st} & \gamma_{2nb}^{st} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \sigma_{nb1}^{st} & \zeta_{nb1}^{st} & \sigma_{nb2}^{st} & \zeta_{nb2}^{st} & \cdots & \sigma_{nbnb}^{st} & \zeta_{nbnb}^{st} \\ \mu_{nb1}^{st} & \gamma_{nb1}^{st} & \mu_{nb2}^{st} & \gamma_{nb2}^{st} & \cdots & \mu_{nbnb}^{st} & \gamma_{nbnb}^{st} \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

$$(J^{-1})_{11} = \begin{bmatrix} \sigma_{11}^{aa} & \sigma_{11}^{ab} & \sigma_{11}^{ac} & \sigma_{11}^{an} & \zeta_{11}^{aa} & \zeta_{11}^{ab} & \zeta_{11}^{ac} & \zeta_{11}^{an} \\ \sigma_{11}^{ba} & \sigma_{11}^{bb} & \sigma_{11}^{bc} & \sigma_{11}^{bn} & \zeta_{11}^{ba} & \zeta_{11}^{bb} & \zeta_{11}^{bc} & \zeta_{11}^{bn} \\ \sigma_{11}^{ca} & \sigma_{11}^{cb} & \sigma_{11}^{cc} & \sigma_{11}^{cn} & \zeta_{11}^{ca} & \zeta_{11}^{cb} & \zeta_{11}^{cc} & \zeta_{11}^{cn} \\ \sigma_{11}^{na} & \sigma_{11}^{nb} & \sigma_{11}^{nc} & \sigma_{11}^{nn} & \zeta_{11}^{na} & \zeta_{11}^{nb} & \zeta_{11}^{nc} & \zeta_{11}^{nn} \\ \mu_{11}^{aa} & \mu_{11}^{ab} & \mu_{11}^{ac} & \mu_{11}^{an} & \gamma_{11}^{aa} & \gamma_{11}^{ab} & \gamma_{11}^{ac} & \gamma_{11}^{an} \\ \mu_{11}^{ba} & \mu_{11}^{bb} & \mu_{11}^{bc} & \mu_{11}^{bn} & \gamma_{11}^{ba} & \gamma_{11}^{bb} & \gamma_{11}^{bc} & \gamma_{11}^{bn} \\ \mu_{11}^{ca} & \mu_{11}^{cb} & \mu_{11}^{cc} & \mu_{11}^{cn} & \gamma_{11}^{ca} & \gamma_{11}^{cb} & \gamma_{11}^{cc} & \gamma_{11}^{cn} \\ \mu_{11}^{na} & \mu_{11}^{nb} & \mu_{11}^{nc} & \mu_{11}^{nn} & \gamma_{11}^{na} & \gamma_{11}^{nb} & \gamma_{11}^{nc} & \gamma_{11}^{nn} \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

2.1.2. Багатоперіодна оптимізація заряду електромобілів

Багатоперіодна оптимізація реалізована у вигляді централізованої схеми для контролю швидкості заряду електромобілів на окремому фідері або на групі фідерів.

Оптимізація дозволяє мінімізувати (або максимізувати) будь-яку цільову функцію f . У цьому випадку мета полягає в тому, щоб мінімізувати витрати на зарядку електромобілів на всіх фазах, шинах і часових кроках, як показано в (2.4), з урахуванням пізніше визначених мережевих обмежень. $(P_{EV_k}^d)_h$ - активна потужність EV на шині k фази d для кроку часу h , а C_h - вартість електроенергії на кроці h часу. При виборі мети мінімальних витрат використовуються багатоперіодні можливості оптимізації, які виражаються в підсумовуванні за всі

часові кроки h в (2.4). Ціль мінімальних витрат можна розглядати як мету, орієнтовану на клієнта, оскільки вона заохочує користувачі електромобілів, централізовано керувати заряджанням свого електромобіля, оскільки витрати на зарядку зменшаться, за умови, що буде встановлено ціну на певний час використання. Це також можна розглядати як вигідне з системної точки зору, оскільки низька ціна на електроенергію зазвичай тісно корелює з низьким попитом на систему, а це означає, що зарядка електромобілів може бути розподілена на періоди нижчого попиту. Передбачається, що додавання навантаження на електромобіль було враховано в ціні електроенергії.

$$f = \min \sum_{h \in \Omega_h} \sum_{k \in \Omega_{k_{EV}}} \sum_{d \in \Omega_d} (P_{EV_k}^d)_h \times C_h \quad (2.4)$$

Рівняння (2.5) показує обмеження напруги, створене за допомогою матриці чутливості мережі, показаної в розділі 2.1.1, де напруга обмежена між V^{max} . $V_k^{d^{init}}$ представляє початкову реальну та уявну напругу, обчислену потоком навантаження для базового випадку.

$$V^{min} \leq \left| V_k^{d^{init}} - \sum_{i \in \Omega_k} \sum_{t \in \Omega_d} ((\sigma_{ki}^{dt} + j\mu_{ki}^{dt})I_{Im_i}^t + (\zeta_{ki}^{dt} + j\gamma_{ki}^{dt})I_{Re_i}^t) \right| \leq V^{max} \quad (2.5)$$

Швидкість заряджання електромобілів вважається безперервною та змінною, і обмежена між включно нижньою та верхньою межею, P_{EV}^{min} та P_{EV}^{max} відповідно.

$$P_{EV}^{min} \leq P_{EV_k}^d \leq P_{EV}^{max} \quad (2.6)$$

Кожна батарея має максимальну енергетичну ємність $E_{EV_k}^{d^{max}}$ і прагне бути повністю зарядженою до кінця періоду заряджання $\Omega_{h_{EV_k}} \subseteq \Omega_h$, визнаючи при цьому ефективність зарядки. $\Omega_{h_{EV_k}}$ складається з тих часових кроків, протягом яких EV на шині k доступний для заряджання, тоді як $E_{EV_k}^{d^{init}}$ відноситься до початкового стану заряду акумулятора EV на шині k .

$$\sum_{h \in \Omega_{h_{EV_k}}} (P_{EV_k}^d)_h = E_{EV_k}^{dmax} - E_{EV_k}^{dinit} \quad (2.7)$$

Загальна уявна потужність, що протікає через кожну фазу трансформатора, не може перевищувати задану уявну номінальну потужність $S_{ki}^{d rated}$.

$$|S_{ki}^d| \leq S_{ki}^{d rated} \quad k, i \in \Omega_{kT} \quad (2.8)$$

Струм, що протікає між шиною k фази d і шиною i фази d , тобто лінійний або кабельний струм I_{ki}^d , повинен бути менше або дорівнює номінальному струму цієї конкретної лінії, $I_{ki}^{d rated}$. I_{ki}^d обчислюється за допомогою матриці імпедансу кабелю та прогнозованих напруг, отриманих від обмеження напруги.

$$|I_{ki}^d| \leq I_{ki}^{d rated} \quad i \in \Omega_{ki} \quad (2.9)$$

Усі сервісні кабелі (однофазні кабелі, що з'єднують домогосподарство кожного клієнта з трифазними шинами) мають максимальну імпорتنу пропускну здатність, визначену ОСР. Відповідно, загальне навантаження кожного клієнта має бути меншим за цей максимальний номінальний показник потужності, S_{SC}^{rated} , як показано в (2.10) нижче.

$$|S_k^d + P_{EV_k}^d| \leq S_{SC}^{rated} \quad (2.10)$$

Оптимізація реалізована в MATLAB (MATLAB, 2015) з використанням NLP-функції *fmincon*. Для реалізації методу також можуть бути використані альтернативні засоби програмування. Для розв'язання задачі нелінійної оптимізації використовується алгоритм послідовного квадратичного програмування (ПКП), який є ітераційним методом квадратичного програмування. Нелінійність задачі зумовлена використанням струму як маніпульованої змінної, тобто обернена матриця Якобі пов'язує напругу зі струмом, але потужність використовується у визначенні як обмежень, так і цільової функції. Рівняння (2.11) і (2.12) переводять дійсний і уявний струм в умови активної і реактивної потужності.

$$P_k^d = I_{Re_k}^d (V_{Re_k}^d - V_{Re_k}^n) + I_{Im_k}^d (V_{Im_k}^d - V_{Im_k}^n) \quad (2.11)$$

$$Q_k^d = I_{Re_k}^d (V_{Im_k}^d - V_{Im_k}^n) - I_{Im_k}^d (V_{Re_k}^d - V_{Re_k}^n) \quad (2.12)$$

2.1.3. Оптимізація роботи електромережі

У більш ранніх роботах використовується формула потоку навантаження та оптимізації, описана в підрозділах 2.1.1 та 2.1.2, для контролю заряджання електромобілів протягом 24-годинного періоду часу для ряду цілей, без урахування невизначеності. Результати різних досліджень демонструють негативний вплив, який неконтрольована зарядка електромобілів може мати на розподільчу мережу, і те, як впровадження схеми контролю може пом'якшити деякі з цих проблем. Однак використання лише методу потоку навантаження та оптимізації означає, що передбачається ідеальний прогноз як активності клієнтів, так і стану системи, що є нереалістичним.

З метою врахування невизначеностей, пов'язаних з поведінкою клієнтів, було розроблено послідовну оптимізацію з використанням оновлених прогнозів, яка може бути реалізована як самим оператором ОСР, так і стороннім агрегатором. Агрегатор — це організація, яка керує та контролює групи розподілених ресурсів, а також спілкується з іншими суб'єктами, такими як оператори ринку, від їхнього імені. Наразі невідомо, яка організація відповідатиме за управління розподільчими мережами та їхніми ресурсами, однак представлені рішення застосовні незалежно від того, хто здійснює контроль. Початковий потік навантаження та оптимізація виконуються протягом 24-годинного періоду часу з кроком у 30 хвилин. Після початкового потоку навантаження та оптимізації, а також на кожному 30-хвилинному часовому кроці після цього, виконується потік навантаження та оптимізація для наступного 12-годинного вікна, використовуючи виміряні дані в режимі реального часу та оновлені вхідні прогнози для базового навантаження клієнта, ціни на електроенергію, доступності електромобілів та стану заряду акумулятора електромобіля (СЗБ), якщо вони доступні. На рис. 2.1 представлено процес роботи електромережі, де заданий інтервал реального

часу, гг:хх-хг:хх, відноситься до інтервалу, протягом якого кожен потік навантаження та оптимізація будуть виконуватися оператором мережі. Реалізовано лише перший 30-хвилинний інтервал 12-годинного графіка заряджання, а вхідними даними для цього інтервалу є вимірювання системи в реальному часі під час потоку навантаження та оптимізації виконуються. Прогнози можуть базуватися на минулих даних для цієї конкретної мережі та даних, наданих системним оператором, а також можуть бути створені самим оператором мережі або зовнішнім прогнозистом. У цій роботі передбачається, що нові прогнози доступні кожні 30 хвилин, або щогодини для ціни на електроенергію. Однак насправді, якщо новий прогноз був недоступний на певному часовому кроці, використовувався попередній прогноз.



Рисунок 2.1: Представлення процесу оптимізації електропостачання

Вибір 24-годинного періоду впливає з природних добових циклів попиту клієнтської бази, доступності електромобілів та потреб в енергії, а також ціни на електроенергію. Профілі заряджання, отримані в результаті 24-годинного потоку навантаження та оптимізації, використовуються для визначення потреб клієнтів в енергії для кожного 12-годинного потоку навантаження та оновлюються в міру надходження нової інформації. Якщо цього не зробити, попередні 12-годинні оптимізації можуть розподілити навантаження на

електромобіль, як тільки електромобіль стане доступним або, за прогнозами, стане доступним.

Часове вікно для оптимізації рухомих налаштувань — це параметр, який легко змінювати, як і 30-хвилинна часова роздільна здатність. 12-годинне вікно було обрано як найбільш підходящий горизонт оптимізації, щоб гарантувати, що заряджання електромобілів буде розподілено на щоденний мінімальний час витрат, а не лише на мінімум цього конкретного вікна. Коротший горизонт не охоплюватиме часи з низькими витратами, які можуть відбутися пізніше протягом дня, тоді як довший горизонт не є необхідним і може мати довший час обчислень. 30-хвилинна резолюція була обрана як розумний часовий проміжок, щоб дозволити розрахувати нові рішення. Також передбачається, що будь-які зміни в попиті на мережу, які можуть відбутися протягом першого 30-хвилинного інтервалу рухомого 12-годинного вікна, недостатньо великі, щоб негативно вплинути на мережу, і тому частіші оптимізації не потрібні.

Для того, щоб забезпечити точність матриці Якобі, а отже, і матриці чутливості, робиться передбачувана робоча точка мережі з додаванням навантаження EV, і потік навантаження виконується з урахуванням цього передбачуваного навантаження EV. Кожен потік навантаження генерує нову матрицю Якобі, тому після продуктивності 12-годинного (24 інтервалу) потоку навантаження 24 матриці чутливості передаються на оптимізацію. Якщо потреба в енергії для певного 12-годинного вікна не може бути задоволена, енергія, яка не була доставлена, додається до необхідної енергії для наступного вікна. Безперервна прокатка вимагатиме нового 24-годинного потоку навантаження та оптимізації кожні 12 годин. Блок-схема на рис.2.2 дає загальне уявлення про процес оптимізації електропостачання.

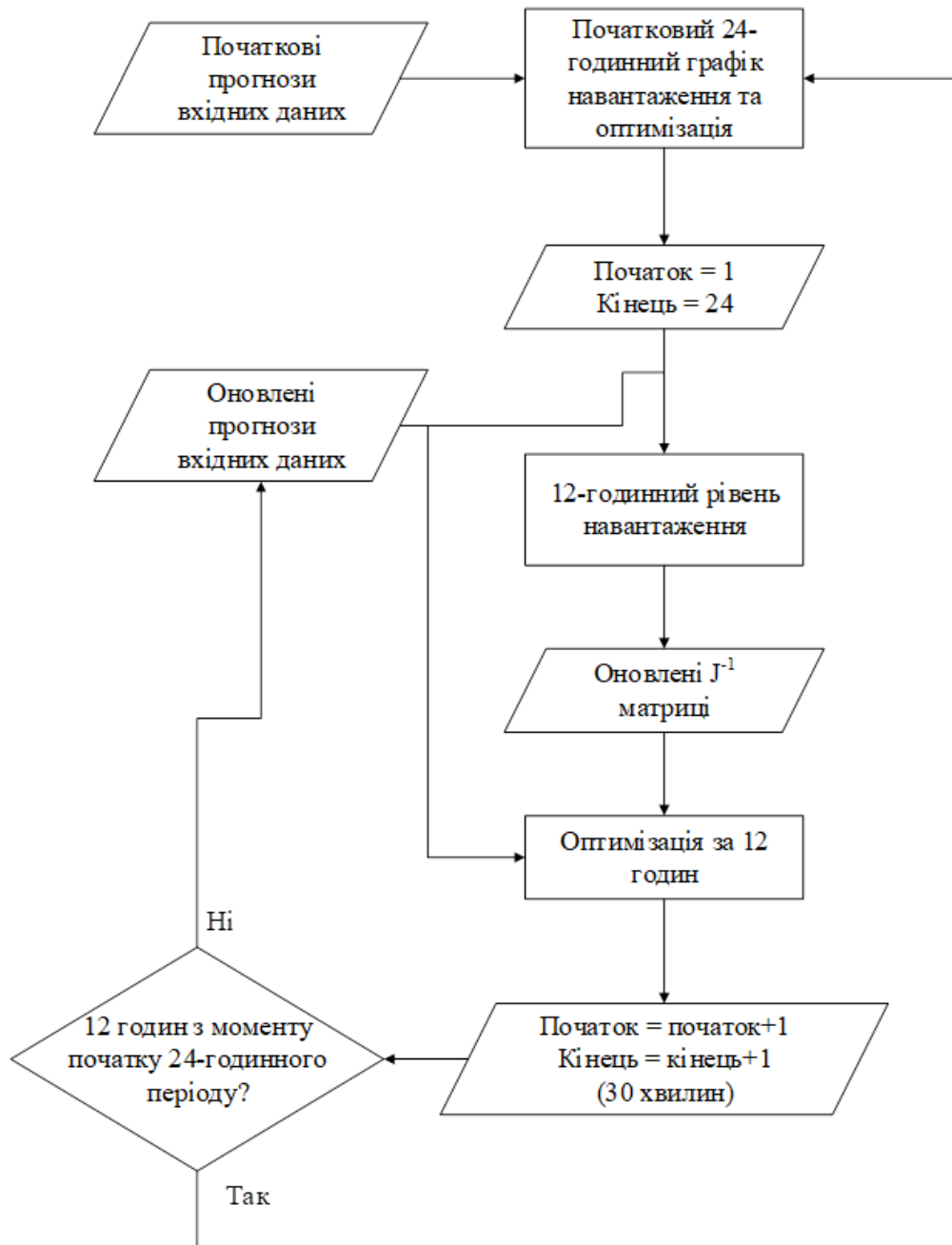


Рисунок 2.2 - Блок-схема процесу оптимізації електропостачання

2.2. Тестова електромережа для проведення дослідження

Тестова мережа складається з локального фідера НН, де підстанція НН обслуговує загалом 85 шин: 11 трифазних шин ($a9$) та 74 однофазні шини клієнтів. Ця мережа являє собою типову приміську фідерну мережу, і використовувалася як пробна мережа ОСР. Відсутність взаємозалежності між розподільними фідерами в житлових приміщеннях, тобто дуже мала сітчастість або паралельність, означає, що використання цього методу на декількох фідерах одночасно було б непотрібним, тому обрана тестова мережа вважається

достатньо за розміром для цілей тестування методу. Детальну схему мережі можна побачити на рис.2.3. Кожен сервісний кабель, навантаження споживача та навантаження EV моделюються індивідуально на відповідній фазі, яка задається стрілкою на рис.2.3. Також моделюється загальну нейтраль, але вона тут не показана. Змінні трансформатори СН 35/10 кВ контролюються для забезпечення регулювання напруги на їх стороні 10 кВ до номінального значення. Між шиною 10 кВ і шиною фідерної підстанції НН виникає падіння напруги, яке враховується припущенням, що лінійна напруга на верхній стороні трансформаторної підстанції знаходиться на значенні 9,7 кВ. Хоча ця напруга може коливатися, для простоти передбачається, що воно буде фіксованим в даній роботі.

