

Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна академія»
Кафедра електротехніки та електроенергетики

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

магістра

на тему

ПІДВИЩЕННЯ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ РОБОТИ
СИСТЕМ ПЕРЕ-ДАЧІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА ОСНОВІ СТАТИЧНИХ
КОМПЕНСАТОРІВ ЗМІННОЇ НАПРУГИ

(тема кваліфікаційної роботи)

Виконав: студент 2 маг. курсу, групи ЗЕБ-24мг
спеціальності: 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

_____ / Володимир ТУТАРОВ
(підпис) (ім'я та прізвище)

Керівник _____ / Павло ВАСЮЧЕНКО
(підпис) (ім'я та прізвище)

Рецензент _____ / Олег ПОДОЛЯК
(підпис) (ім'я та прізвище)

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри _____ / Артем ЧЕРНЮК
(підпис) (ім'я та прізвище)

Секретар ЕК _____ / Ігор КИРИСОВ
(підпис) (ім'я та прізвище)

Харків – 2025 рік

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ В. Н. КАРАЗІНА

Навчально – науковий інститут Українська інженерно-педагогічна академія
Кафедра електротехніки та електроенергетики
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітньо-професійна програма Енергетична безпека

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис)

к.т.н., доцент Артем ЧЕРНЮК
(науковий ступінь, вчене звання, ім'я, прізвище)

«___» _____ 2025 р.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу дипломну роботу
другого (магістерського) рівня вищої освіти

здобувачу вищої освіти Володимиру ТУТАРОВУ

1. Тема «ПІДВИЩЕННЯ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ РОБОТИ СИСТЕМ ПЕРЕ-ДАЧІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА ОСНОВІ СТАТИЧНИХ КОМПЕНСАТОРІВ ЗМІННОЇ НАПРУГИ»

затверджена наказом по академії № 4801-5/3664 від «06» жовтня 2025 р.

2. Термін здачі закінченої роботи «10» _____ 12 _____ 2025 р.

3. Вихідні дані до роботи/проєкту: Рівень напруги, умови експлуатації, характеристика струмоведучих частин, типи кабельних ліній, метод апарат дослідження, завдання, параметри обладнання

4. Зміст роботи/проєкту (перелік питань, які належить розробити):

Вступ. Перелік умовних позначень. 1. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА ВВЕДЕННЯ ПОСТІЙНОЇ ТА ЗМІННОЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ З ВИКОРИСТАННЯМ ТИРИСТОРНИХ КОНДЕНСАТОРІВ У РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ. 2. МАТЕМАТИЧНЕ ФОРМУЛЮВАННЯ ЗАДАЧІ ОПТИМІЗАЦІЇ. 3. ВИРІШЕННЯ ПРОБЛЕМИ ОПТИМАЛЬНОГО РОЗМІЩЕННЯ ТА РОЗМІРІВ TSC У MVDN. Висновки. Список посилань

5. Перелік графічного матеріалу (презентаційний матеріал):

Слайди презентації

6. Консультант:

Розділ	Консультант	Підпис, дата		Оцінка (бали)
		Завдання видав	Завдання прийняв	

7. Дата видачі завдання «12» жовтня 2025 р.

Керівник

(підпис)

Павло ВАСЮЧЕНКО

(ім'я, прізвище)

Завдання прийняв до виконання

(підпис)

Володимир ТУТАРОВ

(ім'я, прізвище)

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК
виконання кваліфікаційної дипломної роботи

№ з/п	Назва етапів роботи та питань, які мають бути розроблені відповідно до завдання		Термін виконання	Позначки керівника про виконання завдань
1	Визначення актуальності теми дослідження		02.10.25 – 05.10.25	
2	Проведення аналізу наукової літератури		06.10.25 – 15.10.25	
3	Виконання першого розділу дипломної роботи		16.10.25 – 29.10.25	
4	Виконання другого та третього розділу дипломної роботи		30.10.25 – 26.11.25	
5	Оформлення пояснювальної записки		27.11.25 – 07.12.25	

Студент (ка)

(підпис)

Володимир ТУТАРОВ

(ім'я, прізвище)

РЕФЕРАТ

Магістерська робота виконана на 66 стр., містить 12 таблиці, 9 рисунків, що характеризують результати дослідження, використано 46 літературних посилань.

Об'єкт дослідження – системи передачі електроенергії.

Предм дослідження – статичні компенсатори.

Тема магістерської роботи – Підвищення техніко-економічних показників роботи систем передачі електроенергії на основі статичних компенсаторів змінної напруги.

У цьому дослідженні представлено гібридну оптимізаційну структуру для вирішення задачі оптимальної компенсації реактивної потужності в інтелектуальних розподільчих мережах середньої напруги. Використовуючи обчислювальне середовище, запропонований метод поєднує можливості глобального пошуку генетичного алгоритму CBGA з локальною ефективністю уточнення оптимізатора внутрішньої точки (IPOPT).

Метою є мінімізація річних експлуатаційних витрат шляхом зменшення витрат активної потужності з урахуванням інвестиційних та експлуатаційних витрат, пов'язаних з тиристорними конденсаторами (TSC). Ключовим внеском цієї роботи є порівняльна оцінка стратегій введення фіксованої та змінної в часі реактивної потужності. Результати моделювання на тестових фідерах IEEE з 33 та 69 шинами демонструють, що запропонована структура CBGA-IPOPT досягає річного зниження витрат до 11,22% та 12,58% (відповідно) за фіксованих умов введення. При змінному введенні економія коштів зростає до 12,43% та 14,08%. Аналіз у часовій області підтверджує покращене регулювання напруги, зниження реактивного навантаження підстанції на понад 500 квар та зниження пікових втрат до 32% порівняно з некомпенсованим випадком. Бенчмаркінг показує, що гібридна структура не тільки постійно перевершує сучасні метаевристики (синусоїдно-косинусний алгоритм, оптимізатор рою частинок, оптимізатор чорної вдови та алгоритм штучного колібри) з точки зору якості рішення, але й демонструє високу повторюваність рішення протягом кількох прогонів, що підкреслює його надійність. Запропонований метод безпосередньо застосовується до реальних систем розподілу, пропонуючи масштабоване та економічно ефективне рішення для планування реактивної потужності в інтелектуальних мережах.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: ТИРИСТОРНІ КОМУТОВАНІ КОНДЕНСАТОРИ; РОЗПОДІЛЬЧІ МЕРЕЖІ СЕРЕДНЬОЇ НАПРУГИ; ОПТИМАЛЬНА КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ; ГЕНЕТИЧНИЙ АЛГОРИТМ; МІНІМІЗАЦІЯ РІЧНИХ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ВИТРАТ; ЩОДЕННЕ ВВЕДЕННЯ ФІКСОВАНОЇ ТА ЗМІННОЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

ABSTRACT

The master's work is completed on 66 pages, contains 12 tables, 9 figures characterizing the results of the research, 46 literary references are used.

The object of the study is power transmission systems.

The subject of the study is static compensators.

The topic of the master's thesis is Improving the technical and economic performance of power transmission systems based on static compensators of alternating voltage.

This study presents a hybrid optimization framework for solving the problem of optimal reactive power compensation in intelligent medium-voltage distribution networks. Using a computing environment, the proposed method combines the global search capabilities of the CBGA genetic algorithm with the local efficiency of the refinement of the interior point optimizer (IPOPT).

The goal is to minimize annual operating costs by reducing active power losses, taking into account the investment and operating costs associated with thyristor capacitors (TSC). The key contribution of this work is a comparative assessment of fixed and time-varying reactive power injection strategies. Simulation results on IEEE test feeders with 33 and 69 buses demonstrate that the proposed CBGA-IPOPT framework achieves annual cost reductions of up to 11.22% and 12.58% (respectively) under fixed input conditions. Under variable input, the cost savings increase to 12.43% and 14.08%. Time domain analysis confirms improved voltage regulation, reduction of substation reactive load by over 500 kvar, and reduction of peak losses by up to 32% compared to the uncompensated case. Benchmarking shows that the hybrid framework not only consistently outperforms state-of-the-art metaheuristics (sine-cosine algorithm, particle swarm optimizer, black widow optimizer, and artificial hummingbird algorithm) in terms of solution quality, but also exhibits high solution repeatability over multiple runs, highlighting its robustness. The proposed method is directly applicable to real distribution systems, offering a scalable and cost-effective solution for reactive power planning in smart grids.

KEYWORDS: THYRISTOR SWITCHED CAPACITORS; MEDIUM VOLTAGE DISTRIBUTION NETWORKS; OPTIMAL REACTIVE POWER COMPENSATION; GENETIC ALGORITHM; MINIMIZATION OF ANNUAL OPERATING COSTS; DAILY INPUT OF FIXED AND VARIABLE REACTIVE POWER

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	8
ВСТУП	9
РОЗДІЛ 1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА ВВЕДЕННЯ ПОСТІЙНОЇ ТА ЗМІННОЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ З ВИКОРИСТАННЯМ ТИРИСТОРНИХ КОНДЕНСАТОРІВ У РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ	11
1.1. Постановка завдання	11
1.2. Принципи роботи та конфігурація TSC	12
1.3. Постановка проблеми та прогалини в дослідженнях	14
1.4. Практичне впровадження результатів дослідження	15
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1	17
РОЗДІЛ 2. МАТЕМАТИЧНЕ ФОРМУЛЮВАННЯ ЗАДАЧІ ОПТИМІЗАЦІЇ	18
2.1. Цільова функція	18
2.2. Обмеження балансу потоків потужності	19
2.3. Межі струму відгалуження	20
2.4. Обмеження регулювання напруги	21
2.5. Обмеження щодо розміщення та розмірів TSC	21
2.6. Сценарій фіксованої реактивної потужності	22
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2	22
РОЗДІЛ 3 ВИРІШЕННЯ ПРОБЛЕМИ ОПТИМАЛЬНОГО РОЗМІЩЕННЯ ТА РОЗМІРІВ TSC У MVDN	23
3.1. Головний етап: CBGA для оптимального розташування TSC	23
3.2. Підлеглий етап: IPOPT для визначення розміру TSC	24
3.3. Опис досліджуваної транспортної системи	24
3.4. Оцінювання ТС у його початковому стані	27
3.5. Оцінка TS за умов компенсації	31
3.6. Результати економічної оцінки	36
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3	37
РОЗДІЛ 4. АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕННЯ	39

4.1. Інформація про тестову систему	39
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 4	42
РОЗДІЛ 5. РЕЗУЛЬТАТИ МОДЕЛЮВАННЯ	43
5.1. Сценарій роботи з фіксованим кроком	44
5.1.1. Порівняльний аналіз мережі з 33 шинами	44
5.1.2. Результати для мережі з 69 шинами	46
5.2. Сценарій роботи зі змінним кроком	48
5.3. Техніко-економічна оцінка	49
5.4. Загальний аналіз ефективності	51
5.5. Додатковий аналіз	52
5.5.1. Введення реактивної потужності на клемах підстанції	54
5.5.2. Характеристики профілю мінімальної напруги	55
5.5.3. Загальні втрати активної потужності	56
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 5	56
ВИСНОВКИ Й РЕКОМЕНДАЦІЇ	58
СПИСОК ПОСИЛАНЬ	61

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ВН – висока напруга

ЕМП – електромагнітні поля

ЕМС – електромагнітні сили

ММ – математичні моделі

МГЕ – метод граничних елементів

МКЕ – метод кінцевих елементів

МКР – метод кінцевих різниць

ПЕР – паливно–енергетичні ресурси

СНАУ – система нелінійних алгебраїчних рівнянь

СЛАУ – система лінійних алгебраїчних рівнянь

АНА – алгоритмі штучного колібрі

РМСР – Компенсація реактивної потужності в розподільчих мережах середньої напруги

FACTS – Пристрої гнучкої системи передачі змінного струму

СВГА – генетичний алгоритм

IPOPT – оптимізатором внутрішніх точок

FEMM – Finite Element Method Magnetism

UPFC – уніфіковані контролери потоку потужності

VAR-компенсатори – статичні компенсатори реактивної потужності

MINLP – змішане цілочисельне нелінійне програмування

MVDN – багатофункціональної транспортної мережі

SCA – синус-косинусний алгоритм

STATCOM – статичні синхронні компенсатори

TSC – тиристорні конденсатори

ВЕУ – вітроелектростанція

ПДЕ – поновлювальні джерела енергії

СЕП – система електропостачання

ФЕУ – фотовольтанична електрична станція

ВСТУП

В науковій роботі представлено математичне формулювання задачі оптимізації, включаючи цільову функцію, обмеження потоків потужності та модель розміщення та визначення розміру TSC для сценаріїв введення реактивної потужності з фіксованою та змінною компенсацією. В науковому дослідженні описано запропоновану методологію гібридного рішення, яка поєднує CBGA для дискретного розміщення TSC з IPOPT для безперервної оптимізації розміру в рамках стратегії "головний-підлеглий", представлені використані тестові системи, тобто радіальні фідери на 33 та 69 шин, а також їхні електричні характеристики, профілі навантаження, що змінюються в часі, та економічні параметри. Викладено та проаналізовано результати моделювання, включаючи порівняльну оцінку запропонованого методу з сучасними підходами за сценаріями з фіксованою та змінною компенсацією, а також детальну техніко-економічну оцінку. Підсумовано основні висновки та внесок цієї роботи, а також окреслено потенційні напрямки майбутніх досліджень, такі як багатоцільова оптимізація та моделювання невизначеностей для вдосконаленого планування реактивної потужності.

У цьому дослідженні представлено гібридну оптимізаційну структуру для вирішення задачі оптимальної компенсації реактивної потужності в інтелектуальних розподільчих мережах середньої напруги. Використовуючи обчислювальне середовище, запропонований метод поєднує можливості глобального пошуку генетичного алгоритму CBGA з локальною ефективністю уточнення оптимізатора внутрішньої точки (IPOPT).

Метою є мінімізація річних експлуатаційних витрат шляхом зменшення витрат активної потужності з урахуванням інвестиційних та експлуатаційних витрат, пов'язаних з тиристорними конденсаторами (TSC). Ключовим внеском цієї роботи є порівняльна оцінка стратегій введення фіксованої та змінної в часі реактивної потужності. Результати моделювання на тестових фідерах IEEE з 33 та 69 шинами демонструють, що запропонована структура CBGA-IPOPT досягає

річного зниження витрат до 11,22% та 12,58% (відповідно) за фіксованих умов введення. При змінному введенні економія коштів зростає до 12,43% та 14,08%. Аналіз у часовій області підтверджує покращене регулювання напруги, зниження реактивного навантаження підстанції на понад 500 квар та зниження пікових втрат до 32% порівняно з некомпенсованим випадком. Бенчмаркінг показує, що гібридна структура не тільки постійно перевершує сучасні метаевристики (синусоїдно-косинусний алгоритм, оптимізатор рою частинок, оптимізатор чорної вдови та алгоритм штучного колібри) з точки зору якості рішення, але й демонструє високу повторюваність рішення протягом кількох прогонів, що підкреслює його надійність. Запропонований метод безпосередньо застосовується до реальних систем розподілу, пропонуючи масштабоване та економічно ефективне рішення для планування реактивної потужності в інтелектуальних мережах.

У зв'язку з цим темою цієї магістерської роботи є Підвищення техніко-економічних показників роботи систем передачі електроенергії на основі статичних компенсаторів змінної напруги.

Об'єктом дослідження – систем передачі електроенергії.

Предмет дослідження – техніко-економічні показники роботи систем передачі електроенергії.

РОЗДІЛ 1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА ВВЕДЕННЯ ПОСТІЙНОЇ ТА ЗМІННОЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ З ВИКОРИСТАННЯМ ТИРИСТОРНИХ КОНДЕНСАТОРІВ У РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ

1.1. Постановка завдання

Компенсація реактивної потужності в розподільчих мережах середньої напруги (РМСР) – це добре зарекомендувала себе та важлива стратегія, яку використовують електроенергетичні компанії для підвищення експлуатаційної ефективності та надійності систем розподілу електроенергії [11]. Її основними цілями є мінімізація технічних втрат та підтримка рівнів напруги в допустимих межах, особливо в лініях живлення з резистивно-індуктивними профілями навантаження [12]. Зазвичай це досягається шляхом стратегічного розгортання джерел реактивної потужності, в першу чергу пристроїв на основі конденсаторів, які вводять реактивну потужність у мережу, тим самим покращуючи коефіцієнт потужності та регулювання напруги [13].

