

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

ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕНЕРГОСИСТЕМИ З
ВІТРОЕНЕРГЕТИЧНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ, З УРАХУВАННЯМ
РЕГУЛЮВАННЯ ПІКОВИХ ПОТУЖНОСТЕЙ НАКОПИЧЕННЯ ЕНЕРГІЇ
ТА ФУНКЦІЇ РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ

(тема кваліфікаційної роботи)

Виконав: студент 2 маг. курсу, групи ДЕС-24 мг

Спеціальності: 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

_____/ Роман СОХІН
(підпис) (ім'я та прізвище)

Керівник _____/ Юлія ОЛІЙНИК
(підпис) (ім'я та прізвище)

Рецензент _____/ Світлана АРТЮХ
(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 Електричні станції, мережі та системи

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 Роману СОХІНУ

1. Тема «Оптимізація режимів роботи енергосистеми з вітроенергетичною генерацією, з урахуванням регулювання пікових потужностей накопичення енергії та функції регулювання частоти»

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

2. Термін здачі закінченої роботи «15» грудня 2025 р.

3. Вихідні дані до роботи/проєкту: Номінальна напруга магістральних мереж; загальна встановлена потужність енергосистеми, добові та тижневі графіки електричного навантаження, загальна встановлена потужність ВЕС.

4. Зміст роботи/проєкту (перелік питань, які належить розробити):
ВСТУП; РОЗДІЛ 1. ПРОГНОЗУВАННЯ ВІТРОВОЇ ГЕНЕРАЦІЇ; РОЗДІЛ 2. ДВОЕТАПНА ОПТИМІЗАЦІЯ ЕНЕРГОСИСТЕМИ НА ОСНОВІ ВІТРОВОЇ ГЕНЕРАЦІЇ З УРАХУВАННЯМ ПІКОВОГО ТА ЧАСТОТНОГО РЕГУЛЮВАННЯ СИСТЕМ НАКОПИЧЕННЯ ЕНЕРГІЇ; РОЗДІЛ 3. ОПТИМАЛЬНЕ УПРАВЛІННЯ СИСТЕМАМИ ЗБЕРІГАННЯ ЕНЕРГІЇ В ЕНЕРГЕТИЧНИХ СПІЛЬНОТАХ ВІДНОВЛЮВАНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ З УРАХУВАННЯМ МЕХАНІЗМІВ РЕАГУВАННЯ НА ПОПИТ; ВИСНОВКИ

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)

Юлія ОЛІЙНИК

(ім'я, прізвище)

Завдання прийняв до виконання

(підпис)

Роман СОХІН

(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	12.10.25 – 15.10.25	
2	Проведення аналізу наукової літератури	16.10.25 – 23.10.25	
3	Виконання першого розділу магістерської кваліфікаційної роботи	24.10.25– 01.11.25	
4	Виконання другого та третього розділу магістерської кваліфікаційної роботи	02.11.25 – 26.11.25	
5	Оформлення пояснювальної записки	27.11.25 – 07.12.25	
6	Підготовка доповіді, презентації до захисту	08.12.25- 15.12.25	

Студент (ка)

(підпис)

Роман СОХІН

(ім'я, прізвище)

РЕФЕРАТ

до магістерської роботи на тему

«Оптимізація режимів роботи енергосистеми з вітроенергетичною генерацією, з урахуванням регулювання пікових потужностей накопичення енергії та функції регулювання частоти»

СОХІНА РОМАНА

Магістерська робота виконана на 85 сторінок, містить 8 таблиць, 19 рисунків, що характеризують результати дослідження, використано літературних джерел 65.

Магістерська робота присвячена дослідженню методів підвищення ефективності, гнучкості та стійкості енергосистем із високою часткою вітрової генерації шляхом застосування систем зберігання енергії (СЗЕ) та алгоритмів координації пікового і частотного регулювання. Актуальність теми зумовлена зростанням інтеграції відновлюваних джерел енергії, нестабільністю виробітку потужності вітрових електростанцій та зростаючою потребою в підтримці якості та надійності електропостачання.

В роботі проведено систематичний аналіз сучасних підходів до прогнозування виробітку вітрової генерації, оптимізації режимів роботи СЗЕ та методів реагування на попит.

Результати дослідження продемонстрували, що застосування оптимізаційної моделі дозволяє зменшити пікові навантаження на 18–35 %, підвищити рівень самоспоживання ВДЕ на 22–40 %, зменшити втрати енергії та значно покращити якість регулювання частоти.

**ВІТРОВА ГЕНЕРАЦІЯ, СИСТЕМИ ЗБЕРІГАННЯ ЕНЕРГІЇ,
ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ, РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ, ПІКОВЕ
НАВАНТАЖЕННЯ**

ABSTRACT

to a master's thesis on

«Optimization of power system operating modes with wind energy generation, taking into account the regulation of peak energy storage capacities and the frequency regulation function»

SOKHIN ROMAN

The master's work is executed on 85 pages, contains 8 tables, 19 drawings, which characterize the results of research, additions, used literary sources. 65

The master's thesis is devoted to the study of methods of increasing the efficiency, flexibility and stability of energy systems with a high share of wind generation through the use of energy storage systems (SZE) and algorithms for coordinating peak and frequency regulation. The relevance of the topic is due to the growing integration of renewable energy sources, the instability of wind power plant capacity production and the growing need to maintain the quality and reliability of electricity supply.

The paper carries out a systematic analysis of modern approaches to forecasting the production of wind generation, optimizing the modes of operation of SZE and methods of responding to demand.

The results of the study demonstrated that the application of the optimization model allows to reduce peak loads by 18–35 %, increase the level of self-consumption of RES by 22–40 %, reduce energy losses and significantly improve the quality of frequency regulation.

WIND GENERATION, ENERGY STORAGE SYSTEMS, OPTIMIZATION OF
OPERATING MODES, FREQUENCY REGULATION, PEAK LOAD

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ВСТУП

РОЗДІЛ 1. ПРОГНОЗУВАННЯ ВІТРОВОЇ ГЕНЕРАЦІЇ

1.1. Аналіз досліджень та публікацій

1.2. Прогнозування вітрової енергетики за двоступеневим оптимальним графіком

1.2.1. Генерація сценаріїв

1.2.2. Скорочення сценаріїв

1.3. Стратегія координації оптимізації експлуатації для регулювання пікових і частотних режимів систем зберігання енергії

1.3.1. Метод поділу робочих регіонів на основі SOC (зонування за станом заряду)

1.3.2. Динамічне визначення періодів піку та долини з характеристиками чистого навантаження

1.3.3. Стратегія координації

1.4. Координована оптимізація стратегій регулювання пікового навантаження та частоти для систем зберігання енергії

1.4.1. Модель планування оптимізації на день наперед етапу 1

1.4.2. Умови обмежень

1.4.3. Етап 2 Модель внутрішньоденної оптимізації планування

1.4.4. Початкова швидкість зміни частотних обмежень

1.4.5. Рівні рівняння потоку потужності, обмеження рівності на основі динамічного розподілу енергії потоку енергії

1.5. Метод розв'язання моделі

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1

РОЗДІЛ 2. ДВОЕТАПНА ОПТИМІЗАЦІЯ ЕНЕРГОСИСТЕМИ НА ОСНОВІ ВІТРОВОЇ ГЕНЕРАЦІЇ З УРАХУВАННЯМ ПІКОВОГО ТА ЧАСТОТНОГО РЕГУЛЮВАННЯ СИСТЕМ НАКОПИЧЕННЯ ЕНЕРГІЇ

2.1. Прогнозування вітрової енергетики та аналіз сценаріїв

2.2. Визначення пікових і непікових періодів роботи системи зберігання енергії

2.3. Аналіз результатів планування на добу наперед

2.3.1. Огляд результатів планування на добу наперед

2.3.2. Типовий аналіз роботи за періодом

2.4. Оцінка ефективності внутрішньодобового планування режимів роботи

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2

РОЗДІЛ 3. ОПТИМАЛЬНЕ УПРАВЛІННЯ СИСТЕМАМИ ЗБЕРІГАННЯ ЕНЕРГІЇ В ЕНЕРГЕТИЧНИХ СПІЛЬНОТАХ ВІДНОВЛЮВАНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ З УРАХУВАННЯМ МЕХАНІЗМІВ РЕАГУВАННЯ НА ПОПИТ

3.1. Передумови аналізу

3.2. Постановка та моделювання завдання дослідження

3.2.1. Модель REC

3.2.2. Модель реагування на попит

3.3. Чисельний аналіз моделі

3.4. Приклад практичної реалізації

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3

ВИСНОВКИ Й РЕКОМЕНДАЦІЇ

СПИСОК ПОСИЛАНЬ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ЕЕ – електрична енергія

ЛЕП – лінії електропередавання

ПЛЕП - -повітряні лінії електропередавання

ЯЕЕ – якість електричної енергії

ARIMA - авторегресивна інтегрована ковзання середня

DFIG - генератор з подвійним живленням

EMS - система енергоменеджменту

IGDT - теорія прийняття рішень про інформаційні прогалини

PSO - оптимізація рою частинок

RoCoF - швидкість зміни частоти

SOC - стан відповідальності

СЗЕ - системи зберігання енергії

СНЕ - системи накопичення енергії

ВДЕ – відновлювальні джерела енергії

РЕФЕРАТ

до магістерської роботи на тему

«Оптимізація режимів роботи енергосистеми з вітроенергетичною генерацією, з урахуванням регулювання пікових потужностей накопичення енергії та функції регулювання частоти»

СОХІНА РОМАНА

Магістерська робота виконана на ____ сторінок, містить ____ таблиць, ____ рисунків, що характеризують результати дослідження, використано літературних джерел.

Магістерська робота присвячена дослідженню методів підвищення ефективності, гнучкості та стійкості енергосистем із високою часткою вітрової генерації шляхом застосування систем зберігання енергії (СЗЕ) та алгоритмів координації пікового і частотного регулювання. Актуальність теми зумовлена зростанням інтеграції відновлюваних джерел енергії, нестабільністю виробітку потужності вітрових електростанцій та зростаючою потребою в підтримці якості та надійності електропостачання.

В роботі проведено систематичний аналіз сучасних підходів до прогнозування виробітку вітрової генерації, оптимізації режимів роботи СЗЕ та методів реагування на попит.

Результати дослідження продемонстрували, що застосування оптимізаційної моделі дозволяє зменшити пікові навантаження на 18–35 %, підвищити рівень самоспоживання ВДЕ на 22–40 %, зменшити втрати енергії та значно покращити якість регулювання частоти.

**ВІТРОВА ГЕНЕРАЦІЯ, СИСТЕМИ ЗБЕРІГАННЯ ЕНЕРГІЇ,
ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ, РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ, ПІКОВЕ
НАВАНТАЖЕННЯ**

ABSTRACT

to a master's thesis on

«Optimization of power system operating modes with wind energy generation, taking into account the regulation of peak energy storage capacities and the frequency regulation function»

SOKHIN ROMAN

The master's work is executed on ____ pages, contains ____ tables, ____ drawings, which characterize the results of research, additions, used literary sources.

The master's thesis is devoted to the study of methods of increasing the efficiency, flexibility and stability of energy systems with a high share of wind generation through the use of energy storage systems (SZE) and algorithms for coordinating peak and frequency regulation. The relevance of the topic is due to the growing integration of renewable energy sources, the instability of wind power plant capacity production and the growing need to maintain the quality and reliability of electricity supply.

The paper carries out a systematic analysis of modern approaches to forecasting the production of wind generation, optimizing the modes of operation of SZE and methods of responding to demand.

The results of the study demonstrated that the application of the optimization model allows to reduce peak loads by 18–35 %, increase the level of self-consumption of RES by 22–40 %, reduce energy losses and significantly improve the quality of frequency regulation.

**WIND GENERATION, ENERGY STORAGE SYSTEMS, OPTIMIZATION OF
OPERATING MODES, FREQUENCY REGULATION, PEAK LOAD**

ВСТУП

Актуальність.

Сучасний розвиток електроенергетики характеризується стрімким зростанням частки відновлюваних джерел енергії, серед яких одним із ключових є вітрова генерація. Переваги вітроенергетики - екологічність, невичерпність ресурсу та низькі експлуатаційні витрати - сприяють її широкому впровадженню в енергосистеми різних країн. Водночас інтеграція значних потужностей вітрових електростанцій суттєво ускладнює процеси оперативно-диспетчерського управління та підтримання надійності енергосистеми через змінний, стохастичний характер вітрової генерації.

Одним із ключових викликів є забезпечення стійкості енергосистеми за умов високого рівня несталості виробітку, коливань частоти та напруги, а також збільшення пікових навантажень. Відсутність можливості прямого керування вітровою генерацією зумовлює необхідність застосування додаткових технічних рішень, серед яких особливе місце займають системи накопичення енергії (СНЕ). Акумуляційні системи здатні компенсувати дисбаланс між виробництвом та споживанням, згладжувати піки навантажень, підвищувати маневровість енергосистеми та брати участь у первинному, вторинному й аварійному регулюванні частоти.

Застосування СНЕ у складі енергосистеми з високою часткою вітрової генерації відкриває можливості для оптимізації режимів роботи, зокрема шляхом автоматизованого керування зарядом-розрядом, розподілом потужності, участю у ринках допоміжних послуг та мінімізацією втрат. Актуальність проведення відповідних досліджень обумовлена потребою забезпечення надійності, економічної ефективності та енергетичної безпеки в умовах трансформації енергетичного сектору, а також адаптацією електроенергетики України до європейських стандартів та вимог ENTSO-E.

В рамках магістерської роботи важливим є комплексний аналіз впливу систем накопичення енергії на режими роботи енергосистеми, визначення оптимальних принципів їх застосування у поєднанні з вітровими

електростанціями, а також побудова математичної моделі, що дозволить дослідити ефективність різних стратегій керування потужністю СНЕ.

Мета дослідження - оптимізація режимів роботи енергосистеми з вітроенергетичною генерацією шляхом використання систем накопичення енергії для регулювання пікових навантажень та підвищення ефективності регулювання частоти.

Об'єкт дослідження - енергосистема з інтегрованою вітроенергетичною генерацією та системами накопичення енергії.

Предмет дослідження - процеси оптимізації режимів роботи, балансування потужності та регулювання частоти енергосистеми з використанням СНЕ у поєднанні з вітровими електростанціями.

Завдання дослідження:

- Проаналізувати сучасні методи оптимізації режимів роботи енергосистем із відновлюваними джерелами енергії.
- Дослідити вплив стохастичної вітрової генерації на стійкість, якість електроенергії та режими регулювання частоти.
- Визначити роль та функціональні можливості систем накопичення енергії у процесах згладжування пікових навантажень і балансування потужності.
- Розробити математичну модель енергосистеми з ВЕС і СНЕ, що враховує режими заряд-розряд, параметри попиту та обмеження мережевої інфраструктури.
- Провести моделювання різних стратегій управління СНЕ для підвищення ефективності регулювання частоти та мінімізації небалансів.
- Оцінити техніко-економічну ефективність використання СНЕ для оптимізації режимів роботи енергосистеми.
- Розробити практичні рекомендації щодо впровадження оптимальних режимів керування накопичувачами у присутності вітрової генерації.

Магістерська кваліфікаційна робота на тему «Оптимізація режимів роботи енергосистеми з вітроенергетичною генерацією, з урахуванням регулювання пікових потужностей накопичення енергії та функції регулювання частоти» складається з таких частин: перелік умовних позначень, вступ, три розділи, висновки, список посилань.

РОЗДІЛ 1. ПРОГНОЗУВАННЯ ВІТРОВОЇ ГЕНЕРАЦІЇ

Розглядаючи проблеми антипікових характеристик регулювання вітроенергетики, зростаючої складності регулювання піків системи та невизначеності вітроенергетики, що спричиняє відхилення частоти, що призводить до дисбалансу потужності, у цій статті розглядаються функції пікового різання та заповнення западини, а також характеристики регулювання частоти накопичувачів енергії, створюючи модель планування оптимізації на добу вперед та на добу вперед у два етапи оптимізації для досліджень.

Етап 1 встановлює детерміновану модель прогнозування вітрової енергії на основі авторегресійної інтегрованої ковзної середньої часових рядів (ARIMA), використовує метод динамічної ідентифікації пік-долини для поділу періодів роботи зберігання енергії, проектує робочий інтервал регулювання піку зберігання енергії та ємність регулювання частоти резервів, а також встановлює оптимізаційну модель на добу вперед на 24 години з мінімальними витратами як метою визначення базової потужності кожного джерела електроенергії, а також зарядки та розрядки план накопичення енергії, що бере участь у піковому регулюванні.

Етап 2, як і раніше, бере мінімальну вартість як мету, виходячи з потужності кожного джерела енергії, визначеного на етапі 1, використовує генерацію сценарію Монте-Карло та вдосконалену технологію зменшення сценарію для моделювання невизначеності вітрової енергії. З одного боку, розглядається, як зберігання енергії покращує інерційну підтримку вітроенергетичної системи, щоб гарантувати, що початкова швидкість зміни частоти відповідає вимогам. З іншого боку, розглядаючи резервну ємність накопичення енергії, що реагує на відхилення частоти, він вводить теорію динамічного потоку енергії, де вітрові, теплові, навантажувальні та накопичувальні ресурси пропорційно діляться незбалансованою потужністю на основі їх коефіцієнтів частотних характеристик, встановлюючи схему

внутрішньодобового планування в режимі реального часу, яка задовольняє початковій швидкості зміни частоти та обмеженням стаціонарного відхилення частоти. У дослідженні використовується покращене хаотичне відображення та алгоритм оптимізації рою частинок адаптивної ваги (PSO) для вирішення двоступеневої моделі оптимізації і, нарешті, береться вдосконалена 14-вузлова система IEEE як приклад для перевірки запропонованої схеми за допомогою моделювання. Результати свідчать, що запропонований метод покращує різницю між піком і долиною чистого навантаження системи на 35,9%, контролює відхилення частоти в діапазоні $\pm 0,2$ Гц, а також знижує вартість генерації на 7,2%. Запропонована модель оптимізаційного планування має високу цінність інженерного застосування.

1.1. Аналіз досліджень та публікацій

Завдяки піковим показникам вуглецю та вуглецевій нейтральності, частка відновлюваної енергії в енергетичній системі, представлена вітровою енергією, продовжує зростати [1]. Потужність вітрової генерації в Китаї перевищила поріг у 400 ГВт до кінця 2023 року, що становить 15,8% від загальної потужності виробництва електроенергії. Втім, періодичні, стохастичні та протипікові характеристики виробництва вітрової енергії створюють численні виклики для безпечної та економічної експлуатації енергетичних систем [2].