Допуск напруги становить $\pm 10\%$ від номінального значення 230 В, що дає мінімальне і максимальне допустиме значення напруги 207 В і 253 В відповідно. Однак, щоб врахувати передбачуваний характер обмеження напруги в (2.5) і забезпечити буфер для припущення, що зміни попиту в мережі протягом 30-хвилинного періоду помітно не впливають на мережу, мінімальна і максимальна напруги визначаються в оптимізації як 210 В і 250 В відповідно. Ці межі були обрані як консервативні значення після вивчення численних сценаріїв та відмінностей між прогнозованими напругами від оптимізації та фактично розрахованими напругами.

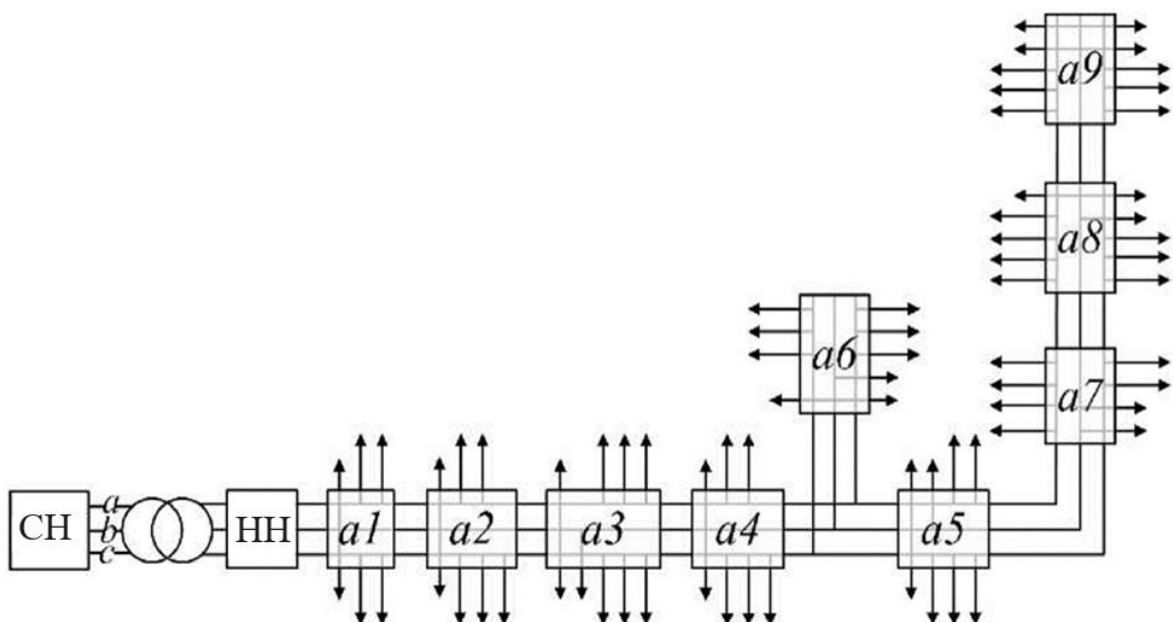


Рисунок 2.3 – Схема тестової мережі

Трансформатор, що живить мережу, розрахований на 400 кВА і не має можливості перемикання, тоді як мережевий кабель має обмеження максимального струму 424 А. Максимальна імпортна потужність для середньостатистичних домогосподарств, як уточнює ОСР, становить 12 кВА. Наведені вище видимі номінальні значення потужності та номінальний струм використовуються як обмежувальні значення в оптимізації, як показано на (ри. 2.8-2.10).

Передбачається, що побутова зарядка електромобілів буде лише однофазною. Можливості підключення від транспортного засобу до мережі, можливі, але не враховуються в цій роботі, тому швидкість заряджання електромобілів завжди позитивна і може постійно змінюватися від 0 кВт до 4 кВт. Незважаючи на те, що струмова зарядка може відбуватися ближче до кінця циклів заряджання акумулятора, вона не змодельована в цій роботі. Також передбачається, що швидкість заряджання електромобілів постійна в межах 30-хвилинного інтервалу, але може змінюватися від інтервалу до інтервалу. Передбачається, що батареї мають ємність 20 кВт-год, а навантаження на електромобіль моделюється як постійне навантаження.

Метод, описаний у розділі 2.1, був протестований протягом 24-годинного періоду часу з кроком у 30 хвилин, з 07:00 до 07:00 наступного дня, щоб можна було спостерігати весь період заряджання. 24-годинний період, який був обраний на основі конфіденційних даних попиту, наданих оператором ОСР, включав найвищий часовий крок попиту на мережу в році (114 кВт), і, таким чином, являв собою зимовий день з високим навантаженням.

Попередні дослідження потоку навантаження в цій мережі визначили, що 50% рівень впровадження електромобіля буде достатнім для виправдання впровадження контрольованої схеми заряджання, а також для забезпечення надійного тестового прикладу для цього методу. Рівень впровадження 50% становить 37 електромобілів у мережі, або максимальне додаткове навантаження 148 кВт. Для того, щоб можна було спостерігати вплив

незбалансованого навантаження, більша кількість електромобілів була виділена на фазу *a*, як видно з таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 Фаза та місце підключення електромобіля

3-фазний вузол	Фаза А	Фаза Б	Фаза С
a1	1	1	1
a2	2	1	1
a3	2	1	1
a4	2	1	1
a5	1	1	2
a6	2	1	2
a7	2	1	1
a8	2	2	1
a9	2	1	1
Підсумок	16	10	11

Загальне річне споживання енергії для кожного споживача у вищезазначеній мережі отримано від ОСР. Також були отримані типові річні профілі для клієнтів з низьким, середнім і високим рівнем використання, які потім були масштабовані відповідно до річного використання кожним окремим клієнтом і зміщеного часу, щоб розпізнати різноманітність навантажень. Фактор збігу профілів клієнтів був розрахований для того, щоб переконатися, що вони реалістичні. Отримане значення 0,22 є розумним у порівнянні зі значеннями для аналогічних мереж. Оскільки суміш навантажень для цього фідера невідома, базові навантаження клієнтів моделюються як 50% постійної потужності та 50% постійного імпедансу на основі типових сумішей навантаження для мережі.

На рис. 2.4 наведені сумарні початкові значення повної потужності базового навантаження для фідера за день випробування.

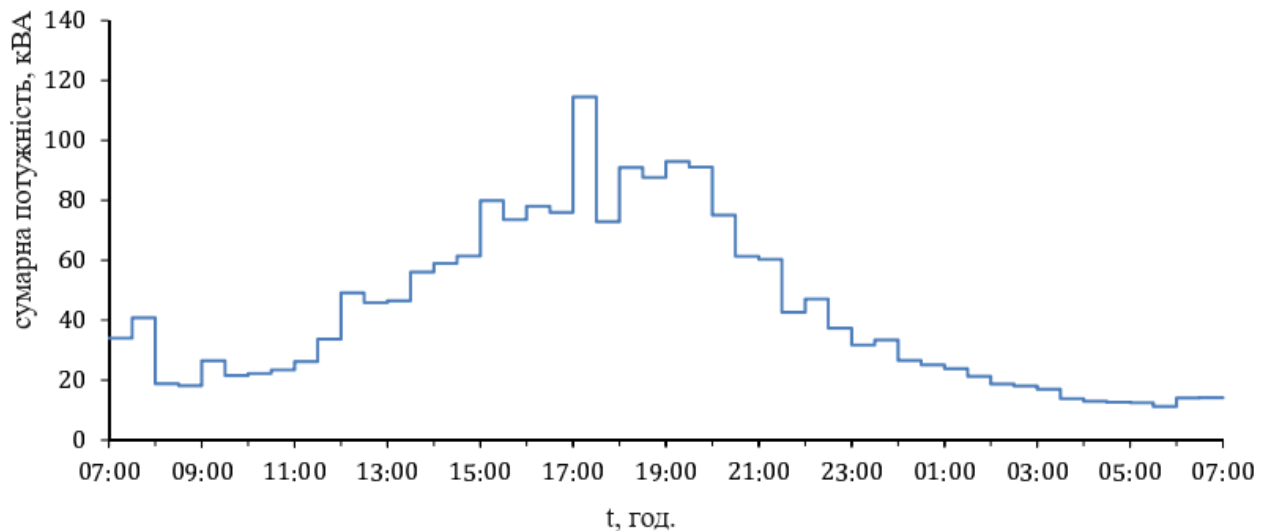


Рисунок 2.4 – Сукупна початкова базова повна навантажувальна потужність

Кожен електромобіль має свій власний випадково призначений період доступності та початковий СЗБ. На основі даних, отриманих під час випробування електромобілів, проведеного ОСР, для визначення доступності кожного електромобіля використовувався середній час підключення 18:00 і час відключення 07:00, а для визначення початкового СЗБ кожного електромобіля було застосовано середній початковий СЗБ 8 кВт-год. Передбачається, що кожен електромобіль підключається лише один раз.

Ціна на електроенергію – це гранична ціна системи на зимовий день. Оскільки всі інші вхідні дані здійснюються з інтервалом у 30 хвилин, ціна електроенергії за кожну годину повторюється для наступного кроку часу в півгодини. Дані, описані тут, є початковими прогнозами, які використовуються для 24-годинного потоку навантаження та оптимізації.

Усі початкові вхідні дані, описані раніше, оновлюються за допомогою випадкових чисел, щоб змодельовати оновлені прогнози, які оператор може бачити на кожному новому 30-хвилинному часовому кроці. Для демонстрації ефективності методу передбачається внутрішньодобовий ринок електроенергії.

Для кожного нового 12-годинного (24 інтервали) часового вікна оновлюються попередній прогноз базового навантаження кожного споживача та попередній прогноз ціни на електроенергію шляхом додавання або віднімання випадкових відсоткових значень для кожного 30-хвилинного

інтервалу, межі яких наведені в таблиці 2.2. Початковий сукупний прогноз попиту в тестовій мережі та остаточні реалізовані сукупні значення попиту на тестовий день були використані для розрахунку середньої абсолютної відсоткової похибки 4,77% та середньоквадратичної помилки 6,13%. Межі похибки були обрані для демонстрації методу і можуть бути легко змінені. Деякі значення, розраховані для випадку моделювання, трохи більші, ніж ті, що зустрічаються в літературі, однак це демонструє ефективність методу.

Таблиця 2.2 Оновлена таблиця вхідних даних

Інтервал 30 хвилин	1	2	3	4	5	6	...
Навантаження на клієнтську базу (%)	±10	±12	±14	±16	±18	±20	
Ціна на електроенергію (%)	±1		±2		±3		

Доступність кожного клієнта оновлюється шляхом генерації двох випадкових чисел, які потрібно додати або відняти від початкового часу підключення та підключення, створюючи новий період доступності для цього клієнта. Новий час підключення стає доступним для агрегатора на кроці часу, після якого клієнт підключається. Передбачається, що коли клієнт підключається до мережі, він також вводить час, до якого він хоче, щоб його акумулятор був повний, хоча всі електромобілі повинні бути повністю заряджені до 07:00 для цілей цієї роботи.

Початковий СЗБ кожного клієнта оновлюється шляхом додавання випадкового відсотка від $\pm 50\%$ початкового прогнозу СЗБ до початкового прогнозу СЗБ, що підтверджується даними випробувань електромобілів. Оновлений початковий СЗБ також стає відомим на кроці, після якого клієнт підключається.

2.3. Моделювання та результати неконтрольованого та контрольованого заряджання електромобілів

Щоб продемонструвати необхідність контролю зарядки електромобілів, неконтрольований випадок порівнюється зі сценарієм контрольованої зарядки, який має на меті мінімізувати загальну вартість заряджання електромобіля протягом 24-годинного періоду. На всіх рисунках, що зображують напругу,

чорна суцільна лінія позначає мінімально допустиму напругу, як визначено в розділі 2.2 ОСР, а чорна пунктирна лінія представляє мінімально допустиму напругу, визначену в оптимізації. Результати представляються як з сукупної точки зору, так і з точки зору окремого клієнта. Результати окремого клієнта надаються одному і тому ж клієнту в усіх наведених нижче випадках. Цей конкретний споживач знаходиться в кінці фідера на шині a_9 фази a , на рис.2.3, і тому його шина є однією з найбільш чутливих у цій мережі і, швидше за все, зазнає обмежень зарядки.

Отримані сукупні профілі зарядки електромобілів представлені на рис.2.5. Пік зарядання для неконтрольованого випадку припадає на 18:00, час, коли мережа вже має високий базовий попит (87 кВт-год), тоді як пік контрольованої зарядки припадає на 02:00, найменш витратний час тестового дня, коли базове навантаження відносно низьке (20 кВт-год). Відповідні ціни на електроенергію представлені на рис.2.10. Контрольована зарядка, яку можна побачити о 22:00, пов'язана з електромобілем, який попросив мати повну батарею до 03:30. Решта тарифікації цього клієнта була запланована між 01:00 та 03:30.