Історично склалося так, що фіксовані або ступінчасто перемикані конденсаторні батареї розгорталися вздовж розподільчих ліній для задоволення потреб у реактивній потужності [14]. Хоча ці схеми статичної компенсації ефективні за певних умов, вони часто не враховують часову мінливість активного та реактивного навантаження протягом дня. Це пояснюється тим, що вони спираються на заздалегідь визначені графіки перемикання конденсаторів або фіксовані введення реактивної потужності, які не адаптуються до коливань навантаження в реальному часі. Як результат, вони вводять постійну кількість реактивної потужності незалежно від фактичного рівня навантаження [15]. Ця відсутність адаптивності може призвести до недостатньої компенсації в періоди пікового навантаження та надмірної компенсації в періоди низького навантаження, що спричиняє відхилення напруги та неефективне використання реактивної потужності [16].

Для вирішення цих проблем сучасні розподільчі мережі все частіше впроваджують гнучкі та адаптивні технології компенсації реактивної потужності. Пристрої гнучкої системи передачі змінного струму (FACTS), такі як статичні компенсатори реактивної потужності (VAR-компенсатори), статичні синхронні компенсатори (STATCOM) та тиристорні конденсатори (TSC), пропонують покращене динамічне керування реактивною потужністю, а також підтримку напруги [17, 18]. Серед цих альтернатив TSC набувають популярності як практичне та економічно ефективне рішення для застосувань середньої напруги, враховуючи їх спрощену структуру, можливості швидкого перемикавання та модульну масштабованість [12, 19].

Порівняно з SVC та STATCOM, TSC забезпечують кілька експлуатаційних та економічних переваг. Вони усувають потребу в складній силовій електроніці та безперервній модуляції, що призводить до зниження капітальних витрат та менших вимог до обслуговування [20]. TSC також пропонують вищу надійність та енергоефективність, особливо в тих випадках, коли ступінчаста компенсація достатня для реагування на динаміку системи. Крім того, їхня міцна конструкція дозволяє безперешкодно інтегруватися з існуючими банками фіксованих конденсаторів шляхом контрольованого перемикавання [21].

1.2. Принципи роботи та конфігурація TSC

На рисунку 1.1 зображено однофазну еквівалентну схему компенсації реактивної потужності TSC, добре зарекомендувала себе технологія ступінчастої компенсації реактивної потужності в MVDN. Ця конфігурація включає конденсаторну батарею, з'єднану послідовно з парою тиристорів ($T1$ і $T2$) розташовані антипаралельно, що дозволяє здійснювати контрольоване перемикавання [22]. Також вбудований захисний індуктор для обмеження пускового струму та придушення перехідних процесів під час перемикань, тим самим захищаючи компоненти силової електроніки.

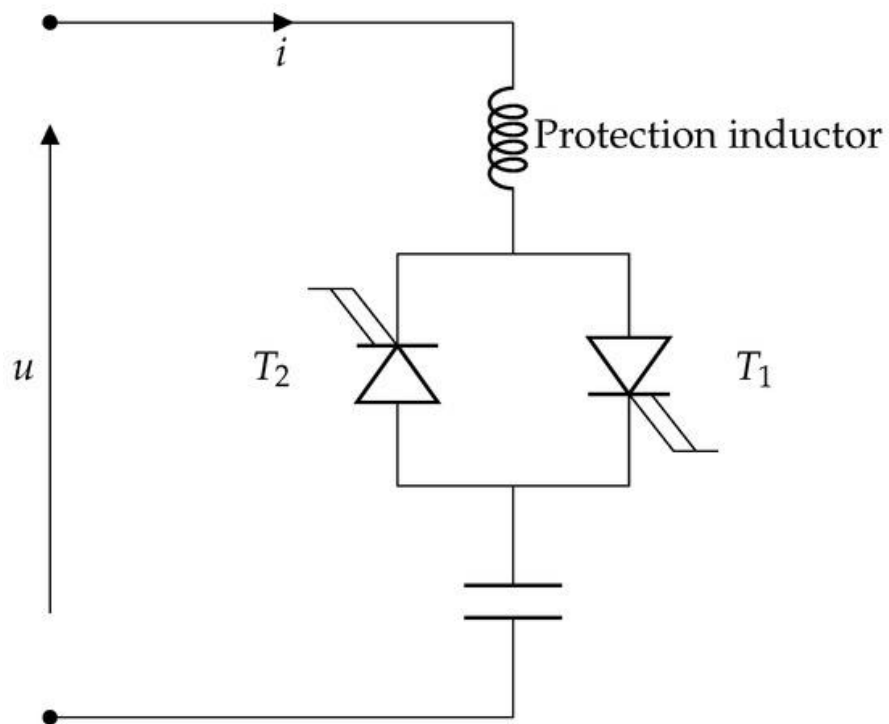


Рисунок 1.1 – Однофазна еквівалентна схема TSC

Така схема забезпечує практичне та надійне рішення для регулювання реактивної потужності у відповідь на змінні в часі умови навантаження [23]. Порівняно з безперервно керованими пристроями, такими як STATCOM, TSC пропонують простішу структуру та потребують менших капітальних витрат, що робить їх особливо привабливими для ступінчастих схем компенсації в радіальних розподільчих лініях. Використання тиристорної комутації усуває необхідність у механічних контакторах, тим самим покращуючи реакцію пристрою на перемикання та подовжуючи термін його служби [24]. Ці характеристики відповідають цілям інтелектуальних мереж, забезпечуючи цифрове керування та модульну підтримку реактивної потужності для стабільності напруги та корекції коефіцієнта потужності. У контексті сучасних інтелектуальних розподільчих мереж TSC служать проміжним рішенням між фіксованими конденсаторами та повністю динамічними FACTS [25]. Їхня проста логіка керування та масштабованість роблять їх добре придатними для гібридних методологій оптимізації, таких як запропонована в цій роботі, які прагнуть

мінімізувати експлуатаційні витрати, забезпечуючи при цьому дотримання технічних обмежень за реальних та змінних у часі умов навантаження.

1.3. Постановка проблеми та прогалини в дослідженнях

Хоча батареї з фіксованими конденсаторами пропонують простоту та низьку вартість, TSC являють собою більш гнучку та технічно досконалу альтернативу для компенсації реактивної потужності в сучасних MVDN [12]. Незважаючи на їхні переваги над традиційними рішеннями, такими як SVC та D-STATCOM, оптимізована інтеграція TSC у MVDN залишається недостатньо дослідженою у спеціалізованій літературі [19].

Кілька нещодавніх досліджень були присвячені оптимальному розміщенню та визначенню розмірів FACTS як у системах передачі, так і в системах розподілу. Наприклад, у роботі [26] досліджувалося розгортання FACTS у системі шини IEEE 39 з проникненням електромобілів, використовуючи оптимізацію рою частинок (PSO) для покращення профілів напруги та зниження експлуатаційних витрат. Аналогічно, у роботі [17] застосовано алгоритм оптимізації шукача для розміщення тиристорно-керованих послідовних конденсаторів (TCSC), що дозволило покращити регулювання напруги.

У контексті розподільчих мереж гібридні стратегії, що поєднують нечітку логіку та алгоритми мурашиної колонії, були запропоновані в [28], тоді як евристичні підходи, засновані на індексах напруги та втрат, були досліджені в [29]. Аналітико-евристичні гібридні фреймворки також були представлені в [30, 31] для вирішення багатоцільового розподілу FACTS. Однак багато з цих моделей обмежені сценаріями максимального попиту, що обмежує їхню адаптивність до реальних умов зі змінними профілями навантаження.

Щоб вирішити ці обмеження, автори [12] запропонували структуру "головний-підлеглий" для оптимального розподілу FACTS у MVDN, яка

включає уніфіковані контролери потоку потужності (UPFC), TCSC та SVC. Методологія інтегрує оптимізатор "чорної вдови" (BWO) з гібридним дискретно-неперервним кодуванням та моделлю потоку потужності з послідовними наближеннями. Моделювання на системах з шинами IEEE 33, 69 та 85 показало, що SVC пропонують найкращий компроміс між продуктивністю та вартістю.

Розширюючи роль TSC, у дослідженні [19] було запропоновано підхід, заснований на алгоритмі штучного колібри (АНА) для розміщення та визначення розмірів TSC, спрямований на мінімізацію річних експлуатаційних витрат. Метод, перевірений на 33- та 69-шинних системах, перевершив кілька метаевристик, включаючи синус-косинусний алгоритм (SCA), генетичний алгоритм (CBGA), PSO та BWO.

Крім того, автори [22] розробили гібридну методологію, яка поєднує SCA для визначення місць розташування та розмірів потенційних TSC з оптимізатором внутрішніх точок (IPOPT) для вирішення оптимального потоку потужності. Застосований до тестової системи IEEE 33-bus, запропонований підхід SCA-IPOPT досяг зниження експлуатаційних витрат на 12,43% за умов змінної реактивної потужності, перевершуючи еталонні метаевристичні методи.

1.4. Практичне впровадження результатів дослідження

На відміну від попередніх досліджень, у цьому дослідженні представлено нову та комплексну методологію оптимального розміщення та визначення розмірів реактивних споживчих комутаторів (TSC) у мережах багатофункціональної транспортної мережі (MVDN). Основною метою є мінімізація річних експлуатаційних витрат, пов'язаних з втратами енергії, з урахуванням капітальних інвестицій, необхідних для розгортання TSC. Ця робота також містить порівняльний аналіз двох стратегій компенсації (тобто введення фіксованої та змінної реактивної потужності) для оцінки впливу

щоденних коливань реактивного попиту як на технічні, так і на економічні показники.

Запропонована методологія використовує гібридний підхід до оптимізації, який поєднує ефективність глобального пошуку CBGA з можливостями локального уточнення IPOPT. Ця гібридна схема забезпечує надійне дослідження та швидку збіжність, дозволяючи точно обробляти характеристики змішаного цілочисельного нелінійного програмування (MINLP), властиві цій задачі [22].

Запропонована комбінація CBGA та IPOPT спеціально розроблена для використання взаємодоповнюючих сильних сторін глобальних метаевристик та детермінованих локальних розв'язувачів [23, 24]. CBGA особливо ефективна для дослідження багатовимірних дискретних просторів пошуку, що робить її добре придатною для визначення оптимального розташування TSC у розподільчих мережах. Однак метаевристичним алгоритмам часто бракує точності, необхідної для точного уточнення змінних безперервного прийняття рішень, таких як розмір пристрою, особливо за наявності складних нелінійних обмежень [22].

Щоб вирішити це обмеження, IPOPT було інтегровано в фреймворк для обробки нелінійної підзадачі OPF на етапі підлеглого. IPOPT використовує інформацію про похідні другого порядку та методологію внутрішніх точок для ефективного вирішення великомасштабних, розріджених та неопуклих задач нелінійного програмування [25, 26]. Це гарантує, що кожне рішення-кандидат, надане CBGA, точно оцінюється як з точки зору доцільності, так і з точки зору оптимальності витрат.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1

Таким чином, гібридний фреймворк CBGA-IPOPT дозволяє чітко розкласти початкову задачу MINLP: CBGA виконує глобальне дослідження над бінарними змінними розміщення, тоді як IPOPT проводить локальне уточнення над змінними безперервного визначення розміру. Така координація головний-підлеглий покращує швидкість збіжності, підвищує числову стабільність та зменшує мінливість між прогонами оптимізації. Порівняльне моделювання з іншими окремими метаевристиками та класичними розв'язувачами, такими як PSO, BWO та BONMIN, демонструє, що цей гібридний підхід забезпечує чудову продуктивність з точки зору якості рішення, надійності та обчислювальної ефективності. Ці результати підтверджують використання комбінації CBGA-IPOPT як високоефективної методології для планування компенсації реактивної потужності в MVDN.

Хоча запропонована гібридна система оптимізації дає багатообіцяючі результати, важливо визнати її обмеження. З одного боку, ефективність стратегії введення змінної реактивної потужності залежить від наявності точних короткострокових прогнозів навантаження та генерації. Неточності в цих прогнозах можуть вплинути на оптимальність графіка компенсації. З іншого боку, обчислювальна вартість підходу CBGA-IPOPT може зростати з розміром та складністю мережі, що може обмежити її масштабованість у застосунках реального часу. Подальша робота буде зосереджена на інтеграції надійних методів оптимізації для обробки невизначеностей прогнозів, а також на дослідженні стратегій паралельних обчислень для покращення масштабованості та обчислювальної ефективності.

РОЗДІЛ 2. МАТЕМАТИЧНЕ ФОРМУЛЮВАННЯ ЗАДАЧІ ОПТИМІЗАЦІЇ

2.1. Цільова функція

У цьому розділі представлено математичне формулювання оптимального розміщення та визначення розмірів розподільчих комутаторів потужності (TSC) у розподільчих мережах великої потужності (MVDN). Задача структурована як модель MINLP, що включає як дискретні (бінарні), так і неперервні змінні рішення [12]. Це формулювання включає нелінійні рівняння потоку потужності, міркування щодо інвестиційних витрат та експлуатаційні обмеження, пов'язані з розподільчими мережами. Метою є мінімізація річних експлуатаційних витрат, які включають як втрати енергії, так і інвестиції, зроблені в інтеграцію TSC [19].

Загальна цільова функція розроблена для мінімізації загальних річних витрат, що позначаються як f , які складаються з двох компонентів [22]:

$$\min f = f_1 + f_2, \quad (2.1)$$

Ця цільова функція поєднує річну вартість технічних витрат та річну вартість інвестицій TSC для техніко-економічної оптимізації планування реактивної потужності. Таке двокомпонентне формулювання забезпечує збалансований компроміс між підвищенням енергоефективності та обмеженням капітальних витрат, що дозволяє економічно стійку роботу розподільчої мережі [9].

Зауважте, що в (2.1) термін f_1 являє собою річну вартість, пов'язану з технічними втратами енергії в розподільчій мережі, розраховану на основі потоку потужності протягом типового року експлуатації. З іншого боку, f_2 враховує річні інвестиційні витрати, пов'язані з розгортанням пристроїв компенсації реактивної потужності (TSC), враховуючи їх розмір та пов'язані з

ними капітальні витрати [12]. Разом ці два компоненти кількісно визначають загальні витрати, які необхідно мінімізувати при оптимальному плануванні та експлуатації пристроїв компенсації реактивної потужності в MVDN.

Вартість втрат енергії виражається наступним чином [37]:

$$f_1 = C_{kWh} T \sum_{h \in \mathcal{H}} \sum_{k \in \mathcal{N}} \sum_{m \in \mathcal{N}} v_{kh} v_{mh} Y_{km} \cos(\theta_{kh} - \theta_{mh} - \phi_{km}) \Delta_h, \quad (2.2)$$

де $C_{kWh} T$ – вартість одиниці енергії, T – кількість днів у році, $\mathcal{H}$ – це множина часових інтервалів (наприклад, годин), $\mathcal{N}$ – це множина автобусів, Y_{km} – величина та кут адмітансу між шинами k та m , v_{kh} – величина вузлової напруги та кут на шині k за період h .

Річна вартість інвестицій у TSC визначається за допомогою кубічної моделі витрат [12].

$$f_2 = T \left(\frac{k_1}{k_2} \right) \sum_{k \in \mathcal{N}} q_k^{\text{TSC}} \left(\omega_1 (q_k^{\text{TSC}})^2 + \omega_2 q_k^{\text{TSC}} + \omega_3 \right), \quad (2.3)$$

де q_k^{TSC} – пропускна здатність TSC на шині k , ω_1 , ω_2 , ω_3 – коефіцієнти моделі витрат, а k_1/k_2 – коефіцієнт ануїтизації протягом горизонту планування.

2.2. Обмеження балансу потоків потужності

Щоб забезпечити належний енергетичний баланс у системі, активна та реактивна потужність, що подається на кожну шину, повинна відповідати стаціонарним обмеженням мережі. Рівняння балансу потужності представлені нижче [28].

$$p_{kh}^g - p_{kh}^d = \sum_{m \in \mathcal{N}} v_{kh} v_{mh} Y_{km} \cos(\theta_{kh} - \theta_{mh} - \phi_{km}) \Delta_h, \quad \forall k \in \mathcal{N}, \forall h \in \mathcal{H}, \quad (2.4)$$

$$q_{kh}^g - q_{kh}^d + q_{kh}^{\text{TSC}} = \sum_{m \in \mathcal{N}} v_{kh} v_{mh} Y_{km} \sin(\theta_{kh} - \theta_{mh} - \phi_{km}) \Delta_h, \quad \forall k \in \mathcal{N}, \forall h \in \mathcal{H}. \quad (2.5)$$

Тут, $pgkh$ і $qgkh$ позначаємо генеровану активну та реактивну потужності на шині k за період h , $pdkh$ і $qdkh$ вимоги до навантаження, та $q^{\text{TSC}}kh$ являє собою реактивну потужність, що вводиться TSC.