По-перше, дисбаланс потужності, спричинений невизначеністю вітрової енергії, спричиняє відхилення частоти системи [3]. По-друге, у традиційних енергетичних системах теплові електростанції є основними джерелами енергії, відповідальними за підтримання балансу енергії системи, причому їхня встановлена потужність зазвичай домінує в системі та бере на себе більшість навантаження, через що їхні експлуатаційні витрати становлять основну частину загальних витрат системи. Антипікові характеристики регуляції вітрової енергетики посилюють різницю від піку до долини у чистому навантаженні системи, збільшуючи навантаження на пікову

регуляцію [4, 5]. Звичайні теплові енергоблоки змушені виконувати регулювання глибокого піку або навіть частого запуску-зупинки, що не лише збільшує експлуатаційні витрати, а й впливає на термін служби блоку. Крім того, проблеми з обмеженням вітру, спричинені житлом вітрової енергетики, суттєво обмежують ефективне використання чистої енергії. Накопичення енергії з характеристиками зсуву в часі може брати участь у піковому регулюванні відповідно до вимог системи, ефективно зменшуючи експлуатаційний тиск на теплові електростанції, а завдяки здатності швидкого реагування не лише швидко реагує на помилки прогнозування вітрової енергії та забезпечує віртуальну підтримку інерції, а й ефективно зменшує частотні відхилення та забезпечує вимоги до якості частоти.

У відповідь на вищезазначені проблеми вчені як у США, так і за кордоном провели масштабні дослідження та досягли значного прогресу. Однак існуючі дослідження все ще мають помітні обмеження, які терміново потребують подальшого вдосконалення.

Задача планування оптимізації інтеграції вітрової енергетики по суті є однооб'єктивною або багатооб'єктивною задачею оптимізації, яка задовольняє різні умови обмежень після встановлення планів генерації на одному або кількох часових масштабах і прогнозування вітрової енергії різними методами. Прогнозування вітрової енергетики включає детерміновані та невизначені підходи. Джерела [6, 7, 8] розробили моделі планування генерації з системами зберігання вітру, але використовували детерміноване прогнозування вітрової енергії без урахування помилок прогнозування. Прогнозування вітрової енергетики на основі невизначеності надає всебічну інформацію шляхом аналізу діапазонів коливань, розподілів ймовірностей та можливих сценаріїв. Методи прогнозування невизначеності включають інтервальне передбачення [9], ймовірнісне передбачення [10] та прогнозування сценаріїв. Поширені підходи до прогнозування сценаріїв включають методи часових рядів [11], підходи машинного навчання [12, 13], латинський гіперкуб вибірки [14] та методи Монте-Карло.

Чжан та ін. [15] застосували надійний метод оптимізації з використанням наборів невизначеності бюджету. Цей метод використовує регуляторні переваги звичайних установок і великих акумуляторних станцій для вирішення змін вітрової енергетики. Лі та ін. [16] запропонували динамічну модель економічної оцінки електрохімічних систем зберігання енергії потужністю сто мегават. Модель враховує еквівалентний термін служби батареї залежно від співвідношення потужності та потужності під час пікових процесів різання та заповнення долини. Вона аналізує динамічні економічні переваги різних технологій зберігання даних протягом усього життєвого циклу електромережі. Креспо-Васкес та ін. [17] розробили стохастичну рамку планування для вітронакопичувальних станцій, що беруть участь у ринках електроенергії. Вона використовує машинне навчання для генерації сценаріїв, щоб впоратися з невизначеністю цін на вітрову енергію та електроенергію. Ву та ін. [18] запропонували модель планування з обмеженням ризиків для систем зберігання гравітаційної енергії та вітрових турбін. Ця модель використовує теорію прийняття рішень про інформаційний розрив (IGDT) для досягнення прибутку проти вітрової енергетики та невизначеності ринкових цін. Ці дослідження надають технічні основи для систем зберігання енергії, які вирішують проблеми невизначеності вітрової енергетики. Однак точність прогнозування вітрової енергетики покращується зі скороченням часових масштабів. Одноступеневе планування не може забезпечити корекції з наступних етапів до попередніх. Це ускладнює розгляд розподілу одиниць на етапах реального часу, які враховують реальні коливання енергії вітру.

Застосування систем зберігання енергії зосереджені на дослідженні цінності системи з різних функціональних точок зору. Ю та ін. [19] використовували ресурси реагування на попит і системи зберігання енергії як нові підходи до адаптації вітрової енергетики. Він координує теплові установки, вітрову енергію та накопичення для мінімізації експлуатаційних витрат системи, одночасно підвищуючи рівень використання вітру та

знижуючи піковий регуляторний тиск. Біан та ін. [20] запровадили оптимізований метод диспетчеризації на основі двоступеневої моделі стохастичної енергетичної системи, що включає пікове регулювання теплової енергії та накопичення. Чжан та ін. [21] використали характеристики глибокого регулювання теплових електроблоків та властивості зсуву часу зберігання енергії для зменшення різниць у чистому навантаженні в долині піків. Вона встановила оптимізовану модель диспетчеризації для енергосистем з великим рівнем відновлюваної енергії. Сяо та ін. [22] побудували дворівневу модель диспетчеризації оптимізації, впроваджуючи індикатори коливань чистого навантаження у верхній моделі для оптимізації кривих чистого навантаження та задоволення вимог до регулювання пікових систем. Krommydas та ін. [23] використовували системи зберігання енергії для надання резервних послуг з метою зменшення невизначеності впливу відновлюваної енергії на енергетичні системи. Було встановлено двоступеневу модель зобов'язань стохастичних підрозділів, оптимізуючи розподіл резервних потужностей. Масштабна інтеграція вітрової енергетики збільшує різницю між піковими навантаженнями та долиною, посилює навантаження на пікове регулювання та збільшує потенційні операційні ризики. Ці дослідження впровадили системи зберігання енергії для зменшення пікового тиску регулювання системи. Однак зберігання енергії переважно забезпечує пікове регулювання або резервні послуги, не враховуючи економічної оптимізації функцій координованого регулювання пікових і частотних регуляцій у рамках планування.

Виходячи з наведеного вище аналізу, враховуючи виклики підвищеної складності регулювання пікових систем, спричинених антипіковими характеристиками вітрової енергетики та частотними відхиленнями, що виникають через дисбаланси потужності через невизначеність у вітровій енергетиці, у цій статті пропонується двоетапний метод оптимізації планування для інтегрованих енергетичних систем вітрової енергії,

враховуючи координовані функції пікового та частотного регулювання енергонакопичення.

В даному дослідженні розглядається двоетапна система прогнозування вітрової енергетики. Етап «день наперед» використовує метод часових рядів ARIMA для детермінованого прогнозування. Внутрішньоденний етап використовує генерацію сценаріїв Монте-Карло. Цей метод поєднує покращену кластеризацію K-середніх та зменшення сценаріїв SBR для вирішення невизначеності вітрової енергетики.

Також буде розглянуто стратегію координованого регулювання пікових і частотних регуляцій для зберігання енергії. Цей розділ встановлює методи поділу робочих регіонів на основі SOC. Також пропонуються динамічні методи ідентифікації пікових долин на основі чистих характеристик навантаження.

Буде приділено увагу двоступеневій моделі планування оптимізації з урахуванням функцій зберігання енергії. Модель включає графік оптимізації на день наперед і внутрішньоденне планування в режимі реального часу на основі динамічного потоку енергії. У цьому розділі також представлені методи розв'язання алгоритмів оптимізації.

1.2. Прогнозування вітрової енергетики за двоступеневим оптимальним графіком

З огляду на невизначеність вітрової енергетики, прогнозування потужності вітрових електростанцій стало ключовою умовою при оптимізації та прийнятті рішень щодо розподілу енергетичних систем, які включають вітрову енергію. Оскільки вихід вітрової енергії та відповідні рішення мають часову кореляцію, а точність прогнозування покращується зі скороченням часових масштабів [24], таке планування використовує різні методи прогнозування на різних етапах на основі комплексного врахування простоти та точності. Перший етап використовує довший часовий масштаб і зосереджений на створенні ефективної основи для оптимізації другого етапу.

Він використовує метод часових рядів із значними історичними даними для прогнозування швидкості вітру. Однак неминуче виникають розбіжності між прогнозами швидкості вітру першого ступеня та реалізованими значеннями другого ступеня, і такі помилки призводять до більш вираженого дисбалансу потужності системи. Тому оптимізація другого етапу в реальному часі використовує метод Монте-Карло для комплексного прогнозування вітрової енергетики у міру скорочення часового масштабу. Такий підхід забезпечує більшу точність, гнучкість і універсальну застосовність. Результати прогнозування потім уточнюються через зменшення сценаріїв за допомогою комбінованих кластеризації K-середніх та алгоритмів одночасного зворотного зведення (SBR), що дає більш інтуїтивні результати. Проведення двоетапного оптимального планування з вітровою енергією на основі прогнозування потужності вітрової електростанції більше відповідає практичним умовам.

Етап 1. Детерміноване прогнозування вітрової енергії на основі часових рядів ARIMA

Через часовий і дискретний характер даних про швидкість вітру традиційні моделі лінійної регресії мають труднощі з ефективною обробкою цих складних характеристик. Відповідно, методологія ARIMA впроваджується для прогнозування швидкості вітру на день у межах цієї дослідницької рамки. Модель ARIMA може охоплювати як стаціонарні компоненти часового ряду, так і нестаціонарні компоненти шляхом диференціювання, що робить її більш адаптованою до даних із вираженими змінними характеристиками часу, такими як швидкість вітру. Математична структура, що лежить в основі прогнозування швидкості вітру ARIMA, наведена нижче:

Нехай початкові дані швидкості вітру будуть $\{x_1, x_2, x_3, \dots, x_t\}$. По-перше, визначте, чи є ця серія даних нерухомою. Якщо він нестационарний, введіть оператор впорядкованої різниці $\nabla = 1 - K$ і виконайте

перетворення d -порядку диференціювання на наведеному вище ряді, доки він не стане стаціонарним послідом $\{y_1, y_2, y_3, \dots, y_t\}$.

Кількість членів у моделі прогнозування швидкості вітру визначається шляхом обчислення функції автокореляції та функції часткової автокореляції ряду $\{y_1, y_2, y_3, \dots, y_t\}$.

Оцінка параметрів за методом найменших квадратів передбачає мінімізацію суми квадратів залишків для визначення невідомих параметрів моделі.

Залишки моделі тестуються, щоб визначити, чи є білий шум нерухомим. Якщо так, модель є доречною; інакше порядок моделі потребує змін, і параметри потрібно переоцінити.

Відповідна модель виконує прогнозування швидкості вітру, щоб отримати серію прогнозованих значень швидкості вітру на наступні 24 години.

Після отримання прогнозованих значень швидкості вітру, оскільки вони безпосередньо корелюються з потужністю вітрової турбіни, підстанова прогнозованих значень швидкості вітру у рівняння (1.1) безпосередньо дає активну потужність вітрових турбін на 24 години. Модель лінійної кривої потужності в рівнянні (1.1) базується на двох фундаментальних припущеннях, широко прийнятих у дослідженнях планування енергетичних систем: швидкість вітру залишається сталою в кожному інтервалі часу відправлення, а коефіцієнт потужності залишається фіксованим у кожному сегменті. Ця спрощена обробка ефективно перетворює складні нелінійні зв'язки на лінійні обмеження, придатні для планування оптимізації [25], надаючи дані для оптимізації першого етапу.

$$P_{\omega} = \frac{P_r}{v_r - v_{cr}} \cdot v - \frac{P_r}{v_r - v_{cr}} \cdot v_{cr} \quad (1.1.)$$

$$v < v_r \text{ або } v > v_{co}$$

$$v_{cr} < v < v_r$$

$$v_r < v < v_{co}$$

Етап 2. Прогнозування невизначеності вітрової енергетики на основі методу ймовірності з багатьма сценаріями

З огляду на високу непередбачуваність внутрішньоденної генерації вітрової генерації, одиночне детерміноване прогнозування не може відповідати вимогам точності планування в реальному часі. Методи, засновані на ймовірностях, на основі кількох сценаріїв генерують кілька можливих шляхів реалізації вітрової енергії. Ці методи комплексно характеризують розподіл невизначеності та забезпечують надійну основу прийняття рішень для оптимізації планування. В цьому дослідженні розглядається моделювання Монте-Карло в поєднанні з кластеризацією К-середніх та алгоритмами одночасного зворотного відновлення (SBR) для моделювання ймовірностей за мультисценарними сценаріями під час внутрішньоденної фази. Цей інтегрований підхід точно відображає стохастичні характеристики невизначеності вітрової енергетики.

1.2.1. Генерація сценаріїв

Метод стохастичного моделювання Монте-Карло - це чисельний метод розрахунку, заснований на випадковому вибірці, здатний ефективно характеризувати характеристики ймовірнісного розподілу вітрової енергії. У межах поточних досліджень алгоритми Монте-Карло створюють масштабні сценарії вітрової енергетики через такі етапи реалізації:

Для випадкової величини вітрової потужності P час відбору вибірки ділиться на 24 точки, а саме розмір вибірки 24, виражений як $\{P_1, P_2, \dots, P_{24}\}$;

Для певної точки часу потужності вітру P_m , після отримання параметрів функції ймовірнісного розподілу з історичних даних вітрової енергетики

використовуються методи моделювання для генерації випадкової вітрової енергії, таким чином отримуючи набір випадково згенерованих вибірок;

Візьміть вибірку розміром M , продовжуйте відбір у ємності вибірки і нарешті отримайте групу вибірки $\{P_1, P_2, \dots, P_{24}\}$. Візьміть $M = 1000$, згенеруйте 1000 сценаріїв вітрової енергії на основі методу моделювання Монте-Карло і отримайте масив 1000×24 , що містить потужність вітру всіх часових періодів у вибірковій ємності.

1.2.2. Скорочення сценаріїв

Методи моделювання Монте-Карло можуть всебічно охопити стохастичні характеристики вітрової енергії, надаючи багату інформацію для аналізу невизначеності. Однак через велику кількість згенерованих сценаріїв пряме включення всіх сценаріїв у модель оптимізації призведе до надмірної обчислювальної складності. Відповідно, застосування методологій скорочення сценаріїв є необхідним, з метою виділення високорепрезентативної оптимізованої підмножини з початкового набору сценаріїв, забезпечуючи обчислювальну ефективність при збереженні ключових ймовірнісних ознак. Процес скорочення сценаріїв у цій статті реалізується у два етапи. Перший крок класифікує початкові сценарії за допомогою вдосконаленого алгоритму кластеризації К-середніх, групуючи подібні сценарії; другий крок застосовує одночасний алгоритм зворотного скорочення на основі відстані Канторовича в кожній групі для вибору найбільш репрезентативного сценарію, таким чином отримуючи суттєво зменшений набір, який ефективно характеризує початкову колекцію сценаріїв [26]. Формальний вираз для відстані Канторовича подається у наступному рівнянні:

$$\begin{aligned}
D_1 S_c, S'_c &= X_B \sum_{sc \in S_c, sc' \in S'_c} d_{sc, sc'} \eta_{sc, sc'} \\
| \eta_{sc, sc'} &\geq 0, \sum_{sc' \in S'_c} \eta_{sc, sc'} = p'_{sc} \\
\sum_{sc \in S_c} \eta_{sc, sc'} &= p'_{sc'}, sc \in S_c, sc' \in S'_c
\end{aligned}
\tag{1.2.}$$

Під час реалізації необхідно вирішити критичну технічну проблему: алгоритм кластеризації К-середніх працює виключно на чисельній схожості без включення інформації про ймовірність, тоді як наступний алгоритм SBR вимагає критеріїв вибору на основі ймовірностей. Це створює методологічний розрив у обробці ймовірностей. Щоб подолати цей розрив, сценарії всередині кожного кластера розглядаються як рівноправді, при цьому нормалізовані ймовірності сумуються в одиниці. Крім того, визнаючи, що сценарії, породжені Монте-Карло, за своєю суттю мають рівні розподіли ймовірностей і що після редукції кожен кластер зберігає лише один репрезентативний сценарій, стає необхідним перерозподіляти ймовірнісні ваги цим репрезентативним сценаріям. Механізм оновлення ймовірності має наступний вираз:

$$p_c = \frac{N_c}{N} \tag{1.3.}$$

Завдяки впровадженню наведених вище методів зменшення сценаріїв 1000 початкових сценаріїв вітрової енергії можна ефективно скоротити до чотирьох репрезентативних основних сценаріїв, зберігаючи статистичні характеристики початкового набору сценаріїв. Цей метод не лише гарантує, що обрані сценарії повністю відображають характеристики невизначеності виходу вітрової енергії, а й суттєво підвищують обчислювальну ефективність наступних оптимізаційних рішень.

1.3. Стратегія координації оптимізації експлуатації для регулювання пікових і частотних режимів систем зберігання енергії

Коли зберігання енергії використовується виключно для режиму регулювання в один піковий період, воно виконує дії заряджання та розрядження лише під час періодів пікового навантаження або періодів навантаження в долині. В інші періоди він залишається неактивним, що суттєво знижує рівень використання енергонакопичення. Тому в цій статті застосовується скоординована стратегія експлуатації для регулювання пікових піків накопичення енергії та функцій підтримки частоти. Завдяки раціональному розподілу потужностей і часовому плануванню, системи зберігання енергії виконують завдання пікового регулювання, використовуючи зарезервовані потужності для швидкого реагування на дисбаланси потужності системи. Зокрема, під час періодів пікового та низького навантаження накопичення енергії виконує завдання пікового різання та заповнення долини, одночасно залишаючи часткову ємність для реакції на баланс енергії. У непікові періоди накопичення енергії використовує більшу доступну потужність для компенсації дисбалансу потужності системи, зменшення частотних відхилень через коригування потужності та забезпечення віртуальної інерції для зниження початкової швидкості зміни частоти (RoCoF).

1.3.1. Метод поділу робочих регіонів на основі SOC (зонування за станом заряду)

З урахуванням обмежень ємності енергозбереження, при застосуванні сховища енергії для координованого регулювання пікових і частотних регуляцій слід враховувати вплив SOC. Коли накопичення енергії працює в регіоні, що заповнює долини, накопичення енергії перебуває у стані заряджання, і його SOC зростає з 0,1 до 0,9. Під час роботи в регіоні пікового різання він перебуває у стані розряду, при цьому SOC знижується з 0,9 до 0,1. Коли система зберігання енергії виконує пікові регуляційні завдання і переходить у область регулювання частот, початкове значення SOC може бути на рівні 0,1 або 0,9. Однак частотні відхилення мають двонаправлені

можливості. Тому, коли SOC дорівнює 0,1, накопичення енергії не може покращити проблеми з падіннями частоти через розрядження; коли SOC становить 0,9, накопичення енергії не може покращити проблеми з підвищенням частоти через зарядку. Щоб уникнути встановлення SOC на критичних значеннях, що обмежує здатність регулювати частоту, у цій статті встановлено робочий діапазон пікового регулювання SOC як 0,15–0,85, залишаючи запас ємності 0,05 для функцій регулювання частоти. На рисунку 1.1. показано схематичну схему підрозділу робочої зони SOC під координатним контролем пікового та частотного регулювання накопичення енергії.