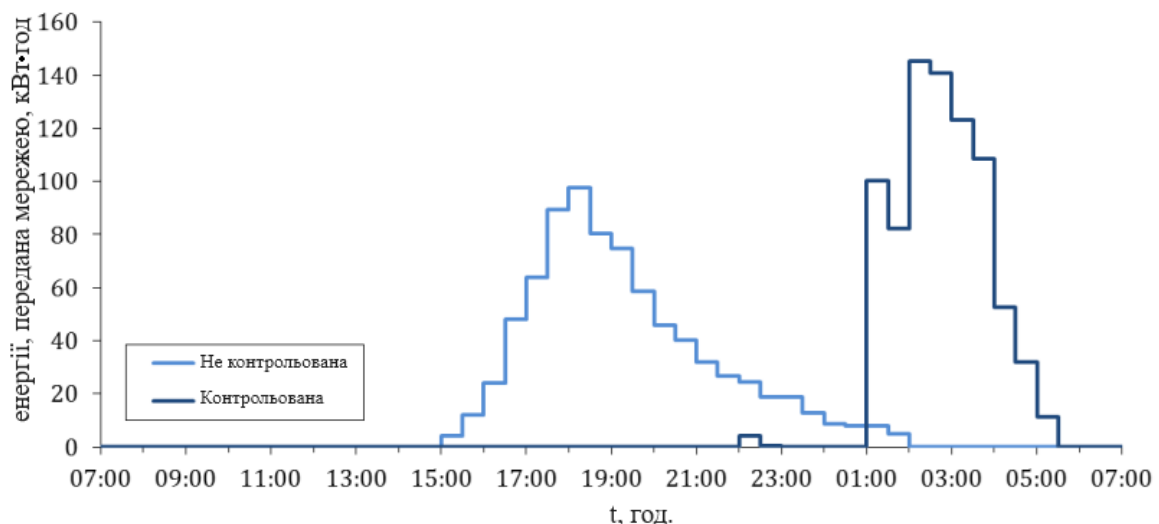


Рисунок 2.5 – Сукупні профілі зарядки електромобілів для контрольованих і неконтрольованих випадків

Вплив зарядки можна спостерігати на рис.2.6, де представлена відповідна напруга точки під'єднання клієнта для окремого клієнта, підключеного до шини a_9 (через сервісний кабель), розташованої в кінці фідера, і рис.2.7, яка для

кожного такту часу показує теплове навантаження сервісного кабелю, що має максимальне видиме навантаження потужності. Обидві цифри порівнюють контрольований і неконтрольований сценарії. Очевидно, що додавання навантаження EV у піковий час базового навантаження призводить до неприйнятних рівнів напруги для цього та інших споживачів зі значеннями, нижчими за допустиму межу 207 В між 17:00 та 18:30, і досягають мінімуму майже 204 В. Контрольований випадок, однак, планує навантаження таким чином, що напруга цього клієнта, як і всіх інших клієнтів, підтримується на рівні 210 В або вище. Рисунок 2.6 демонструє, як контрольована зарядка не тільки знижує ризик небезпечної роботи мережі, але, включаючи матрицю чутливості мережі, також має потенціал для збільшення потужності розміщення електромобілів у мережі.

Значення теплового навантаження для найбільш сильно навантаженого кабелю на кожному такті часу наведені на рис.2.7, а теплові навантаження для трансформатора, що живить мережу, і мережевого кабелю, що з'єднує підстанцію з фідером, наведені на рис.2.8. Всі значення знаходяться нижче верхньої межі як для контрольованих, так і для неконтрольованих випадків, що вказує на те, що теплове навантаження не є обмеження прив'язки для цієї конкретної мережі, і тому основна увага для наступних результатів буде зосереджена на рівнях напруги.

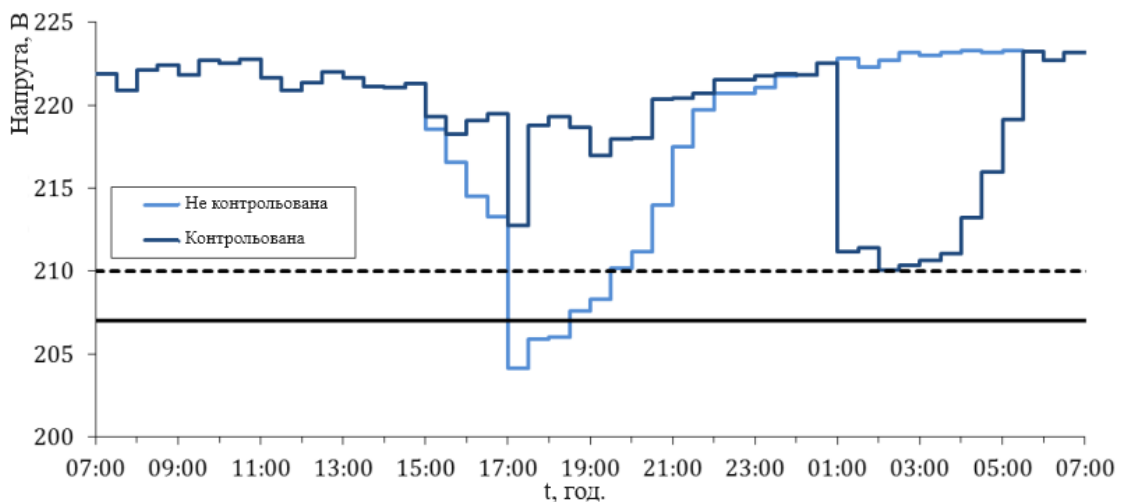


Рисунок 2.6 – Індивідуальна напруга споживача для контрольованих і неконтрольованих випадків

Результати для неконтрольованої зарядки розраховуються в припущенні, що буде допущено порушення граничної напруги, як видно на рис.2.6. Насправді це було б не так, і як вартість, так і енергія, що доставляється, були б дещо меншими.

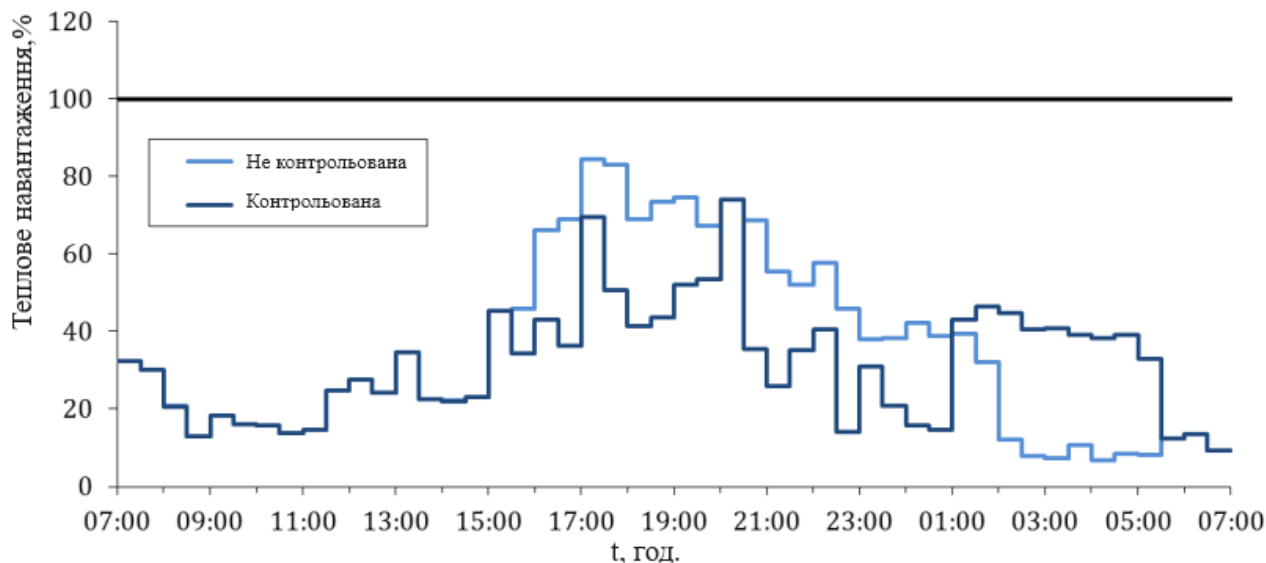


Рисунок 2.7 – Теплове навантаження сервісного кабелю, який має максимальне видиме навантаження потужності для кожного такту часу, для контрольованих і неконтрольованих випадків

На рисунку 2.9 показані напруги на трифазній шині $a9$, розташованої на кінці фідера, для фаз a , b і c . Вплив додаткових електромобілів, виділених на фазу a , очевидний: напруга фази a наближається до нижньої межі 210 В, тоді як напруги фази b і фази c мають мінімальний рівень 214 В. Цей результат також підкреслює важливість моделювання незбалансованих мереж, оскільки збалансоване представлення не зафіксувало б нижчі напруги на фазі a , а лише середнє значення напруги, що помилково свідчить про те, що додаткове навантаження EV може бути введено без порушення меж.

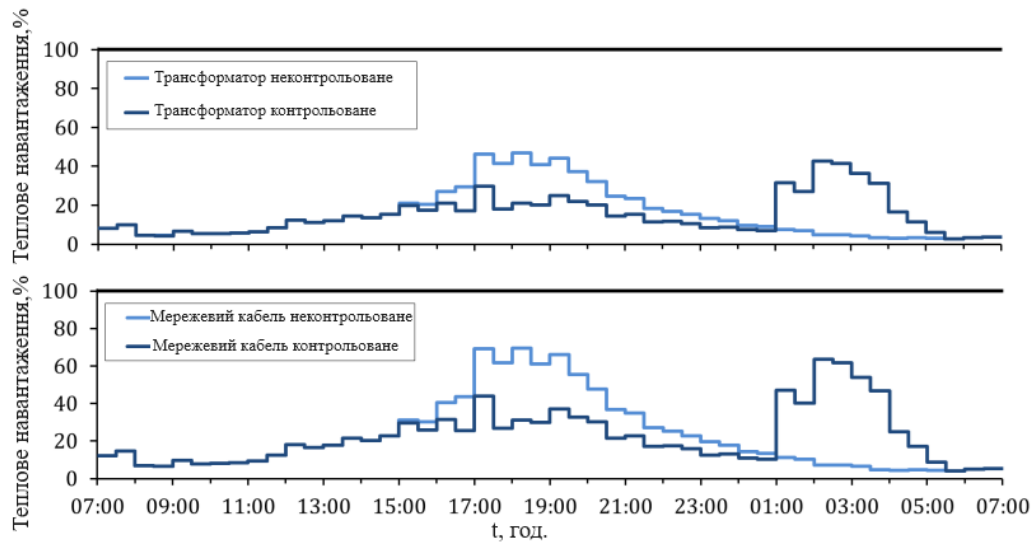


Рисунок 2.8 – Теплове навантаження трансформатора і мережевого кабелю для контрольованих і неконтрольованих випадків

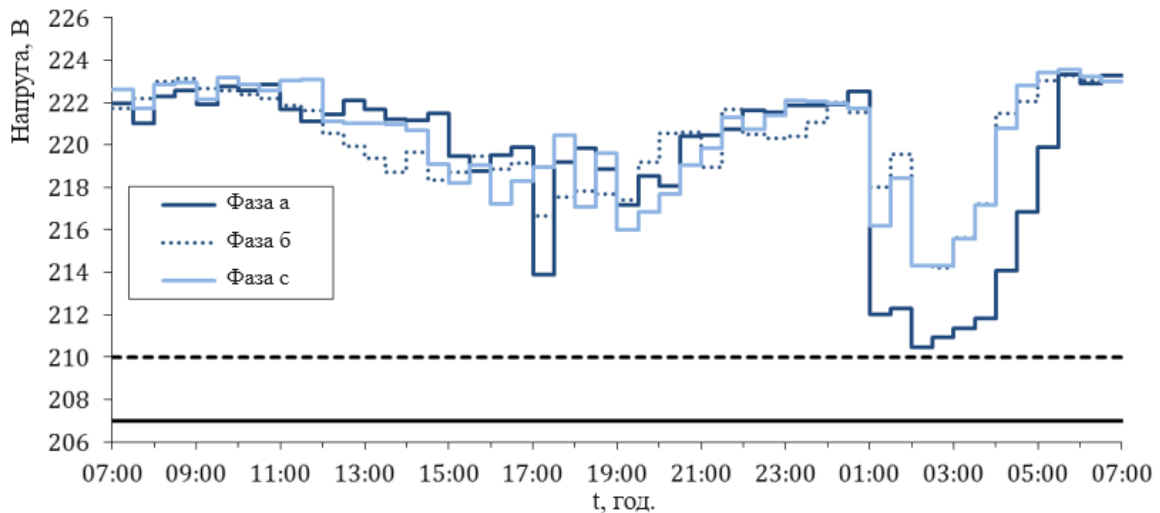


Рисунок 2.9 – Індивідуальні фазні напруги на шині а9 для сценарію керованої зарядки електромобілів

Впровадження багатоперіодної оптимізації дозволяє використовувати метод мінімізації витрат. Багатоперіодний підхід також дає більш широкий вибір цільової функції. Величини, що змінюються в часі, наприклад, ціна на електроенергію, можуть бути легко включені. Профілі прогнозу та реалізації цін на електроенергію на тестовий день наведені на рисунку 2.10. Для реалізованої ціни найнижчий час витрат становить від 01:00 до 06:00, а 02:00-03:00 є найдешевшим періодом. Рисунок 2.5 відображає цю закономірність, де

на керований корпус припадає більша частина зарядки електромобіля на ці часи.

Беручи до уваги ціну на електроенергію на рисунку 2.10, можна очікувати, що всі наявні споживачі о 02:00 будуть заряджатися за максимальною швидкістю 4 кВт. Усі 37 електромобілів доступні о 02:00, тому очікується сукупне навантаження на електромобіль 148 кВт-год, однак на рисунку 2.5 показано, що навантаження на електромобіль становить лише 145 кВт-год, причому два електромобілі в кінці фідера мають нижчу швидкість заряджання. Обмеження зарядки пов'язане з оптимізацією, яка виділяє всі доступні електромобілі для заряджання в цей дешевий час, що призводить до обмеження напруги. Обмеження прив'язки стає очевидним, якщо поглянути на відповідну напругу окремого споживача на рис.2.6, яка знаходиться на межі 210 В або близько до неї протягом усього періоду низьких витрат. Мережеві обмеження призводять до сценарію заряджання, який дає не найнижчу вартість, а найнижчу можливу вартість з урахуванням обмежень мережі.

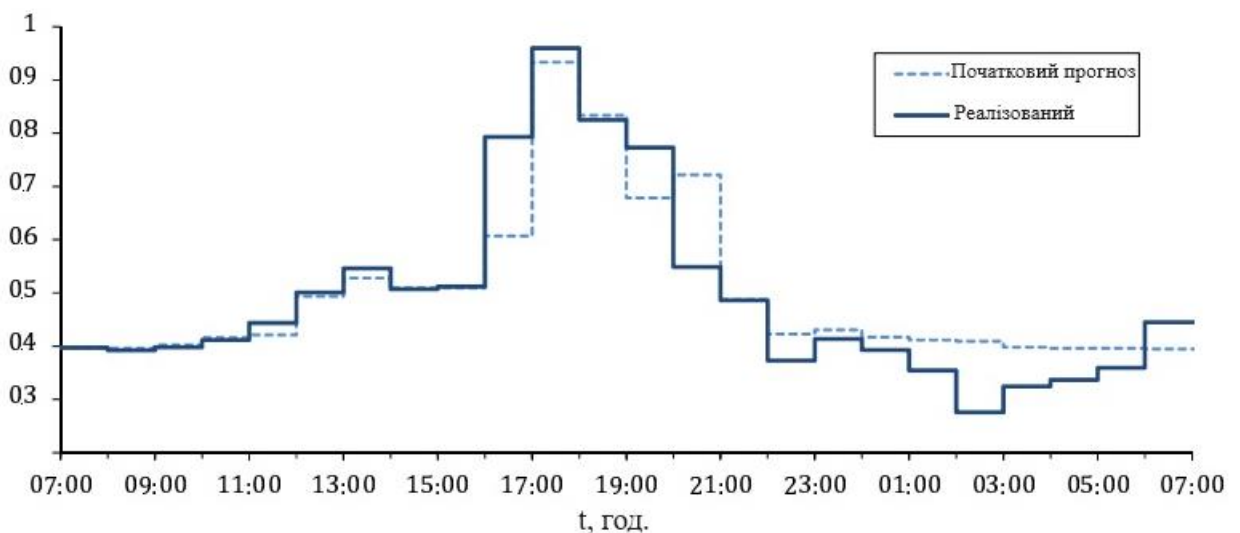


Рисунок 2.10 – Початковий прогноз та реалізована ціна на електроенергію для тестового дня

Широкі впровадження електромобілів у всю систему може призвести до більш плавного цінового профілю, однак метод завжди планує заряджати електромобілі у пізні години, навіть якщо ціни лише трохи нижчі, як показано на рис. 2.5. Слід також зазначити, що цільова функція може бути легко

налаштована, тому, якщо настане момент, коли системний оператор більше не хоче, щоб зарядка електромобілів керувалася ціною, можна включити більш відповідну мету.

Два сумарних профілі заряду електромобілів відображені на рисунку 2.11. Пунктирна лінія відображає оптимізовану зарядку електромобілів, отриману відповідно до початкових прогнозів споживання, тоді як суцільна лінія відображає реалізовану зарядку електромобіля або кінцевий результат оптимізації роботи мережі за цей день.