2.3. Межі струму відгалуження

Для забезпечення безпечної роботи струм, що протікає через кожну розподільчу лінію, не повинен перевищувати свою теплову межу. Дійсні та уявні складові струму від шини k до шини m за період h такі [9]:

$$i_{kmh}^r = y_{km} (v_{kh} \cos(\theta_{kh} - \phi_{km}) - v_{mh} \cos(\theta_{mh} - \phi_{km})), \quad (2.6)$$

$$i_{kmh}^i = y_{km} (v_{kh} \sin(\theta_{kh} - \phi_{km}) - v_{mh} \sin(\theta_{mh} - \phi_{km})). \quad (2.7)$$

Величина струму повинна задовольняти наступні умови [29]:

$$\sqrt{(i_{kmh}^r)^2 + (i_{kmh}^i)^2} \leq I_{km}^{\max}, \quad \forall (k, m) \in \mathcal{L}, \forall h \in \mathcal{H}, \quad (2.8)$$

де $I_{km}^{\max}$ — це максимально допустимий струм.

2.4. Обмеження регулювання напруги

Величина напруги на кожній шині повинна підтримуватися в межах експлуатаційних меж, які зазвичай встановлюються нормативними стандартами [30].

$$v_{sh} = V_{\text{nom}}, \quad \theta_{sh} = 0, \quad \forall h \in \mathcal{H}, \quad (2.9)$$

$$V_{\text{min}} \leq v_{kh} \leq V_{\text{max}}, \quad \forall k \in \mathcal{N}, \forall h \in \mathcal{H}. \quad (2.10)$$

Рівняння (2.10) забезпечує загальне формулювання обмежень регулювання напруги, де нижня та верхня межі можуть бути гнучко визначені на основі рівня напруги системи та застосовних нормативних стандартів [31]. У цьому дослідженні обмеження напруги були встановлені як 0,90 U_n та 1.10 U_n для забезпечення узгодженості з типовими практиками комунальних підприємств та запобігання порушенням обмежень у базовому випадку (тобто без встановлення TSC) [9]. Цей конкретний вибір меж також гарантує, що всі оцінені стратегії компенсації порівнюються зі загальними, реалістичними та технічно здійсненими умовами експлуатації. Таким чином, гарантується справедливе порівняння, оскільки кожна стратегія оцінюється за однакових обмежень напруги, які відображають практичні межі системи та нормативні вимоги, тим самим сприяючи справедливій та змістовній оцінці їхньої ефективності.

2.5. Обмеження щодо розміщення та розмірів TSC

Бінарна змінна $x_k \in \{0, 1\}$ вказує, чи встановлено TSC на шині k . Розміри та робочий профіль TSC обмежені наступним чином [9]:

$$0 \leq q_k^{\text{TSC}} \leq x_k q_{\text{max}}^{\text{TSC}}, \quad \forall k \in \mathcal{N}, \quad (2.11)$$

$$-q_k^{\text{TSC}} \leq q_{kh}^{\text{TSC}} \leq q_k^{\text{TSC}}, \quad \forall k \in \mathcal{N}, \forall h \in \mathcal{H}, \quad (2.12)$$

$$\sum_{k \in \mathcal{N}} x_k \leq x_{\text{max}}^{\text{TSC}}, \quad (2.13)$$

де $q_{\max}^{\text{TSC}}$ – максимальна потужність окремого блоку TSC, та $x_{\max}^{\text{TSC}}$ – визначає максимальну кількість пристроїв, дозволених у мережі.

2.6. Сценарій фіксованої реактивної потужності

У випадку постійної (фіксованої) реактивної потужності, рівняння (2.12) замінюється на [5]

$$q_{kh}^{\text{TSC}} = q_k^{\text{TSC}}, \quad \forall k \in \mathcal{N}, \forall h \in \mathcal{H}, \quad (2.14)$$

що передбачає незмінний у часі профіль введення реактивної потужності від TSC.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2

Загальна модель, описана рівняннями (2.1) – (2.14), є задачею MINLP, яка створює значні труднощі через свою неопуклість, нелінійність та наявність як бінарних, так і неперервних змінних. Нещодавні досягнення в обчислювальній оптимізації показали, що гібридні методи, що поєднують метаевристичний глобальний пошук з детермінованими локальними розв'язувачами, можуть ефективно вирішувати такі задачі [2]. У цьому дослідженні для рішення про розміщення було використано CBGA, а для розв'язання неперервної підзадачі – IPOPT.

РОЗДІЛ 3. ВИРІШЕННЯ ПРОБЛЕМИ ОПТИМАЛЬНОГО РОЗМІЩЕННЯ ТА РОЗМІРІВ TSC У MVDN

3.1. Головний етап: CBGA для оптимального розташування TSC

Для вирішення проблеми оптимального розміщення та розмірів TSC у MVDN за сценаріїв фіксованої та змінної реактивної потужності, у цій роботі використовується гібридна стратегія оптимізації "головний-підлеглий". Ця структура ефективно поєднує дискретну та безперервну оптимізацію шляхом координації двох етапів: CBGA для визначення оптимальних місць встановлення та IPOPT для обчислення відповідних розмірів TSC за допомогою формулювання оптимального потоку потужності (OPF). Детальна структура цієї методології рішення представлена нижче.

CBGA – це надійний метод еволюційної оптимізації, який добре підходить для вирішення комбінаторних задач, що включають двійкові або цілочисельні змінні [32]. У цьому контексті алгоритм шукає оптимальне розташування TSC у розподільчій мережі, прагнучи мінімізувати сукупну вартість втрат енергії та капітальних інвестицій.

Кожен кандидат на рішення, або хромосома, кодується як бінарний вектор $\mathbf{x} = [x_1, x_2, \dots, x_n] \in \{0, 1\}^n$, де кожен елемент x_k вказує на наявність ($x_k = 1$) або відсутність ($x_k = 0$) TSC на шині k . Початкова популяція генерується випадковим чином та оцінюється за допомогою функції придатності, отриманої в результаті розв'язання підзадачі нелінійного програмування (обробляється IPOPT), яка визначає оптимальні рівні введення реактивної потужності q_k^{TSC} .

Потім CBGA виконує деякі генетичні операції, такі як відбір (наприклад, турнірне колесо або колесо рулетки), схрещування (рівномірне або одноточкове) та мутація (перемикання бітів з низькою ймовірністю), щоб еволюціонувати популяцію до кращих рішень [33]. Елітарна стратегія гарантує, що найкращі рішення зберігаються протягом поколінь. Цей ітеративний процес триває до тих

пiр, поки не буде задоволено критерiй завершення, зазвичай максимальну кiлькiсть поколiнь або збiжнiсть найкращого значення придатностi.

3.2. Пiдлеглий етап: IPOPT для визначення розмiру TSC

Пiсля того, як CBGA визначила бiнарну конфiгурацiю $\mathbf{x}$. Для встановлення TSC вiдповiдна задача визначення розмiру сформульована як нелiнiйна пiдзадача OPF [34]. Ця пiдзадача визначається нелiнiйною динамiкою енергосистем, включаючи вузлові баланси потужностi, обмеження напруги, теплові обмеження лiнiй та обмеження потужностi пристроїв.

IPOPT ефективно вирiшує цю неперервну пiдзадачу за допомогою пiдходу бар'єрних функцiй, перетворюючи обмеження нерiвностi на серiю задач мiнiмiзацiї без обмежень [22]. Вiн обчислює напрямок пошуку на основi методу Ньютонa та виконує пошук по прямiй, щоб забезпечити доцiльнiсть та спуск у цiльовiй функцiї.

Для кожного вектора встановлення $\mathbf{x}$ наданий CBGA, IPOPT повертає оптимальний вектор розмiрiв $\mathbf{q}^{\text{TSC}} = [q_1^{\text{TSC}}, \dots, q_n^{\text{TSC}}]^\top$, забезпечуючи експлуатацiйну вiдповiднiсть та економiчну ефективнiсть. Отримане значення придатностi, що складається з операцiйних збиткiв та iнвестицiйних витрат, використовується для керiвництва еволюцiйним пошуком CBGA.

3.3. Опис досліджуваної транспортної системи

У цьому роздiлi представлено тестовий випадок енергосистеми, використаний у дослідженнi, результати, отриманi шляхом застосування методу, заснованого на встановленнi SVC, та аналiз результатiв.

На рисунку 3.1. показано максимальну та мінімальну видиму потужність, зареєстровану протягом 87 годин на вузлі. Аналіз базується на 1% історичних даних, наданих системою. Він дозволяє оцінити значення активної потужності (P), реактивної потужності (Q), видимої потужності (S) та коефіцієнта потужності (PF) на кожному вузлі.

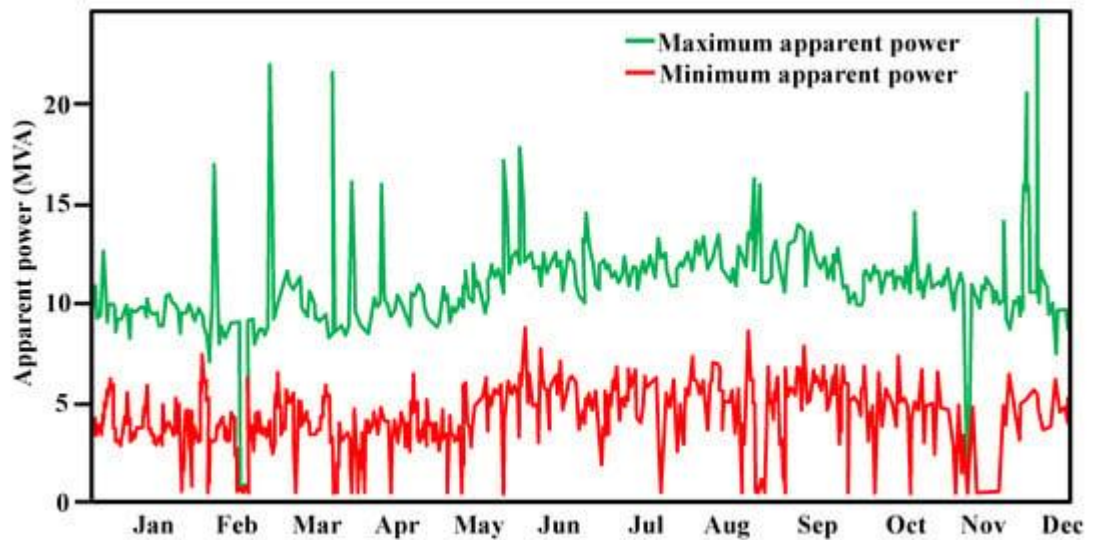


Рисунок 3.1. – Максимальна та мінімальна видима потужність

ТС моделюється в режимі максимального попиту з використанням історичних даних за 2025 рік. Для адекватного відображення системних умов прийнято такі міркування:

- Внесок генератора обмежується їхньою реактивною потужністю.
- Навантаження моделюються як постійні потужності.
- Відводи трансформатора налаштовуються на номінальний стан.
- Активна потужність є постійною та постачається через еквівалент мережі.

Згодом проводиться дослідження потоків потужності для визначення компенсаційної та передавальної потужності, необхідної в найбільш критичному сценарії, без урахування участі генеруючих установок. У цьому контексті значення зовнішньої потужності відповідають сумі навантаження та втрат електроенергії в мережі. На цьому етапі індуктивні або ємнісні компенсаційні пристрої не враховуються. Аналогічно, негативні знаки потужності лінії

дозволяють визначити напрямок потоку (приплив або відтік) в елементах передачі.

На рисунку 3.2. показано досліджуваний випадок транспортної мережі, який включає лінії електропередач, трансформатори, джерела живлення, компенсатори та навантаження; де G – генератори, N – вузли, L – навантаження, а T – трансформатори транспортної мережі.

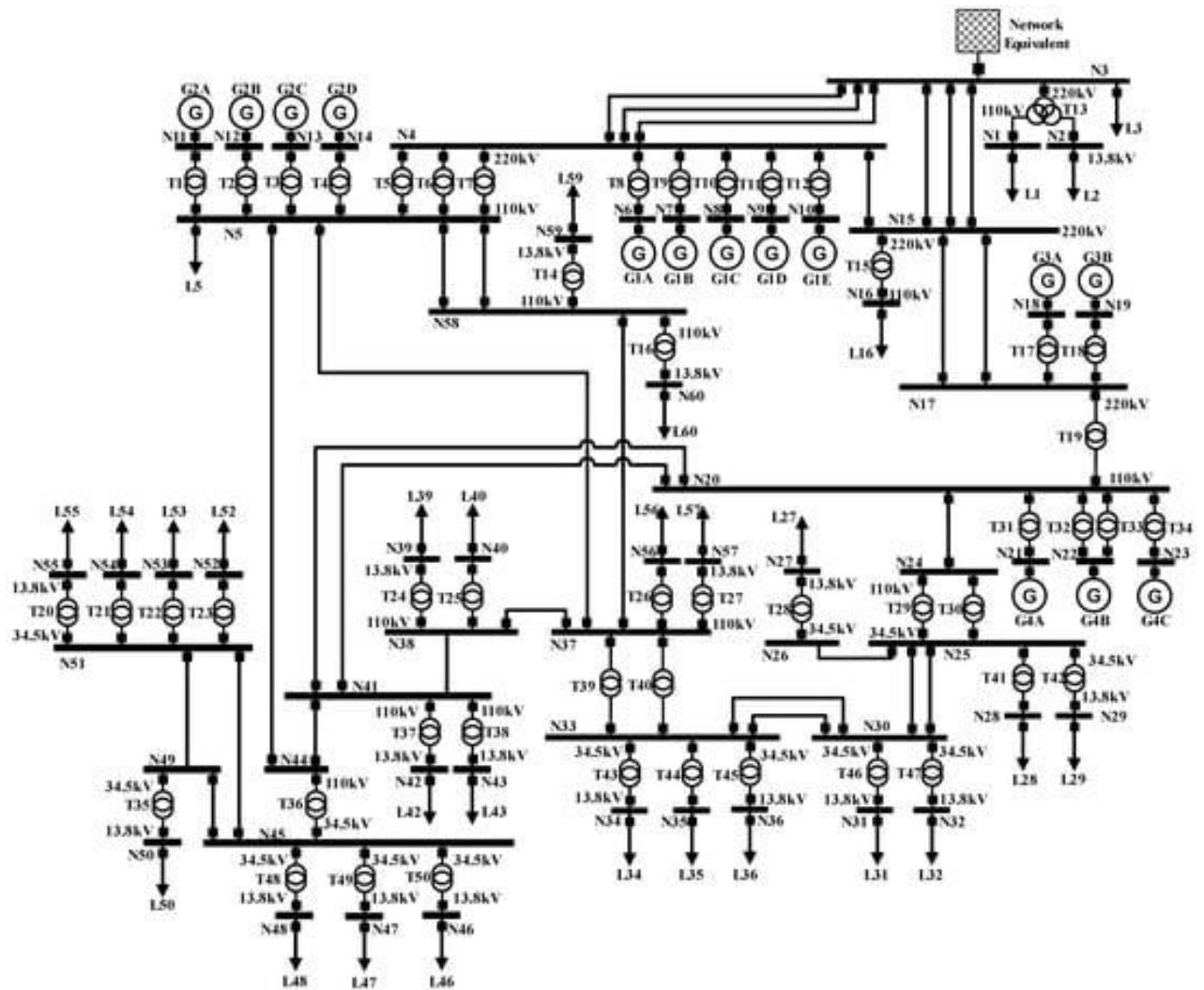


Рисунок 3.2. – Дослідження системи передачі

На рисунку 3.2. еквівалентна мережа, підключена до шини N3, представляє інтерфейс із зовнішньою мережею. Вона змодельована як збалансоване трифазне джерело напруги з фіксованою величиною та фазовим кутом, що відповідає еквіваленту Тевеніна, який включає внутрішній імпеданс і забезпечує граничні умови під час аналізу потоку навантаження.

Усі генератори змодельовані як фотоелектричні вузли, що регулюють напругу в межах заданих робочих меж. Кожен блок має визначені межі активної вихідної потужності та реактивної потужності, що дозволяє моделювати ефекти регулювання напруги на шинах генерації в стаціонарних умовах.

Трансформатори змодельовано як двообмоткові блоки з номінальними рівнями напруги 220/110 кВ, 110/35 кВ та 35/10 кВ. Їхні моделі враховують опір обмотки та реактивний опір витоку; перемикачі відгалужень у цьому дослідженні не розглядаються.

Лінії передачі та підпередач представлені за допомогою еквівалентних-ділянки з типовими значеннями імпедансу прямої послідовності, отриманими зі стандартних типів провідників та середніх довжин ліній. Аналіз обмежений збалансованими стаціонарними умовами, тому враховуються лише компоненти прямої послідовності.

У таблиці 3.1. представлено елементи ТС та їх кількість залежно від рівня напруги.

Таблиця 3.1. – Елементи ТС.