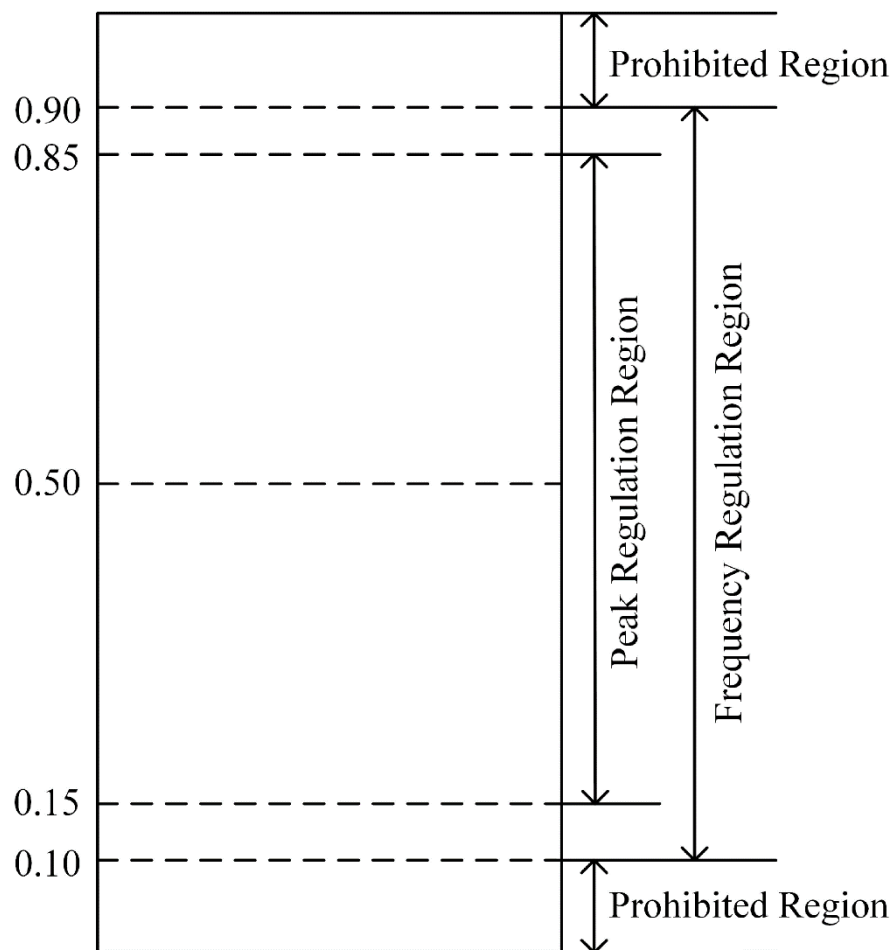


Рисунок 1.1. - Відділ робочої зони SOC

1.3.2. Динамічне визначення періодів піку та долини з характеристиками чистого навантаження

В традиційних енергетичних системах крива навантаження безпосередньо відображає вимоги системи до регулювання. Проте після значної інтеграції вітрової генерації фактичний регуляторний тиск, з яким стикається система, вже не визначається лише навантаженням, а радше сумарним ефектом навантаження та вироблення вітрової енергії. Відповідно, крива чистого навантаження має бути виведена з профілю навантаження у поєднанні з прогнозом вітрової енергії на 24 години, створеним під час Етапу 2, і застосовувати динамічний метод ідентифікації, що використовує чисті характеристики навантаження для часової сегментації на пікові та долинні інтервали. Основний принцип цього методу полягає в оптимізації використання енергії під час пікового навантаження та заповнення долини шляхом коригування позицій лінії піку та заповнення долини з урахуванням обмежень потужності зберігання енергії. Конкретний процес виконання наведено нижче:

Імпорт чистого навантаження PL , отримати максимальне чисте навантаження $P_{\text{Макс}}$ та мінімальне значення $P_{\text{Хв}}$, які слугують початковими межами для лінії піку та лінії заповнення.

Встановіть номінальну потужність і номінальну ємність пристрою зберігання енергії на P_m та E_m , при поточній доступності системи зберігання енергії є E_n . Початкове значення пікової лінії різання дорівнює $P_{\text{Макс}}$, і він рухається вниз з кроком ΔP , що дає пікову лінію різання P у реальному часі $f = P_{\text{Макс}} - k \times \Delta P$ та його точки перетину t_1, t_2 з кривою навантаження. Електроенергія, що виділяється при накопиченні енергії, що бере участь у піковому різанні в цей час, виглядає так:

$$S_f = \int_{t_1}^{t_2} P_{\text{Макс}} - P_f dt \quad (1.4.)$$

Якщо $S_f < E_n$, тоді підрахунок ітерацій $k = k + 1$, оновлення пікової лінії різання $P_f(t)$ на момент t – до $S_f = E_n$, у цей момент ітерація завершується, утворюючи оптимальну пікову лінію різання.

Візьмемо початкову лінію заповнення долини P_{XB} і підняти його вгору з кроком ΔP . Лінія заповнення долини, $P_g = P_{XB} + k \times \Delta P$, перетинається з кривою навантаження в точках t_3 та t_4 . Електроенергія, що поглинається накопиченням енергії, що бере участь у заповненні долин у цей час, виглядає так:

$$S_g = \int_{t_3}^{t_4} P_g - P_{XB} dt \quad (1.5.)$$

Якщо $S_g < E_n$, тоді підрахунок ітерацій $k = k + 1$, оновлюючи лінію заповнення долини $P_g(t)$ на момент t – до $S_g = E_n$, у цей момент ітерація завершується, утворюючи оптимальну лінію заповнення долини.

1.3.3. Стратегія координації оптимізації операцій для регулювання пікових і частотних частот

Запланована пікова лінія різання $P_f(t)$ та запланованій лінії заповнення долини $P_g(t)$ можна отримати, тоді як частотний регуляційний вихід накопичення енергії, спричинений порушеннями системи під час періодів регулювання не пік, дорівнює $P_{PRF}(t)$. Відповідно до правил розподілу робочої зони та вихідних ресурсів для скоординованого сценарію регулювання пікових і частотних частот зберігання енергії, вихід енергії $P_{Бесс}(t)$ можна отримати в кожен момент. Конкретний процес впровадження виглядає так.

Регіон, що заповнює долини: У цей період навантаження знаходиться на рівнях долини з низьким попитом на електроенергію, у стані пропозиції, що

перевищує попит. Накопичення енергії перебуває у зарядному стані, поглинає надлишкову електроенергію. На цей момент вихідний обсяг накопичення енергії $P_{\text{Бесс}}(t) = P_g(t) < 0$.

Регіон регулювання частот: У цей період немає пікового попиту на регулювання. Якщо частотне відхилення перевищує встановлену верхню межу, накопичення енергії перебуває у стані заряджання, з $P_{\text{Бесс}}(t) = P_{PRF}(t) < 0$; якщо відхилення частоти падає нижче встановленої нижньої межі, накопичення енергії перебуває у розрядному стані, з $P_{\text{Бесс}}(t) = P_{PRF}(t) > 0$; якщо відхилення частоти знаходиться в мертвій зоні, вихідний вихід накопичення енергії дорівнює нулю, з $P_{\text{Бесс}}(t) = 0$.

Піковий регіон різання: У цей період навантаження досягає пікових значень із високим попитом на електроенергію, у стані попиту, що перевищує пропозицію. Накопичення енергії перебуває у розрядному стані, при цьому наразі вихід енергії становить $P_{\text{Бесс}}(t) = P_f(t) > 0$.

1.4. Координована оптимізація стратегій регулювання пікового навантаження та частоти для систем зберігання енергії

Це дослідження встановлює двоступеневу систему планування оптимізації, яка враховує стохастичність вітрової енергії, а також функції пікового зменшення та регулювання частот у накопиченні енергії. Перший етап працює за часовим масштабом 1 година, планування здійснюється за 24 години наперед. Він використовує метод детермінованого прогнозування вітрової енергетики з попереднього пункту. Зберігання енергії впроваджує узгоджену стратегію регулювання пікових і частотних показників попереднього пункту, щоб мінімізувати загальні витрати як мету оптимізації. Цей ступінь визначає вихідний сигнал кожного джерела живлення як основу для другого ступеня. Другий етап вирішує невизначеність вітрової енергетики за допомогою 15-хвилинного часового масштабу. Він застосовує

метод, визначений у попередньому пункті, для переоцінки вітрової енергії з урахуванням початкової швидкості зміни частотних обмежень та помилок у стаціонарному режимі. Оптимізація зберігає мету мінімізації загальних витрат із коригуванням вихідних джерел енергії для досягнення оптимального розподілу.

1.4.1. Модель планування оптимізації на день наперед етапу 1

Цільова функція

Етап «денний наперед» бере мінімальну вартість генерації як цільову функцію, де f_G представляє експлуатаційні витрати теплових електростанцій; f_E . Це витрати на зарядку та розрядження енергії.

$$XBF_1 = f_G + f_E \quad (1.6.)$$

$$f_G = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{N_G} a_j P_{Gj,t}^2 + b_j P_{Gj,t} + c_j \quad (1.7.)$$

$$f_E = \sum_{t=1}^T c_{sc} P_{j,t}^{dis} + P_{j,t}^{ch} \quad (1.8.)$$

1.4.2. Умови обмежень

Верхні та нижні граничні обмеження для виходу теплової енергетичної установки:

$$P_{Gi,min} \leq P_{Gi,t} \leq P_{Gi,max}$$

$$Q_{Gi,min} \leq Q_{Gi,t} \leq Q_{Gi,max}$$

Обмеження регулювання потужності теплових електростанцій:

$$-d_{Gi} \leq P_{Gi,t} - P_{Gi,t-1} \leq f_{Gi}$$

Умовні обмеження рівності рівняння потоку енергії:

$$\Delta P_{I,\tau} = P_{G_{I,t}} + P_{Wl,\tau} + P_{I,\tau}^{dic} - P_{I,\tau}^{ch} - P_{L,\tau} - U_{I,\tau} \sum_{j=1}^{N_A} U_{j,t} (G_{Ij} \cos \theta_{Я_{j,t}} + B_{Ij} \sin \theta_{Я_{j,t}}) = 0$$

$$\Delta Q_{I,\tau} = Q_{G_{I,t}} + Q_{Wl,\tau} - Q_{L,\tau} - U_{I,\tau} \sum_{j=1}^{N_A} U_{j,t} (G_{Ij} \sin \theta_{Я_{j,t}} - B_{Ij} \cos \theta_{Я_{j,t}}) = 0$$

Обмеження фазового кута напруги:

$$U_{I,Min} \leq U_{I,\tau} \leq U_{Я,Макс}$$

$$\theta_{I,Min} \leq \theta_{I,\tau} \leq \theta_{Я,Макс}$$

Обмеження потоку електроенергії на лінії передачі:

$$P_{Ij}^{Xb} \leq P_{ij,t} \leq P_{Ij}^{Макс}$$

Обмеження SOC:

$$\begin{cases} SOC_{I,\tau} = SOC_{I,t-1} + \frac{P_{I,\tau}^{ch} \eta_c \Delta t}{E_n} - \frac{P_{I,\tau}^{dic} \Delta t}{\eta_d E_n} \\ SOC_{I,p}^{min} \leq SOC_{I,\tau} \leq SOC_{I,p}^{max} \end{cases}$$

Обмеження на зарядку та розрядку енергії при накопиченні енергії:

$$\begin{cases} P_{I, Min}^{dic} \leq P_{I,\tau}^{dic} \leq P_{Я, Макс}^{dic} \\ P_{I, Min}^{ch} \leq P_{I,\tau}^{ch} \leq P_{Я, Макс}^{ch} \end{cases}$$

Крім того, оскільки система зберігання енергії не може одночасно заряджатися і розряджатися протягом одного періоду, система зберігання енергії також повинна відповідати наступним умовам.

$$P_{I,\tau}^{ch} \cdot P_{I,\tau}^{dic} = 0$$

1.4.3. Етап 2 Модель внутрішньоденної оптимізації планування

Після завершення розподілу вихідних потужностей на день наперед для кожного джерела енергії виникають розбіжності між прогнозованою та фактичною швидкістю вітру під час практичної роботи мережі. Ці помилки

створюють більш виражені дисбаланси потужності системи, посилюючи проблеми з частотою. Тому це дослідження встановлює внутрішньоденне планування в реальному часі з 15-хвилинною шкалою часу для точного моделювання реальних умов. Планування використовує початкову швидкість зміни частоти та стаціонарне відхилення частоти як обмеження. Він вводить динамічний потік потужності, щоб забезпечити можливість вітровим, тепловим, вантажним і накопичувальним ресурсам координовано ділитися незбалансованою потужністю через регулювання частот суглобів. Такий підхід гарантує, що схема планування відповідає вимогам системи щодо якості частоти. Другий етап використовує ту ж мету оптимізації, що й раніше; тому конкретна формулювання тут опущена.

1.4.4. Початкова швидкість зміни частотних обмежень

Початкова швидкість зміни частоти відображає швидкість, з якою частота знижується або піднімається під час збурень у системі. На початку дефіциту потужності швидкість зміни частоти досягає максимального значення, тоді як відхилення залишається мінімальним, наближаючись до нуля. Щоб ефективно опрацювати складні характеристики частотної характеристики кількох джерел живлення у гібридних системах вітрового зберігання, у цій статті застосовується підхід сегментованої лінеаризації. Аналізуючи тенденції варіацій тимчасової потужності різних джерел енергії під час регулювання частоти, він наближає процеси частотної характеристики вітрових турбін, теплових установок, систем зберігання енергії та інших джерел під час фази інерційної реакції. Це спрощує обчислювальну складність, що виникає через різноманітність типів джерел живлення системи. Під час фази інерційної відповіді, щоб запобігти надмірним частотним падінням у системі, головним фактором має бути питання, чи достатньо інерції системи. Зокрема, початкова швидкість зміни частоти (RoCoF) повинна задовольняти таке обмеження:

$$P_{oKo\Phi} = \frac{\Delta P_t}{2H_{sys}} f_N \leq R_{oCo} F_{\text{Макс}}$$

Слід зазначити, що хоча інерційна підтримка зазвичай працює в перші секунди після збурення, даючи час для активації інших механізмів керування, це дослідження зосереджене на оптимізації операційного планування системи, а не на динамічному контролі за частотою в реальному часі. Цього досягається шляхом оптимізації потужності джерела живлення з урахуванням частотних обмежень. Параметр інерції, еквівалентний сітці, дорівнює зваженій сумі інерційних внесків усього робочого генеруючого обладнання. У традиційних енергетичних системах це значення переважно визначається оберальною інерцією, властивою синхронним генеруючим блокам. Однак у енергетичних системах, що містять вітер і накопичення, вітрова енергетика та системи зберігання енергії можуть забезпечувати підтримку віртуальної інерції за допомогою технології керування віртуальними синхронними генераторами. Вираз для повної інерції системи виглядає наступним чином:

$$H_{sys} = \frac{\sum H_{Gi} S_{gi} + \sum H_W S_w + \sum H_E S_e}{S_{\text{BASE}}}$$

В роботі розглядається стратегія адаптивного регулювання віртуальної інерції для систем зберігання енергії [27]. Підхід поділяє величини перешкод потужності на окремі інтервали, кожен інтервал отримує певне значення віртуальної інерції. У практичних роботах енергетичних систем виявлення та кількісна оцінка дисбалансу енергії досягаються за допомогою моніторингу в реальному часі за допомогою системи управління енергією (EMS) у диспетчерських центрах. Система безперервно контролює вихідну потужність з усіх джерел генерації та навантаження для розрахунку відхилення балансу енергії в реальному часі. Коли виявлений дисбаланс енергії системи припадає на різні інтервали, віртуальна інерція зберігання енергії перемикається на відповідне попередньо встановлене значення для

цього інтервалу. Система перемикається між заздалегідь визначеними дискретними значеннями інерції залежно від величини перебурень потужності. Це дозволяє налаштовувати систему в реальному часі відповідно до умов роботи та вимог системи.

1.4.5. Рівні рівняння потоку потужності, обмеження рівності на основі динамічного розподілу енергії потоку енергії

Динамічний потік потужності вважає, що всі джерела живлення та навантаження з можливістю регулювання частоти в системі мають незбалансовану потужність відповідно до своїх частотних статичних характеристик коефіцієнтів [28]. Результати розрахунку є більш реалістичними, ніж у звичайних розрахунках потоку потужності, де незбалансована потужність ділиться лише шиною слак, і можуть кількісно визначити значення частотного відхилення системи у стаціонарному стані.

Обмеження рівності рівняння потоку потужності:

$$\Delta P'_{l,\tau} = P'_{G\ i,\tau} + P'_{Wl,\tau} + P'_{l,\tau}{}^{pic'} - P'_{l,\tau}{}^{C\ h'} - P'_{L,\tau} - U'_{l,\tau} \sum_{j=1}^{N_g} U'_{j,\tau} (G_{lj} \cos \theta'_{j,\tau} - B_{lj} \sin \theta'_{j,\tau}) = 0$$

$$\Delta Q'_{l,\tau} = Q'_{G\ i,\tau} + Q'_{Wl,\tau} - Q'_{L,\tau} - U'_{l,\tau} \sum_{j=1}^{N_g} U'_{j,\tau} (G_{lj} \sin \theta'_{j,\tau} - B_{lj} \cos \theta'_{j,\tau}) = 0$$

$$\begin{aligned} P_{acc} &= \sum P'_{G\ i,\tau} + \sum P'_{Wl,\tau} + \sum P'_{l,\tau}{}^{pic'} - \sum P'_{l,\tau}{}^{C\ h'} - \sum P'_{L,\tau} \\ &= (\sum K_{Gi} + \sum K_L + \sum K_{Wg} + \sum K_{Ei}) \Delta f \\ &= K_{\Sigma} \Delta f \end{aligned}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} P'_{G\ i,t} = P_{G\ i,t} + \frac{K_{Gi}}{K_{\Sigma}} P_{acc} \\ P'_{Wl,\tau} = P_{Wl,\tau} + \frac{K_{Wz}}{K_{\Sigma}} P_{acc} \\ P'_{l,\tau}^{pic} = P_{l,\tau}^{pic} + \frac{K_{Ei}}{K_{\Sigma}} P_{acc} \\ P'_{l,\tau}^{ch} = P_{l,\tau}^{ch} + \frac{K_{Ei}}{K_{\Sigma}} P_{acc} \\ P'_{L,\tau} = P_{L,\tau} + \frac{K_L}{K_{\Sigma}} P_{acc} \end{array} \right.$$

Обмеження на частотні відхилення у стаціонарному стані:

$$\Delta f \leq \Delta f_{Макс}$$

Оскільки SOC за умов пікового регулювання зберігання енергії та частоти працює у різних інтервалах, обмеження SOC на другому етапі такі:

$$SOC_{Я,fХв} \leq SOC_{I,\tau} \leq SOC_{Я,fМакс}$$

За винятком заміни обмежень рівності рівняння потоку потужності на першому етапі на рівні рівності рівняння потоку потужності, заснованих на динамічному розподілі енергії та заміни обмежень SOC на обмеження за умов регулювання частоти, усі обмеження першого ступеня залишаються актуальними на другому етапі, при цьому лише відповідні параметри змінюються на параметри другого ступеня. Вони не будуть перелічені окремо тут.