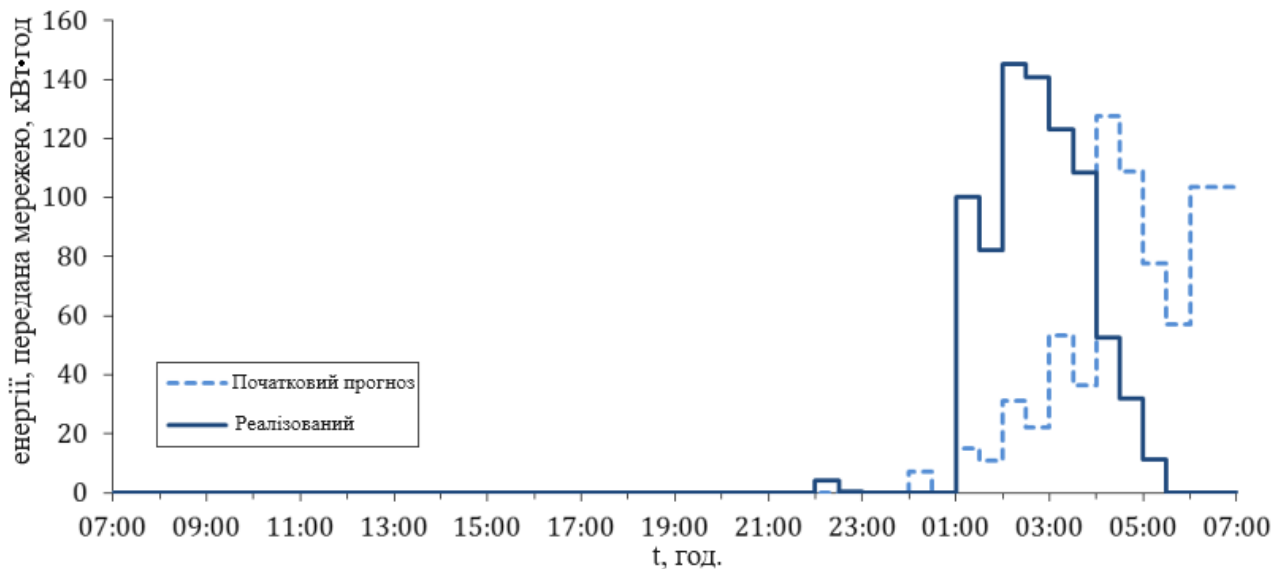


Рисунок 2.11 – Сукупні профілі зарядки електромобілів для початкових прогнозів вхідних даних та реалізованих результатів

Початковий прогноз цін на електроенергію, наведений на рисунку 2.10, передбачав, що мінімальні ціни настануть між 04:00 та 07:00, тоді як реалізовані ціни мають мінімуми між 01:00 та 06:00, як показано на рисунку 2.10. Результатом є загальний зсув у ті періоди, коли відбувається більша частина навантаження на електромобілі.

На рис. 2.12 показано сукупний початковий прогноз наявності електромобілів та сукупну фактичну кількість електромобілів. Зменшення кількості електромобілів у пізні години в поєднанні з оновленими цінами на електроенергію можна побачити на рис. 2.11, де показано зменшення реального навантаження на електромобілі з 04:00 і далі. Транспортні засоби, які спочатку

прогнозувалися як наявні в цей час, насправді відсутні, а отже, мають заряджатися або раніше, або пізніше.

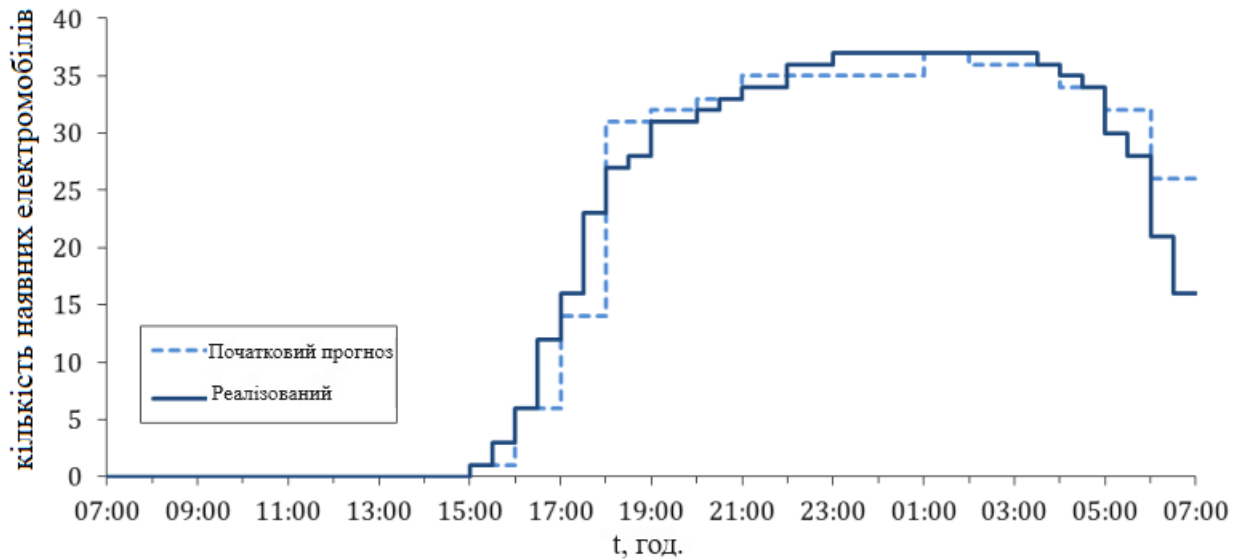


Рисунок 2.12 – Прогнозована та реалізована загальна кількість електромобілів

На рис. 2.13 показано результати для клієнта в кінці фідера. Наведено прогноз початкового базового навантаження цього споживача, реалізоване базове навантаження та відповідні профілі заряджання електромобілів. На рис. 2.14 також показано отримані прогнозні та реалізовані значення напруги. Незважаючи на значні відхилення між реалізованим базовим навантаженням і початковим прогнозом, час, в який заплановано заряджати цей електромобіль, є часом відносно низького базового попиту, який, як правило, не зазнає значних коливань з дня на день. Значні зміни в схемі заряджання цього електромобіля, що спостерігаються на рис. 2.13, не є наслідком змін базового навантаження, а переважно результатом зменшення СЗБ, а також коливань цін на електроенергію, про які йшлося в попередньому підрозділі. Спочатку прогнозувалося, що цей клієнт матиме 11 кВт-год заряду в акумуляторі свого електромобіля, коли повернеться додому о 17:30. В реальності у нього було лише 4,6 кВт-год, що дає додаткову потребу в енергії в 6,4 кВт-год. Метод оптимізації зарядки може змінити профіль заряджання цього електромобіля, щоб впоратися з підвищеними енергетичними потребами клієнта. Збільшення

навантаження на електромобіль відображено на графіку напруги споживача на рис. 2.14, з більш тривалим періодом заряду (01:00-04:30), ніж передбачалося спочатку (04:00-06:00). Однак напруга підтримується на безпечному робочому рівні весь час.

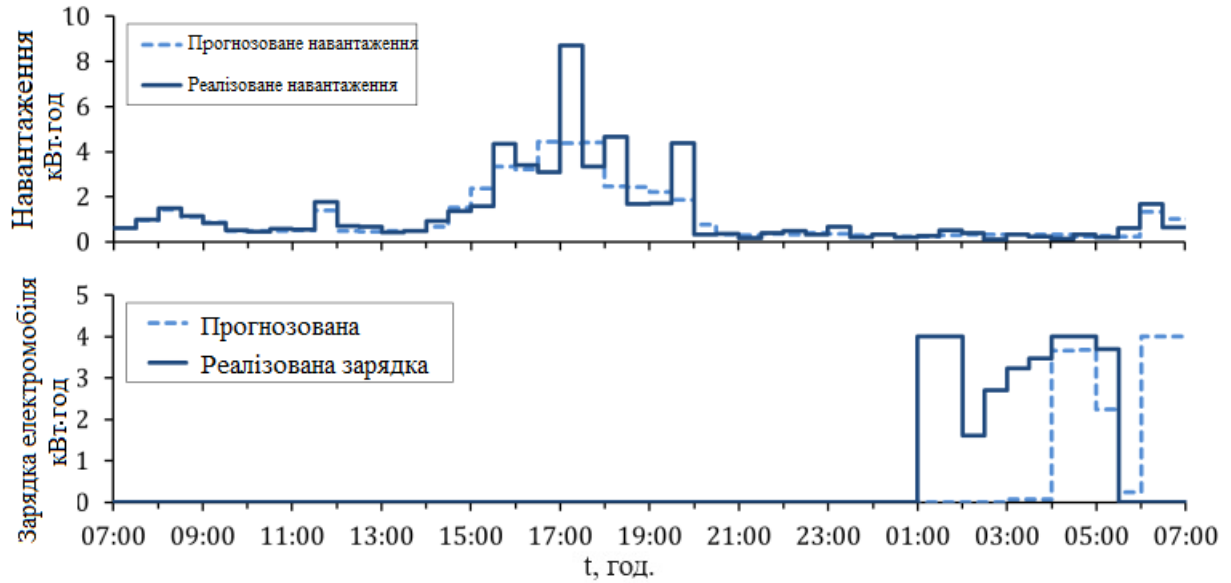


Рисунок 2.13 – Початкове прогнозоване та реалізоване навантаження на електромобіль індивідуального клієнта, а також прогнозований та реалізований профіль заряджання електромобілів

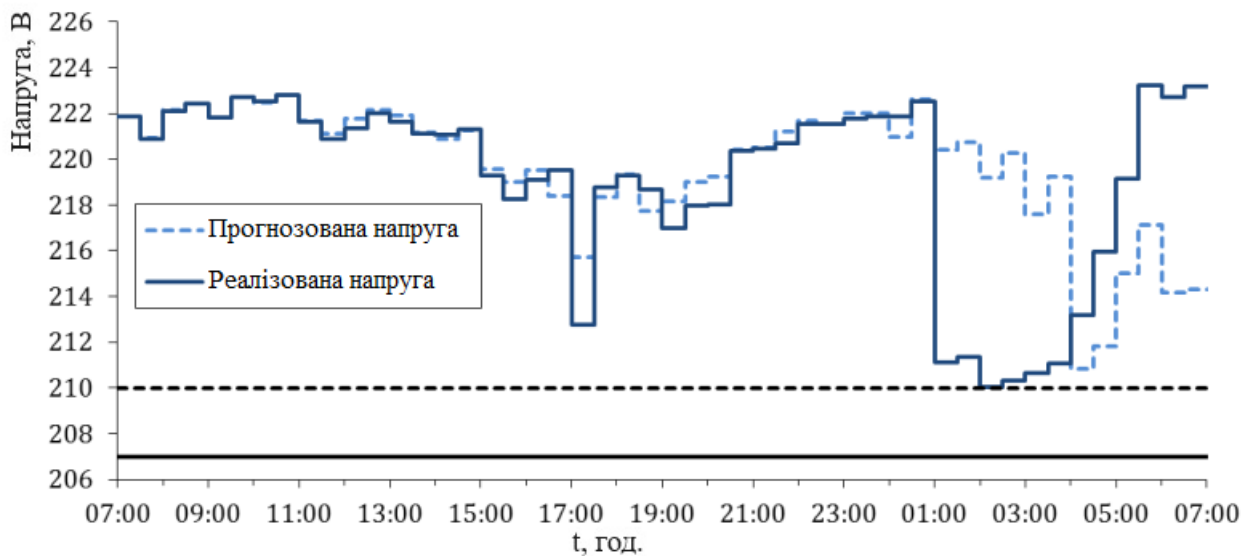


Рисунок 2.14 – Початкова прогнозована напруга індивідуального споживача та реалізована

Показник енергії визначається як відсоток реалізованої енергії, необхідної електромобілям, яка в кінцевому підсумку була доставлена. Контрольоване заряджання без оптимізації забезпечує лише 80,02% необхідної енергії. Причиною дефіциту є передбачувані ідеальні прогнози доступності електромобілів та СЗБ, що призводить до того, що заряд розподіляється на часи, коли електромобілі фактично недоступні, і недостатня кількість енергії, що надається тим транспортним засобам із підвищеними вимогами. Кожен клієнт вводить час, до якого він бажає, щоб його батарея була повна, і тому передбачається, що якщо батарея клієнта повністю заряджена до цього часу, то клієнт задоволений. Результати показують, що контрольована оптимізація електропостачання забезпечує найменш витратне рішення, забезпечуючи при цьому 100% енергії, необхідної клієнтам, тому всі клієнти вважаються задоволеними. Якщо рівень впровадження електромобілів стане значно високим, може статися так, що загальна енергія, необхідна електромобілям, не може бути доставлена навіть за допомогою методу контрольованого постачання, однак метод забезпечить максимально можливе навантаження в межах обмежень конкретної мережі.

2.4 Висновки до розділу

У роботі використовується метод трифазного незбалансованого потоку навантаження, який точно моделює дисбаланси, властиві розподільним мережам, гарантуючи, що окремі фази не будуть перевантажені. Він виконує багатоперіодну оптимізацію, щоб мінімізувати витрати на зарядку електромобілів, що є перевагою як для клієнтів, так і для операторів ОСР. Нарешті, включення оновлених прогнозів за допомогою оптимізації вирішує невизначеності, пов'язані з поведінкою користувачів. Поєднання цих атрибутів забезпечує новий підхід до проблеми контролю зарядки електромобілів. Вивчення трифазних напруг для окремої шини демонструє важливість незбалансованого потоку навантаження для підтримки прийнятних робочих рівнів. Збалансоване моделювання розподільчих мереж не дає точного уявлення про стан системи, і таке моделювання, швидше за все, ненавмисно виштовхне

системи за їх межі. Показано, що контрольована зарядка електромобілів запобігає проблемам, пов'язаним із неконтрольованою зарядкою електромобілів. Наприклад, планування зарядки електромобілів відповідно до ціни на електроенергію може призвести до меншої кількості порушень обмежень мережі, а також знизити вартість зарядки як для системного оператора, так і для клієнта, плануючи заряджання електромобілів у години низького попиту.

Незважаючи на те, що формула потоку навантаження та оптимізації, розглянута в цьому розділі, виявляється ефективною, вона дещо обмежена у своїх можливостях, наприклад, матриця чутливості дає приблизне уявлення про те, якою буде напруга. Бажаним є більш раціональний і гнучкий підхід до визначення оптимальних рішень для трифазних систем.

3 НАУКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1. Трифазний незбалансований розподіл потужності

Розподільчі мережі були спроектовані як пасивна частина енергосистеми, що використовується виключно для доставки електроенергії споживачеві, і частина енергосистеми, яка практично не потребувала контролю. Як обговорювалося в розділі 1, впровадження нових ПЕД у розподільчих мережах житлових будинків може спричинити проблеми в мережах, які, можливо, не очікувалися під час їх початкового проектування. Запобігання проблемам, пов'язаним з ПЕД, призвело до пропозиції схем контролю, які здатні управляти різними формами ПЕД таким чином, щоб пом'якшити потенційні проблеми. Такий контроль також може забезпечити певну гнучкість для системних операторів і покращити використання розподільчих мереж.

У попередньому розділі обговорювалися методологія навантаження та оптимізації, які лягли в основу роботи в цьому розділі. Метод оптимізації забезпечує переваги з точки зору простоти реалізації з точки зору ОСР, оскільки він може бути виконаний у будь-якому програмному забезпеченні для програмування. У цьому розділі представлена багатоперіодна трифазна незбалансована формула оптимального потоку потужності, яка базується на методі трифазного потоку навантаження, який також був використаний у розділі 2. Формула трифазного оптимального потоку потужності здатна моделювати як радіальні, так і сітчасті мережі, а також може моделювати системи, що містять суміш однофазних, двофазних і трифазних ліній. Існує також явне зображення нульового проводу, який відіграє невід'ємну роль у небалансних системах.