Тип елемента	Кількість	220 кВ	110 кВ	34,5 кВ	13,8 кВ
Лінія субпередачі	30	9	13.8	8	
Еквівалент мережі	1	1			
Трансформатор	50	Немає даних	Немає даних	Немає даних	Немає даних
Автобус	60	-	-	-	-
Годівниця	29	-	4	0	25
Схеми генерації	14	-	-	-	-

3.4. Оцінювання ТС у його початковому стані

Результати розподілу навантаження представлені в таблиці 3.2 .

Таблиця 3.2. – Результати розподілу навантаження

Вивчення	P [МВт]	Q [МВАр]	S [МВА]
Еквівалент мережі	986	655	1184
Навантаження	954	424	1044
Втрати в мережі	32		
Обмін реактивною потужністю		232	
Дефіцит реактивної потужності		-44	
Коефіцієнт потужності	0,91		
Компенсація SVC	0	0	

У таблиці 3.2 представлені результати розподілу навантаження за некомпенсованих умов, на основі сценарію максимального попиту. Еквівалент мережі відображає загальну активну та реактивну потужність, що постачається моделлю зовнішньої мережі, тоді як рядок навантаження відображає споживання потужності системою. Втрати в мережі відносяться до розсіювання активної потужності в системі. Обмін реактивною потужністю кількісно визначає загальну реактивну потужність, що циркулює через лінії та компоненти системи через ефекти намагнічування та заряджання лінії, які, хоча й не є розсіювальними, впливають на регулювання та стабільність напруги. Дефіцит реактивної потужності вказує на дефіцит реактивної підтримки (-44 МВАр), що підкреслює потребу системи в компенсації для підтримки напруги в допустимих межах. Коефіцієнт потужності 0,91 відображає загальну ефективність системи. Значення компенсації SVC на цьому етапі встановлені на нуль, оскільки в базовому випадку реактивні пристрої не підключені.

Результати дослідження потоку потужності показали, що ТС мала такі початкові умови:

Загалом було перевантажено 98 елементів, з яких 27 перевищили 125% своєї номінальної потужності (на основі опорного значення 100 МВА для силових трансформаторів).

Падіння напруги становить від 0,71 в.о. до 0,94 в.о.

Втрати потужності становлять 32 МВт, а надлишкова реактивна потужність, що циркулює через систему, становить 231 МВАр.

Для детальнішого розуміння основи вибору вузлів, у таблиці 3.3 представлені результати некомпенсованого стану для найбільш критичних шин. Ці вузли демонструють значні відхилення напруги та рівні перевантаження, що перевищують 100%, що виправдовує їх розгляд у сценаріях компенсації.

Таблиця 3.3. – Критичні умови шини за некомпенсованого сценарію.

Вузол	Напруга [кВ]	Напруга [пу]	Перевантаження [%]	Спостереження
H51	34,5	0,72	136	Падіння напруги та перевантаження >125%
H52	13.8	0,71	141	Падіння напруги та перевантаження >125%
H53	13.8	0,75	75	Напруга нижче 0,9 в.о.
H54	13.8	0,75	107	Напруга нижче 0,9 в.о.
H55	13.8	0,74	139	Падіння напруги та перевантаження >125%
H37	110	0,87	108	Збільшується до 0,96 од./мл. за допомогою SVC
H20	220	0,94	103	Відновлюється до 0,94 од.о. за допомогою SVC
№19	220	0,74	125	Сильна знижена напруга <0,75 од./о.

На основі аналізу розподілу навантаження в транспортній мережі було визначено критичний сценарій, що характеризується великою кількістю перевантажених елементів, провалами напруги та значними втратами потужності. Для сценаріїв централізованої компенсації (сценарії 1, 2 та 3) було запропоновано критичну потужність (SVC) 600 МВАр, яка розраховується як різниця між загальною потребою в реактивній потужності системи в некомпенсованих умовах (655 МВАр) та ефективним реактивним внеском системи. Це значення має на меті забезпечити можливість підвищення профілю напруги в межах бажаного робочого діапазону (0,9–1,1 в.о.), покращити пропускну здатність та зменшити частоту перевантажень.

На відміну від цього, сценарій 4 розглядає розподілену стратегію компенсації між вузлами навантаження. У цьому випадку компенсаційна потужність 437 МВАр оцінюється з використанням коефіцієнтів компенсації реактивної потужності (SVC), розрахованих на основі сукупного реактивного попиту в кожному вузлі. Це дозволяє ефективніше розподіляти реактивну потужність на основі локальних потреб системи.

Вибір вузлів розміщення SVC базувався на серйозності технічних умов, що спостерігалися в некомпенсованому сценарії, з урахуванням показників

перевантаження, відхилень напруги та топології мережі. Для оцінки було обрано такі вузли:

Вузол низької потужності (сценарій 1): Являє собою основну точку підключення до зовнішнього джерела живлення. Встановлення централізованого вузла навантаження забезпечує глобальну реактивну підтримку; однак результати моделювання виявили високі втрати через довгі шляхи передачі, необхідні для досягнення критичних вузлів навантаження.

Вузол N4—220 кВ (сценарій 2): Розташований вище за течією від кількох кластерів попиту, вузол N4 був обраний для оцінки впливу централізованої компенсації ближче до магістралі системи. Хоча цей сценарій досяг покращень порівняно з установкою на базі Slack, його ефективність залишалася обмеженою відносною відстанню від критичних вузлів.

Вузол N20—220 кВ (сценарій 3): Цей вузол розташований поблизу найбільш напруженої області мережі, де численні елементи перевищують 125% своєї номінальної потужності, а напруга падає нижче допустимих порогових значень. Компенсація на рівні N20 забезпечила найкращі показники серед централізованих варіантів з точки зору відновлення напруги та зменшення втрат.

Вузли навантаження (сценарій 4): Ця розподілена стратегія розміщує вузли навантаження безпосередньо у вузлах з найвищим реактивним навантаженням та найгіршими профілями напруги, таких як N52, N53, N54 та N51, або поблизу них. Завдяки локальній компенсації цей підхід мінімізує циркуляцію реактивної потужності по всій системі, зменшує технічні втрати та покращує профілі напруги у вузлах, вимагаючи при цьому меншої загальної компенсаційної потужності.

Ці чотири конфігурації мають на меті порівняти централізовані та розподілені стратегії SVC за однакових пікових умов експлуатації, підкреслюючи їхній відповідний вплив на ефективність системи, стабільність напруги та навантажувальну здатність.

3.5. Оцінка TS за умов компенсації

У таблиці 3.4. представлено порівняльний огляд результатів, отриманих у чотирьох сценаріях компенсації, проаналізованих у цьому дослідженні. Для кожного випадку повідомляються значення активної, реактивної та повної потужності на зовнішньому джерелі, навантаженнях та втратах потужності в мережі, а також навантаження лінії, коефіцієнт потужності та величина застосованої ємнісної компенсації.

Таблиця 3.4. – Порівняння сценаріїв компенсації (централізована та розподілена)

	Централізований									Розподілений		
	Slack Node			Вузол N4			Вузол N20			Вантажі		
	МВт	МВАр	МВА	МВт	МВАр	МВА	МВт	МВАр	МВА	МВт	МВАр	МВА
Зовнішнє постачання	986	55	987	979	3	979	977	-21	978	974	112	980
Навантаження	954	424	1044	954	424	1044	954	424	1044	954	424	1044
Втрати в мережі	32	232		25	179		24	155		20	125	
Завантаження лінії		-44			-48			-49			-47	
Коефіцієнт потужності			0,91			0,91			0,91			0,91
Компенсація SVC		600			600			600			437	

У таблиці 3.4. показано, що найкращий сценарій відповідає розташуванню розподілених центральних компенсаторів потужності (SVC) у вузлах навантаження, оскільки саме він має найнижчі загальні втрати в мережі: 20,36 МВт та 125,06 МВАр порівняно зі сценаріями централізованої компенсації, де втрати сягають 32,26 МВт та 231,54 МВАр (реактивний резерв). Крім того, у цьому розподіленому сценарії потрібна менша загальна реактивна компенсаційна потужність, еквівалентна -437 МВАр, порівняно з 600 МВАр, необхідними в кожному централізованому сценарії. Ці результати відображають кращу передавальну здатність (з повною потужністю, що постачається від зовнішнього джерела 980,37 МВА) та більшу стабільність рівнів напруги, підтримуючи постійний коефіцієнт потужності 0,91. На рисунку 3.3. показано поведінку зміни напруги у вузлах транспортної мережі без компенсації та з розподіленою компенсацією за допомогою SVC.

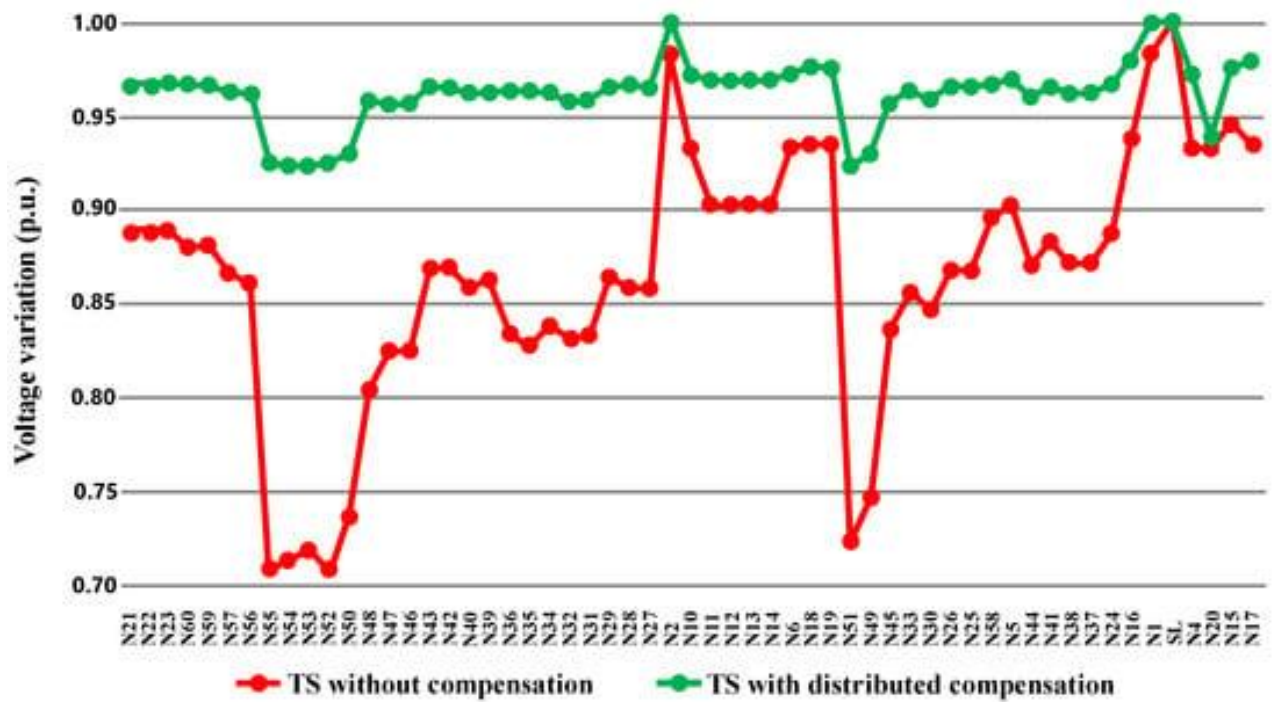


Рисунок 3.3. – Зміна напруги без компенсації та з розподіленою компенсацією

На рисунку 3.3. показано, що за відсутності компенсації кілька вузлів мають напругу значно нижчу за мінімальний робочий поріг, зі значеннями, близькими до 0,71 в.о. у вузлі N52 (рівень 13,8 кВ) та 0,72 в.о. у N51 (рівень 34,5 кВ). Ці значення відображають серйозні проблеми регулювання напруги та критичні умови експлуатації. Різкі падіння також спостерігаються у вузлах, таких як N19 та N55, де напруга падає нижче 0,75 в.о., що ставить під загрозу стабільність системи та потенційно впливає на безпечну роботу підключеного обладнання.

Натомість, реалізація розподіленої компенсації за допомогою SVC суттєво покращує профіль напруги на всіх вузлах, підвищуючи значення вище 0,92 в.о. навіть у найкритичніших точках (N52, N53, N54 та N51). Напруга у вузлі N37 досягає 0,96 в.о., а у вузлі N20 стабілізується на рівні 0,94 в.о., демонструючи відновлення електричних характеристик на різних рівнях напруги системи (13,8 кВ, 34,5 кВ, 110 кВ та 220 кВ).

У таблиці 3.5 представлено розподіл навантаження активних елементів ТП, порівнюючи сценарії без компенсації та з розподіленою компенсацією за допомогою розподіленої компенсації з використанням SVC. Інформація організована відповідно до діапазонів навантаження (50–75%, 75,1–100%, 100,1–125% та >125%) та рівнів напруги (13,8 кВ, 34,5 кВ, 110 кВ та 220 кВ). Для кожної комбінації показано кількість трансформаторів, ліній та загальних елементів (ТЕ), що працюють у цьому діапазоні, як за базових умов, так і з SVC, а також різницю між двома випадками.

Таблиця 3.5. Навантажуваність елементів з компенсацією та без неї

Завантажуваність	Напруга	Без компенсації			з SVC			Різниця
		Трансформери	Лінії	ТЕ	Трансформери	Лінії	ТЕ	
50–75%	13,8	3	0	3	8	0	8	5
	34,5	3	2	5	3	0	3	–2
	110	1	3	4	3	7	10	6
	220	1	2	3	1	5	6	3
75,1–100%	13,8	6	0	6	9	0	9	3
	34,5	4	0	4	5	4	9	5
	110	2	2	4	3	1	4	0
	220	0	1	1	0	1	1	0
100,1–125%	13,8	8	0	8	6	0	6	–2
	34,5	3	0	3	5	1	6	3
	110	3	0	3	5	0	5	2
	220	0	0	0	0	0	0	0
>125%	13,8	4	0	4	1	0	1	–3
	34,5	5	2	7	1	0	1	–6
	110	6	0	6	5	0	5	–1
	220	4	0	4	5	0	5	1

Результати, наведені в таблиці 3.5., демонструють значне покращення умов експлуатації елементів системи після впровадження розподіленої реактивної компенсації. Наприклад, у критичному діапазоні перевантаження вище 125% загальна кількість перевантажених елементів значно зменшується з 27 до 12, з різницею до -9 елементів при 34,5 кВ, що свідчить про значне зниження термічного напруження в мережі. У проміжному діапазоні 100,1–125% загальна кількість елементів також зменшується з 23 до 18, що покращує запас експлуатаційної безпеки.

Крім того, спостерігається збільшення кількості елементів, що працюють у помірних умовах (50–75%), що свідчить про більш збалансований перерозподіл навантаження. Наприклад, при 13,8 кВ кількість трансформаторів збільшилася з 3 до 8 у цьому діапазоні, що відображає полегшення екстремальних умов експлуатації. Загальна позитивна різниця в цій категорії свідчить про те, що компенсація допомагає підтримувати обладнання в прийнятних робочих межах, тим самим зменшуючи ймовірність відмов, пов'язаних з тривалими перевантаженнями.

Ці результати демонструють, що використання розподілених регуляторів напруги (SVC) покращує профіль напруги, як видно з попередніх графіків, оптимізує розподіл навантаження, зменшує кількість критично перевантажених елементів та підвищує теплову стабільність в умовах пікового навантаження в енергосистемі.

На рисунку 3.4 представлено порівняльні результати розподілу навантаження в транспортній мережі без компенсаційних пристроїв та з розподіленою компенсацією з використанням компенсаційних пристроїв, розташованих поблизу навантажень. На рисунку згруповано чотири аналізи: загальна активна потужність, загальна реактивна потужність, втрати активної потужності та втрати реактивної потужності системи.

На рисунку 3.4. показано, що загальна активна потужність, що постачається зовнішнім джерелом, зменшується з 986 МВт у некомпенсованому режимі до 974 МВт у сценарії розподіленої компенсації. Це зниження на 12 МВт являє собою покращення на 1,2%, пов'язане з більшою ефективністю системи, що означає меншу потребу в потужності для задоволення того ж попиту.