1.5. Метод розв'язання моделі

У цій статті реалізовано оптимізацію з однією ціллю на першому етапі, коли після введення початкових параметрів вихідний вихід кожного джерела енергії отримується ітеративним розв'язанням у межах можливого регіону за допомогою звичайного потоку енергії та покращеного алгоритму оптимізації рою частинок з хаотичним відображенням і адаптивним зважуванням [29, 30], що слугує базовим виходом для другого ступеня. Другий етап вводить динамічний потік потужності для врахування обмежень RoCoF та частотних

відхилення, а також враховує здатність усіх джерел живлення та навантажень спільно розподіляти дисбалансну потужність системи. Фінальна схема вихідного джерела живлення виникає шляхом впровадження покращеного методу оптимізації рою частинок.

На основі стандартного методу оптимізації рою частинок застосовується хаотичне відображення палатки для ініціалізації частинок популяції. Цей підхід використовує ергодичні та неповторювані властивості хаосу для генерації початкових рішень, ближчих до глобального оптимуму. Ці посилені початкові умови прискорюють збіжність і посилюють глобальну оптимізацію алгоритму. Алгоритм також реалізує стратегію адаптивного зважування для балансування глобальних і локальних пошукових можливостей. Інерційна вага починається з більших значень для сприяння глобальній розвідці, а потім поступово зменшується для полегшення локального очищення. Ця динамічна корекція дозволяє ефективно досліджувати на ранніх ітераціях, водночас забезпечуючи точну збіжність на пізніших етапах.

Основна концепція алгоритму полягає у випадковому генеруванні кількох груп розв'язків, а саме схем розподілу енергії для кожного джерела енергії. Цільова функція, що впливає з кожної існуючої схеми розподілу, обчислюється, і схема розподілу з найнижчою цільовою функцією обирається як поточна оптимальна схема. Решта схем розподілу енергії постійно наближається до поточної оптимальної схеми через обчислення трансформацій та ітерації, при цьому схема має мінімальну цільову функцію після кожної ітерації, яка обирається як поточна локальна оптимальна схема. Шляхом оновлення позицій і швидкостей частинок у кожній ітерації, після завершення ітерацій схема розподілу з мінімальною цільовою функцією планування є глобальною схемою оптимального розподілу потужності. Цільова функція - це функція пристосованості; Отже, підставляючи схему розподілу для виведення функції пристосованості, чим менша її цінність, тим краща її пристосованість. Поточне положення частинки є локальним оптимальним значенням, а її швидкість - ітеративною швидкістю збіжності.

Оновлення швидкості визначаються поточним станом частинки, історичним особистим оптимумом і колективним найкращим рішенням. Кожна частинка рухається до наступного місця, використовуючи швидкість, обчислену в поточній ітерації. У міру продовження ітерації весь рій частинок поступово завершує пошук оптимальної схеми розподілу у просторі прийняття рішень. Двоступенева структура планування оптимізації показана на рисунку 1.2.

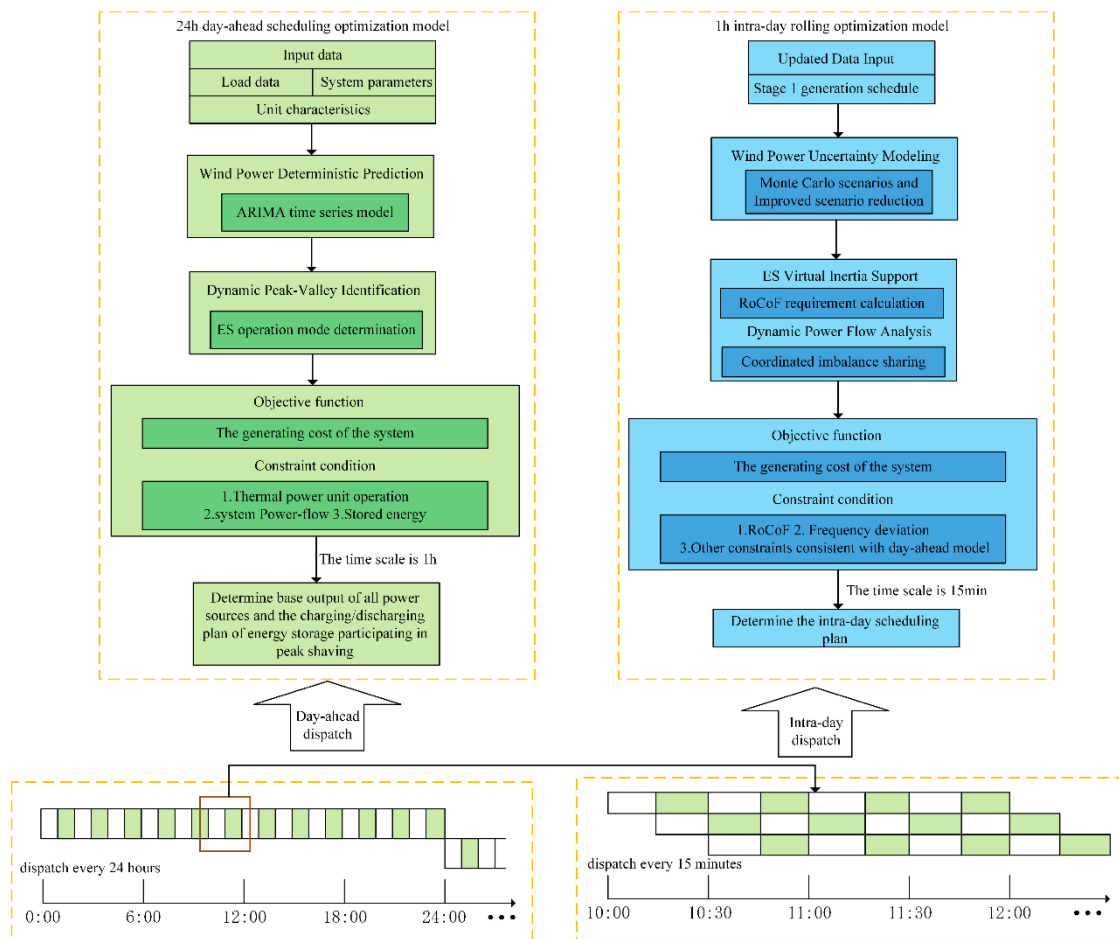


Рисунок 1.2. - Двоетапна система планування оптимізації

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1:

В розділі «Прогнозування вітрової генерації» проведено комплексний аналіз методів прогнозування вітрової енергетики та розроблено оптимізаційні підходи до координації режимів роботи систем зберігання енергії в умовах нестабільності відновлюваних джерел. Виконане дослідження дозволяє сформулювати такі узагальнені висновки.

Огляд літератури показав, що провідні методи включають статистичні моделі, машинне навчання, гібридні підходи та сценарний аналіз.

Найефективнішими визнано методи, які поєднують гібридне прогнозування + оптимізацію роботи СЗЕ, оскільки вони дозволяють зменшити негативний вплив стохастичності вітру на баланс електричної мережі.

Зростання частки ВДЕ підвищує потребу у нових підходах до оперативного планування.

Розглянута методика дає змогу формувати декілька правдоподібних сценаріїв розвитку вітрової генерації, які враховують стохастичні коливання швидкості вітру та погодних умов.

Було розглянуто моделі часових рядів та методи багатовимірною випадкового моделювання.

Використання методів скорочення (reduction) дозволило зменшити обчислювальну складність, зберігши водночас репрезентативність сценаріїв.

Застосований підхід мінімізує відхилення між скороченим набором і повною множиною сценаріїв, що підвищує ефективність подальшої оптимізації.

Таким чином, сформовано оптимальний набір сценаріїв, який забезпечує баланс між точністю та швидкістю прогнозування.

Стан заряду (SOC) використано як ключовий критерій для зонування режимів роботи накопичувача.

Це дозволяє уникнути глибоких циклів заряд–розряд, подовжує строк служби батарей та забезпечує їх ефективне включення в регулювання.

Запропонований алгоритм аналізує чисте навантаження (навантаження мінус генерація вітру) та в режимі реального часу визначає пікові та нічні періоди. Це підвищує точність планування та ефективність згладжування піків.

Комбіноване використання SOC-зонування та динамічного аналізу навантаження дозволяє оптимізувати заряд/розряд СЗЕ.

Досягається одночасне регулювання пікових навантажень і короткочасних відхилень частоти.

Модель забезпечує формування графіка заряду/розряду СЗЕ з урахуванням прогнозу вітру та системних обмежень.

Оптимізація спрямована на мінімізацію вартості електроенергії та зменшення пікових навантажень.

Враховуються обмеження на потужність, SOC, прогнозні похибки, обмеження мережі, баланс електроенергії. Це гарантує фізичну реалізованість оптимального графіка.

Друга стадія дозволяє компенсувати прогнозні відхилення у реальному часі, що забезпечує адаптацію до раптових змін вітрової генерації. Розглянута модель враховує необхідний запас потужності СЗЕ для первинного регулювання частоти. Це покращує стійкість енергосистеми.

Врахування потоків енергії забезпечує коректне моделювання роботи мережі з ВДЕ та зарядними станціями та забезпечується відповідність електротехнічним обмеженням.

Для задачі застосовано методи стохастичного програмування та багаторівневої оптимізації.

Комбінований підхід дозволяє отримати оптимальні рішення за помірною обчислювальною навантаженню.

Результати показали, що модель стійка до розкиду сценаріїв, враховує прогнозні похибки та коректно працює в режимах реального часу.

Запропонований метод прогнозування вітрової генерації та координації систем зберігання енергії є ефективним, адаптивним і здатним зменшити негативний вплив стохастичності ВДЕ на роботу електроенергетичної системи.

Сформована дворівнева модель оптимізації, доповнена сценарним аналізом і SOC-орієнтованою стратегією регулювання, забезпечує:

- ✓ згладжування пікових навантажень,
- ✓ підвищення точності планування,
- ✓ зменшення частотних відхилень,
- ✓ оптимальну роботу СЗЕ,
- ✓ покращення надійності та гнучкості всієї енергосистеми.

РОЗДІЛ 2. ДВОЕТАПНА ОПТИМІЗАЦІЯ ЕНЕРГОСИСТЕМИ НА ОСНОВІ ВІТРОВОЇ ГЕНЕРАЦІЇ З УРАХУВАННЯМ ПІКОВОГО ТА ЧАСТОТНОГО РЕГУЛЮВАННЯ СИСТЕМ НАКОПИЧЕННЯ ЕНЕРГІЇ

Розглядається вдосконалена система IEEE 14-шини для аналізу моделювання кейсів. Вітрова електростанція з 60 одиницями 2 МВт подвійного індукційного генератора (DFIG) підключена до шини 13, а система зберігання енергії з літій-залізфосфатними батареями підключена до шини 9. Розташування шин з кожним джерелом живлення показано на рисунку 2.1., а конкретні параметри системи зберігання енергії – в таблиці 2.1. Система містить 5 теплових блоків із відповідними параметрами, наведеними в таблиці 2.2. Параметри експлуатації вітрової турбіни включають: стартову швидкість 3,5 м/с, номінальну швидкість 6 м/с і поріг зупинки 22 м/с; Часова інерційна константа вітрової турбіни встановлена на рівні 7,5 с, а інерція інерції зберігання енергії акумулятора використовує адаптивну стратегію регулювання для віртуальної інерції зберігання енергії; системна номінальна частота становить 50 Гц, з обмеженням зміни частоти 0,5 Гц/с [31, 32], квазістаціонарним відхиленням частоти - 0,2 Гц, мертвою зоною регулювання частоти накопичення енергії - $\pm 0,033$ Гц, а 10% ємності зарезервовано для регулювання частот.

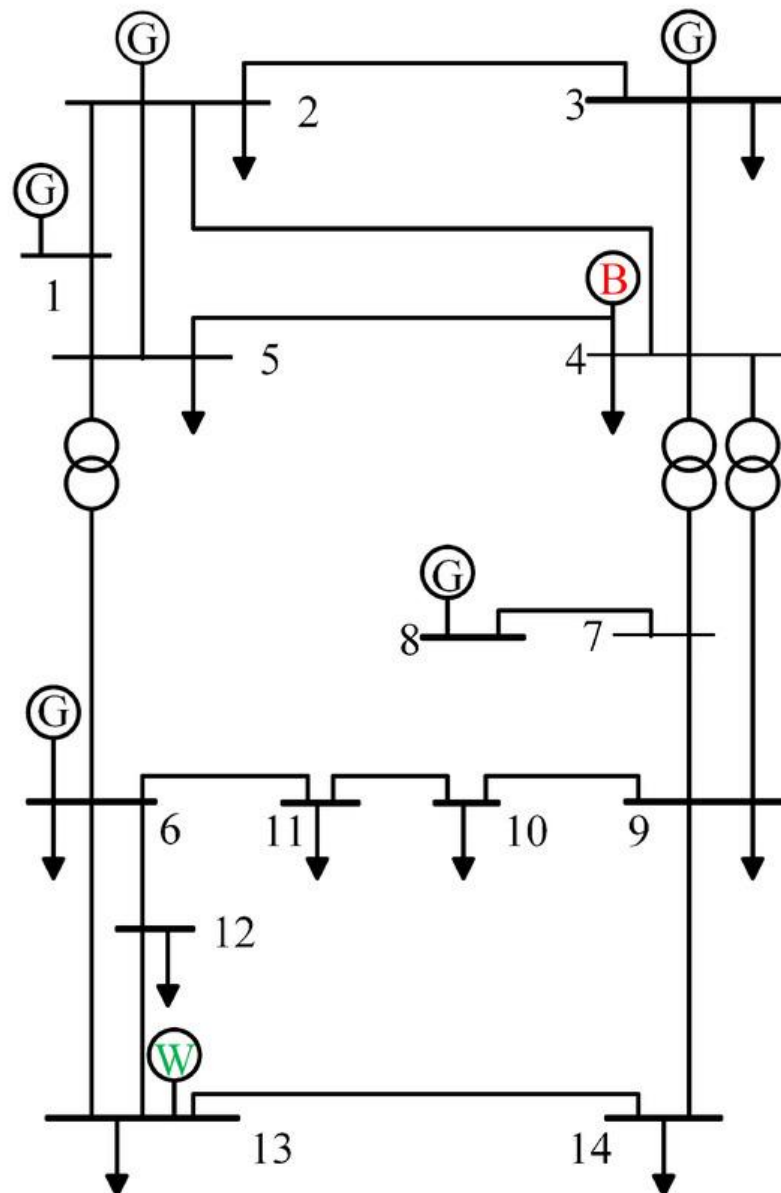


Рисунок 2.1. - Діаграма архітектури системи IEEE з 14 вузлами

Таблиця 2.1. – Параметри системи зберігання енергії

Тип параметра	Значення параметрів
Номінальна ємність/МВт·год	300
Номінальна потужність/МВт	50
Ефективність заряду/скидання	0.95/0.95
Початкова вартість SOC	0.5
Максимальне/мінімальне значення SOC	0.9/0.1

Таблиця 2.2. – Деякі робочі параметри теплових електростанцій

Теплові електростанції	Потужність/MW		Ціна/(USD/MW ² ·h)		
	P _{max}	P _{мін}	a	b	c
G1	332	50	0.044	20	0
G2	140	15	0.250	20	0
G3	100	15	0.010	30	0
G4	100	15	0.010	30	0
G5	100	15	0.010	30	0

2.1. Прогнозування вітрової енергетики та аналіз сценаріїв

Фактичні дані про швидкість вітру за день із значними коливаннями швидкості вітру в певному місці обираються як історичні дані для прогнозування швидкості вітру. Результати прогнозування швидкості вітру на перший етап на день показані на рисунку 2.2. Криві прогнозування потужності для вітрової енергії та навантаження показані на рисунку 2.3.