3.1.1 Незбалансований потік потужності

Як і в розділі 2, в основі цієї роботи лежить метод струму з чотирма провідниками. Цей метод, використовує трифазний потік потужності в прямокутних координатах з додатковим представленням нульового провідника. Його можна використовувати для збалансованого або незбалансованого потоку

потужності, причому як на радіальних, так і на сітчастих мережах. На кожній ітерації методу потоку потужності для обчислення розбіжностей струмів використовуються відомі струми, що вводяться на кожну шину навантаженнями, генераторами тощо. Матриця Якобі формується за допомогою елементів вузлової матриці допуску і в поєднанні з розбіжностями струму використовується для обчислення неузгодженості напруг для кожної шини. Спрощений варіант рівняння невідповідності представлений в (3.1), де ΔI - поточна матриця невідповідності, ΔV - матриця невідповідності напруги і J - матриця Якобі.

$$\Delta I = J \times \Delta V \quad (3.1)$$

3.1.2 Трифазний незбалансований оптимальний потік потужної

Поточні рівняння невідповідності, використовуються як основа для представленої формули трифазного оптимального потоку потужності, шляхом застосування обмеження, яке змушує ці невідповідності дорівнювати нулю. Це обмеження, поряд з іншими, які будуть описані в наступних підрозділах, дозволяє ітеративно розв'язувати задачу оптимізації для напруг та інших керуючих змінних.

Наступні рівняння (3.2)-(3.5) представляють розрахунок реальної та уявної неузгодженості струмів на фазі d шини k та нульовій (n) фазі шини k . Двома компонентами цих рівнянь є внесок інжекції струму від шунтуючих елементів, наприклад, навантажень і генераторів, і внесок інжекції струму від послідовних елементів, наприклад, ліній і трансформаторів. Як зазначалося раніше, рівняння невідповідності зводяться до нуля, як показано в (3.6).

$$\begin{aligned} \Delta I_{Re_k}^d = & \frac{P_k^d (V_{Re_k}^d - V_{Re_k}^n) + Q_k^d (V_{Im_k}^d - V_{Im_k}^n)}{(V_{Re_k}^d - V_{Re_k}^n)^2 + (V_{Im_k}^d - V_{Im_k}^n)^2} \\ & - \sum_{t \in \Omega_p} (G_{kk}^{dt} V_{Re_k}^t - B_{kk}^{dt} V_{Im_k}^t) \\ & - \sum_{\substack{i \in \Omega_{k_i} \\ i \neq k}} \sum_{t \in \Omega_p} (G_{ki}^{dt} V_{Re_i}^t - B_{ki}^{dt} V_{Im_i}^t) \end{aligned} \quad (3.2)$$

$$\begin{aligned}
\Delta I_{Im_k}^d &= \frac{P_k^d (V_{Im_k}^d - V_{Im_k}^n) - Q_k^d (V_{Re_k}^d - V_{Re_k}^n)}{(V_{Re_k}^d - V_{Re_k}^n)^2 + (V_{Im}^d - V_{Im_k}^n)^2} \\
&\quad - \sum_{t \in \Omega_p} (B_{kk}^{dt} V_{Re_k}^t + G_{kk}^{dt} V_{Im_k}^t) \\
&\quad - \sum_{\substack{i \in \Omega_{k_i} \\ i \neq k}} \sum_{t \in \Omega_p} (B_{ki}^{dt} V_{Re_i}^t + G_{ki}^{dt} V_{Im_i}^t)
\end{aligned} \tag{3.3}$$

$$\begin{aligned}
\Delta I_{Re_k}^n &= - (I_{Re_k,lg}^a + I_{Re_k,lg}^b + I_{Re_k,lg}^c) \\
&\quad - \sum_{t \in \Omega_p} (G_{kk}^{nt} V_{Re_k}^t - B_{kk}^{nt} V_{Im_k}^t) \\
&\quad - \sum_{\substack{i \in \Omega_{k_i} \\ i \neq k}} \sum_{t \in \Omega_p} (G_{ki}^{nt} V_{Re_i}^t - B_{ki}^{nt} V_{Im_i}^t)
\end{aligned} \tag{3.4}$$

$$\begin{aligned}
\Delta I_{Im_k}^n &= - (I_{Im_k,lg}^a + I_{Im_k,lg}^b + I_{Im_k,lg}^c) \\
&\quad - \sum_{t \in \Omega_p} (B_{kk}^{nt} V_{Re_k}^t + G_{kk}^{nt} V_{Im_k}^t) \\
&\quad - \sum_{\substack{i \in \Omega_{k_i} \\ i \neq k}} \sum_{t \in \Omega_p} (B_{ki}^{nt} V_{Re_i}^t + G_{ki}^{nt} V_{Im_i}^t)
\end{aligned} \tag{3.5}$$

$$\Delta I_{Im_k}^d = \Delta I_{Re_k}^d = \Delta I_{Re_k}^n = \Delta I_{Im_k}^n = 0 \tag{3.6}$$

Величина напруги на шині холостого ходу і на будь-якій іншій шині, керованій напругою, утримується на заданих значеннях V_{slack}^d холостого ходу і $V_k^{d^{spec}}$ відповідно, як показано в (3.7) і (3.8).

$$V_k^d = V_{slack}^d \quad k \in \Omega_{k_s} \tag{3.7}$$

$$|V_k^d| = V_k^{d^{spec}} \quad k \in \Omega_{k_v} \tag{3.8}$$

Обмеження нерівності визначають межі конкретної мережі і тому можуть змінюватися відповідно до специфікацій кожної мережі.

Струм, що протікає між шиною k фази d і шиною i фази d , тобто струм лінії або кабелю, I_{ki}^d , повинен бути меншим або дорівнювати номінальному струму цієї конкретної лінії $I_{ki}^{d^{rated}}$.

$$|I_{ki}^d| \leq I_{ki}^{d^{rated}} \quad i \in \Omega_{k_i} \tag{3.9}$$

Сумарна уявна потужність, що протікає по фазі d будь-якого трансформатора (Т) або регулятора напруги (R), S_{ki}^d , не може перевищувати задану видиму номінальну потужність $S_{ki}^{d\text{rated}}$.

$$|S_{ki}^d| \leq S_{ki}^{d\text{rated}} \quad k, i \in \Omega_{kT} \quad (3.10)$$

$$|S_{ki}^d| \leq S_{ki}^{d\text{rated}} \quad k, i \in \Omega_{kR} \quad (3.11)$$

Напруга на всіх шинах обмежена між нижньою та верхньою межами V^{\min} та V^{\max} відповідно.

$$V^{\min} \leq |V_k^d| \leq V^{\max} \quad (3.12)$$

Можна легко ввести додаткові обмеження для обліку конкретних обмежень обладнання тощо.

Оптимізація дозволяє мінімізувати (або максимізувати) цільову функцію f . Цільова функція може бути різноманітна відповідно до потреб конкретної мережі. Багатоперіодна можливість досягається шляхом введення додаткового часового виміру до відповідних параметрів і змінних, а також дозволяє вводити залежні від часу змінні та цільові функції. Конкретні цільові функції будуть більш детально описані в розділі 3.4.

Навантаження моделюються за допомогою складеного представлення ZIP. Це означає, що навантаження представлені складом трьох різних типів навантаження; навантаження з постійним опором (Z), навантаження з постійним струмом (I) і постійне силове навантаження (P). Частка кожного типу навантаження, що використовується, визначається залежністю навантаження від напруги. Потреба в активній і реактивній потужності, P_{Dk}^d і Q_{Dk}^d відповідно, які використовуються для обчислення рівнянь невідповідності в (3.2)(3.5), наведені через їх компоненти ZIP в (3.13) і (3.14). Інжекція активної і реактивної потужності на шині k фази d , що задається P_k^d і Q_k^d відповідно, визначається як генерація P_{Gk}^d і Q_{Gk}^d за вирахуванням попиту, P_{Dk}^d і Q_{Dk}^d , як показано в (3.15) і (3.16).

$$P_{Dk}^d = P_{Pk}^d + P_{Ik}^d |V_k^d - V_k^n| + P_{Zk}^d |V_k^d - V_k^n|^2 \quad (3.13)$$

$$Q_{D_k}^d = Q_{P_k}^d + Q_{I_k}^d |V_k^d - V_k^n| + Q_{Z_k}^d |V_k^d - V_k^n|^2 \quad (3.14)$$

$$P_k^d = P_{G_k}^d - P_{D_k}^d \quad (3.15)$$

$$Q_k^d = Q_{G_k}^d - Q_{D_k}^d \quad (3.16)$$

Ступінчастий регулятор напруги, як показано в прикладі на рис. 3.1 (а), по суті, є автотрансформатором з механізмом перемикавання навантаження на послідовній обмотці. Функція стабілізатора напруги полягає в тому, щоб змінювати налаштування, щоб підвищувати або знижувати напругу на вторинній шині, залежно від бажаної напруги на певній шині. На рис. 3.1 (а) напруга на шині 2 визначається шляхом множення напруги на шині 1 на коефіцієнт витків.

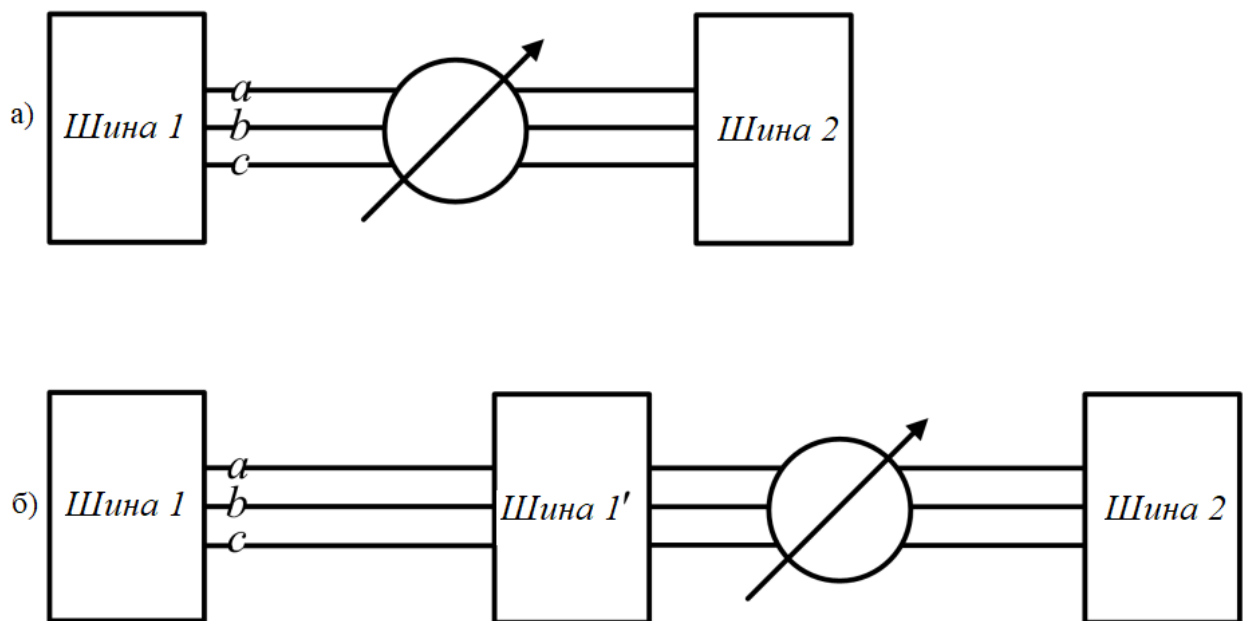


Рисунок 3.1 – Модель регулятора напруги

На рис. 3.1 (б) наведено загальне уявлення про те, як моделюються регулятори напруги в цьому формулюванні. Між шинами 1 і 2 вводиться нова фіктивна шина, шина 1', таким чином, що сегмент між шиною 1 і шиною 1' розглядається як звичайна лінія відрізок, з додаванням обмеження на комплексний потік потужності, наведеного в (3.17).

$$S_{\text{Bus } 1', \text{Bus } 1}^d = S_{\text{Bus } 2, \text{Bus } 1'}^d \quad (3.17)$$

Відрізок між шиною 2 і шиною 1' є новим сегментом регулятора. Регулювання напруги здійснюється шляхом введення змінних струму інжекції на шині 2 і шині 1'. Обмеження, наведені в (3.18)-(3.20), застосовуються до сегмента регулятора і використовуються для спрямування змінних струму до відповідного рішення. Рівняння (3.18) пов'язує комплексну напругу на шині 2 з комплексною напругою на шині 1' за допомогою відношення витків $r_{Bus\ 1',Bus\ 2}^d$. Для цілей цієї роботи коефіцієнт трансформації, а отже, і налаштування регулятора, моделюються як неперервні змінні. Рівняння (3.19) і (3.20) визначають комплексні струми, що протікають від фази d шини 1' до фази d шини 2, і навпаки, як мінус сума струмів фази d до інших з'єднувальних шин

$$V_{Bus\ 2}^d = r_{Bus\ 1',Bus\ 2}^d \times V_{Bus\ 1'}^d \quad (3.18)$$

$$I_{Bus\ 1',Bus\ 2}^d = - \sum_{\substack{i \in \Omega_{Bus\ 1'} \\ i \neq Bus\ 1', i \neq Bus\ 2}} I_{Bus\ 1',i}^d \quad (3.19)$$

$$I_{Bus\ 2,Bus\ 1'}^d = - \sum_{\substack{i \in \Omega_{Bus\ 2} \\ i \neq Bus\ 2, i \neq Bus\ 1'}} I_{Bus\ 2,i}^d \quad (3.20)$$

Різні елементи, описані вище, об'єднуються для формулювання нелінійної оптимізації. Конфігурація мережі, навантаження та генерація, а також різні номінали та обмеження надаються як параметри. Напруги, струми, потужності і будь-які керуючі змінні реалізуються у вигляді змінних і обмежень. Багато змінних і обмежень, а також деякі цільові функції є нелінійними. Наприклад, поточні обмеження невідповідності, наведені в (3.2)-(3.5) вище, які призводять до нелінійної постановки задачі. Формулювання реалізовано за допомогою середовища оптимізаційного моделювання AIMMS.

3.2 Моделювання тестової трифазної електромережі

Для цілей цієї роботи було обрано дві тестові мережі: тестовий фідер на 123 вузла та практичний приміський фідер.

Тестовий 123-вузловий фідер, наведений на рис.3.2, є одним із розподільних тестових фідерів. В реальності фідер складається з більш ніж 123 шин, 129 коли додаються муляжі шин для стабілізаторів напруги. На фідері присутні 4-ступінчасті регулятори напруги, 3 шунтуючі конденсаторні батареї, численні перемикачі, кілька рівнів напруги і комбінація повітряних ліній і підземних кабелів.

Ця мережа була обрана як відповідний тест для підтвердження методу шляхом виконання трифазного оптимального потоку потужності, тобто виконання звичайного потоку навантаження та порівняння результатів із наданим рішенням. Конфігурація мережі також була змінена, щоб продемонструвати здатність методу забезпечувати рішення для сітчастих мереж.