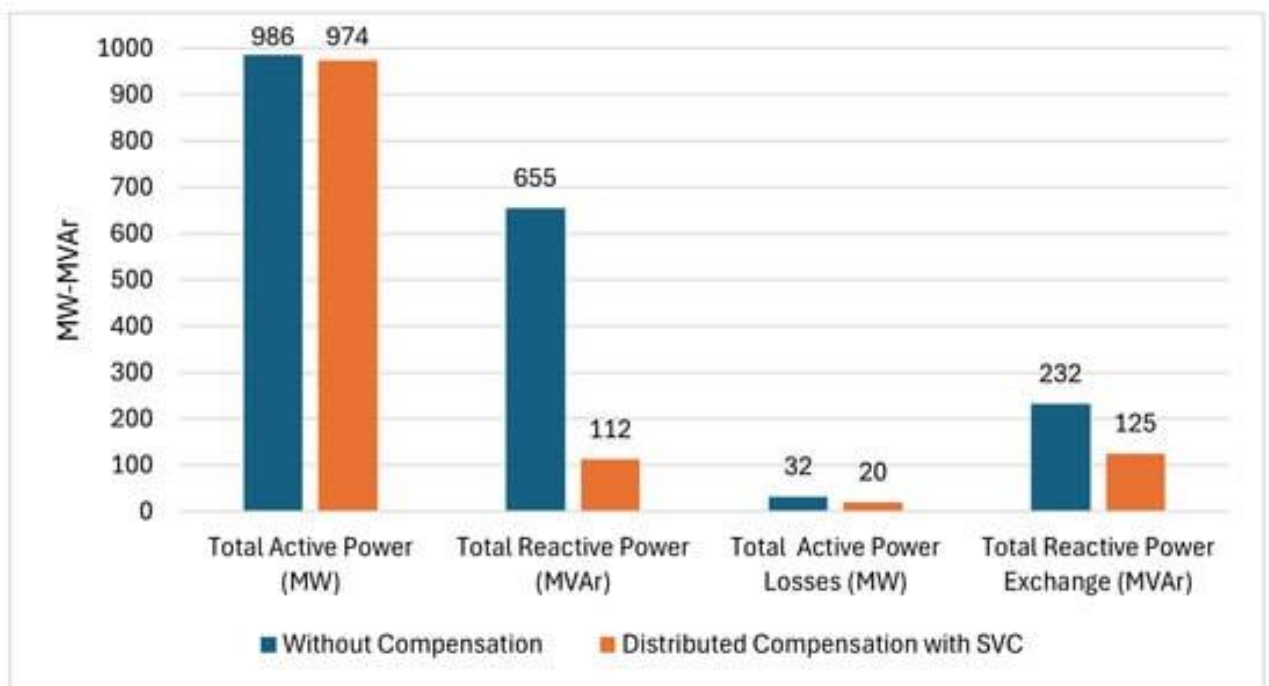


Рисунок 3.4. – Зміна активної та реактивної потужності без компенсації та з розподіленою компенсацією

Результати показують значне покращення загальної реактивної потужності. У сценарії без компенсації системі потрібно 655 МВАр, тоді як із впровадженням розподілених систем постачання реактивної потужності (SVC) це значення зменшується до 112 МВАр. Ця різниця в 543 МВАр відповідає зменшенню на 82,9%, що вказує на те, що локальне постачання реактивної потужності SVC суттєво зменшує навантаження на транспортну мережу.

Щодо втрат активної потужності, повідомляється про зменшення з 32 МВт до 20 МВт, що становить покращення на 37,5%. Цей показник підтверджує, що стратегія розподіленої компенсації зменшує технічні втрати, спричинені передачею активної потужності через перевантажені або неоптимально завантажені лінії.

Втрати реактивної потужності також покращуються, збільшуючись з 232 МВАр без компенсації до 125 МВАр з розподіленими компенсаторами реактивної потужності. Це зниження на 107 МВАр еквівалентне покращенню на 46,1%, що узгоджується зі зменшенням потоку реактивної потужності в мережі завдяки локальному постачання, що забезпечується компенсаторами.

Результати на рисунку 4 підтверджують технічну ефективність розподіленої компенсації у підвищенні експлуатаційної ефективності транспортної мережі шляхом зменшення потоків та втрат як активної, так і реактивної потужності, підтримуючи пропускну здатність без шкоди для стабільності системи.

Результати підтверджують, що розподілені рішення, такі як локалізована реактивна генерація та компенсація, пропонують технічні переваги над централізованими підходами з точки зору ефективності та стабільності. Ця перевага ґрунтується на зменшенні джоулевих втрат, оскільки розміщення ресурсів поблизу навантажень зменшує як струмові, так і технічні втрати. Крім того, ці рішення покращують профіль напруги на кінцевих вузлах, зменшують перевантаження елементів вище за течією та зміцнюють стабільність і стійкість енергосистеми до непередбачених ситуацій [34, 35].

3.6. Результати економічної оцінки

У таблиці 3.6. представлені основні економічні показники для кожної конфігурації компенсації, включаючи встановлену реактивну потужність, капітальні витрати (CAPEX), скорочення втрат активної потужності (), річна економія енергії, очікувана грошова вигода та простий термін окупності.

Таблиця 3.6. – Економічна оцінка сценаріїв компенсації

Стратегія компенсації	Встановлена потужність (МВАр)	Капітальні витрати (млн дол. США)	ΔP_{loss} (МВт)	Річна економія енергії (ГВт-год)	Річна вигода (млн дол. США)	Термін окупності (рік)
Централізований (вузол Slack)	600	60,0	7,0	21,0	3,47	17,3
Централізований (вузол N4)	600	60,0	8,0	24,0	3,96	15,2
Централізований (вузол N20)	600	60,0	9,0	27,0	4,46	13,5
Розподілені (вузли навантаження)	437	43,7	12,0	36,0	5,94	7,4

Серед оцінених альтернатив стратегія розподіленої компенсації виявляється найбільш економічно вигідною. Незважаючи на те, що вона вимагає

на 27% менше реактивної потужності, ніж будь-яка централізована конфігурація (437 МВАр проти 600 МВАр), вона забезпечує найбільше скорочення втрат активної потужності (12 МВт), що відповідає економії енергії 36 ГВт·рік –1. За спотовою ціною USD·кВт·год –1 0,165 це становить річну вигоду в розмірі 5,94 млн доларів США. Отриманий простий термін окупності становить 7,4 роки, що майже вдвічі менше, ніж у найвигіднішої централізованої альтернативи (вузол N20, 13,5 роки).

Окрім прямої грошової економії, ширші переваги на рівні системи додатково підтримують економічну привабливість розподіленої схеми. Зокрема, стратегія зменшує загальносистемне споживання реактивної потужності на 543 МВАр та скорочує обмін реактивною потужністю через коридори передачі на 107 МВАр. Ці покращення зменшують коливання напруги, знімають навантаження на критично важливу інфраструктуру та вивільняють потужності для майбутнього зростання попиту. З економічної точки зору, ці переваги перетворюються на відкладені інвестиції в посилення мережі, такі як перенесення 15-кілометрової дволанцюгової лінії електропередачі напругою 220 кВ, вартістю приблизно 15 мільйонів доларів США.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3

Наша гібридна структура «головний-підлеглий» дозволяє ефективно декомпонувати складну задачу MINLP, відокремлюючи комбінаторне рішення про розміщення (етап «головний») від безперервної оптимізації розміру (етап «підлеглий») [22]. Цей модульний підхід використовує можливості глобального дослідження метаевристик та високоточну конвергенцію локальних розв'язувачів, тим самим підвищуючи якість рішень, обчислювальну ефективність та масштабованість.

Загальна процедура підсумована в наступному псевдокоді (Алгоритм 1):

- 1: **Ініціалізація** популяції бінарних векторів(Локації TSC) **[CBGA]**
- 2: **поки** критерій завершення не виконано ,
- 3: **для** кожної особини в популяції
- 4: **Виправити** шаблон встановлення TSCх
- 5: **Розв'яжіть** задачу безперервного OPF для визначення розміру q^{TSC} **[IPORT]**
- 6: **Оцінити** придатність за допомогою цільової функції
- 7: **кінець для**
- 8: **Застосування** генетичних операторів: відбір, схрещування, мутація
- 9: **Оновлення** популяції (стратегія елітизму)
- 10: **кінець, поки**
- 11: Найкраще **повернення** iq^{TSC}

Ця гібридна методологія гарантує, що як розташування, так і розмір TSC спільно оптимізуються з дотриманням технічних та економічних обмежень, забезпечуючи потужний інструмент прийняття рішень щодо компенсації реактивної потужності в MVDN.

РОЗДІЛ 4. АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕННЯ

4.1. Інформація про тестову систему

Для оцінки ефективності запропонованого підходу CBGA-IPOPT у вирішенні досліджуваної задачі оптимізації було використано дві добре зарекомендували себе радіальні розподільні випробувальні системи, що складаються з 33 та 69 вузлів [2]. Топологічна конфігурація кожної мережі зображена на рисунку 2, а детальні електричні параметри, включаючи імпеданс лінії та пікові навантаження, наведено в таблиці 1 та таблиці 2. Обидва фідери працюють при номінальній напрузі підстанції між лінією та землею 12,66 кВ, з межами напруги, визначеними між 0,90 в.о. та 1,10 в.о., відповідно до стандартних обмежень комунальних підприємств [35]. Ці випробувальні системи були обрані через їх широке використання в літературі як платформи для бенчмаркінгу для перевірки методів потоку потужності та оптимізації в розподільчих мережах, що дозволяє проводити послідовне та ретельне порівняння з попередніми дослідженнями, такими як дослідження [9].

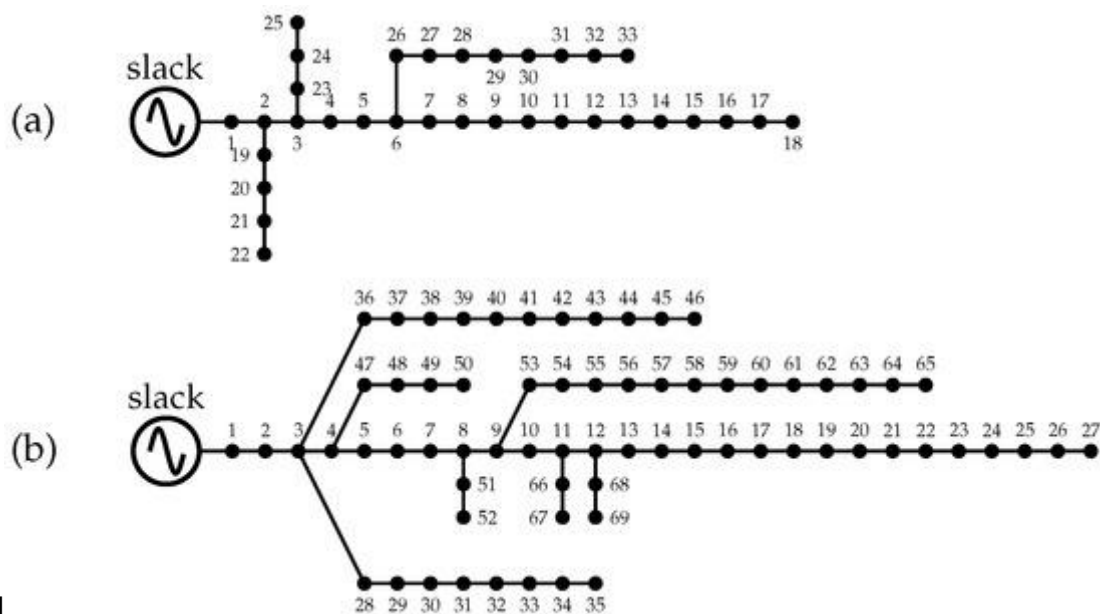


Рисунок 4.1. – Топологія (а) 33-вузлової та (б) 69-вузлової тестових систем

Таблиця 4.1. – Основні параметри 33-вузлової тестової системи

Вузол i - j	$R_{ij}(\Omega)$	$X_{ij}(\Omega)$	P_j (кВт)	Q_j (ліворуч)	Вузол i - j	$R_{ij}(\Omega)$	$X_{ij}(\Omega)$	P_j (кВт)	Q_j (ліворуч)
1–2	0,0922	0,0477	100	60	17–8	0,7320	0,5740	90	40
2–3	0,4930	0,2511	90	40	2–19	0,1640	0,1565	90	40
3–4	0,3660	0,1864	120	80	19–20	1,5042	1,3554	90	40
4–5	0,3811	0,1941	60	30	20–21	0,4095	0,4784	90	40
5–6	0,8190	0,7070	60	20	21–22	0,7089	0,9373	90	40
6–7	0,1872	0,6188	200	100	3–23	0,4512	0,3083	90	50
7–8	1,7114	1,2351	200	100	23–24	0,8980	0,7091	420	200
8–9	1,0300	0,7400	60	20	24–25	0,8960	0,7011	420	200
9–10	1,0400	0,7400	60	20	6–26	0,2030	0,1034	60	25
10–11	0,1966	0,0650	45	30	26–27	0,2842	0,1447	60	25
11–12	0,3744	0,1238	60	35	27–28	1,0590	0,9337	60	20
12–3	1,4680	1,1550	60	35	28–29	0,8042	0,7006	120	70
13–14	0,5416	0,7129	120	80	29–30	0,5075	0,2585	200	600
14–15	0,5910	0,5260	60	10	30–31	0,9744	0,9630	150	70
15–16	0,7463	0,5450	60	20	31–32	0,3105	0,3619	210	100
16–17	1,2860	1,7210	60	20	32–33	0,3410	0,5302	60	40

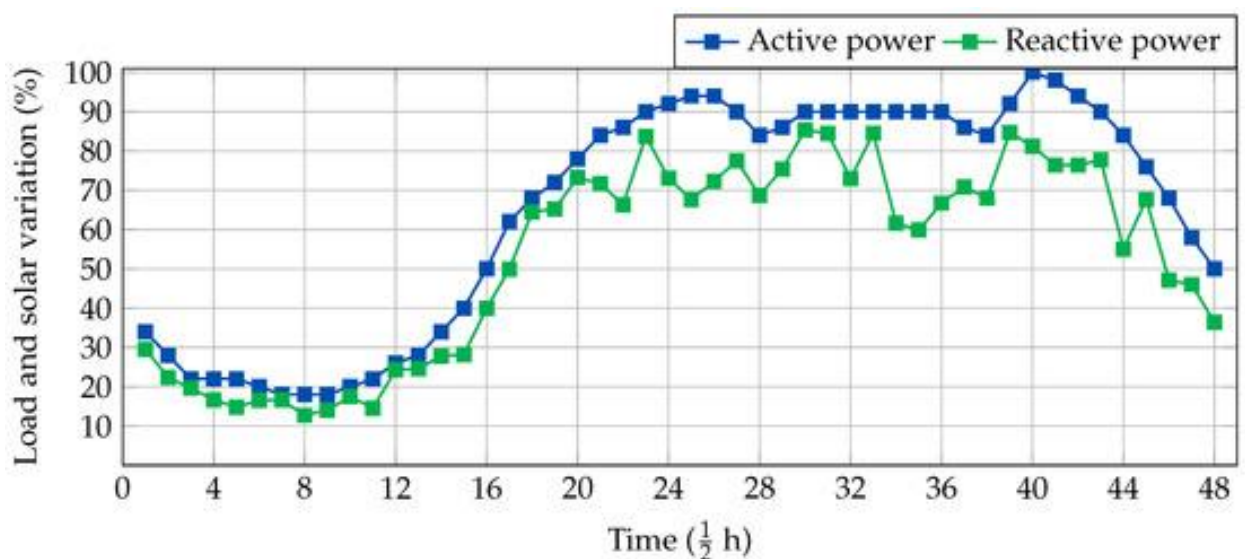


Рисунок 4.2. – Нормалізовані профілі попиту на активну та реактивну потужність протягом 24 годин з роздільною здатністю 30 хвилин