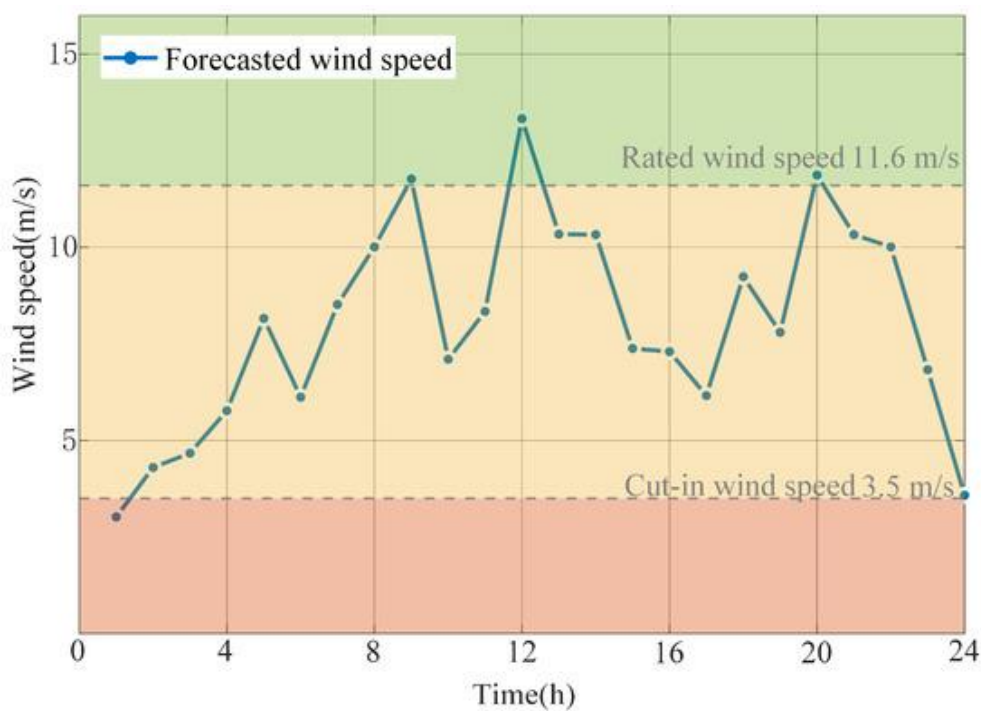


Рисунок 2.2. - Результати прогнозування швидкості вітру протягом доби

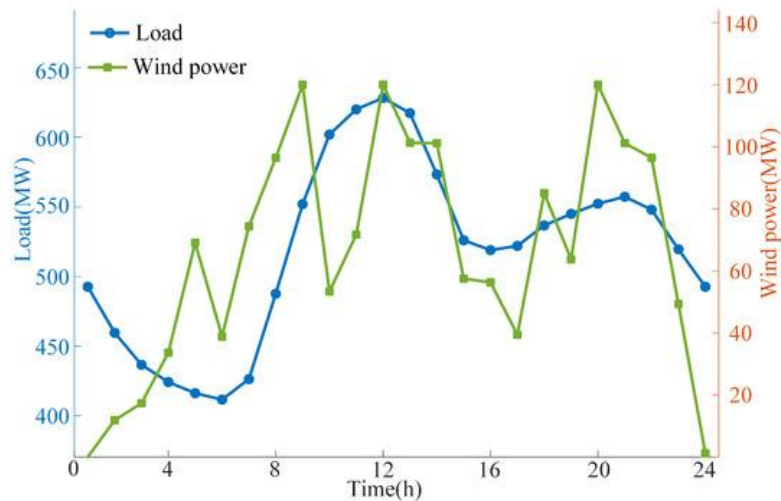


Рисунок 2.3. - Результати прогнозування вітрової енергетики та навантаження протягом доби

Враховуючи змінний і стохастичний характер генерації вітру, ця стаття обирає період 10:00–13:00 з найсильнішими коливаннями швидкості вітру для внутрішньоденних досліджень у реальному часі планування. Цей період збігається з періодом пікового навантаження системи, що є ідеальним тестовим сценарієм для перевірки можливостей запропонованої техніки у складних умовах експлуатації. Тому після обробки внутрішньоденного прогнозу вітрової енергії методом множинних сценаріїв для аналізу обирається лише період із значними коливаннями швидкості вітру з 10:00 до 13:00. Результати показані на рисунку 2.4. Після зменшення за допомогою методу скорочення сценаріїв, який поєднує покращене кластеризацію К-середніх з алгоритмом SBR, внутрішньоденний прогноз скорочується до 4 сценаріїв: S1, S2, S3 і S4. Ймовірності цих чотирьох сценаріїв становлять відповідно 0,288, 0,328, 0,150 та 0,234. Отже, можна побачити, що сценарій S2 має відносно вищу ймовірність виникнення. Рисунок 2.5. показує порівняння результатів прогнозування вітрової енергетики на двох етапах, що відображає помилки прогнозування вітрової енергії між двома етапами. Для підтвердження ефективності методу зменшення сценаріїв на рисунку 2.6. наведено фактичну криву вітрової енергії за цей період. Результати порівняння демонструють, що чотири репрезентативні сценарії можуть

ефективно охоплювати діапазон варіацій фактичної вітрової енергії з хорошою послідовністю тенденцій, підтверджуючи, що запропонований метод зменшення сценарію точно зберігає ключові статистичні характеристики оригінальних даних вітрової енергетики.

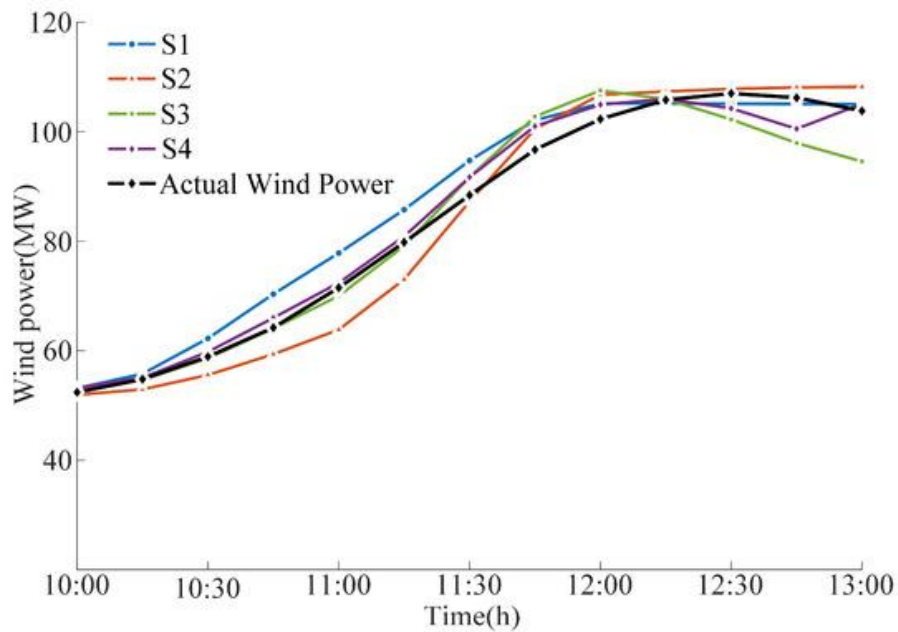


Рисунок 2.4. - Порівняння внутрішньоденних прогнозів сценаріїв вітрової енергетики з фактичною потужністю вітрової енергії

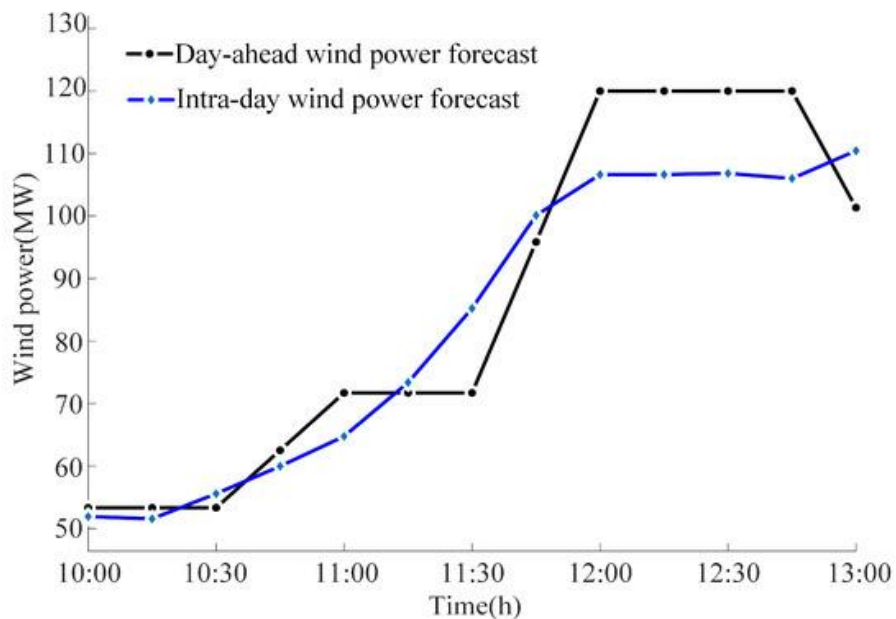


Рисунок 2.5. - Порівняння двоступеневого прогнозування вітрової енергетики: прогнози наперед дня та внутрішньоденних прогнозів

На рисунку 2.5. внутрішньоденний прогноз приймає сценарій S2 з найвищою ймовірністю. Точки даних на кривій прогнозу на день розширюються з початкових 24 пунктів з інтервалом у 1 годину до 96 пунктів з інтервалом у 15 хвилин (при цьому внутрішньоденний прогноз зберігає однакове значення для всіх 4 пунктів у кожній годині, що дорівнює прогнозу на день наперед за цю годину). Для аналізу виділяється період 10:00–13:00, порівнюючи помилки прогнозування вітрової енергії між двома етапами в період з 10:00 до 13:00. Використовуючи вихідний вихід першого ступеня живлення як базовий вихід для кожної внутрішньоденної години, вихід коригується в реальному часі кожні 15 хвилин відповідно до фактичних змін навантаження та помилок прогнозування вітрової енергії.

2.2. Визначення пікових і непікових періодів роботи системи зберігання енергії

Ефективність регулювання пікових норм зберігання енергії значною мірою залежить від точного визначення періодів піку та долини. Традиційні методи поділу фіксованого періоду базуються на емпіричних умовах і важко адаптуються до фактичних характеристик варіації навантаження. Розглядається метод динамічного поділу, заснований на рівній ємності з змінною потужністю, досягаючи максимального використання ємності накопичення енергії шляхом ітеративної оптимізації. Розподіл пікового навантаження та періоду долини показано на рисунку 2.6.

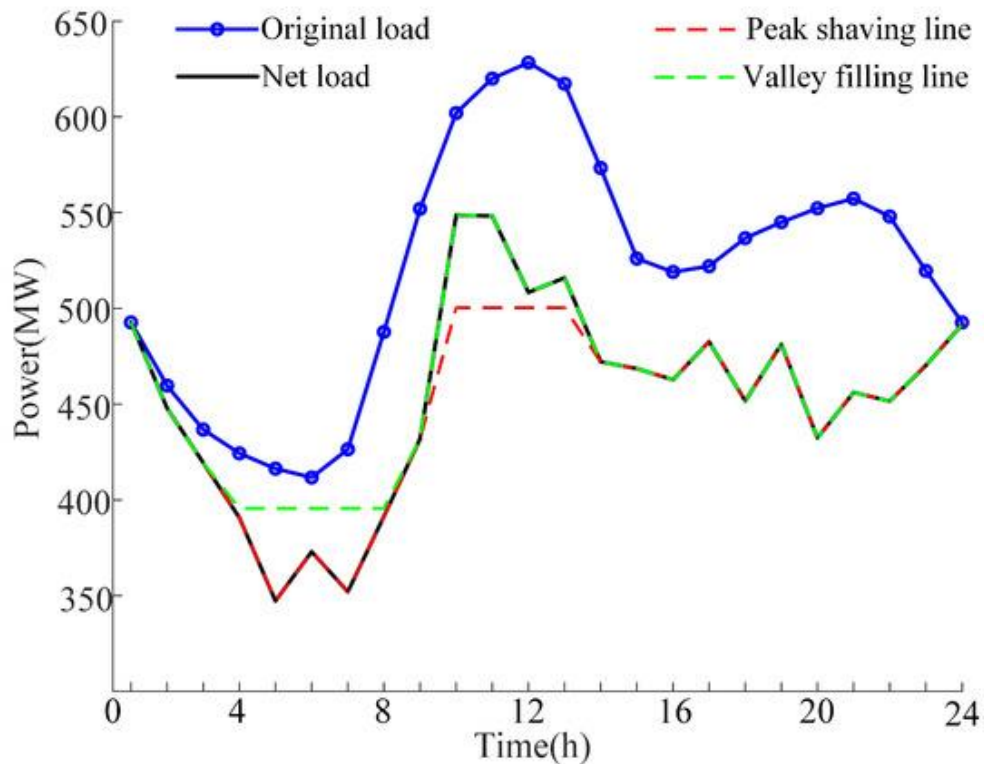


Рисунок 2.6. - Результати аналізу піків і долин

Остаточні визначені результати динамічного розподілу періоду: долинний період з 3:00 до 8:00, загалом 5 годин; піковий період з 9:00 до 14:00, загалом 5 годин; з іншими 14 годинами як звичайними менструаціями. Цей метод динамічного поділу має значні переваги порівняно з традиційним фіксованим поділом, оскільки він точно визначає періоди, які дійсно потребують пікового гоління та заповнення долин, повністю використовуючи регуляторний потенціал зберігання енергії.

2.3. Аналіз результатів планування на добу наперед

2.3.1. Огляд результатів планування на добу наперед

Під час першої фази, після прогнозування генерації вітру з використанням історичних даних швидкості та з відомими параметрами для кожної теплової електростанції, виконуються звичайні розрахунки потоку потужності, а для оптимізації використовується алгоритм оптимізації рою частинок з метою мінімізації витрат на генерацію. Вихідні дані одиниць планування на день наперед показані на рисунку 2.7., при цьому ці виходи

служують базовим планом виводу для внутрішньоденного етапу реального часу.

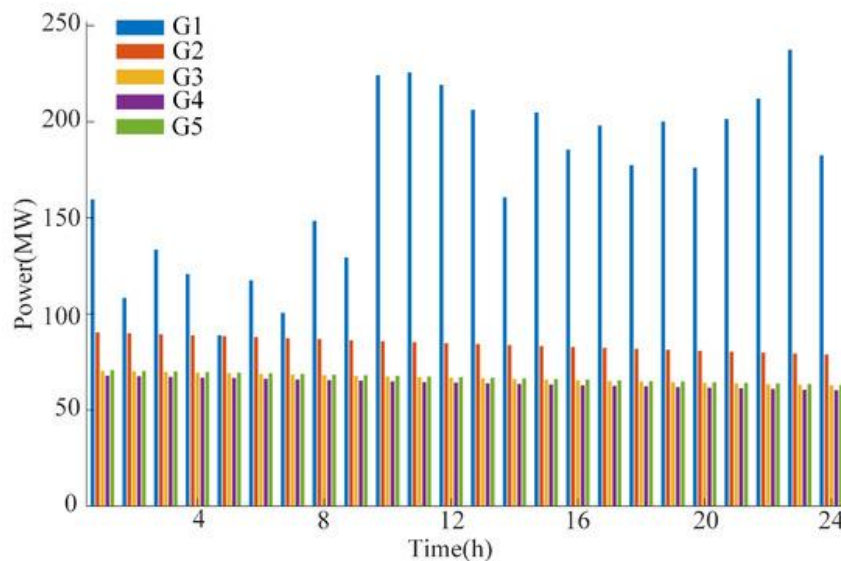


Рисунок 2.7. - Випуск одиниць планування на день наперед

На рисунку 2.8 показані варіації чистого профілю навантаження з урахуванням і без залучення системи зберігання у піковому управлінні, тоді як на рисунку 2.9. показано динаміку потужності та еволюцію стану заряду протягом операційного циклу. Система зберігання енергії продемонструвала відмінні можливості згладжування профілю навантаження при плануванні на день наперед. Для оптимізації продуктивності згладжування профілю навантаження система накопичення енергії починає заряджати під час періоду низького навантаження з 3:00 до 8:00, підвищуючи мінімальні точки в профілі попиту, і починає розрядку в полуденний піковий період, знижуючи пікові значення в профілі попиту, при цьому її коефіцієнт стану заряду стабільно задовольняє обмеження роботи зберігання енергії. Аналізуючи рисунки 2.8 та 2.9, видно, що коли накопичення енергії не бере участі у регулюванні піків, чисте навантаження демонструє очевидні характеристики піку та долини: найбільше чисте навантаження сягає 548,7 МВт, найменше чисте навантаження - 349,3 МВт, а різниця між піковими і долинами становить 199,4 МВт. Після участі накопичення енергії у піковому

регулюванні характеристики чистого навантаження суттєво покращуються: найвища чиста навантаження зменшується до 510,4 МВт, найменше - до 382,5 МВт, а різниця у піковій долині зменшується до 127,9 МВт. Особливо в період пікового навантаження з 11:00 до 12:00 підтримка безперервного накопичення енергії ефективно зменшує піковий регуляційний тиск на теплових електростанціях.

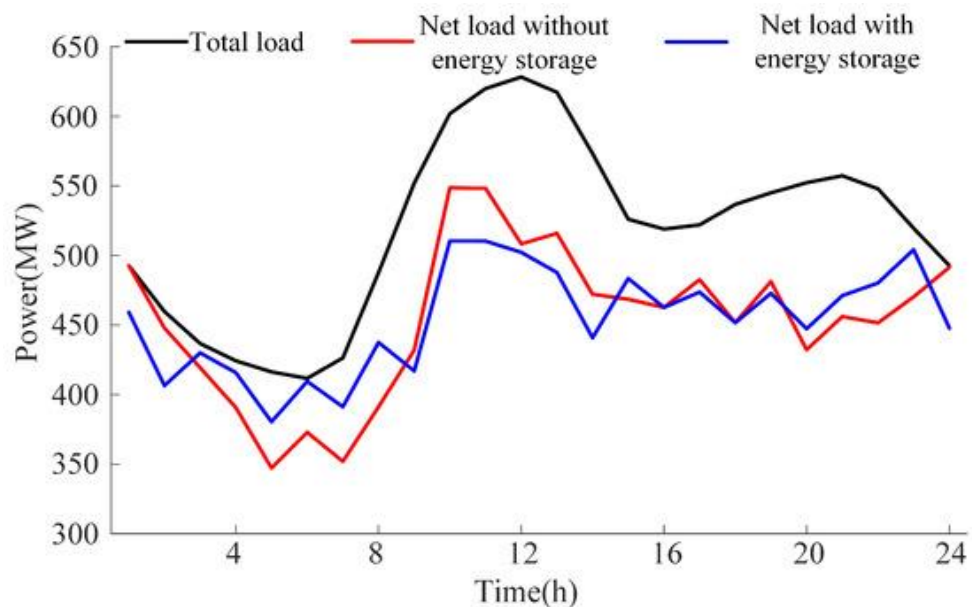


Рисунок 2.8. - Пікове зменшення енергії та ефект заповнення долини

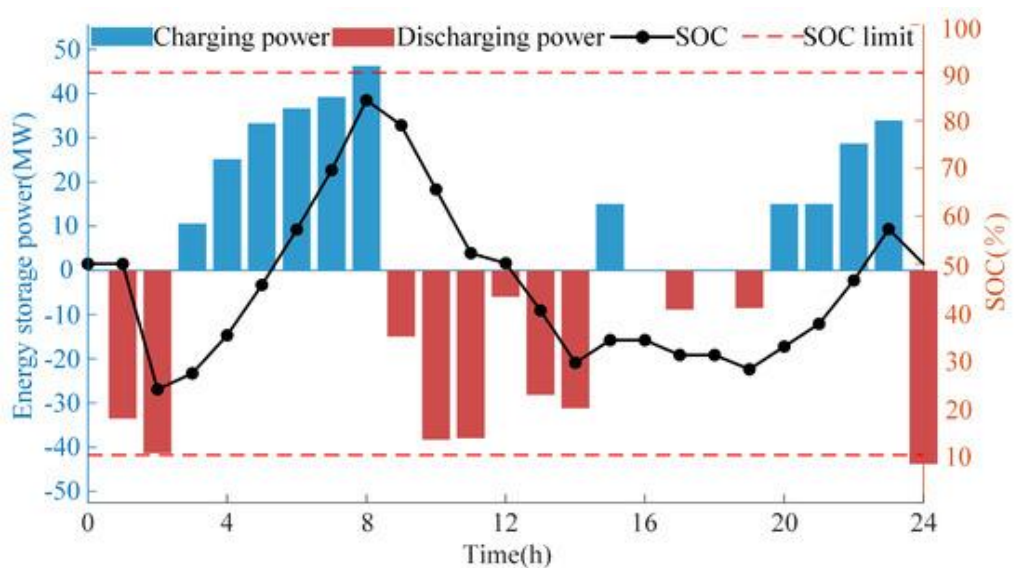


Рисунок 2.9. - Зберігання енергії, зарядка та розрядка електроенергії та SOC

2.3.2. Типовий аналіз роботи за періодом

Припускаючи, що витрати на вітрову енергію не враховуються, наприклад, період 11:00–12:00, в таблиці 2.3. і 2.4. наведено відповідно витрати на виробництво з участю сховища енергії у піковому регулюванні.