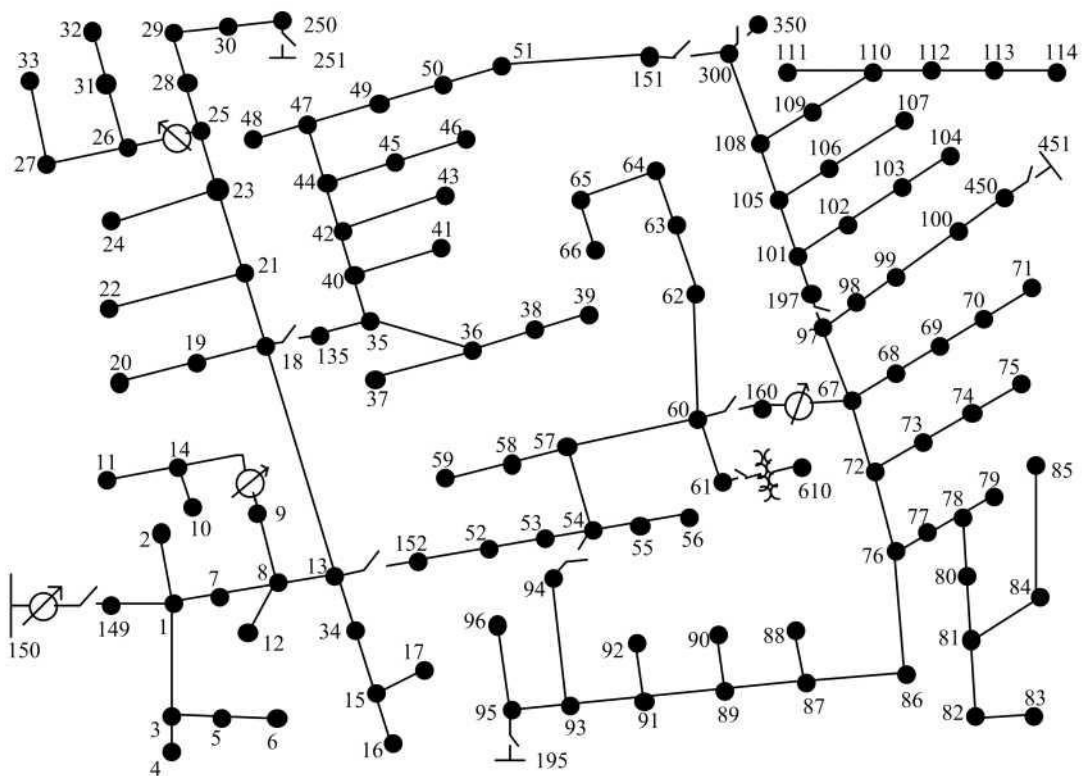


Рисунок 3.2 – Однолінійна схема 123-вузлової тестової мережі

Практична випробувальна мережа - це та сама мережа, яка використовується для роботи, описаної в розділі 2. Детальна схема мережі наведена на рис.2.3. Для того, щоб продемонструвати багатоперіодний трифазний оптимальний потік потужності, до ряду будинків на фідері були додані фотоелектричні модулі, підключені до мережі. Кожна фотоелектрична

система також має встановлену батарею для зберігання. В якості тестового прикладу був обраний 24-годинний період часу з кроком у 30 хвилин. 24-годинний період, який був обраний, був «сонячним» днем з низьким попитом влітку, щоб спостерігати максимальний вплив фотоелектричних систем. Дані про попит і ФМ були обрані відповідним чином і будуть більш детально описані нижче. Профілі попиту для практичної мережі формуються так само, як і початкові профілі попиту, описані в розділі 2.

При номінальній низькій напрузі (230 В), визначення мікрогенерації, дає максимальний показник потужності 5,75 кВт. Однак, оцінивши середню площу даху, наявну на будинках у вищезгаданій мережі, була обрана система з номінальною потужністю 2 кВт. Національна лабораторія відновлюваних джерел енергії (NREL) розробила онлайн-інструмент, який використовує параметри фотоелектричної системи разом з історичними метеорологічними даними для розрахунку погодинної активної потужності. Оскільки дані про попит надходять з 30-хвилинними інтервалами, кожна годинна точка даних повторюється для наступного півгодинного кроку часу.

Фотоелектричні інвертори, які використовуються в основному для перетворення постійного струму, виробленого фотоелектричними модулями, на змінний струм, також здатні як виробляти, так і поглинати реактивну потужність. Діаграма можливостей реактивної потужності фотоелектричного інвертора наведена на рис.3.3. Хоча наразі інвертори зазвичай працюють у певному діапазоні коефіцієнтів потужності i , отже, мають обмежені можливості реактивної потужності, у цій роботі передбачається, що повна реактивна потужність доступна, як це може статися в майбутньому. Якщо інвертор має номінал кВА, S_{rated} , що дорівнює номіналу фотоелектричного модуля, P_{rated} , то можливість реактивної потужності вказується чорною пунктирною лінією. Зрозуміло, що в цьому випадку, якщо фотоелектричний модуль виробляє максимальну активну потужність, інвертор не зможе інжектувати або поглинати реактивну потужність. Однак, якщо інвертор має номінальний показник кВА S_{rated} , який трохи вищий за номінал фотоелектричного модуля, реактивна здатність визначається червоною пунктирною лінією, і інвертор все одно буде

здатний забезпечувати або поглинати певну реактивну потужність, навіть якщо фотоелектричний модуль виробляє максимальну активну потужність P_{rated} . Можна побачити, якщо фотоелектричний модуль не виробляє жодної активної потужності, інвертор все одно може забезпечувати або поглинати реактивну потужність, однак для цілей цієї роботи передбачається, що коли фотоелектричний модуль не використовується, тобто вночі, підтримка реактивної потужності недоступна. Також передбачається, що фотоелектричні інвертори мають номінал кВА, що дорівнює номіналу фотоелектричного модуля, тобто 2 кВА.

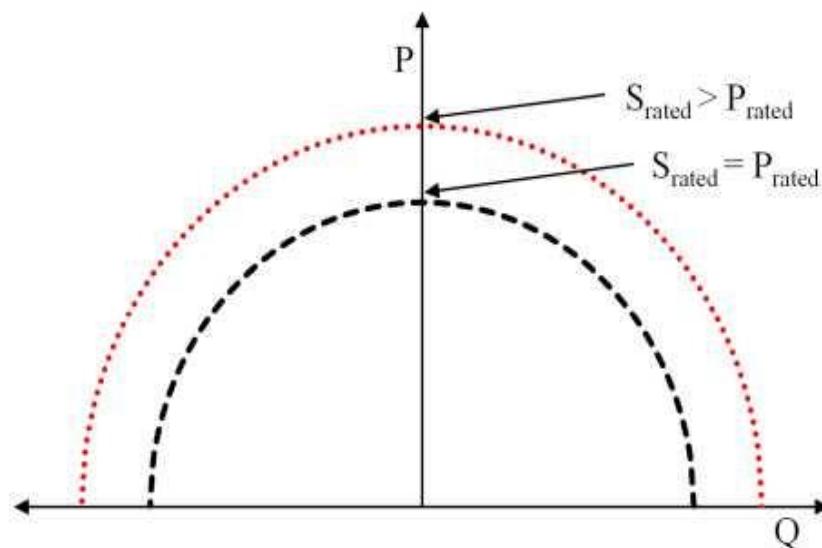


Рисунок 3.3 – Реактивна потужність фотоелектричного інвертора

На цій діаграмі наведено обмеження нерівності для меж реактивної потужності фотоелектричного інвертора, які наведені в 3.21.

$$-\sqrt{(S_{inv_k}^d)^2 - ((P_{PV_k}^d)_h)^2} \leq (Q_{inv_k}^d)_h \leq \sqrt{(S_{inv_k}^d)^2 - ((P_{PV_k}^d)_h)^2} \quad (3.21)$$

Кожна фотоелектрична система оснащена батареєю ємністю 5 кВт·год для зберігання. Швидкість заряду/розряду акумуляторів на кожному такті часу h , $(P_{stor_k}^d)_h$, повинна знаходитися між верхньою та нижньою межею, як показано в (3.22). Верхня межа - це енергія, запасена в батареї на кроці h , $(E_{stor_k}^d)_h$, яка визначена в (3.23). Нижня межа мінус доступна ємність акумулятора на момент

часу h . Від'ємне значення $(P_{stor_k}^d)_h$ вказує на те, що акумулятор заряджається, а позитивне значення вказує на те, що він розряджається. Вважається, що всі батареї розряджені на початку 24-годинного періоду.

$$-(E_{stor_k}^{dmax} - (E_{stor_k}^d)_h) \leq (P_{stor_k}^d)_h \leq (E_{stor_k}^d)_h \quad (3.22)$$

$$(E_{stor_k}^d)_h = \sum_{g=1}^{h-1} (P_{stor_k}^d)_g \quad (3.23)$$

3.3 Результати випробувань тестової електромережі

Представлено результати для 123-вузлового тестового фідера, який використовується в основному для підтвердження цілей, даний фідер демонструє трифазну оптимальну потужності з використанням фотоелектричних систем, підключених до мережі. Аналізуються та обговорюються результати з точки зору споживача та окремих клієнтів.

3.3.1 Результати схеми радіальної конфігурації

Дані для 123-вузлового тестового фідера, були використані як вхідні дані для формулювання мети, а фіктивна мета була введена для того, щоб можна було виконати стандартний цикл навантажування. У таблиці 3.1 наведено середню та максимальну відсоткову різницю величин напруги між рішенням для трифазної оптимізованої потужності та рішенням, наданим операторами розподільчих мереж, для фаз a , b та c . Видно, що різниця у відсотках ніколи не перевищує 0,1%, а максимальна різниця на фазі c становить 0,056%.

Таблиця 3.1 – Відсоткова різниця величин напруги для рішень трифазного оптимального потоку потужності

	середня різниця, %	максимальна різниця, %
Фаза a	0.0236	0.0965
Фаза b	0.0209	0.0808
Фаза c	0.0158	0.0560

Усі налаштування перемикачів для чотирьох регуляторів відповідали запропонованому рішенням.

Потік навантаження також здійснювався на 123-вузловому фідері, при цьому два нормально розімкнутих вимикача були замкнуті. Розташування вимикачів можна побачити на рис.3.2, де перший трифазний вимикач розташований між шинами 151 і 300, а другий однофазний - між шинами 54 і 94. Однофазний вимикач знаходиться на фазі *a*. Замикання цих перемикачів перетворює конфігурацію фідера з радіальної в сітчасту.

Рішення величин напруги для фаз *a*, *b* і *c* наведені на рис.3.4 і порівнюються з більш ранніми рішеннями для радіальної конфігурації. Наведені назви шин відносяться до назв, наведених на рис.3.2. Видно, що сітчасте з'єднання мережі призвело до збільшення величин напруги для фаз *b* і *c*. Фаза *a* також зазнає збільшення в деяких областях фідера, однак замикання однофазного вимикача між шинами 54 і 94 призвело до зниження напруги навколо цих шин.

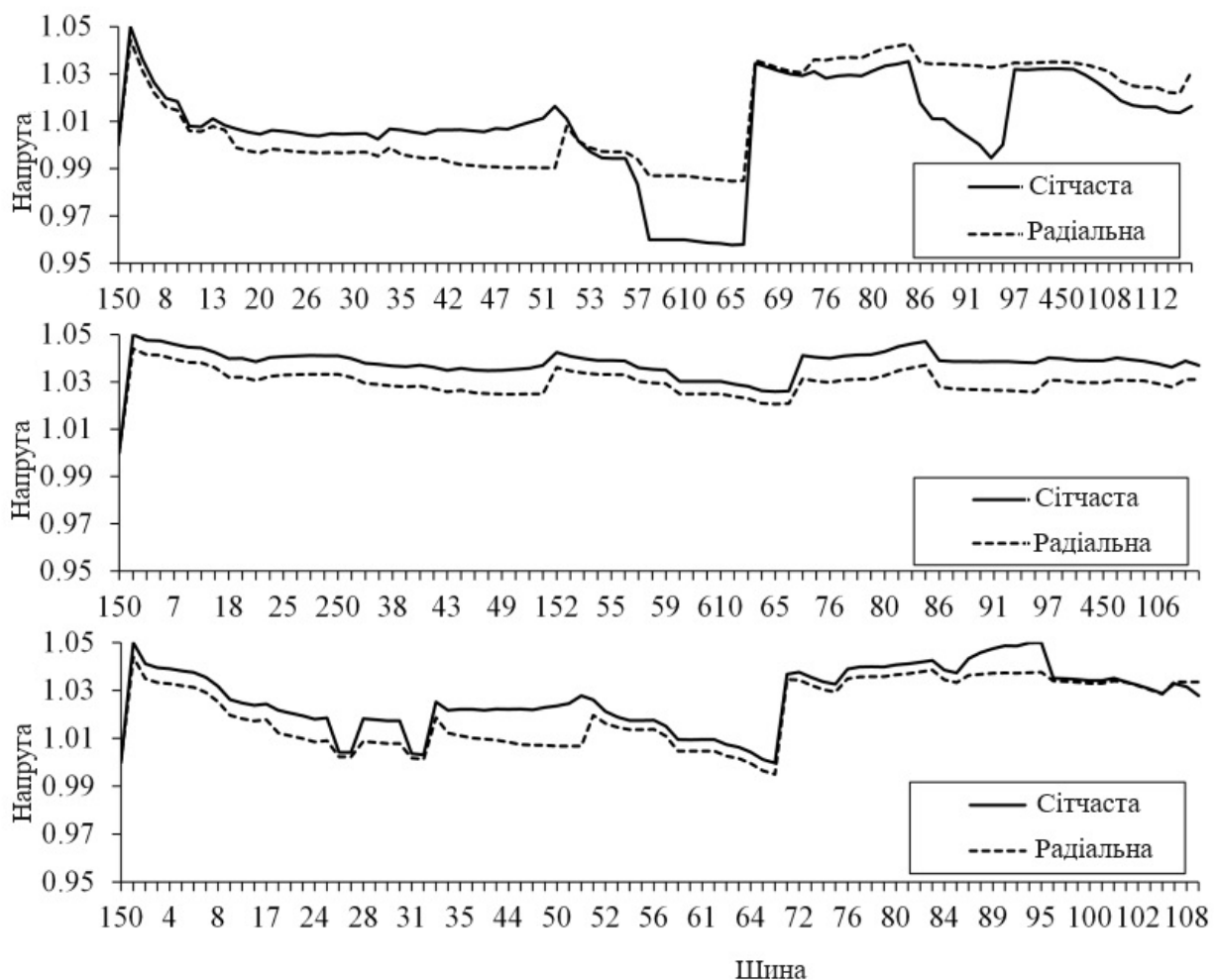


Рисунок 3.4 – Порівняння величин напруги для фаз *a*, *b* і *c* для 123-вузлового фідера при сітчастих і радіальних конфігураціях

В цілому, налаштування перимикача для сітчастої мережі аналогічні налаштуванням радіальної конфігурації, однак є відмінності в налаштуваннях фази а регулятора, розташованого між шинами 160 і 67. Це можна пояснити замиканням однофазного вимикача між шинами 54 і 94 і, як наслідок, зниженням величин напруги для навколишніх шин.

Ця мережа також була протестована з різними профілями попиту, конфігураціями фідерів і цільовими функціями і постійно демонстрував хороші властивості конвергенції та час рішення.

Дана мережа була використана як тестовий фідер для трифазного оптимального потоку потужності, додавши фотоелектричні модулі, підключені до мережі, на дахи десяти будинків, що виходять на південь, на фідері, що дало рівень впровадження фотоелектричної енергії 13,5%. Щоб можна було спостерігати вплив незбалансованої генерації, більша кількість фотоелектричних систем була виділена на фазу *a*. Для того, щоб продемонструвати гнучкість методу, були розглянуті сценарій мінімальних втрат і сценарій мінімального дисбалансу. Випадок мінімальних втрат передбачає, що фотоелектричні модулі виробляють лише активну потужність, однак кожна система також має акумулятор ємністю 5 кВт-год, встановлений для зберігання. Для досягнення мети мінімального дисбалансу фотоелектричні системи можуть виробляти активну потужність і забезпечувати/поглинати реактивну потужність, як показано на рис. 3.3 вище. Подальші пояснення та результати для кожної з цілей будуть представлені в наступних підрозділах.

3.3.2 Результати для мінімальних втрат

У цьому випадку цільова функція полягає в тому, щоб мінімізувати суму втрат активної потужності на фідері по всіх фазах, гілках і кроках часу, як це видно з (3.24), з урахуванням раніше визначених обмежень. Багатоперіодна здатність виражається підсумовуванням за всі кроки часу *h* в (3.24). Вихідна активна потужність фотоелектричних систем і накопичена енергія є керуючими змінними.

$$f = \min_{\substack{h \in \Omega_h, k \in \Omega_k, i \in \Omega_{k_i}, d \in \Omega_d \\ i \neq k}} \sum_{i \neq k} (P_{L_{ki}}^d)_h \quad (3.24)$$

Максимальна потужність для кожної з цих фотоелектричних систем становить 2 кВт за 24-годинний період наведена на рисунку 3.5. Видно, що фотоелектрична система виробляє електроенергію з 05:00 до 20:00 з максимальною вихідною потужністю між 12:00 і 13:00. У цьому випадку, незважаючи на те, що фотоелектричний вихід моделюється як змінна, всі фотоелектричні системи завжди виробляли максимальну доступну потужність.