Таблиця 4.2. – Основні параметри тестової системи з 69 вузлами

Вузол $i-j$	$R_{ij}(\Omega)$	$X_{ij}(\Omega)$	P_j (кВт)	Q_j (піворуч)	Вузол $i-j$	$R_{ij}(\Omega)$	$X_{ij}(\Omega)$	P_j (кВт)	Q_j (піворуч)
1–2	0,0005	0,0012	0,00	0,00	3–36	0,0044	0,0108	26,00	18,55
2–3	0,0005	0,0012	0,00	0,00	36–37	0,0640	0,1565	26,00	18,55
3–4	0,0015	0,0036	0,00	0,00	37–38	0,1053	0,1230	0,00	0,00
4–5	0,0251	0,0294	0,00	0,00	38–39	0,0304	0,0355	24,00	17,00
5–6	0,3660	0,1864	2,60	2,20	39–40	0,0018	0,0021	24,00	17,00
6–7	0,3810	0,1941	40,40	30,00	40–41	0,7283	0,8509	1,20	1,00
7–8	0,0922	0,0470	75,00	54,00	41–42	0,3100	0,3623	0,00	0,00
8–9	0,0493	0,0251	30,00	22,00	42–43	0,0410	0,0478	6,00	4,30
9–10	0,8190	0,2707	28,00	19,00	43–44	0,0092	0,0116	0,00	0,00
10–11	0,1872	0,0619	145,00	104,00	44–45	0,1089	0,1373	39,22	26,30
11–12	0,7114	0,2351	145,00	104,00	45–46	0,0009	0,0012	29,22	26,30
12–13	1,0300	0,3400	8,00	5,00	4–47	0,0034	0,0084	0,00	0,00
13–14	1,0440	0,3450	8,00	5,50	47–48	0,0851	0,2083	79,00	56,40
14–15	1,0580	0,3496	0,00	0,00	48–49	0,2898	0,7091	384,70	274,50
15–16	0,1966	0,0650	45,50	30,00	49–50	0,0822	0,2011	384,70	274,50
16–17	0,3744	0,1238	60,00	35,00	8–51	0,0928	0,0473	40,50	28,30
17–18	0,0047	0,0016	60,00	35,00	51–52	0,3319	0,1114	3,60	2,70
18–19	0,3276	0,1083	0,00	0,00	9–53	0,1740	0,0886	4,35	3,50
19–20	0,2106	0,0690	1,00	0,60	53–54	0,2030	0,1034	26,40	19,00
20–21	0,3416	0,1129	114,00	81,00	54–55	0,2842	0,1447	24,00	17,20
21–22	0,0140	0,0046	5,00	3,50	55–56	0,2813	0,1433	0,00	0,00
22–23	0,1591	0,0526	0,00	0,00	56–57	1,5900	0,5337	0,00	0,00
23–24	0,3463	0,1145	28,00	20,00	57–58	0,7837	0,2630	0,00	0,00
24–25	0,7488	0,2475	0,00	0,00	58–59	0,3042	0,1006	100,00	72,00
25–26	0,3089	0,1021	14,00	10,00	59–60	0,3861	0,1172	0,00	0,00
26–27	0,1732	0,0572	14,00	10,00	60–61	0,5075	0,2585	1244,00	888,00
3–28	0,0044	0,0108	26,00	18,60	61–62	0,0974	0,0496	32,00	23,00
28–29	0,0640	0,1565	26,00	18,60	62–63	0,1450	0,0738	0,00	0,00
29–30	0,3978	0,1315	0,00	0,00	63–64	0,7105	0,3619	227,00	162,00
30–31	0,0702	0,0232	0,00	0,00	64–65	1,0410	0,5302	59,00	42,00
31–32	0,3510	0,1160	0,00	0,00	11–66	0,2012	0,0611	18,00	13,00
32–33	0,8390	0,2816	14,00	10,00	66–67	0,0470	0,0140	18,00	13,00
33–34	1,7080	0,5646	19,50	14,00	12–68	0,7394	0,2444	28,00	20,00
34–35	1,4740	0,4873	6,00	4,00	68–69	0,0047	0,0016	28,00	20,00

Таблиця 4.3. – Параметризація f_2 цільова функція (інвестиції в ТСК)

Параметр	Значення	Одиниця	Параметр	Значення	Одиниця
ω_1	1.50	Долар США/Мвар ³	ω_2	-713,00	Долар США/Мвар ²
ω_3	153 750	Долар США/Мвар	T	365	дні
k_1	$\frac{6}{2190}$	1/день	k_2	10	роки
D_i	$\frac{1}{2}$	година	$C_{\text{кВт-год}}$	0,1390	Дол. США/кВт-год

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 4

Для оцінки експлуатаційних характеристик розподільчих пристроїв (ТП) у тестових фідерах на 33 та 69 шин було застосовано змінний у часі профіль навантаження для моделювання реальних умов попиту. Зокрема, значення пікового споживання потужності на вузол, як зазначено в Таблиці 4.1. та Таблиці 4.2., слугували базовим попитом для кожної шини. Ці базові значення потім масштабувалися для кожного періоду часу з використанням відсоткових коефіцієнтів навантаження, представлених на Рисунку 4.2, які відображають відносну зміну попиту на потужність протягом дня. Такий підхід дозволяє більш точно та динамічно оцінювати поведінку ТП за змінних умов навантаження, відображаючи проблеми та вимоги до продуктивності, пов'язані з роботою сучасних розподільчих мереж.

Крім того, параметри, що використовуються для оцінки очікуваних експлуатаційних витрат, пов'язаних з TSC, представлені в Таблиці 4.3. Ці параметри включають відповідні технічні та економічні дані, необхідні для оцінки ефективності на основі витрат, та були адаптовані з роботи, представленої в [2]. Ця інформація слугувала основою для кількісної оцінки економічного впливу розгортання TSC на досліджувані розподільчі мережі.

РОЗДІЛ 5. РЕЗУЛЬТАТИ МОДЕЛЮВАННЯ

Обчислювальну реалізацію запропонованої методології було здійснено з використанням мови програмування Julia версії 1.9.2 [36], що працювала на персональному комп'ютері, оснащеному процесором AMD Ryzen 7 3700 компанії AMD, з тактовою частотою 2,3 ГГц, 16,0 ГБ оперативної пам'яті та 64-розрядною версією Microsoft Windows 10 Single Language. Julia була обрана завдяки своїм високопродуктивним обчислювальним можливостям, які поєднують швидкість виконання низькорівневих мов із синтаксичною простотою їхніх високорівневих аналогів, що є важливою особливістю для виконання обчислювально вимогливих завдань оптимізації.

Для математичного моделювання та оптимізації було використано пакет JuMP завдяки його виразному синтаксису та сумісності з широким спектром розв'язувачів. Підзадачі нелінійного програмування було розв'язано за допомогою розв'язувача Ipopt [36], який добре підходить для задач оптимізації великого масштабу, розріджених та неопуклих задач. Крім того, CBGA було реалізовано в середовищі Julia для визначення оптимального розміщення TSC. CBGA взаємодівав з Ipopt в рамках схеми "головний-підлеглий", де CBGA обробляв бінарні змінні рішення (розташування), а Ipopt оптимізував змінні безперервного визначення розміру.

Аналіз включав наступне:

- Порівняльна оцінка з існуючими методиками, описаними в літературі, де розташування та розміри ТСК визначаються з урахуванням фіксованого профілю введення реактивної потужності протягом дня.
- Оцінка стратегії введення змінної реактивної потужності, де вихідна потужність TSC коригується щогодини для кращої відповідності динамічним умовам навантаження, та оцінка її ефективності у покращенні продуктивності мережі.

5.1. Сценарій роботи з фіксованим кроком

Для оцінки ефективності запропонованої структури CBGA-IPOPT було проведено порівняльний аналіз чотирьох сучасних метаевристичних алгоритмів: SCA, PSO, BWO та АНА [9]. Ці алгоритми були обрані на основі їхньої актуальності та успішності у вирішенні нелінійних задач оптимізації змішаних цілочисельних параметрів для енергетичних систем. PSO є одним з найбільш широко застосовуваних ройових методів у дослідженнях компенсації реактивної потужності, що пропонує швидку збіжність та легкість впровадження [16]. Більше того, SCA – це математично натхненний алгоритм, відомий своїм балансом між розвідкою та розробкою, і він був ефективно застосований для оптимального розміщення FACTS [22]. BWO та АНА, з іншого боку, є нещодавніми біологічно натхненими методами, які продемонстрували конкурентоспроможну ефективність у вирішенні складних інженерних задач, що включають численні змінні рішення та обмеження. Цей вибір забезпечив різноманітність алгоритмічних парадигм – від класичних до нових стратегій – та надав надійну базову основу для підтвердження переваги запропонованої гібридної структури з точки зору технічної продуктивності, економічної ефективності та обчислювальної стійкості.

5.1.1. Порівняльний аналіз мережі з 33 шинами

Числове моделювання із застосуванням запропонованої методології метаевристичної оптимізації типу "головний-підлеглий" до 33-шинної тестової системи, а також порівняльний аналіз з існуючими методами з літератури, представлено в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1. – Порівняльні результати для мережі з 33 шинами

Метод	Розташування (вузол)	Розмір (Мвар)	Цільова функція (дол. США/рік)	Очікуване зниження (%)
ДОБРЕ	[6, 18, 30]	[0,0000, 0,1138, 0,4551]	100 221,38	11.10
CBGA	[13, 30, 31]	[0,1528, 0,3227, 0,1157]	100 139,21	11.18
ПСО	[14, 30, 31]	[0,1486, 0,3244, 0,1157]	100 107,24	11.21
БВО	[14, 30, 32]	[0,1486, 0,3337, 0,1064]	100 093,29	11.22
ЩО	[14, 30, 32]	[0,1486, 0,3337, 0,1064]	100 093,29	11.22
CBGA- IPOPT	[14, 30, 32]	[0,1486, 0,3337, 0,1064]	100 093,29	11.22

Результати, представлені в цій таблиці, демонструють ефективність CBGA-IPOPT у визначенні оптимального розташування та розміру TSC в MVDN. Основним показником ефективності, що розглядався, було річне значення цільової функції, яке поєднує витрати на втрати енергії та інвестиції в TSC, виміряні в доларах США на рік.

Серед оцінених методологій, розв'язувач BONMIN, еталонний підхід MINLP, реалізований у GAMS, досяг загальних річних витрат у розмірі 100 221,38 доларів США з відповідним очікуваним зниженням на 11,10% (щодо відсутності TSC, тобто 112 740,90 доларів США). Однак його рішення передбачало нульову реактивну потужність в одному з вибраних вузлів (шина 6), що може свідчити або про непотрібну установку, або про обмеження збіжності через притаманну складність неопуклого простору задачі.

Метаевристичні підходи (CBGA, PSO та BWO) забезпечили більш послідовні та ефективні рішення з річними витратами у розмірі 100 139,21 дол. США, 100 107,24 дол. США та 100 093,29 дол. США відповідно. Ці значення відповідають зниженню експлуатаційних витрат приблизно на 11,18%, 11,21% та 11,22%. Примітно, що всі ці методи визначили шину 30 як критичне місце для

встановлення TSC, що підкреслює її електричне значення для мінімізації втрат у мережі.

Метод АНА дав ідентичні результати, що й BWO, що відображає його порівнянну здатність ефективно орієнтуватися в просторі пошуку. Однак запропонований метод CBGA-IPOPT вирізнявся завдяки своїй чудовій поведінці конвергенції. Інтегруючи CBGA для дискретного вибору місця розташування та IPOPT для безперервної оптимізації розміру, цей метод досяг найвідомішої вартості в 100093,29 доларів США, з додатковою перевагою зменшення мінливості рішення між різними прогонами та покращеної числової стабільності.

Крім того, CBGA-IPOPT послідовно визначав одні й ті ж три оптимальні вузли (14, 30, 32) та пов'язані з ними розміри TSC (0,1486, 0,3337, 0,1064 Mvar), що вказує на високий ступінь повторюваності та стійкості. Ці результати підтверджують перевагу поєднання можливостей глобального дослідження CBGA з точним локальним пошуком IPOPT, особливо для задач MINLP, що включають складні мережеві обмеження.

Підсумовуючи, хоча всі методи оптимізації продемонстрували покращення порівняно з базовим рішенням, CBGA-IPOPT виявився найнадійнішим та найефективнішим, пропонуючи найбільше зниження витрат та найстабільніші результати. Це підтверджує його придатність для планування компенсації реактивної потужності в радіальних розподільчих системах за реальних експлуатаційних обмежень.

5.1.2. Результати для мережі з 69 шинами

У таблиці 5.2 представлені числові результати, отримані для тестової системи з 69 шинами з використанням різних методів оптимізації, включаючи запропонований CBGA-IPOPT. Еталонний випадок, тобто робота системи без компенсації реактивної потужності, відповідає річним витратам приблизно 119

715,63 доларів США. Ці витрати слугували базовими для оцінки ефективності досліджуваних методів з точки зору зниження витрат.

Таблиця 5.2. – Порівняльні результати для мережі з 69 шинами.

Метод	Розташування (вузол)	Розмір (Мвар)	Цільова функція (дол. США/рік)	Очікуване зниження (%)
ДОБРЕ	Не сходиться			
CBGA	[21, 61, 65]	[0,0662, 0,4840, 0,0635]	104 695,69	12.55
ПСО	[23, 61, 64]	[0,0526, 0,4009, 0,1504]	104 679,61	12.56
БВО	[21, 61, 64]	[0,0647, 0,4363, 0,1125]	104 658,03	12.58
ЩО	[21, 61, 64]	[0,0647, 0,4363, 0,1125]	104 658,03	12.58
CBGA-IPOPT	[21, 61, 64]	[0,0647, 0,4363, 0,1125]	104 658,03	12.58

Як видно з таблиці, розв'язувач BONMIN не зміг сходиться в цьому більшому та складнішому розподільному фідері, що посилює проблеми, з якими стикаються точні розв'язувачі у високовимірних, нелінійних, змішано-цілочисельних формулюваннях. Натомість усі метаевристичні стратегії дали доцільні та високоякісні рішення.

Серед автономних метаевристичних методів, BWO, АНА та CBGA продемонстрували помітну ефективність, досягнувши зниження витрат приблизно від 12,55% до 12,58% порівняно з контрольним випадком. Хоча PSO також дав конкурентні результати, його зниження було дещо меншим у порівнянні. Ці результати підкреслюють ефективність еволюційних та біологічно натхнених методів оптимізації у вирішенні складності компенсації реактивної потужності у великомасштабних розподільчих мережах, особливо за умов нелінійних та змішано-цілочисельних обмежень.

Найкраща стратегія, CBGA-IPOPT, досягла найнижчої річної вартості, тобто 104 658,03 доларів США, що відповідає зниженню на 12,58% порівняно з еталонним показником. Ця конфігурація, яка послідовно визначається в BWO, АНА та CBGA-IPOPT, включає вузли 21, 61 та 64 з реактивною потужністю 0,0647, 0,4363 та 0,1125 Мвар. Послідовність як розташування, так і розміру в різних алгоритмах вказує на надійність та оптимальність визначеного рішення.

Крім того, CBGA-IPOPT поєднує можливості глобального дослідження CBGA для рішень щодо розміщення з точністю IPOPT у вирішенні нелінійної підзадачі безперервного визначення розміру. Ця синергія дозволяє нашій методології ефективно та надійно обробляти комбінаторну складність та нелінійну динаміку моделі потоку потужності.

Підсумовуючи, результати підтверджують, що запропонований CBGA-IPOPT не лише перевершує класичні розв'язувачі, такі як BONMIN, з точки зору доцільності та надійності, але й забезпечує кращі економічні показники порівняно з іншими сучасними метаевристиками. Це робить його сильним кандидатом для реальних застосувань, що включають оптимальне планування реактивної потужності для великих розподільчих мереж.

5.2. Сценарій роботи зі змінним кроком

Значною перевагою CBGA-IPOPT є її здатність обробляти гнучке введення реактивної потужності з плином часу, що дозволяє більш ефективно та адаптивно використовувати TSC у розподільчих мережах. Для системи з 33 шинами така залежна від часу робота призводить до точно налаштованих розмірів TSC (0,1786 Мвар, 0,4022 Мвар та 0,1365 Мвар), встановлених на тих самих вузлах, що й стратегія фіксованого введення. Такий динамічний підхід знижує річні експлуатаційні витрати до 98 729,21 дол. США/рік, що забезпечує зниження витрат на 12,43% порівняно з контрольним сценарієм. Ця покращена здатність модулювати реактивну потужність у відповідь на погодинні коливання попиту сприяє ефективнішому регулюванню напруги та зниженню втрат у системі порівняно з традиційними схемами фіксованого введення.

Подібне покращення спостерігається в розподільчій системі з 69 шинами. Завдяки ввімкненню змінної реактивної потужності, гібридна стратегія оптимально розподіляє потужності TSC 0,0683 Мвар, 0,5380 Мвар та 0,1450 Мвар у вузлах 21, 61 та 64. Це узгоджується з розташуванням, знайденим за умов

фіксованої реактивної потужності, але забезпечує кращу продуктивність завдяки введеній часовій гнучкості. У цьому випадку річні експлуатаційні витрати зменшуються до 102 861,83 дол. США/рік, що відповідає зменшенню на 14,08% відносно некомпенсованого базового рівня. Це підтверджує адаптивність методу до складної динаміки навантаження та його ефективність у зменшенні довгострокових експлуатаційних витрат.

В обох тестових фідерах за умов введення змінної реактивної потужності, CBGA-IPOPT послідовно перевершує свій фіксований аналог, а також інші традиційні метаевристичні підходи, такі як BONMIN, PSO та BWO. Ці результати підкреслюють цінність координації головний-підлеглий пристроїв між дискретними рішеннями про розташування та безперервною оптимізацією розмірів, і вони позиціонують запропонований метод як надійний та економічно ефективний інструмент для планування динамічної компенсації реактивної потужності в сучасних радіальних розподільчих мережах.