Таблиця 2.3. - Оптимізація на день наперед призводить до участі накопичення енергії у піковому регулюванні.

Час	Вихідний сигнал джерела живлення (MW)							Вартість
	G1	G2	G3	G4	G5	W	E	
11	225.7	85.4	67.2	64.6	67.5	71.7	38.0	16,698.3

Таблиця 2.4. - Оптимізація на день наперед без участі енергозберігання у піковому регулюванні.

Час	Вихідний сигнал джерела живлення (MW)						Вартість
	G1	G2	G3	G4	G5	W	
11	298.4	69.4	59.0	60.6	60.9	71.7	18,001.1

Порівнюючи результати планування оптимізації з участю зберігання енергії в піковому регулюванні та без неї, детально аналізується економічне покращення в період 11:00–12:00. Вихід одиниці G1 значно вищий, ніж у інших одиниць, виконуючи роль балансуючої одиниці системи, при цьому вихідні значення теплової потужності обернено пропорційні їхнім загальним коефіцієнтам витрат. Завдяки участі у сфері зберігання енергії потужність блоку G1 зменшується з 298,4 МВт до 225,7 МВт, ефективно уникаючи роботи у періоди високого споживання вугілля, одночасно знижуючи середню вартість генерації з 18 001,1 до 16 698,3 доларів США, підвищуючи економічну ефективність системи. Завдяки плануванню оптимізації на етапі

напередодні отримується схема вихідних даних для кожного джерела живлення, закладаючи основу для внутрішньоденного етапу.

2.4. Оцінка ефективності внутрішньодобового планування режимів роботи

Другий етап використовує більш точне прогнозування швидкості вітру в реальному часі, не лише з коротшими часовими масштабами, а й з аналізом невизначеності вітрової енергетики. Спираючись на ці висновки та враховуючи частотні відхилення, спричинені невідповідностями у потужності, внутрішньоденне планування в реальному часі забезпечує подальше зниження витрат завдяки оптимізації розподілу вихідних потужностей теплових електростанцій і стратегій заряджання та розрядки енергозбереження.

На рисунку 2.5. двоступенева помилка прогнозування вітрової енергії найбільш виражена в період 11:30–11:45. Візьмемо цей період як приклад, щоб краще проілюструвати ефективність розгляду регулювання частоти вітру та накопичення енергії на основі динамічного потоку енергії в процесі оптимізації, проводиться порівняльний аналіз між ефектами оптимізації застосування динамічних розрахунків потоку потужності з урахуванням одночасного розподілу енергії вітру, теплового та навантаження, та ефектів оптимізації на основі динамічних розрахунків потоку потужності з урахуванням вітру, теплової, навантажувальні та накопичувальні системи одночасно ділять незбалансовану енергію.

Внутрішньоденна оптимізація з застосуванням динамічних розрахунків потоку потужності з урахуванням одночасного розподілу енергії вітру, теплового та навантаження. Якщо впровадити традиційні методи потоку потужності, вся незбалансована потужність буде нести балансуєчий блок G1, що потенційно призведе до перевищення його потужності. Застосування динамічних розрахунків потоку потужності дозволяє вітру, тепловому та навантаженню спільно розподіляти незбалансовану потужність. Скориговані

вихідні джерела живлення, відхилення частоти та значення RoCoF для кожного сценарію в період 11:30–11:45 наведені в таблиці 2.5. Вихідні дані вітрових силових установок в таблиці 2.5. відповідають значенням вихідних джерел енергії для кожного сценарію на 11:30 на рисунку 2.6. Порівняно з потужністю першої ступені вітрової турбіни в таблиці 2.3., спостерігається зростання, при цьому незбалансована потужність розподіляється між вітром, теплом і навантаженням.

Таблиця 3.5. - Вихідна потужність, частотні індикатори та вартість у різних сценаріях, де вітер, тепловихід і навантаження спільно розподіляють незбалансовану потужність.

Сценарій	G1	G2	G3	G4	G5	P _W	Δf	ROCOF	Вартість
Сезон 1	183.9	57.9	87.8	85.2	88.1	94.3	0.039	0.163	15,218.9
S2	194.3	59.3	89.2	86.7	89.5	85.2	0.111	0.464	15,811.7
S3	188.1	58.5	88.4	85.8	88.7	90.6	0.068	0.286	15,460.6
S4	186.9	58.3	88.2	85.6	88.5	91.7	0.059	0.249	15,387.8

Як показано вище, вихід балансувальної одиниці G1 у кожному сценарії в таблиці 3.5 зменшується порівняно з даними таблиці 3.6. Одиниці G2–G5 здійснюють відповідні коригування відповідно до своїх собівартісних характеристик, при цьому вихід одиниць G2 відносно зменшується через вищий коефіцієнт собівартісних продукції, тоді як вихід одиниць G3–G5 відносно зростає, а потужність вітрової енергії — відносно збільшується. Чотири сценарії описують чотири різні варіанти, що відображають невизначеність вітрової енергетики. В таблиці 3.5, чим більша коливання потужності вітру порівняно з даними таблиці 2.3., тим більша частотна відхилення і тим більша початкова швидкість зміни частоти.

Застосування динамічних розрахунків потоку потужності з урахуванням спільного розподілу енергії вітру, теплового, навантаження та накопичення. Оптимізовані та скориговані виходи, частотні індикатори та вартість для

кожного компонента при застосуванні динамічних розрахунків потоку потужності наведені таблиці 2.6.

Таблиця 2.6. - Вихідна потужність, частотні індикатори та вартість у різних сценаріях, коли вітер, теплові, навантаження та накопичення спільно розподіляють дисбалансну енергію.

Сценарій	G1	G2	G3	G4	G5	P _{Дис}	Δf	ROCOF	Вартість
Сезон 1	183.7	57.8	87.6	85.1	87.9	41.9	0.031	0.162	15,192.9
S2	193.8	58.9	88.8	86.3	89.1	44.5	0.090	0.449	15,737.1
S3	187.8	58.2	88.1	85.6	88.5	43.5	0.055	0.281	15,414.8
S4	186.5	58.1	88.0	85.4	88.3	43.3	0.048	0.244	15,347.3

Візьмемо сценарій S2 з найвищою ймовірністю в таблиці 2.6. як приклад, вихідні потужності теплових енергетичних установок G1–G5 та енергозберігання становлять відповідно 193,8 МВт, 58,9 МВт, 88,8 МВт, 86,3 МВт, 89,1 МВт і 44,5 МВт. Порівняно з вихідними потужностями теплових установок G1–G5 та накопиченням енергії в таблиці 2.3.: 225,7 МВт, 85,4 МВт, 67,2 МВт, 64,6 МВт, 67,5 МВт і 38,0 МВт, незбалансована потужність спільно розподіляється між вітровими, тепловими та акумулюючими джерелами енергії, що призводить до відносно зменшеної потужності теплових електростанцій G3–G5 після корекції першого ступеня, Тоді як продуктивність вітрових електростанцій зростає, а джерела енергії накопичення енергії - збільшується, ефективно компенсуючи дефіцит енергії, спричинений помилками прогнозування вітрової енергетики. Тим часом вихід балансуєного блоку відносно зменшується, що уникає проблем із вибором slack шини при традиційних розрахунках потоку потужності, що робить розподіл потужності в мережі більш розумним. Завдяки цій скоординованій оптимізації вартість генерації за цей період знижується до 15 737,1 USD, що ще більше забезпечує економічну експлуатацію системи.

Система зберігання енергії продемонструвала відмінні можливості регулювання частот у внутрішньоденному плануванні. Значення RoCoF для чотирьох сценаріїв в таблиці 2.6. зменшені порівняно з даними в таблиці 2.5., що свідчить про те, що накопичення енергії забезпечує певну підтримку інерції, полегшуючи початкову зміну частоти. Крім того, значення частотного відхилення для чотирьох сценаріїв в таблиці 2.6. також частково зменшені порівняно з тими, що наведені в таблиці 2.7., що свідчить про те, що участь накопичення енергії у розподілі незбалансованої потужності може зменшити значення частотного відхилення у стаціонарному стані порівняно зі схемами планування без участі у накопиченні енергії. Завдяки більшій гнучкості накопичення енергії, яке може швидко заряджатися та розряджатися для досягнення регулювання потужності, системи без накопичення енергії ймовірно активують захисні дії при серйозних порушеннях, що призводить до відключення електроенергії. Ця схема знижує ризик відключення навантаження системи та ефективно покращує стабільність частоти.

Завдяки наведеному вище аналізу ефектів пікової та частотної регуляції енергонакопичення, а також економії роботи системи, модель оптимізації планування, запропонована в цій статті, може зменшити піковий тиск регулювання теплових електростанцій, одночасно покращуючи якість частоти системи, суттєво підвищуючи експлуатаційну економіку на основі забезпечення безпечної та стабільної роботи системи.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2:

В розділі було розглянуто побудовану двоступеневу модель планування оптимізації для інтегрованих енергетичних систем вітрової енергетики, враховуючи пікові та частотні регуляційні ефекти накопичення енергії. Завдяки координації між довгостроковим графіком на день наперед і внутрішньоденним короткостроковим графіком, енергетична система забезпечує безпечну, якісну та економічну роботу. Основні результати досліджень та внесок такі:

Було встановлено прогнозування вітрової енергетики, адаптоване до різних етапів оптимізації. На етапі оптимізації наперед, що вимагає тривалих часових масштабів, використовується метод часових рядів ARIMA для детермінованого моделювання вітрової енергетики, що спрощує обчислювальну складність при забезпеченні точності прогнозування та надає дані прогнозу для формування плану планування на 24 години наперед. На етапі внутрішньоденної оптимізації, що потребує коротких часових масштабів, застосовується технологія генерації сценаріїв Монте-Карло, поєднану з методом, що інтегрує покращене кластеризацію K-середніх та зменшення сценаріїв SBR для моделювання невизначеності вітрової енергії, що дозволяє точніше фіксувати характеристики коливань вітрової енергії. Цей диференційований підхід до прогнозування повністю враховує характеристику, що точність прогнозування вітрової енергії покращується зі скороченням часового масштабу, закладаючи міцну основу даних для двоетапного оптимізаційного планування.

Було створено двоетапну узгоджену структуру оптимізації на день наперед і протягом дня протягом дня, що забезпечило синергію між піковою функцією зберігання енергії та регуляції частоти. На етапі напереднього дня з часовим масштабом у 1 годину, через періоди пікового регулювання накопичення енергії, визначені методом динамічної ідентифікації пік-долина, можна досягти заряджання під час навантажувальних долин і розрядження

під час пікових періодів, що ефективно зменшує сумарну різницю навантаження в системі та зменшує піковий регуляційний тиск теплової електростанції. Внутрішньоденний етап скорочується до 15-хвилинного часового масштабу, що використовує зарезервовану ємність зберігання енергії для швидкого реагування на дисбаланси енергії, спричинені помилками прогнозування вітрової енергії, зменшуючи частотні відхилення. Завдяки розумному проєктуванню робочих зон зберігання енергії та механізмам перемикання режимів роботи досягається ефективне використання ресурсів зберігання енергії на різних часових масштабах, уникаючи бездіяльності ресурсів у періоди регулювання поза піком.

Механізм, створений на основі динамічного потоку потужності для вітру, теплового, навантаження та накопичувача, щоб координовано розподіляти незбалансовану потужність відповідно до частотних характеристик коефіцієнтів, порушує обмеження традиційних розрахунків потоку потужності, де незбалансована потужність несуть виключно балансуючий блок, що призводить до зниження потужності одиниць із вищими характеристичними коефіцієнтами. Враховуючи початкову швидкість зміни частотних обмежень і частотних відхилень, двоступенева схема оптимізації планування забезпечує економічну оптимальність при задоволенні вимог системи до якості частоти. Результати симуляції демонструють, що система зберігання енергії може не лише забезпечувати підтримку інерції для зменшення початкових змін частоти, а й її участь у механізмі розподілу енергії з дисбалансу може зменшити відхилення частоти у стаціонарному стані. Водночас вихідна потужність кожного джерела енергії додатково оптимізується, знижуючи витрати на генерацію та покращуючи якість і економічність експлуатації системи.

Майбутні напрями досліджень включають розширення запропонованої рамки на більші енергетичні системи, такі як мережі IEEE 39 та IEEE 118 шини, для перевірки масштабованості. Дослідження різних ємностей зберігання енергії дасть уявлення про взаємозв'язок між розміром сховища та

продуктивністю оптимізації. Крім того, застосування передових методів, включно з глибоким підкріпленням навчання та іншими сучасними методами оптимізації, може підвищити обчислювальну ефективність і якість рішень. Ці розширення дозволять більш комплексно оцінити ефективність планування систем на глибших операційних рівнях.

РОЗДІЛ 3. ОПТИМАЛЬНЕ УПРАВЛІННЯ СИСТЕМАМИ ЗБЕРІГАННЯ ЕНЕРГІЇ В ЕНЕРГЕТИЧНИХ СПІЛЬНОТАХ ВІДНОВЛЮВАНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ З УРАХУВАННЯМ МЕХАНІЗМІВ РЕАГУВАННЯ НА ПОПИТ

Розглядається оптимальне планування споживачів, оснащених сховищами енергії, у відновлюваних енергетичних спільнотах, і пропонується нова стратегія оптимізації використання сховищ у рамках відповіді на попит ціна-обсяг. Задача формулюється як масштабована, низькоскладна змішана цілочисельна лінійна програма. Крім того, впроваджено евристичну процедуру для забезпечення перерозподілу винагород за реакцію на попит між учасниками відповідно до їхнього внеску у досягнення цілей попиту-реагування. Запропонований підхід спрямований на підвищення переваг для просьюмерів, які працюють у межах спільноти, порівняно з самостійною роботою.

3.1. Передумови аналізу

Щоб зменшити вплив енергетичних систем на довкілля та підтримати перехід до нульових викидів CO₂ викиди, спільноти відновлюваної енергетики (REC) та реагування на попит (DR) визнані ефективними рішеннями.

REC утворюється колективом суб'єктів (виробників, споживачів і просьюмерів), які беруть участь у енергетичному обміні через мережу [33]. Основна мета REC - генерувати соціальну, економічну та екологічну цінність через оптимальне управління відновлюваною енергією, мінімізуючи втрати енергії та підвищуючи стабільність мережі. Хоча національні нормативи зазвичай визначають структуру та функціонування REC [34], кожна автономна спільнота зберігає певну гнучкість у визначенні своїх операційних стратегій. Ключовою метою таких стратегій є максимізація колективного

добробуту шляхом забезпечення справедливого перерозподілу вигод, щоб участь у REC завжди була вигідною для всіх членів [35].

З іншого боку, DR довела свою ефективність у досягненні балансу між виробництвом і попитом, а також в оптимізації розподілу енергії. Учасники програм DR мають економічну мотивацію коригувати свої моделі споживання енергії відповідно до запитів операторів мережі, що зменшує піковий попит і покращує стабільність мережі [36, 37, 38, 39]. У так званій моделі ціна–обсяг DR учасники отримують грошові стимули за коригування споживання нижче певних порогів у визначені часові періоди. Ця модель DR застосовується в різних сферах, зокрема, наприклад, у прогнозуванні навантаження [30, 31], розумних будівлях [42, 43] та управлінні станціями зарядки електромобілів [44]. Окрім формування профілів навантаження, оптимальне управління системами зберігання енергії (ESS) відіграє ключову роль у досягненні цілей DR [45, 46]. Зокрема, REC, оснащені ESS, виявилися цінним джерелом гнучкості DR [47]. У цьому контексті поширеним підходом є використання спільного BESS, тобто одного BESS, який обслуговує кількох просямерів. Такий підхід доведено підвищує ефективність через об'єднання ресурсів і оптимізацію енергоменеджменту за конкретними схемами стимулів [48, 49, 50, 51]. Однак використання окремих BESS, розгорнутих на території кожного просямера, залишається поширеною архітектурою в контексті спільнот відновлюваної енергетики завдяки відповідності автономії просямерів та місцевим стимулам [52, 53, 54, 55]. Спільне використання спільних енергетичних ресурсів досліджувалося в кількох контекстах, таких як [56, 57].

Розглядається впровадження стимулювального DR у операційну стратегію REC [58], виходячи з припущення, що централізованої ESS відсутня і на території учасників розгортаються сховища. Як це часто роблять, ми припускаємо, що управління фізичними обмеженнями сітки доручено оператору розподільчої системи (DSO) або іншим зовнішнім гравцям. DSO, щоб задовольнити обмеження потоку енергії, стабільність

мережі та інші послуги, може визначати програми DR для подачі до REC. На відміну від попередніх досліджень, які переважно вивчали оптимізацію профілю навантаження [59, 60, 61], наше дослідження демонструє, як цілі DR можна досягти завдяки оптимізованій роботі ESS. Для особливого випадку, коли всі суб'єкти REC є чистими виробниками, проблему було вирішено у [62], де також запропонувалася стратегія перерозподілу стимулів DR серед учасників. Приділено увагу більш загальному випадку, коли REC складається з просюмерів (тобто суб'єктів, які кваліфікуються як виробники, споживачі або і те, й інше). Ця рамка передбачає іншу формулювання стратегії оптимізації ESS, а також нової політики перерозподілу винагород. Запропонований метод забезпечує більші економічні вигоди для просюмерів, які приєднуються до REC, порівняно з автономною роботою. Отримана задача оптимізації виявляється низькоскладною змішаною цілочисельною лінійною програмою (MILP) з невеликою кількістю бінарних змінних, що робить обчислювально можливим управління великим членством REC. Також розроблено евристику, орієнтовану на справедливість, для перерозподілу винагород за DR спільноти серед членів, адаптовану до цього загального випадку. Оцінка продуктивності проводилася шляхом чисельних моделювання на прототипі REC, що складався з 30 просюмерів.