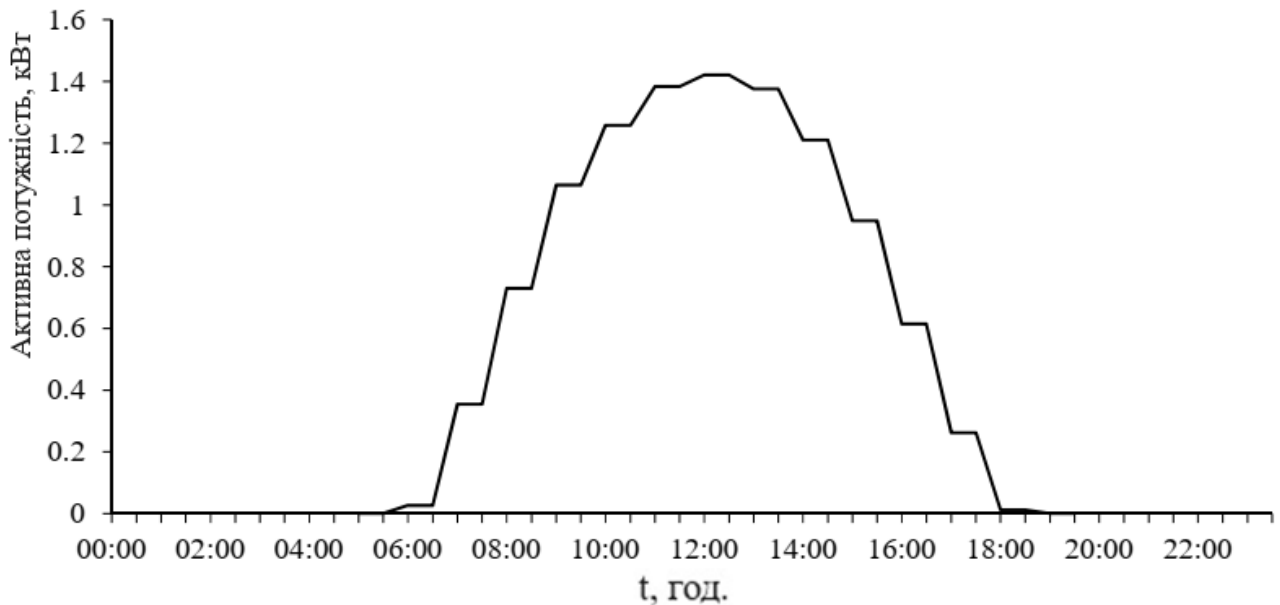


Рисунок 3.5 – Максимальна продуктивність для кожної фотоелектричної системи за 24-годинний період

На рис. 3.6 показані сукупні потужності акумуляторів, потужності фотоелектричних модулів, а також сукупний попит на фідери за 24-годинний період. Позитивний вихід накопичувача означає, що потужність вводиться в фідер, тоді як негативний вихід означає, що потужність поглинається. Зрозуміло, що вихід накопичувача відповідає попиту на фідер, а також використовує переваги фотоелектричного виходу. У той час, коли фотоелектричні системи виробляють велику кількість енергії, системи зберігання поглинають значну кількість енергії. Ця накопичена енергія пізніше впорскується в фідер, коли попит високий, а потужність фотоелектричної енергії низька.

Сукупна накопичена енергія за 24-годинний період наведена на рис. 3.7, де пунктирними лініями позначена сукупна максимальна ємність зберігання (50 кВт·год). Ця цифра порівнює енергію, накопичену при виконанні багатоперіодного трифазного оптимального потоку потужності,

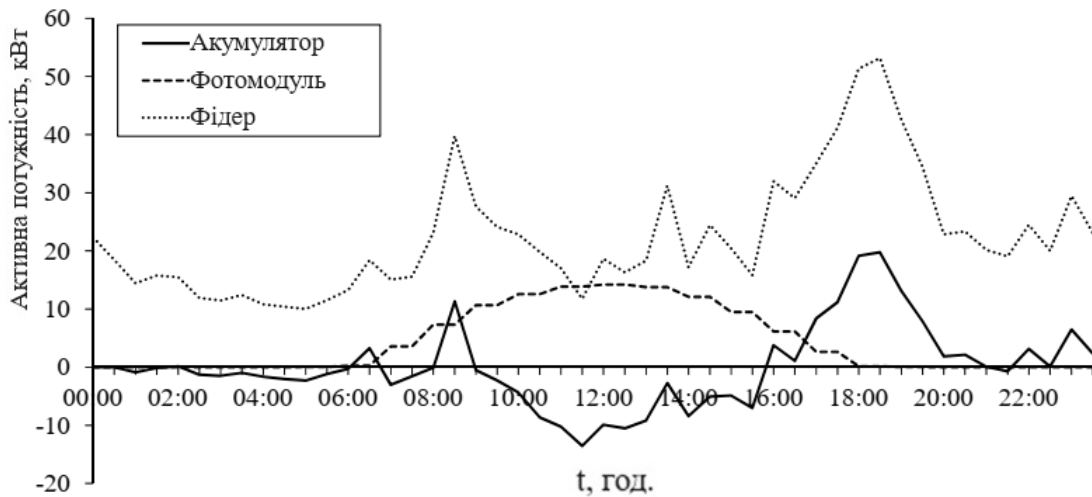


Рисунок 3.6 – Сукупна потужність акумуляторів, потужність фотоелектричної енергії та попит на фідери за 24-годинний період

Відсутність знань щодо майбутніх потреб у фідерах за сценарієм одного періоду призводить до того, що енергія практично не накопичується, а виробництво фотоелектричної енергії скорочується. На противагу цьому, багатоперіодний випадок дозволяє певною мірою планувати та зберігати значну кількість енергії для використання пізніше протягом дня, коли це приносить найбільшу користь мережі.

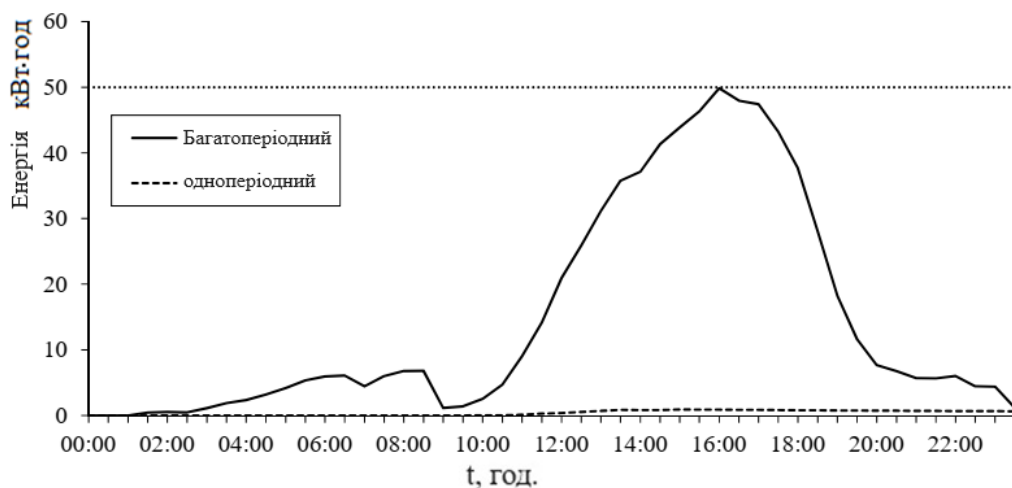


Рисунок 3.7 – Сукупна енергія, накопичена для багатоперіодних та одноперіодних сценаріїв

Загальні втрати фідерів на 18% нижчі за багатоперіодним сценарієм, ніж за одноперіодним сценарієм.

3.3.3 Цільовий показник мінімального дисбалансу

Мета цього сценарію полягає в тому, щоб мінімізувати дисбаланс напруги на фідері на всіх фазах, шинах і кроках часу, як показано в (3.25), де $V_{unb_k}^d$ - небаланс напруги на шині k фази d . Несиметрія напруги для шини k фази d , наведена в (3.26), дорівнює відхиленню величини напруги на шині k фази d , від середньої напруги на шині k , поділеної на середню напругу на шині k . Керуючою змінною в даному випадку є вихідна реактивна потужність фотоелектричного інвертора. Активна потужність фотоелектричної енергії не розглядається як змінна в цьому сценарії, тому передбачається, що всі фотоелектричні модулі завжди виробляють максимальну доступну активну потужність.

$$f = \min \sum_{h \in \Omega_h} \sum_{k \in \Omega_k} \sum_{d \in \Omega_d} (V_{unb_k}^d)_h \quad (3.25)$$

$$V_{unb_k}^d = \frac{|\mathbf{V}_k^d| - |\bar{\mathbf{V}}_k^{abc}|}{|\bar{\mathbf{V}}_k^{abc}|} \quad (3.26)$$

На рис. 3.8 показана вихідна реактивна потужність для окремої фотоелектричної системи, розташованої на шині $a4$, на рис.2.3. Межі реактивної потужності диктуються вихідною активною потужністю. У порівнянні з рис. 3.5 видно, що обмеження дещо обмежені зі збільшенням вихідної активної потужності, в той час як межі близькі до номінальної кВА інвертора, коли вихідна активна потужність наближається до нуля. Вихідна реактивна потужність цього інвертора знаходиться на межі значної частини часу, як і у випадку з більшістю інверторів, що свідчить про те, що наявність реактивної потужності використовується в повній мірі для зменшення дисбалансу напруги.

На рис. 3.9 наведені величини напруги на трифазній шині $a4$ для фаз a , b і c для випадку без ФМ, з усіма фотоелектричними системами, що забезпечують

максимальну доступну активну вихідну потужність, і для мінімального об'єктивного випадку дисбалансу відповідно. Зосередившись на часі, коли фотоелектричні системи здатні видавати потужність, а саме з 05:00 до 20:00, стає зрозуміло, що хоча відсутність фотоелектричних модулів на фідері призводить до різної величини напруги між фазами, надання фотоелектричним модулям можливості видавати максимально можливу потужність без будь-якої реактивної підтримки лише загострює проблему небалансу напруги, при цьому загальний небаланс напруги на 6% вищий, ніж у випадку з відсутністю фотоелектричних модулів.

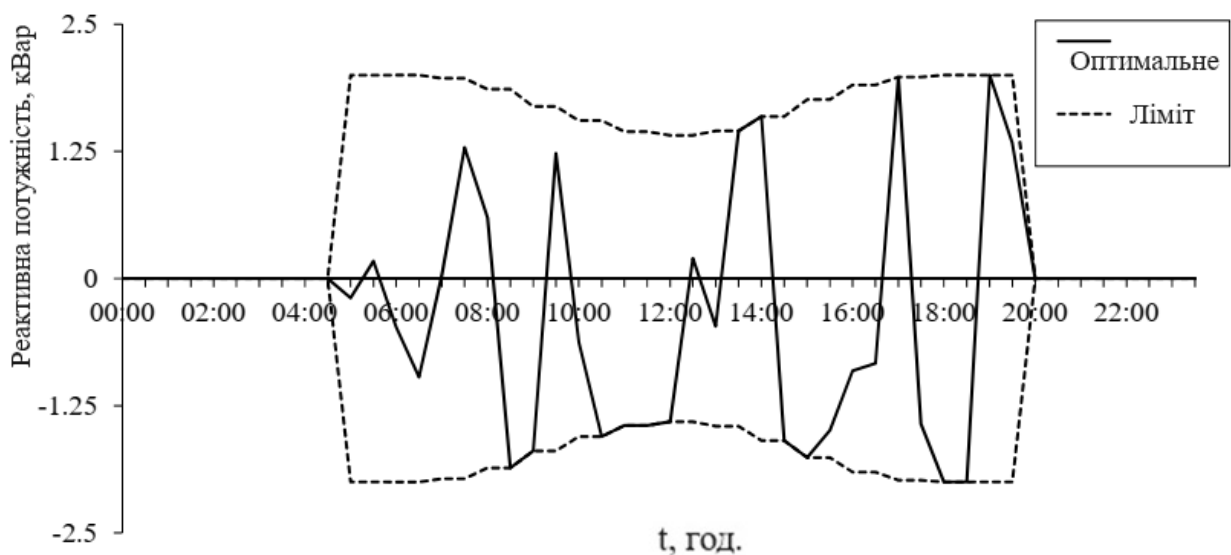


Рисунок 3.8 – Вихідна потужність фотоелектричної енергії та обмеження реактивної потужності індивідуального споживача

Зокрема, додаткові фотоелектричні системи на фазі *a* призводять до більших відхилень напруги між фазою *a* і фазами *b* і *c*. На противагу цьому, введення об'єктива мінімального дисбалансу призводить до однакових профілів напруги для всіх трьох фаз. Додавання підтримки реактивної потужності значно допомагає зменшити відхилення напруги, особливо в той час доби, коли вихідна активна потужність відносно низька, наприклад, рано вранці та рано ввечері.

Сума небалансів напруги в цьому випадку на 26% менша за сценарій максимальної активної вихідної потужності.

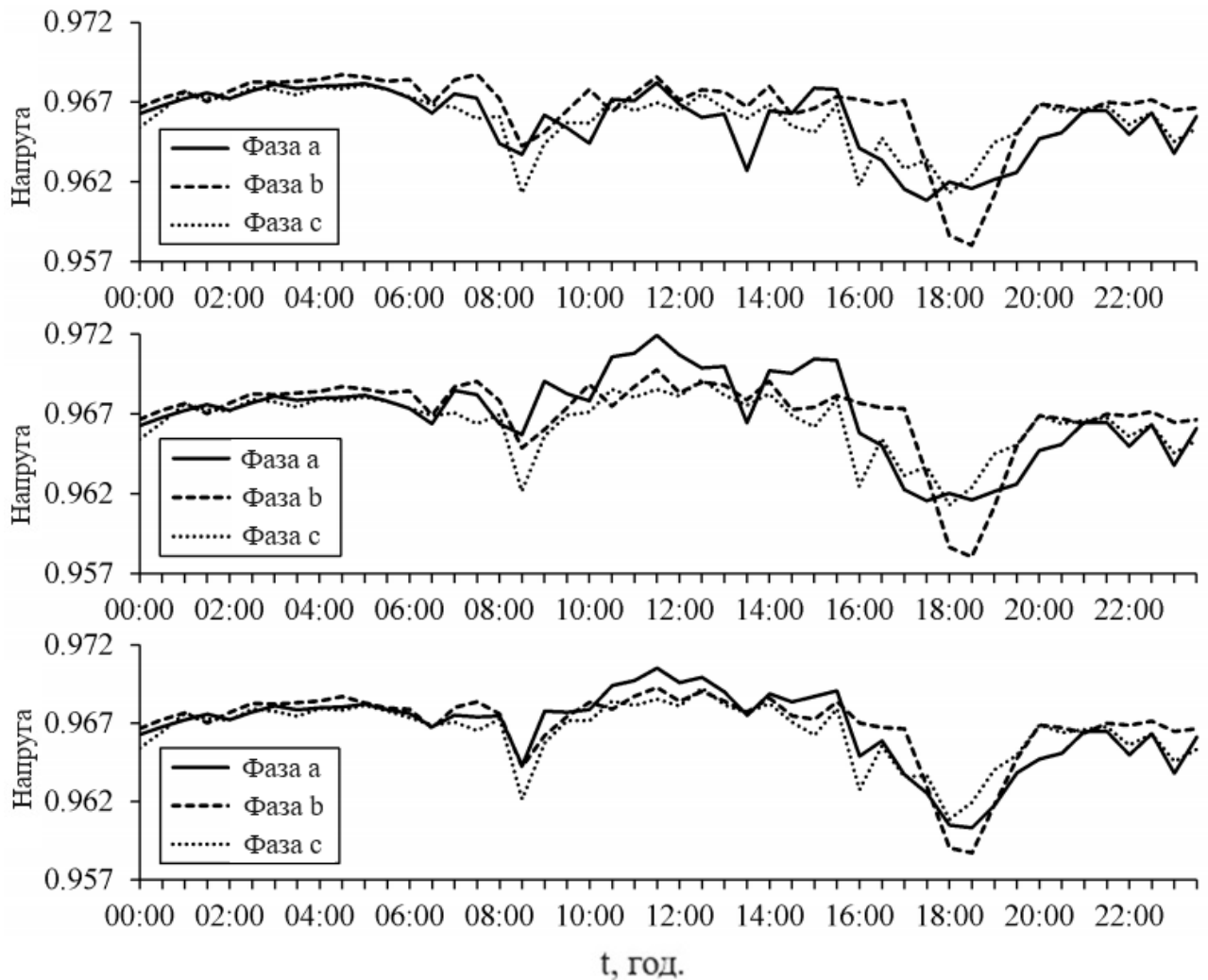


Рисунок 3.9 – Величини напруги на шині a4, для фаз a, b та c, для сценарію без фотомодулей, з максимальною потужністю фотомодулей та з мінімальною задачею небалансу

Представлені тут завдання є суто зразковими завданнями для демонстрації можливостей методу. Можуть бути об'єднані різні цілі, щоб задовольнити потреби кожної окремої мережі.