5.3. Техніко-економічна оцінка

У таблиці 5.3. представлено техніко-економічну оцінку запропонованої стратегії компенсації на основі TSC за трьома сценаріями роботи для тестових систем з 33 шинами та 69 шинами: без компенсації, введення фіксованої реактивної потужності та введення змінної реактивної потужності. Для кожного сценарію річна вартість втрат енергії (f_1), річна вартість інвестицій у TSC (f_2), а загальна вартість ($f=f_1+f_2$) повідомляються. Крім того, чистий прибуток визначається як різниця між базовою вартістю та загальною вартістю з компенсацією.

Таблиця 5.3. – Економічний аналіз щодо встановлення TSC у MVDN

Справа	f_1 (дол. США)	f_2 (дол. США)	ϕ (дол. США)	Чистий прибуток (дол. США)
Мережа з 33 автобусів				
Без TSC	112 740,88	0	112 740,87	0
Виправлено	91 052,01	9041,29	100 093,30	12 647,56
Змінна	87 713,87	11 015,33	98 729,21	14 011,66
Мережа з 69 автобусів				
Без TSC	119 715,63	0	119 715,63	0
Виправлено	95 240,70	9417,33	104 658,03	15 057,60
Змінна	91 331,77	11 530,06	102 861,83	16 853,80

Для системи з 33 шинами базовий сценарій дає річні витрати на втрати енергії у розмірі 112 740,88 доларів США, що слугує орієнтиром для порівняння. Впровадження компенсації з фіксованим кроком зменшує ці витрати до 91 052,01 доларів США та вимагає річних інвестицій у розмірі 9 041,29 доларів США, що становить загальну вартість 100 093,30 доларів США та чистий прибуток 12 647,56 доларів США. Коли система працює за стратегією введення змінної реактивної потужності, вартість втрат енергії ще більше зменшується до 87 713,87 доларів США, з дещо вищими інвестиціями у розмірі 11 015,33 доларів США. Отримана загальна вартість у розмірі 98 729,21 доларів США призводить до більшого чистого прибутку у розмірі 14 011,66 доларів США, що підтверджує, що змінна компенсація забезпечує підвищені економічні вигоди, враховуючи її краще узгодження зі змінними в часі вимогами до навантаження.

У випадку системи з 69 шинами базова річна вартість втрат становить 119 715,63 доларів США. Сценарій з фіксованим кроком зменшує це значення до 95 240,70 доларів США та вимагає інвестицій у розмірі 9 417,33 доларів США, що призводить до загальних витрат у розмірі 104 658,03 доларів США та прибутку у розмірі 15 057,60 доларів США. Зі змінною компенсацією вартість втрат енергії падає до 91 331,77 доларів США, а інвестиційні витрати зростають до 11 530,06 доларів США, що призводить до мінімізації загальних витрат у розмірі 102

861,83 доларів США та чистого прибутку у розмірі 16 853,80 доларів США. Ці результати показують, що гнучкість компенсації, що змінюється в часі, забезпечує кращу продуктивність системи, навіть якщо потрібні дещо більші інвестиції.

В обох тестових фідерах стратегія змінної компенсації пропонує найвищий чистий прибуток, що підкреслює економічні переваги гнучкої роботи TSC. Хоча змінний підхід тягне за собою дещо вищі інвестиційні витрати, більше зниження експлуатаційних втрат призводить до значної загальної економії. Ці результати підтверджують, що включення часової гнучкості до планування реактивної потужності може значно підвищити загальну ефективність та економічну ефективність систем розподілу. Запропонована CBGA-IPOPT успішно визначає оптимальні конфігурації, які балансують технічні характеристики з економічною доцільністю, що робить її надійним рішенням для планування інтелектуальних мереж за наявності динамічних профілів попиту.

5.4. Загальний аналіз ефективності

Чудову продуктивність фреймворку CBGA-IPOPT можна пояснити його гібридною структурою, яка ефективно поєднує сильні сторони методів глобальної та локальної оптимізації. CBGA особливо вправно досліджує багатовимірний бінарний пошуковий простір, пов'язаний з розміщенням TSC, підтримуючи генетичне різноманіття, щоб уникнути передчасної конвергенції та забезпечити широке дослідження потенційних рішень. Після визначення перспективних конфігурацій кандидатів IPOPT діє як високоточний локальний оптимізатор, вирішуючи нелінійну підзадачу OPF для кожного кандидата, щоб уточнити рішення, задовольнити системні обмеження та мінімізувати експлуатаційні витрати.

Ця синергія між головним і веденим пристроями функціонує як скоординований процес пошуку: CBGA (головний) досліджує та генерує

варіанти рішень, тоді як IPOPT (ведений) забезпечує точне локальне уточнення та перевірку цих рішень. Така спільна динаміка дозволяє фреймворку послідовно виявляти високоякісні рішення з низькою дисперсією в різних симуляціях, що відображається у стабільних профілях напруги, значному зменшенні втрат та економії коштів, що спостерігається в обох тестових системах. По суті, взаємозв'язок між головним і веденим забезпечує ретельне дослідження простору рішень у поєднанні з ретельною локальною оптимізацією, що призводить до надійних та надійних результатів.

5.5. Додатковий аналіз

Для оцінки впливу запропонованих стратегій компенсації на експлуатаційні показники, на рисунках 4 та 5 представлено часову еволюцію трьох ключових показників протягом 24 годин для мереж з 33 та 69 шинами: (а) введення реактивної потужності на підстанцію, (b) мінімальний профіль вузлової напруги та (c) загальні втрати активної потужності. Ці результати дозволяють провести порівняльну оцінку того, як кожна стратегія компенсації впливає на динамічну поведінку мереж.

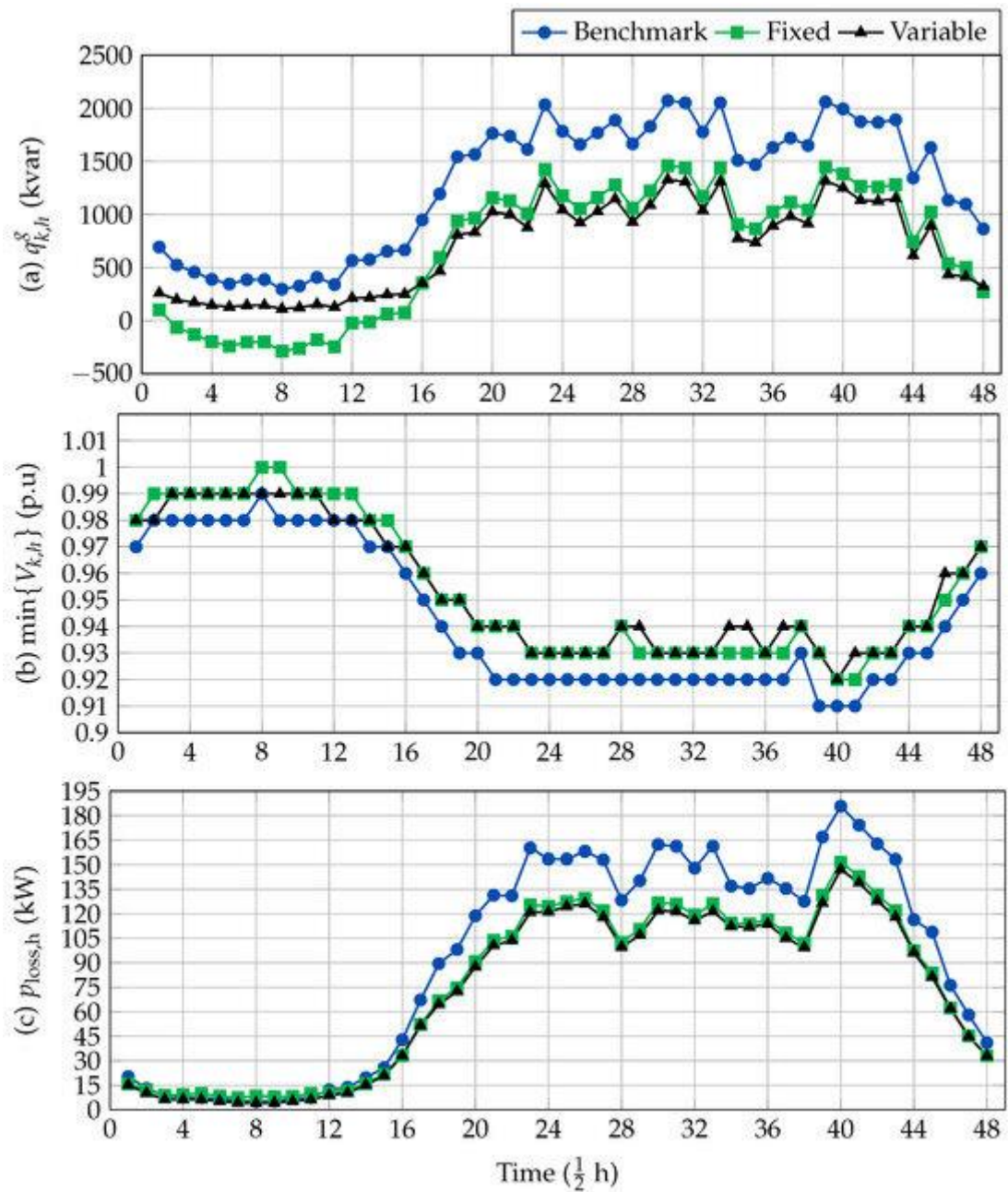


Рисунок 5.1. – Добова поведінка в мережі з 33 шинами: (а) введення реактивної потужності на клемі підстанції, (б) регулювання мінімальної напруги та (с) втрати активної потужності

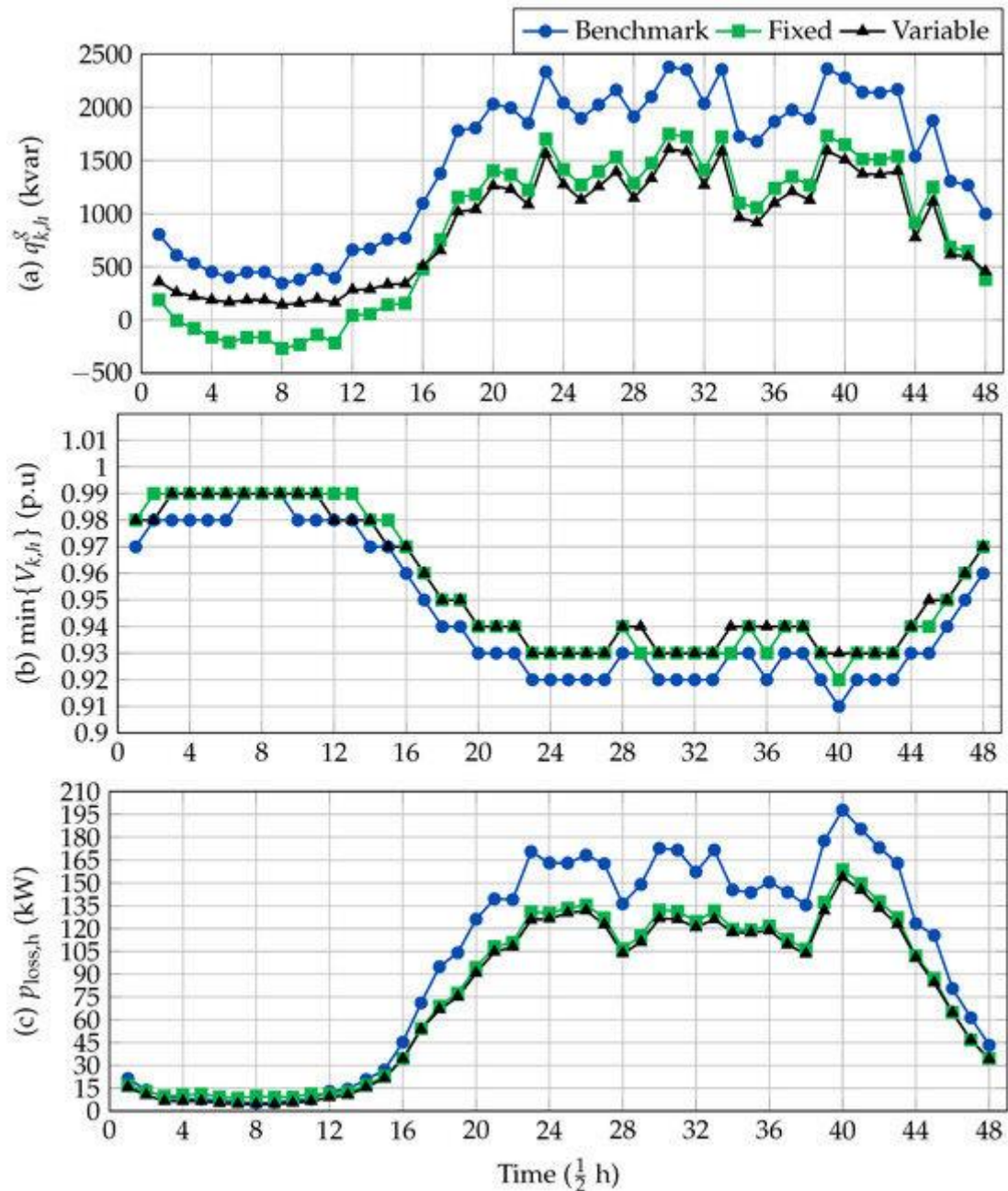


Рисунок 5.2 – Добова поведінка в мережі з 69 шинами: (а) введення реактивної потужності на клеми підстанції, (б) регулювання мінімальної напруги та (с) втрати активної потужності

5.5.1. Введення реактивної потужності на клеми підстанції

- 33-шинна система. Еталонний варіант вимагає значної реактивної підтримки від мережі вище за течією, з піковими введеннями, що перевищують

2000 квар у періоди високого навантаження. Підхід з фіксованою компенсацією зменшує це навантаження, але все ще перевищує 1400 квар. Натомість запропонована стратегія змінної компенсації ефективно відстежує потреби в реактивній потужності, динамічно регулюючи її вихідну потужність та досягаючи піку близько 1300 квар. Це відображає зменшення приблизно на 700 квар порівняно з еталоном, демонструючи більш ефективну та адаптивну поведінку компенсації.

- Для системи з 69 шинами спостерігається аналогічна тенденція з вищими величинами через її більший розмір. Еталонний сценарій показує пікові введення потужності на підстанції близько 2300 квар. Фіксована компенсація покращує цей показник, але все ще вимагає понад 1700 квар. Стратегія змінної компенсації точніше адаптується до потреб мережі, підтримуючи пікові введення потужності близько 1600 квар та досягаючи зниження понад 1000 квар протягом ранкових та вечірніх періодів. Ці результати підкреслюють масштабованість та оперативність запропонованого підходу.

5.5.2. Характеристики профілю мінімальної напруги

- 33-шинна система. За контрольних умов мінімальна вузлова напруга падає до 0,91 в.о. під час пікового навантаження, що потенційно порушує стандартні обмеження напруги. Стратегія фіксованої компенсації покращує профіль приблизно до 0,93 в.о., тоді як змінна стратегія постійно підтримує мінімальну напругу вище 0,95 в.о. Це свідчить про покращену відповідність стандартам регулювання напруги та підвищену надійність живлення.

- Система з 69 шинами. Розширена топологія та вищий рівень попиту посилюють проблеми регулювання напруги. У контрольному випадку мінімальні напруги близькі до 0,91 в.о., тоді як фіксована компенсація покращує ці значення приблизно до 0,93 в.о. Знову ж таки, змінна стратегія перевершує обидві альтернативи, утримуючи напругу вище 0,94 в.о. протягом 24 годин. Це

підтверджує стійкість нашої стратегії керування у підтримці рівнів напруги в прийнятних межах у складніших мережах.

5.5.3. Загальні втрати активної потужності

- 33-шинна система. Втрати потужності в еталонному сценарії досягають піку приблизно 186 кВт у періоди високого навантаження. Фіксована компенсація зменшує ці значення приблизно до 151 кВт, тоді як стратегія змінної компенсації обмежує максимальні втрати до 127 кВт. Це становить зменшення майже на 32% порівняно з еталонним сценарієм та приблизно на 16% порівняно з фіксованим підходом, що підкреслює ефективність управління енергією цього підходу.
- У системі з 69 шинами втрати досягають 198 кВт у контрольному випадку. Фіксована компенсація зменшує це значення приблизно до 159 кВт, а змінний підхід ще більше знижує пікове значення до 154 кВт. Хоча відносно покращення дещо менше, ніж у системі з 33 шинами, абсолютне зниження залишається значним, що забезпечує економію експлуатаційних витрат та зм'якшує теплове навантаження на розподільчу інфраструктуру.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 5

Цей порівняльний аналіз обох тестових систем виявляє деякі послідовні тенденції:

- Еталонний сценарій виявляє критичні обмеження продуктивності, включаючи надмірне споживання реактивної потужності, відхилення напруги та підвищені втрати потужності.