Отже, в дослідженні:

Розглянуто новий фреймворк оптимізації для планування роботи розподілених систем зберігання, що належать окремим просюмерам у REC. Фреймворк враховує наявність сигналів ціна–обсяг, які надсилається зовнішньою структурою (наприклад, оператором системи розподілу) для досягнення цілей DR на рівні спільноти. Отримана задача оптимізації формулюється як низькоскладна MILP.

Як ключовий теоретичний внесок, наведено доказ того, що обмеження нелінійної комплементарності, які виникають для уникнення одночасного імпорту/експорту енергії та заряду/розряду ESS у кожному окремому REC-об'єкті, є надлишковими на оптимумі. Цей результат дозволяє розглянути

задачу оптимізації у вигляді MILP з низкою бінарних змінних, незалежних від розміру REC, що робить підхід масштабованим і придатним для управління великими спільнотами.

Модель винагороди DR, запропонована в цій роботі, розширює ту, що використовувалася в попередніх дослідженнях, таких як [62], де для визначення винагороди спільноти використовувалася проста функція насиченого розширення на основі чистої енергії, що подається в мережу. Натомість розглядається більш реалістична трапецієподібна функція винагороди, яка враховує як недостатність, так і надлишок пропозиції. Це розширення відображає типові моделі програм DR, де перевантаження понад визначені обмеження не є вимаганням і не стимулюється, а може навіть не заохочуватися. Таким чином, запропонована модель ближче відповідає практичним механізмам стимулювання та сприяє точній та ефективній участі в DR на рівні громади.

Впроваджено евристичний алгоритм перерозподілу винагороди для розподілу стимулів DR між членами REC. Цей механізм гарантує, що всі просюмери отримують частку винагород DR на основі їхнього індивідуального внеску у досягнення цілей DR і, найголовніше, що жоден просюмер не має економічно не вигідного становища порівняно з самотійною діяльністю.

Символи, що використовуються, узагальнені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1. – Узагальнені символи

Символ	Опис	Одиниці
Множини та індекси		
U	Набір пр'юмерів/сутностей у REC	—
u	Індекс для просюмерів/суб'єктів	—
j	Індекс запитів на реагування на попит (DR)	—
t	Індекс часових інтервалів	—
T	Кількість часових інтервалів у горизонті оптимізації	—
T_s	Тривалість кожного часового інтервалу	h
$\Delta(t_j, \hat{t}_j)$	Часове вікно j -го запиту DR	—
R	DR-програму, $R = \{R_1, \dots, R_R\}$	—

Змінні оптимізації

J_u^*	Загальний прибуток <i>просюмера</i> за скоординованою операцією REC з DR	€
Ψ_u^*	Прибуток <i>prosumer</i> u у REC без розподілу винагороди DR	€
$J_{u,0}^*$	Оптимальний прибуток <i>prosumer</i> u у автономній роботі	€
γ_j	Винагорода за запит на DR R_j	€
γ	Загальна винагорода за програму DR R	€
ξ^*	Загальна винагорода DR, отримана REC	€
ξ_u^*	Частина винагороди за DR, виділена <i>професіоналам</i>	€
$\hat{\xi}_u^*$	Мінімальна винагорода за DR для забезпечення $J_u^* \geq J_{u,0}^*$	€
ξ_r^*	Винагорода за залишок DR після виконання можливості	€
δ_u	Додатковий прибуток для <i>професіоналів</i> від приєднання до REC порівняно з окремою операцією	€
σ_u	Вага перерозподілу для <i>prosumer</i> u	—
$E_u^c(t)$	Зарядка енергії в BESS <i>prosumer</i> u у момент часу t	КВт
$E_u^d(t)$	Розрядка енергії з BESS <i>prosumer</i> u у момент часу t	КВт

$S_u(t)$	Накопичена енергія в BESS від u у момент часу t	КВт
$E_u^g(t)$	Енергія, що продається в мережу <i>prosumer</i> u у момент часу t	КВт
$E_u^b(t)$	Енергія, купована з мережі <i>prosumer</i> u у момент часу t	КВт
$E_u(t)$	Енергія, що генерується <i>prosumer</i> u у момент часу t	КВт
E_j^{DR}	Загальне чисте зниження енергії REC під час запиту DR j	КВт
$E^p(t)$	Енергія, яку забезпечують незаплановані прос'юмери	КВт
$E^l(t)$	Енергія, що споживається незапланованими навантаженнями	КВт
$E^n(t)$	Чисте введення енергії REC у мережу	КВт
$z_{r,1}, z_{r,2}, z_{r,3}, z_{r,4}, z_{r,5}$	Бінарні змінні	—

Параметри		
$\bar{E}_u^c$	Максимальна швидкість зарядки BESS u	КВт
$\bar{E}_u^d$	Максимальна швидкість розряду BESS u	КВт
$\bar{S}_u$	Загальна пропускна здатність BESS u	КВт
η_u^c	Ефективність заряджання BESS u	—
η_u^d	Ефективність розряду BESS u	—
$\bar{E}_u^g$	Максимальна швидкість продажу в мережі для <i>прозюмерів</i> u	КВт
$\bar{E}_u^b$	Максимальний рівень купівлі grid для <i>професіоналів</i> u	КВт
$E_u^{\max}$	Максимальна генерація <i>prosumer</i> u у момент часу t	КВт
E_u^e	Енергія, яку вимагає <i>просюмер</i> u у момент часу t	КВт
$\hat{E}_u^{\max}$	Прогноз максимальної генерації <i>prosumer</i> u у момент часу t	КВт
$\hat{E}_u^e$	Прогноз енергії, яку споживає <i>споживач</i> u у момент часу t	КВт
$\pi_u^g(t)$	Ціна продажу в мережу для <i>професіонала</i> u у момент часу t	€/кВт·год
$\pi_u^b(t)$	Ціна купівлі з мережі для <i>професіонала</i> u у момент часу t	€/кВт·год
π_u^s	Вартість деградації одиниці використання BESS для <i>prosumer</i> u	€/кВт·год
$\bar{\gamma}_j$	Максимальна нагорода DR за повне задоволення <i>запиту</i> j	€
$E_{j,0}^{\text{DR}}$	Нижчий енергетичний поріг для збільшення винагороди DR	КВт
$E_{j,1}^{\text{DR}}$	Верхній енергетичний поріг для збільшення винагороди DR	КВт
$E_{j,2}^{\text{DR}}$	Нижчий енергетичний поріг для зниження винагороди DR	КВт
$E_{j,3}^{\text{DR}}$	Верхній енергетичний поріг для зниження винагороди DR	КВт
ε_u^j	Максимальна енергія розряду з BESS u під час запиту DR j	КВт
$\bar{t}_j$	Індекс часу початку запиту DR j	—
$\bar{t}_j$	Індекс кінцевого часу запиту DR j	—

3.2. Постановка та моделювання завдання дослідження

Модель REC, розглянута в цій статті, складається з набору учасників, які разом називають $\mathcal{U}$. Кожен учасник є *просумером*, оснащеним генератором відновлюваної енергії (наприклад, фотоелектричною установкою) та BESS, який може включати або не включати навантаження. Усі суб'єкти можуть

здійснювати обмін енергією з основною мережею. Роль менеджера REC полягає у плануванні роботи цих систем через централізований енергетичний контролер. REC також може включати просюмерів, які не оснащені BESS, а також суб'єкти, представлені чистими навантаженнями. Такі суб'єкти впливають на енергетичний баланс REC, але не підлягають плануванню.

3.2.1. Модель REC

Вважається, що система планування REC працює у дискретний момент часу t з часом дискретності T_s . Дозволяти $\mathcal{T} = \{0, \dots, T - 1\}$ позначають часовий горизонт, протягом якого операцію потрібно оптимізувати, наприклад, цілий день. Дозволяти $E_u(\tau) \leq E_u^{max}(\tau)$ бути (контрольованою) кількістю енергії, створеною сутністю $u \in \mathcal{U}$ у часовому слоті $\tau \in \mathcal{T}$, тобто в абсолютному часовому проміжку $[\tau T_s, (\tau + 1)T_s)$, де $E_u^{max}(\tau)$ позначає максимальну допустиму генерацію в момент часу τ , що залежить від встановленої потужності та погодних умов. Аналогічно, позначимо з $E_u^c(\tau)$ і $E_u^d(\tau)$ командні змінні, що відображають енергію, заряджену та розряджену з об'єкта BESS відповідно. Стан кожного BESS представлений рівнем накопиченої енергії $S_u(\tau)$ На початку часового слоту τ . Динаміка $S(\tau)$ може бути записаний як

$$S_u(\tau + 1) = S_u(\tau) + \eta_u^c E_u^c(\tau) - \frac{1}{\eta_u^d} E_u^d(\tau),$$

де $0 < \eta_u^c < 1$ і $0 < \eta_u^d < 1$ - це ефективність заряджання та розряду BESS відповідно. Змінні команд $E_u^c(\tau)$ і $E_u^d(\tau)$ обмежені обмеженнями спрацьовування як

$$0 \leq E_u^c(\tau) \leq \bar{E}_u^c, 0 \leq E_u^d(\tau) \leq \bar{E}_u^d,$$

де E_u^c і E_u^d представляють максимальну енергію заряджання та розрядження за часовий слот відповідно, тоді як $S_u(t)$ обмежується ємністю зберігання S_u , тобто,

Для кожної сутності u позначимо як $E_u^g(t)$ і $E_u^b(t)$ енергія, що продається та купується в мережі у часовому слоті T відповідно. Такі величини вважаються обмеженими наступним чином:

$$0 \leq E_u^g(\tau) \leq \bar{E}_u^g, 0 \leq E_u^b(\tau) \leq \bar{E}_u^b.$$

Більше того, нехай $E_u^e(t)$ представляє енергію, яку вимагає сутність U у часовому слоті T . Отже, енергетичний баланс для об'єкта u в будь-якому заданому часовому слоті задається як

$$E_u^g(t) - E_u^b(t) = E_u(t) - E_u^e(t) - E_u^c(t) + E_u^d(t).$$

Енергетична кількість $E_u^e(t)$ продається за унітарним ціноутворенням $\pi_u^g(t)$. Хоча $E_u^b(t)$ купується за певною ціною $\pi_u^b(t)$, обидва з яких вважаються відомими заздалегідь. Більше того, як це часто буває на енергетичних ринках, такі ціни задовольняють

$$\pi_u^g(\tau) \leq \pi_u^b(\tau)$$

Припускаючи, що суб'єкти можуть продавати або купувати енергію в будь-який момент часу (але не обидва), наступне обмеження доповнення є закономірним:

$$E_u^g(t) E_u^b(t) = 0.$$

Крім того, вважається, що BESS несе унітарні операційні витрати π_u^s .

Далі - чистий дохід $J_{u,0}$ сутності U протягом часового горизонту $\mathcal{T}$

виражається як дохід від продажу енергії, мінус витрати на придбану енергію та використання BESS, тобто,

$$J_{u,0} = \sum_{t \in T} \left[\pi_u^g(t) E_u^g(t) - \pi_u^b(t) E_u^b(t) - \pi_u^s \left(\eta_u^c E_u^c(t) + \frac{1}{\eta_u^d} E_u^d(t) \right) \right].$$

Нарешті, загальна енергія, надана REC незапланованими просюмерами, позначається як $E^p(t)$, тоді як загальні незаплановані навантаження позначаються як $E^l(t)$, так що чиста енергія, впортована в сітку REC у часовому слоті t , показує

$$E^n(t) = \sum_{u \in \mathcal{U}} [E_u^g(t) - E_u^b(t)] + E^p(t) - E^l(t).$$

3.2.2. Модель реагування на попит

В цій роботі розглядається модель DR ціна–обсяг. Програма DR $\mathcal{R} = \{\mathcal{R}_j, j = 1, \dots, R\}$ складається з послідовності запитів $\mathcal{R}_j$ надсилається зовнішнім суб'єктом, наприклад, оператором системи розподілу, менеджеру REC. Кожен запит складається з часового горизонту, тобто підмножини цього періоду T , та функцію грошової винагороди. Якщо чиста енергія, введена REC у мережу у визначений часовий горизонт, знаходиться в межах визначених меж, тоді REC отримує відповідну грошову винагороду.

Дозволяти $\mathcal{Y}(t_j, \bar{t}_j) = [t_j, \bar{t}_j] \subseteq T$ представляє часовий горизонт, пов'язаний із j -м DR-запитом, і нехай

$$E_j^{\text{DR}} = \sum_{t \in \mathcal{Y}(t_j, \bar{t}_j)} E^n(t)$$

буде чистою енергією, що вводиться в мережу REC за цей проміжок часу. Для цілей цієї роботи запит на DR $\mathcal{R}_j$ визначається кортежем

$$\mathcal{R}_j = \{\mathcal{Y}(t_j, \bar{t}_j), \bar{\gamma}_j, E_{j,0}^{\text{DR}}, E_{j,1}^{\text{DR}}, E_{j,2}^{\text{DR}}, E_{j,3}^{\text{DR}}\},$$

де γ_j виконує роль максимальної досяжної винагороди та $E_{j,0}^{DR}$, $E_{j,1}^{DR}$, $E_{j,2}^{DR}$, $E_{j,3}^{DR}$ - це енергетичні пороги, які визначають шматочно-лінійну трапецієподібну функцію винагороди, див рисунок 3.1. Як показано, функція $\gamma_j(E_j^{DR})$ збільшується лінійно між $E_{j,0}^{DR}$ і $E_{j,1}^{DR}$, залишається сталим у γ_j між $E_{j,1}^{DR}$ і $E_{j,2}^{DR}$, і зменшується лінійно до нуля між ними $E_{j,2}^{DR}$ і $E_{j,3}^{DR}$. Отже, винагорода, надана REC, стосувалася $\mathcal{R}_j$ задається формулою

$$\gamma_j = \begin{cases} 0 & \text{якщо } E_j^{DR} \leq E_{j,0}^{DR} \\ \frac{E_j^{DR} - E_{j,0}^{DR}}{E_{j,1}^{DR} - E_{j,0}^{DR}} \bar{\gamma}_j & \text{якщо } E_{j,0}^{DR} < E_j^{DR} \leq E_{j,1}^{DR} \\ \bar{\gamma}_j & \text{якщо } E_{j,1}^{DR} < E_j^{DR} \leq E_{j,2}^{DR} \\ \frac{E_{j,2}^{DR} - E_j^{DR}}{E_{j,2}^{DR} - E_{j,3}^{DR}} \bar{\gamma}_j & \text{якщо } E_{j,2}^{DR} < E_j^{DR} \leq E_{j,3}^{DR} \\ 0 & \text{якщо } E_j^{DR} > E_{j,3}^{DR} \end{cases}$$

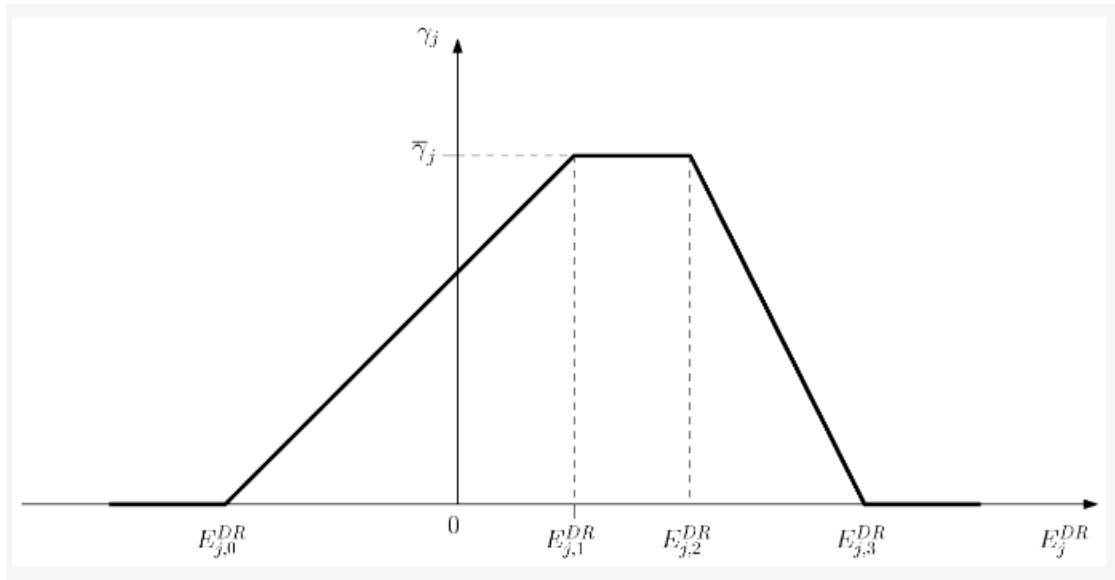


Рисунок 3.1. - Функція винагороди γ_j , що стосується запиту DR $\mathcal{R}_j$.

Ця трапецієподібна структура відображає типові механізми DR, засновані на стимулах, де компенсація змінюється залежно від зниження

навантаження для балансування стабільності сітки та економічної ефективності [63].