3.4 Висновки до розділу

У цьому розділі представлена багатоперіодна, трифазна, незбалансована, оптимальна формула потоку потужності. Формула дозволяє інтегрувати всі різні елементи, притаманні незбалансованим розподільним мережам, такі як конденсатори, навантаження ZIP і регулятори напруги.

Випробування проводили з використанням двох мереж: 123-вузлового фідера та практичного тестового фідера. Рішення, прийняті для 123-вузлового фідера, були майже ідентичні еталонним рішенням. Результати практичного тестового фідера показують, що додавання накопичувача до фотоелектричної системи в парі з багатоперіодним методом трифазного оптимального потоку потужності дозволяє значно знизити втрати, а контроль реактивної потужності інвертора може покращити дисбаланс напруги.

Нова обчислювальна формула забезпечує унікальне рішення задачі трифазного оптимального потоку потужності завдяки поєднанню наступних особливостей. Метод трифазного оптимального потоку потужності здатний знаходити оптимальні рішення як для радіальних, так і для сітчастих мереж, в той час як моделювання нульового проводу дає точні уявлення про незбалансовані мережі. Багатоперіодні можливості дозволяють включати змінні та цілі, що залежать від часу. Формула показала хороші властивості збіжності та час розв'язку. Нарешті, вона сформульована як єдина оптимізаційна програма і може бути розв'язана за допомогою будь-якого з широкодоступних нелінійних розв'язувачів

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Охорона праці

4.1.1. Техніка безпеки при експлуатації електромереж

До обслуговування електрообладнання допускаються особи не молодше 18 років, які не мають медичних протипоказань, що заважають виконанню робіт, що отримали вступний і первинний інструктажі на робочому місці, виробниче навчання, перевірку знань.

Електромонтер повинен знати схему електропостачання об'єктів виробництва, повинен мати навички прийомів технічних методів обслуговування електроустановок. Він забезпечується усіма засобами індивідуального захисту та спецодягом. Інструменти і засоби захисту повинні бути випробувані, справні та використовуються за призначенням.

При експлуатації діючих електроустановок застосовують електрозахисті засоби та запобіжні пристосування. Ручне включення і відключення устаткування напругою понад 1000 В необхідно виконувати в діелектричних рукавичках, колошах або на килимку. Відключення виконують таким чином: відключають роз'єднувачі, знімають плавкі вставки запобіжників, від'єднують привод мережі. Після вивішування плаката перевіряють відсутність напруги на відключеній ділянці мережі. В оперативному журналі роблять запис про відключення. Включення проводять тільки після відмітки в журналі про закінчення робіт із зазначенням відповідальної особи.

Безпека виконання забезпечується також організаційними заходами. До них відноситься оформлення роботи нарядів, оформлення допуску до роботи, нагляд під час виконання роботи.

Наряд є письмовим дозволом на роботу в електроустановках, що визначає місце, час, початок і закінчення робіт; умови безпечного його проведення, склад бригади та осіб, відповідальних за безпеку. Без наряду по усному чи письмовому розпорядженню, але з обов'язковим записом в журналі можуть виконуватися такі роботи, як прибирання приміщень до огороження електрообладнання, чистка кожухів, доливка масла в підшипники, догляд за

коллекторами, контактними кільцями, щітками, заміна запобіжників. При роботі з електроустановками напругою до 1000 В без зняття напруги необхідно: захистити розташовані поблизу робочого місця інші струмовідні частини, що знаходяться під напругою, до яких можливий випадковий дотик; працювати в діелектричних калошах або стоячи на ізолюючій підставці, або на діелектричному килимі; застосовувати інструмент з ізолюючими рукоятками (у викруток, крім того, повинен бути ізольований стрижень), за відсутності такого інструменту користуватися діелектричними рукавичками.

При виконанні робіт без зняття напруги на струмовідних частинах за допомогою ізолювальних засобів захисту необхідно: тримати ізолювальні частини засобів захисту за рукоятки до обмежувального кільця; розташовувати ізолюючі частини засобів захисту так, щоб не виникла небезпека перекриття по поверхні ізоляції між струмоведучими частинами двох фаз чи замикання на землю; користуватися тільки сухими і чистими ізолювальними частинами засобів захисту з непошкодженим лаковим покриттям.

При виявленні порушення лакового покриття чи інших несправностей ізолювальних частин засобів захисту користування ними має бути негайно припинене.

Щозмінні огляди електрообладнання та мереж повинен проводити черговий електрик. При огляді слід звертати увагу на наступне: відсутність змін стану електрообладнання при його функціонуванні; ступінь корозії, фарбування труб, кріпильних елементів; справність введів проводів та кабелів в електроустановку; справність заземлюючих пристроїв; наявність попереджувальних плакатів та знаків маркування на вибухонебезпечному електрообладнанні; наявність всіх передбачених конструкцією болтів, що кріплять елементи оболонки (вони повинні бути добре затягнуті); потрапляння на електрообладнання бризок, крапель і пилу.

При виявленні ненормальної роботи силового трансформатора черговий електрик повинен вивести його з роботи з обов'язковим дотриманням усіх заходів особистої безпеки, використовуючи необхідні засоби індивідуального захисту. Таке відключення проводиться при: сильному

нерівномірному шумі і потріскування всередині трансформатора; ненормальному і постійно зростаючому нагріванні трансформатора при номінальному навантаженні і роботі пристроїв охолодження; викид масла з розширювача або розриві діафрагми вихлопної труби; течі масла з пониженням його рівня нижче мінімально допустимого.

При цьому робиться запис в оперативному журналі і повідомляється відповідальному за електрогосподарство.

Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів і правил техніки безпеки при експлуатації електроустановок споживачів вимагають проводити регулярні огляди та ремонт електромереж, а також вимірювання опору та ізоляції.

4.2. БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.2 Дослідження стійкості роботи у надзвичайних ситуаціях підприємств електротехнічної та світлотехнічної галузі

Під стійкістю роботи об'єктів електротехнічної і світлотехнічної галузі розуміють його спроможність в умовах надзвичайної ситуації випускати продукцію в запланованому обсязі та номенклатурі, а при отриманні середніх руйнувань або порушенні зв'язків з кооперації та поставок відновлювати виробництво у мінімальні терміни.

Під стійкістю роботи об'єктів, які безпосередньо не виробляють матеріальні цінності розуміють їх спроможність виконувати свої функції в умовах НС.

На стійкість роботи об'єктів електротехнічної та світлотехнічної галузі в умовах НС впливають наступні фактори:

- надійність захисту робітників та службовців;
- спроможність інженерно-технічного комплексу об'єкта протистояти у визначеному ступеню уражаючих факторів стихійного лиха, аварій, катастроф та сучасних видів зброї;

- захищеність об'єкта від вторинних уражаючих факторів (пожеж, вибухів, зараження отруйними речовинами);
- надійність системи забезпечення об'єкта всім необхідним для виробництва (сировиною, паливом, комплектуючими вузлами і деталями, електроенергією, водою, газом та іншим);
- стійкість та безперервність керування виробництвом та ЦО;
- піРГотовленість об'єкта до ведення РіНР та робіт щодо порушеного виробництва.

Захист робітників та службовців досягається чотирма основними способами:

- укриття людей в захисних спорудах;
- проведення евакозаходів;
- радіаційно-хімічний захист;
- медичний і біологічний захист.

Надійно захистити виробничий персонал об'єкта можливо лише при комплексному використанні усіх основних способів захисту.

Захист виробничих фондів полягає у підвищенні протидії будинків, споруд і конструкції об'єкта до уражаючих факторів та захисті технологічного обладнання, верстатів, систем і комунікацій та інших засобів, що формують основу виробничого процесу.

Створення надійних систем електро-, водо- та теплозабезпечення об'єктів:

- а) підвищення стійкості електрозабезпечення:
 - розподіл схеми електромереж на незалежно працюючі частини;
 - закілювання електромереж та підключення їх до декількох джерел енергозабезпечення;
 - створення резерву дизельних електростанцій;
- б) підвищення стійкості систем водопостачання:
 - водопостачання від двох незалежних джерел, одне з яких підземне;
 - захист вододжерел та резервуарів чистої води;
 - створення обвідних (байпасних) ліній навколо водонапірних веж;

в) підвищення стійкості систем газу, тепло- та паливо- забезпечення:

- розподільні газопроводи робити підземними та передбачати їх кільцювання;

- газорозподільні станції та опорні пункти обвідних газопроводів передбачати в підземному варіанті;

- встановлювати в основних вузлових точках систем автоматичні вимикаючі пристрої, які спрацьовують при аваріях.

Підвищення протипожежної стійкості:

- максимальне скорочення запасів палива та вибухонебезпечних речовин;

- проведення профілактичних протипожежних заходів;

- піРГотівка сил і засобів пожежогасіння.

Створення стійкості системи матеріально-технічного постачання. На об'єктах електротехнічної і світлотехнічної галузі створюють запаси сировини, палива, комплектуючих вузлів і деталей, обладнання, які дозволяють продовжувати роботу на випадок дезорганізації постачання.

Створення стійкості системи керування:

- піРГотівка ПУ (захищених);

- забезпечення ПУ засобами зв'язку;

- використання автоматизованої системи керування. ПіРГотівка до прискореного (негайного) відновлення порушеного виробництва;

- розробка необхідної технічної та технологічної документації;

- створення запасів матеріальних засобів для встановлення робіт;

- розробка розрахунків сил і засобів для відновлюючих робіт;

- визначення вірогідної черговості робіт по відновленню виробництва з урахуванням наявних ресурсів та місцевих умов.

Крім того, на стійкість роботи підприємств електротехнічної та світлотехнічної галузі буде впливати наявність піРГотівленої робочої сили.

Підвищення надійності та оперативності керування виробництвом:

- створення на об'єкті стійкої системи зв'язку;

- висока піРГотівка керівного складу;

– своєчасне прийняття вірних рішень та постановка завдань підлеглим у відповідності до обстановки, що склалася.

Підвищення стійкості роботи об'єкта електротехнічної та світлотехнічної галузі досягається завчасним проведенням комплексу інженерно-технічних, технологічних та організаційних заходів, які спрямовані на максимальне зниження дії уражаючих факторів і створення умов для ліквідації наслідків НС.

Інженерно-технічні заходи – це комплекс робіт, що забезпечують підвищення стійкості виробничих будинків і споруд, обладнання, комунально-енергетичних, систем.

Технологічні заходи забезпечують підвищення стійкості роботи об'єкті шляхом зміни технологічного процесу, що сприяє спрощенню виробництва продукції та усуває можливість виникнення вторинних уражаючих факторів.

Організаційні заходи передбачають розробку і планування дій керівного командно-начальницького складу штабу, служб і формування ЦО при захисті робітників і службовців, проведенні РіНР, відновленні виробництва.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

З проведених досліджень можна зробити наступні висновки.

Описано методологію оптимізації потоку навантаження, яка використовується для управління графіком зарядки електромобілів на розподільчому фідері. Було проведено моделювання трифазного потоку навантаження, отримано та інвертовано матриці Якобіана, які були використані в якості матриць чутливості мережі в процесі оптимізації. Мета оптимізації полягала в мінімізації вартості зарядки електромобілів протягом 24-годинного періоду, гарантуючи при цьому, що обмеження мережі не будуть порушені. Результати показали, що планування зарядки електромобілів у низькозатратний час забезпечило значне зниження витрат у порівнянні з неконтрольованим випадком, а також усунуло порушення напруги, які спостерігалися в неконтрольованому випадку. Був також розглянутий випадок, коли зарядка не здійснювалася, і хоча він також призвів до зниження витрат, він забезпечував лише 80% енергії, необхідної електромобілям, тоді як за допомогою методу зарядки забезпечувалося 100% енергії.

Розширюючи методологію потоку навантаження та оптимізації було розроблено вдосконалену формулу трифазного оптимального потоку потужності. Трифазний оптимальний потік потужності об'єднав основні рівняння невідповідності струмів з методу потоку потужності, використаного в Розділі 2, в якості обмежень в єдиному програмному середовищі оптимізації. Формула моделює різні елементи, які існують в розподільчих системах, такі як конденсатори, регулятори напруги та навантаження ZIP. Вона також здатна моделювати радіальні та сітчасті фідери. Трифазний оптимальний потік потужності було перевірено як у радіальній, так і в сітчастій конфігураціях. Різниця у відсотках була незначною. Практичний фідер був використаний в якості тестового прикладу для досягнення цілей мінімальних втрат і мінімального дисбалансу з використанням фотоелектрики. Результати показали потенційні переваги, такі як мінімізація втрат і небалансу, які можуть бути досягнуті при використанні формули трифазного оптимального потоку потужності.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Андрійчук, В. А.; Філюк, Я. О. Акумуляючі пристрої для систем автономного живлення світлотехнічних установок. Технічна електродинаміка, 2017.
2. Baran, M. E., Hooshyar, H., Shen, Z., and Huang, A. (2012). Accommodating high PV penetration on distribution feeders. *IEEE Trans. Smart Grid* 3(2):1039–1046.
3. Bruno, S., Lamonaca, S., Rotondo, G., Stecchi, U., and La Scala, M. (2011). Unbalanced three-phase optimal power flow for smart grids. *IEEE Trans. Ind. Electron.* 58(10):4504–4513.
4. Andriychuk, V. A.; Filiuk, Y. O. Система автономного живлення зовнішнього освітлення. *Lighting Engineering & Power Engineering*, 2017, 1: 17-22.
5. Caramia, P., Carpinelli, G., Pagano, M., and Varilone, P. (2007). Probabilistic three-phase load flow for unbalanced electrical distribution systems with wind farms. *IET Renewable Power Generation* 1(2):115–122.
6. Liu, X., Aichhorn, A., Liu, L., and Li, H. (2012). Coordinated control of distributed energy storage system with tap changer transformers for voltage rise mitigation under high photovoltaic penetration. *IEEE Trans. Smart Grid* 3(2):897–906
7. Papadopoulos, P., Skarvelis-Kazakos, S., Grau, I., Cipcigan, L., and Jenkins, N. (2012). Electric vehicles' impact on British distribution networks. *IET Elect. Syst. in Transportation* 2(3):91–102.
8. Paudyal, S. and Dahal, S. (2011). Impact of plug-in hybrid electric vehicles and their optimal deployment in smart grids. In *Australasian Universities Power Engineering Conf*
9. Pecas Lopes, J., Moreira, C., and Madureira, A. (2006). Defining control strategies for microgrids islanded operation. *IEEE Trans. Power Syst.* 21(2): 916–924.
10. Teng, J.-H., Luan, S.-W., Lee, D.-J., and Huang, Y.-Q. (2013). Optimal charging/discharging scheduling of battery storage systems for distribution systems

interconnected with sizeable PV generation systems. IEEE Trans. Power Syst. 28(2):1425–1433.

11. Tinney, W. F. and Hart, C. (1967). Power flow solution by Newton's method. IEEE Trans. Power App. Syst. 86(11):1449–1460.

12. Vasquez, J. C., Mastromauro, R. A., Guerrero, J. M., and Liserre, M. (2009). Voltage support provided by a droop-controlled multifunctional inverter. IEEE Trans. Ind. Electron. 56(11):4510–4519.

13. Viswanadha Raju, G. K. and Bijwe, P. R. (2008). Reactive power/voltage control in distribution systems under uncertain environment. IET Generation, Transmission & Distribution 2(5):752–763.

14. Навчальний посібник «ТЕХНОЕКОЛОГІЯ ТА ЦИВІЛЬНА БЕЗПЕКА. ЧАСТИНА «ЦИВІЛЬНА БЕЗПЕКА»» / автор-укладач В.С. Стручок– Тернопіль: ФОП Паляниця В. А., – 156 с. Отримано з <http://elartu.tntu.edu.ua/handle/lib/39424>