- Стратегія фіксованої компенсації досягає помірних покращень, але їй бракує гнучкості для ефективного врахування щоденних коливань навантаження.

- Запропонована стратегія змінної компенсації демонструє найвигідніші показники в обох мережах, досягаючи

- Значно менші введення реактивної потужності на підстанцію;
- Постійне та покращене регулювання напруги протягом усіх часових інтервалів;
- Помітне зменшення втрат активної потужності протягом дня.

Ці результати підтверджують масштабованість та ефективність запропонованої стратегії, підтверджуючи її здатність покращувати якість електроенергії та надійність системи в розподільчих системах середньої напруги різних розмірів та профілів навантаження.

ВИСНОВКИ Й РЕКОМЕНДАЦІЇ

Забезпечення енергетичної безпеки є критично важливим завданням сучасної енергетики.

У цьому дослідженні представлено гібридну систему оптимізації типу "головний-підлеглий" для оптимального розміщення та визначення розмірів TSC у MVDN за сценаріїв як фіксованого, так і змінного введення реактивної потужності. Запропонована методологія поєднує CBGA для вирішення підзадачі дискретного розміщення та IPOPT для безперервного визначення розмірів, забезпечуючи ефективне рішення базової задачі MINLP. Модель оптимізації інтегрує нелінійні рівняння потоку потужності, міркування щодо інвестиційних витрат та експлуатаційні обмеження щодо меж напруги та компенсаційної здатності.

Моделювання, проведене на стандартних радіальних розподільних лініях з 33 та 69 шинами, продемонструвало надійність та ефективність запропонованої стратегії. У сценарії з фіксованою реактивною подачею, гібридна система CBGA-IPOPT досягла річного зниження експлуатаційних витрат приблизно на 11,22% та 12,58% для систем з 33 та 69 шинами відповідно. Ці результати перевершують традиційні розв'язувачі, такі як BONMIN та інші метаввристичні підходи, включаючи PSO та BWO. У випадку зі змінною реактивною подачею, яка використовує часову гнучкість компенсації, економічні вигоди були ще значнішими, з економією 12,43% та 14,08%.

Додатковий аналіз у часовій області додатково підтвердив переваги запропонованої стратегії. В обох тестових фідерах підхід до компенсації змінної реактивної потужності послідовно знижував потребу в реактивній потужності на підстанції, досягаючи більш плавних та нижчих добових профілів введення порівняно з фіксованою компенсацією. Мінімальні вузлові напруги підтримувалися вище 0,95 в.о. протягом 24-годинного періоду, що забезпечувало дотримання нормативних вимог та підвищену надійність. Крім того, загальні втрати активної потужності були мінімізовані, при цьому змінний підхід

зменшив пікові втрати до 32% порівняно з контрольним показником. Ці результати підтверджують сильну кореляцію між гнучким плануванням компенсації та покращеною продуктивністю мережі з точки зору енергоефективності, стабільності напруги та економічної ефективності.

Ще один ключовий внесок полягає у продемонстрованій повторюваності визначених конфігурацій TSC у різних моделюваннях, що підкреслює стійкість запропонованої гібридної системи оптимізації. Скоординоване використання глобального дослідження (CBGA) та локального використання (IPOPT) виявилось дуже ефективним для вирішення багатовимірних, неопуклих задач MINLP в реальних умовах розподільчої мережі.

Подальша робота буде спрямована на підвищення як надійності, так і практичної застосовності запропонованої структури. Зокрема, автори планують інтегрувати моделювання невизначеностей — за допомогою робустної або стохастичної оптимізації — для усунення помилок прогнозування навантаження, розподіленої генерації та ціноутворення на енергію. Для покращення масштабованості та скорочення часу обчислень у великомасштабних системах також будуть досліджені паралельні реалізації підходу CBGA–IPOPT та методів сурогатного моделювання. Додаткові напрямки досліджень включають наступне:

- Розширення поточної методології до багатоцільової структури, яка одночасно мінімізує втрати енергії, покращує профілі напруги та зменшує викиди парникових газів, пропонуючи цілісний інструмент прийняття рішень для сталого планування.
- Включення стохастичних або робастних методів оптимізації для врахування невизначеностей у попиті на навантаження, розподіленої генерації та ціноутворенні енергії, тим самим підвищуючи стійкість запропонованої стратегії планування.
- Вивчення спільного розгортання та керування різноманітними пристроями реактивної потужності, такими як SVC, STATCOM та PV-

STATCOM, в рамках скоординованого планування з метою максимізації гнучкості системи та динамічної реакції.

- Впровадження платформ апаратного забезпечення в циклі (HIL) або цифрового симулятора реального часу (RTDS) для експериментальної перевірки запропонованої методології, що сприятиме її перетворенню від теоретичної розробки до практичного впровадження в сучасних інтелектуальних розподільчих мережах.

Підсумовуючи, запропонована гібридна система оптимізації, підкріплена детальними результатами моделювання та аналізу в часовій області, пропонує потужний та масштабований інструмент для підвищення ефективності планування та експлуатації розподільчих мереж шляхом оптимізованої компенсації реактивної потужності.

СПИСОК ПОСИЛАНЬ

1. Конституція України: Конституція України; Верховна Рада України від 28.06.1996 № 254к/96–ВР // База даних «Законодавство України» / 45 Верховна Рада України. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/254%D0%BA/96-%D0%B2%D1%80>.
2. Омельченко Володимир. Сектор відновлюваної енергетики України до, під час та після війни. Центр Разумкова. 2022. URL: <https://razumkov.org.ua/statti/sektor-vidnovlyuvanoji-energetyky-ukrayiny-do-pidchas-ta-pislya-viyny>.
3. Про Концепцію діяльності органів виконавчої влади у забезпеченні енергетичної безпеки України : Постанова Кабінету Міністрів України від 19.01.1998 № 48 URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/48-98-%D0%BF/>
4. Про нафту і газ : Закон України від 12.07.2001 № 2665–III URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/2665-14>.
5. Про Національний план дій з енергоефективності на період до 2030 року : Розпорядження Кабінету Міністрів України; План, Заходи від 12.2021 № 1803–р // База даних «Законодавство України» / Верховна Рада України. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/1803-2021-%D1%80>.
6. Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг : Закон України від 22.09.2016 № 1540–VIII // База даних «Законодавство України» / Верховна Рада України. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/1540-19>.
7. Про ринок електричної енергії : Закон України від 13.04.2017 № 2019–VIII URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/2019-19>.
8. Про схвалення Концепції впровадження “розумних мереж” в Україні до 2035 року : Розпорядження Кабінету Міністрів України; Концепція, План, Заходи від 14.10.2022 № 908–р // База даних «Законодавство України» / Верховна Рада України. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/908-2022-%D1%80> .

9. Про схвалення Плану розвитку системи передачі на 2021–2030 роки : Постанова; Нацком.енергетики, ком.послуг від 20.01.2021 № 57 // База даних «Законодавство України» / Верховна Рада України. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/v0057874-21>.
10. Паливно–енергетичний комплекс України на порозі третього тисячоліття [За заг. ред. А.К. Шидловського, М.П. Ковалка]. – К.: УЕЗ, – 2001. – 398 с.
11. Rauch, J.; Brückl, O. Achieving Optimal Reactive Power Compensation in Distribution Grids by Using Industrial Compensation Systems. *Electricity* 2023, 4, 78–95.
12. Santamaria-Henao, N.; Montoya, O.D.; Trujillo-Rodríguez, C.L. Optimal Siting and Sizing of FACTS in Distribution Networks Using the Black Widow Algorithm. *Algorithms* 2023, 16, 225.
13. Alajrash, B.H.; Salem, M.; Swadi, M.; Senjyu, T.; Kamarol, M.; Motahhir, S. A comprehensive review of FACTS devices in modern power systems: Addressing power quality, optimal placement, and stability with renewable energy penetration. *Energy Rep.* 2024, 11, 5350–5371.
14. Borjali Navesi, R.; Nazarpour, D.; Ghanizadeh, R.; Alemi, P. Switchable Capacitor Bank Coordination and Dynamic Network Reconfiguration for Improving Operation of Distribution Network Integrated with Renewable Energy Resources. *J. Mod. Power Syst. Clean Energy* 2022, 10, 637–646.
15. Montoya, O.D.; Ramírez-Vanegas, C.A.; González-Granada, J.R. Dynamic active and reactive power compensation in distribution networks using PV-STATCOMs: A tutorial using the Julia software. *Results Eng.* 2024, 21, 101876.
16. Li, J.; Guo, D.; Liu, C.; Gu, Y.; Duan, Y.; Li, Y. Collaborative Control of Reactive Power and Voltage in a Coupled System Considering the Available Reactive Power Margin. *Sustainability* 2024, 16, 2627.
17. Kamarposhti, M.A.; Shokouhandeh, H.; Colak, I.; Band, S.S.; Eguchi, K. Optimal Location of FACTS Devices in Order to Simultaneously Improving Transmission Losses and Stability Margin Using Artificial Bee Colony Algorithm. *IEEE Access* 2021, 9, 125920–125929.

18. Cervero, D.; Fotopoulou, M.; Muñoz-Cruzado, J.; Rakopoulos, D.; Stergiopoulos, F.; Nikolopoulos, N.; Voutetakis, S.; Sanz, J.F. Solid State Transformers: A Critical Review of Projects with Relevant Prototypes and Demonstrators. *Electronics* 2023, 12, 931.
19. Giraldo-Aizales, D.; Montoya-Giraldo, O.D.; Gil-González, W. Reactive Power Compensation in Medium-Voltage Distribution Networks through Thyristor-Based Switched Compensators and the Artificial Hummingbird Algorithm. *Rev. Fac. Ing.* 2025, 34, e18244.
20. Chikkadesai, M.; Allu, D.; Kamalapur, G.D. Comparative Analysis of TCSC and STATCOM in Power System. In *Proceedings of the 2018 International Conference on Electrical, Electronics, Communication, Computer, and Optimization Techniques (ICEECOT)*, Mysuru, India, 14–15 December 2018; pp. 185–190.
21. Bisanovic, S.; Hajro, M.; Samardzic, M. One approach for reactive power control of capacitor banks in distribution and industrial networks. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2014, 60, 67–73.
22. Khan, I.A.; Mokhlis, H.; Mansor, N.N.; Illias, H.A.; Jamilatul Awalin, L.; Wang, L. New trends and future directions in load frequency control and flexible power system: A comprehensive review. *Alex. Eng. J.* 2023, 71, 263–308.
23. 13. Watanabe, E.H.; de Araújo Lima, F.K.; da Silva Dias, R.F.; Aredes, M.; Barbosa, P.G.; Lima Barcelos, S.L.; Santos, G. Flexible AC Transmission Systems. In *Power Electronics Handbook*; Elsevier: Amsterdam, The Netherlands, 2018; pp. 885–909.
24. Panfilov, D.I.; ElGebaly, A.E.; Astashev, M.G.; Rozhkov, A.N. Control System Operation in Thyristors Switched SVCs with Improved Quality of Reactive Power. In *Proceedings of the 2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe)*, Palermo, Italy, 12–15 June 2018; pp. 1–5.

25. Marouani, I.; Guesmi, T.; Alshammari, B.M.; Alqunun, K.; Alshammari, A.S.; Albadran, S.; Hadj Abdallah, H.; Rahmani, S. Optimized FACTS Devices for Power System Enhancement: Applications and Solving Methods. *Sustainability* 2023, 15, 9348.
26. Pal, K.; Verma, K.; Gandotra, R. Optimal location of FACTS devices with EVCS in power system network using PSO. *e-Prime-Adv. Electr. Eng. Electron. Energy* 2024, 7, 100482.
27. Jawad, I.M.; Abdulrasool, A.Q.; Mohammed, A.Q.; Majeed, W.S.; Al-Rikabi, H.T.S. The optimal allocation of thyristor-controlled series compensators for enhancement HVAC transmission lines Iraqi super grid by using seeker optimization algorithm. *Open Eng.* 2024, 14, 20220499.
28. Bagheri Tolabi, H.; Ali, M.H.; Rizwan, M. Simultaneous Reconfiguration, Optimal Placement of DSTATCOM, and Photovoltaic Array in a Distribution System Based on Fuzzy-ACO Approach. *IEEE Trans. Sustain. Energy* 2015, 6, 210–218.
29. Gupta, A.R.; Kumar, A. Optimal placement of D-STATCOM using sensitivity approaches in mesh distribution system with time variant load models under load growth. *Ain Shams Eng. J.* 2018, 9, 783–799.
30. Safari, A.; Bagheri, M.; Shayeghi, H. Optimal setting and placement of FACTS devices using strength Pareto multi-objective evolutionary algorithm. *J. Cent. South Univ.* 2017, 24, 829–839.
31. Shafik, M.; Rashed, G.; El-Sehiemy, R.A.; Chen, H. Optimal Sizing and Sitting of TCSC Devices for Multi-Objective Operation of Power Systems Using Adaptive Seeker Optimization Algorithm. In *Proceedings of the 2018 IEEE Region Ten Symposium (Tensymp)*, Sydney, NSW, Australia, 4–6 July 2018; pp. 231–236.
32. Montoya, O.D.; Garrido-Arévalo, V.M.; Gil-González, W. Hybrid SCA-IPOPT Approach for the Optimal Location and Sizing of TSCsin Medium-Voltage Distribution Networks. In *Applications of Computational Intelligence*; Springer Nature: Cham, Switzerland, 2025; pp. 72–88.

33. Martins, J.R.R.A.; Lambe, A.B. Multidisciplinary Design Optimization: A Survey of Architectures. *AIAA J.* 2013, 51, 2049–2075.
34. Biegler, L.T. *Nonlinear Programming: Concepts, Algorithms, and Applications to Chemical Processes*; Society for Industrial and Applied Mathematics: Philadelphia, PA, USA, 2010.
35. Wächter, A.; Biegler, L.T. On the implementation of an interior-point filter line-search algorithm for large-scale nonlinear programming. *Math. Program.* 2005, 106, 25–57.
36. Pólik, I.; Terlaky, T. Interior Point Methods for Nonlinear Optimization. In *Nonlinear Optimization*; Springer: Berlin/Heidelberg, Germany, 2010; pp. 215–276.
37. Sanin-Villa, D.; Figueroa-Saavedra, H.A.; Grisales-Noreña, L.F. Efficient BESS Scheduling in AC Microgrids via Multiverse Optimizer: A Grid-Dependent and Self-Powered Strategy to Minimize Power Losses and CO2 Footprint. *Appl. Syst. Innov.* 2025, 8, 85.
38. Bai, X.; Wei, H.; Fujisawa, K.; Wang, Y. Semidefinite programming for optimal power flow problems. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2008, 30, 383–392.
39. Lavorato, M.; Franco, J.F.; Rider, M.J.; Romero, R. Imposing Radiality Constraints in Distribution System Optimization Problems. *IEEE Trans. Power Syst.* 2012, 27, 172–180.
40. Cikan, M. Multi-Objective Approaches for Optimizing 37-Bus Power Distribution Systems with Reconfiguration Technique: From Unbalance Current & Voltage Factor to Reliability Indices. *Comput. Model. Eng. Sci.* 2025, 143, 673–721.
41. Casavola, A.; Franzè, G.; Menniti, D.; Sorrentino, N. Voltage regulation in distribution networks in the presence of distributed generation: A voltage set-point reconfiguration approach. *Electr. Power Syst. Res.* 2011, 81, 25–34.
42. Martins, J.P.; Fonseca, C.M.; Delbem, A.C. On the performance of linkage-tree genetic algorithms for the multidimensional knapsack problem. *Neurocomputing* 2014, 146, 17–29.

43. Hassanat,A.; Almohammadi,K.; Alkafaween, E.; Abunawas, E.; Hammouri, A.; Prasath, V.B.S. Choosing Mutation and Crossover Ratios for Genetic Algorithms—A Review with a New Dynamic Approach. *Information* 2019, 10, 390.
44. Capitanescu, F.; Glavic, M.; Ernst, D.; Wehenkel, L. Interior-point based algorithms for the solution of optimal power flow problems. *Electr. Power Syst. Res.* 2007, 77, 508–517.
45. Electricity 2025, 6, 46 21 of 21 35. Rincón-Miranda, A.; Gantiva-Mora, G.V.; Montoya, O.D. Simultaneous Integration of D-STATCOMs and PV Sources in Distribution Networks to Reduce Annual Investment and Operating Costs. *Computation* 2023, 11, 145.
46. Bezanson, J.; Edelman, A.; Karpinski, S.; Shah, V.B. Julia: A fresh approach to numerical computing. *SIAM Rev.* 2017, 59, 65–98.