3.3. Чисельний аналіз моделі

Було проведено симуляційне дослідження, що складається з двох прикладів, для оцінки продуктивності та обчислювальної доцільності запропонованого методу. Перший приклад був ілюстративним прикладом іграшки з трьома сутностями, створеним для пояснення логіки процедури перерозподілу винагороди. Другий приклад був реалістичним із 30 досвідченими фахівцями, що продемонструвало масштабованість і ефективність методу в реальних умовах. Оскільки ми зосереджуємося на управлінні BESS, ми чітко розглядали лише споживачів і виробників, оснащених системою зберігання енергії, тоді як споживачі, споживачі та виробники без BESS розглядалися агреговано через загальний профіль навантаження та генерації спільнот. Часовий горизонт, використаний у задачах оптимізації для обох прикладів, був встановлений як один день, з часом вибірки 15 хв, тобто $\mathcal{T} = \{0, \dots, 95\}$. Було змодельовано загалом 30 днів, що відповідає червню. Ми припускали, що існують надійні прогнози профілів генерації та навантаження. Профілі генерації для фотоелектричних просumerів були отримані на основі реальних даних, наданих Фотогальванічною географічною інформаційною системою (PVGIS) [70], яка надає високоякісні дані про сонячне опромінення та генерацію фотоелектричної енергії для європейського регіону, адаптовані до заданих пікових енергетичних потужностей E_u кожної сутності. Профілі навантаження базувалися на типових житлових і комерційних моделях споживання з загальнодоступних наборів даних, наданих італійським оператором системи передачі Terna [71]. Для кожної об'єкта u початкова та кінцева енергія, збережена в BESS, була встановлена як $S_u^0 = S_u^T = 0$, а ефективність заряджання та розрядження була $\eta_u^c = \eta_u^d = 0.95$. Ціна продажу

енергії $\pi_u^g(t)$ було отримано на енергетичному ринку Італії [72] за схемою Ritiro Dedicato, визначеною GSE [73]. Ціна купівлі енергії $\pi_u^b(t)$, визначений Servizio di Maggior Tutela від ARERA [74], також змінювався в часі, що відображає динамічне ціноутворення енергії, імпортованої з мережі. Експлуатаційна вартість системи зберігання становила $\pi_s = 0.01 \text{ €/kW} \cdot \text{h}$. Це значення є середньою оцінкою експлуатаційних витрат ESS, враховуючи деградацію батареї протягом терміну служби циклу, на основі огляду останньої літератури [52, 75, 86].

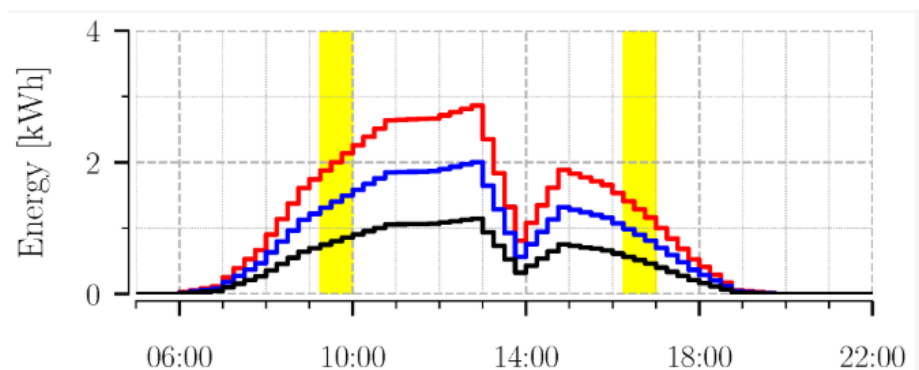
Розглядалися два запити на DR на кожен день - один вранці, один вдень, з випадковим часом і тривалістю початку. Цей вибір $R = 2$ відображає реалістичний сценарій, оскільки практичні програми DR, такі як на енергетичному ринку Італії [72], зазвичай обмежують щоденні запити на DR до 1–4 через обмеження операторів мережі та операційну доцільність.

Параметр α , встановлений на 0,9 у цьому дослідженні, представляє частку винагороди DR, яка перерозподіляється між споживачами у $\mathcal{U}$, як визначає політика REC. Це значення гарантує, що більша частина винагороди DR розподіляється просумерам, які активно сприяють досягненню цілей DR через свій BESS, тоді як решта частки $(1 - \alpha) = 0,1$ підтримує операційну стійкість REC. Енергетичні межі та винагороди DR-запитів динамічно обчислювалися на основі профілів навантаження та генерації кожного дня. Зокрема, нижня межа $E_{j,0}^{DR}$ була обрана як енергія, що впорається в мережу за умови відсутності роботи BESS. Це гарантувало, що винагороди за DR надаються лише за умови, що суб'єкти працювали на своїх батареях для зменшення споживання відносно базового рівня.

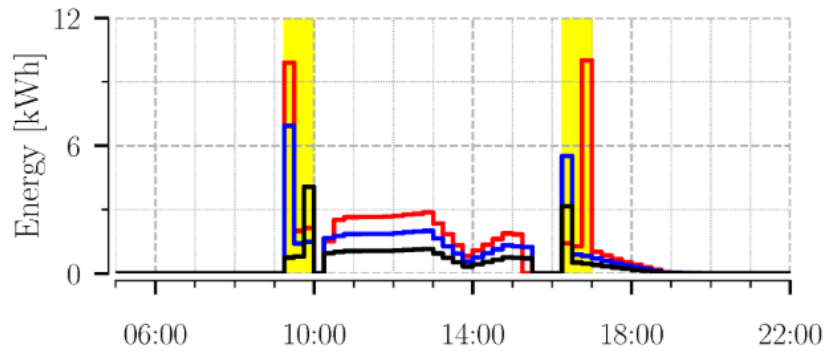
Щоб надати інтуїтивне пояснення алгоритму перерозподілу винагороди, було розглянуто прощений випадок із трьома виробниками PV, оснащеними BESS. Пікова потужність виробництва фотоелектричних електростанцій E_i

та пропускну здатність BESS S_i кожного виробника були обрані як $E_1 = 22$ кВт·год, $E_2 = 18$ кВт·год, $E_3 = 10$ кВт·год, $S_1 = 24$ кВт год, $S_2 = 16$ кВт·год і $S_3 = 9$ кВт·год.

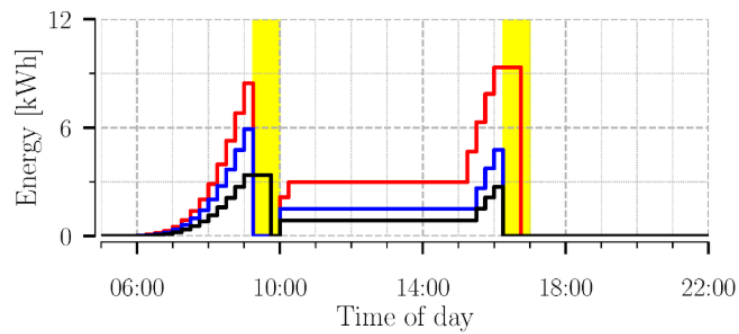
На рисунку 3.2 (а) ми повідомляємо профілі генерації фотоелектричних об'єктів №1, №2 та №3 за 1 червня. Середня панель показує енергію, яку кожна організація продавала в мережу протягом дня, а нижня панель - накопичену енергію BESS. На рисунку видно, що під час періодів DR усі суб'єкти виконували свій BESS, щоб допомогти виконати запит DR, використовуючи можливості вищої винагороди. Рисунок 3.3. (а) порівнює сукупний щоденний прибуток від автономної діяльності з участю в REC. Цей яскравий випадок підтвердив, що співпраця призвела до більшого загального прибутку. Нижня панель показує винагороду DR на рівні спільноти порівняно з теоретичним максимумом. На рисунку 3.4. (а) показано кумулятивну енергію, продану кожною суб'єктом у періоди DR, де суб'єкт №1 зробив найбільший внесок у інтервали DR, далі йде суб'єкт №2 і потім №3, а нижня панель повідомляє відповідний додатковий прибуток δ_u , що було пропорційно їхнім потенційним внескам у DR, зафіксованим σ_u . Цей приклад демонструє логіку та результати запропонованого механізму перерозподілу, який винагороджує вищих учасників із великим потенціалом (наприклад, великий ESS), водночас гарантуючи, що жоден учасник не постраждає гірше, ніж у окремому випадку, що дозволяє всім учасникам отримати користь від колективної координації.



а)



б)



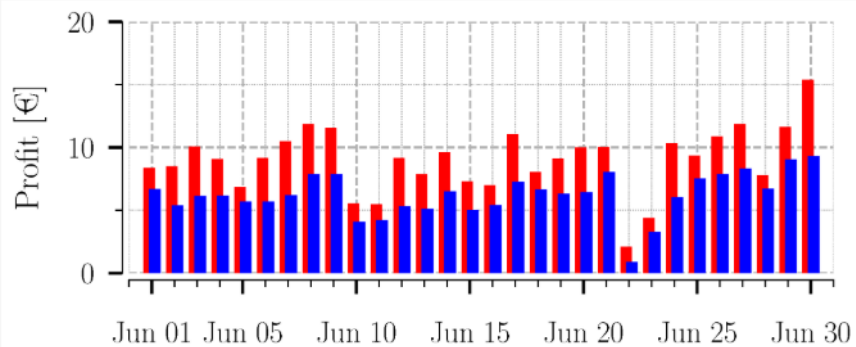
с)

Рисунок 3.2. - Приклад графіків

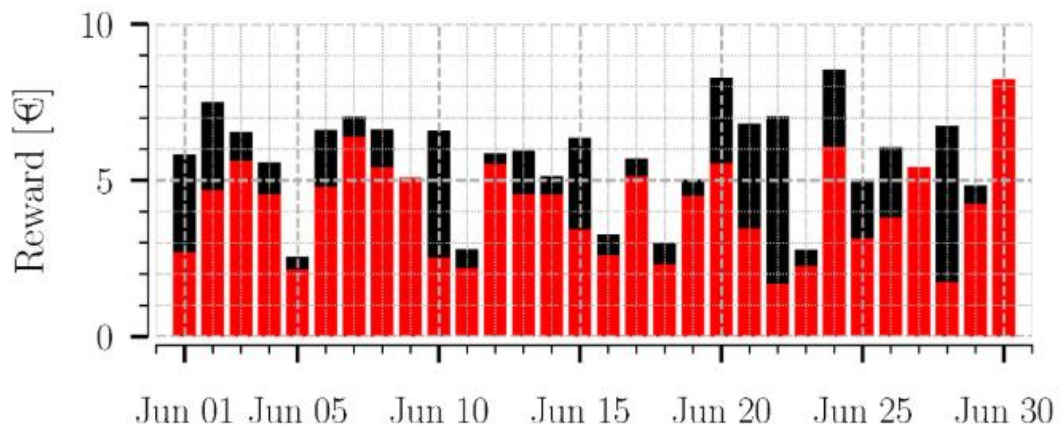
а) покоління $E_u(t)$ для сутності №1 (червоний), №2 (синій) та №3 (чорний).

б) продана енергія $E_u^g(t)$ введений у сітку на рівні REC сутністю №1 (червона), №2 (синя) та №3 (чорна).

с) енергія, що зберігається в BESS $S_u(t)$ за сутністю №1 (червона), №2 (синя) та №3 (чорна). Жовті смуги позначають періоди часу запитів на DR.



а)

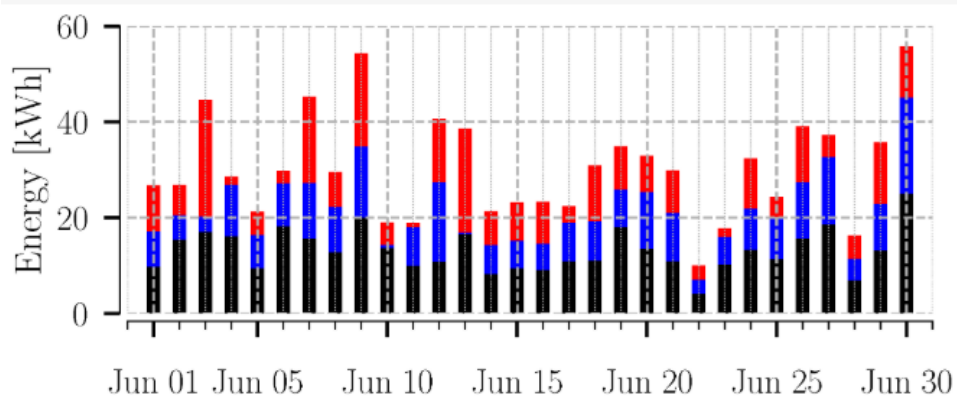


б)

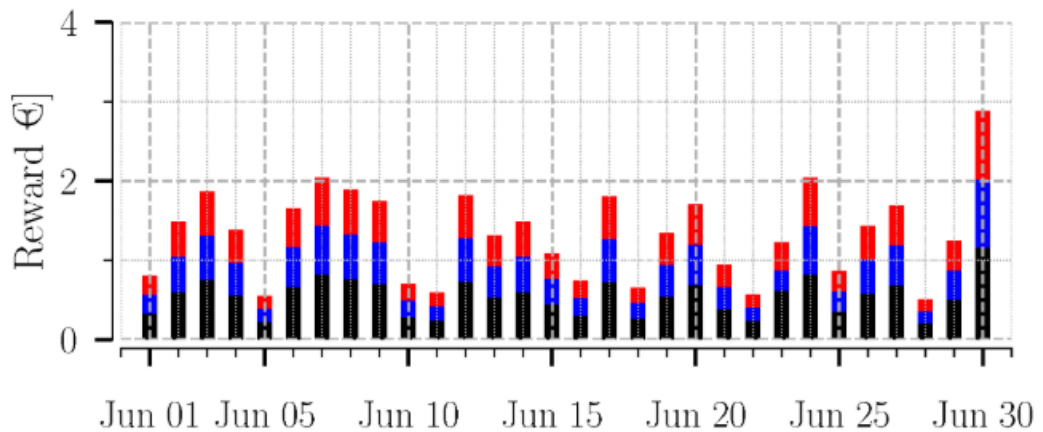
Рисунок 3.3. - Приклад графіків:

а) кумулятивний щоденний прибуток усіх організацій, що працюють незалежно J_0^* (синій) і приєднання до REC J^* (червоний);

б) щоденна виробництво DR на рівні REC (червоний) і максимальна досяжна нагорода (чорний).



а)



б)

Рисунок 3.4. - Приклад графіків:

- а) кумулятивна енергія, продана в мережу протягом періодів DR для сутності №1 (червоний), №2 (синій) та №3 (чорний);
- б) додатковий прибуток отримує суб'єкт №1 (червоний), №2 (синій) та №3 (чорний).

3.4. Приклад практичної реалізації

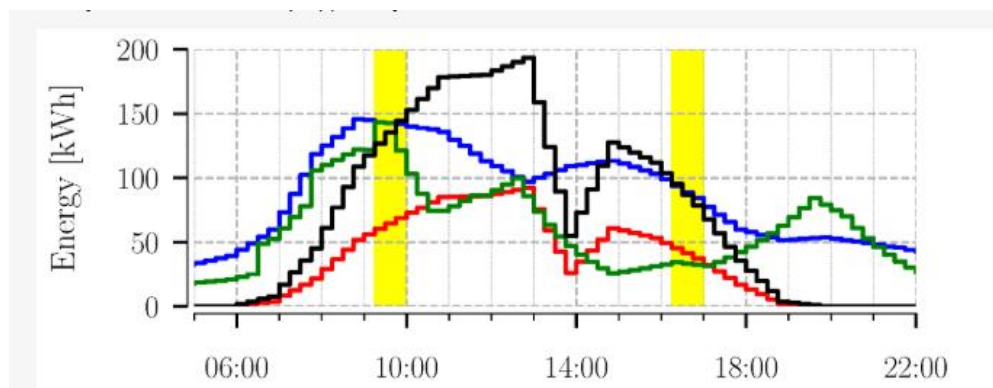
Потім ми розглянули реалістичний REC, що складається з 30 PV prosumers з BESS, з яких п'ять є чистими виробниками (тобто з нульовим навантаженням). Для простоти всі сутності називають просюмерами. Пікова потужність виробництва фотоелектричних електростанцій E_u та пропускну здатність BESS S_u кожного прозюмера наведено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2. - Значення параметрів для кожної сутності.

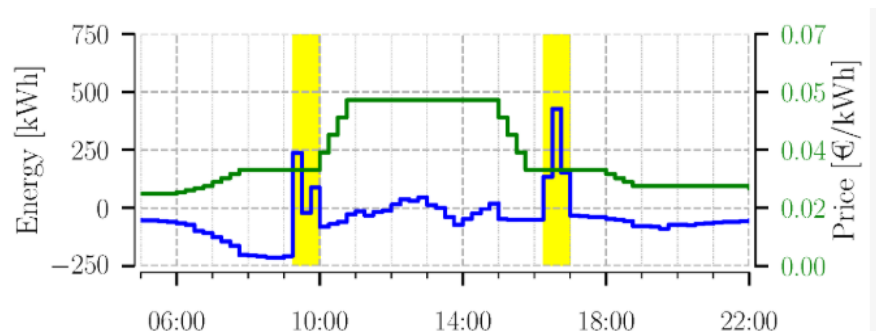
Сутності	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\bar{E}_u$ [кВт·год]	29.2	46.4	34.6	19.5	12.8	28.8	62.4	27	26.4	26.8
$\bar{S}_u$ [кВт·год]	44	120	72	30	20	58	140	56	44	56
Сутності	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$\bar{E}_u$ [кВт·год]	36	54.4	41.6	13.7	10	52.8	14.4	31.2	74	28.8
$\bar{S}_u$ [кВт·год]	70	80	60	8	12	88	24	52	92	48
Сутності	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
$\bar{E}_u$ [кВт·год]	25.8	31.2	40.8	12	45	36	24	59.8	35.2	42.8
$\bar{S}_u$ [кВт·год]	68	52	15	10	60	100	40	108	150	96

Для першого дня симуляції загальні профілі навантаження та генерації членів REC показані на рисунку 3.5. (а). Чиста енергія E_n введення в сітку показано на рисунку 3.5. (б), тоді як загальна енергія, накопичена в батареях,

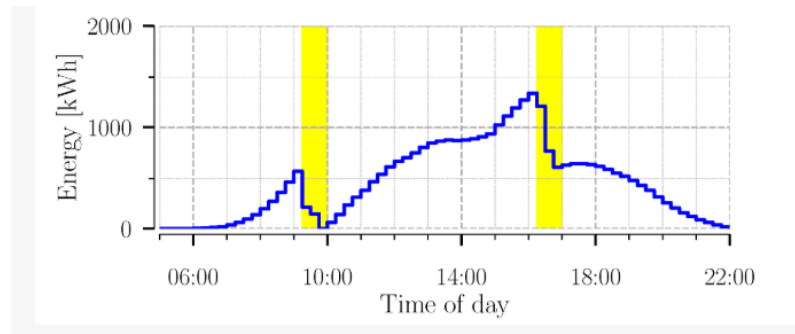
показана на рисунку 3.5. (в). Ціна продажу енергії $\pi_u^g(t)$ представлений зеленим часовим рядом на рисунку 3.5. (б). З останніх даних видно, що під час періодів DR суб'єкти стратегічно розряджували свої системи зберігання, щоб додати додаткову енергію в мережу. Внаслідок цього просьюмери отримали вищий прибуток порівняно з базовим сценарієм, як видно з рисунку 3.6. (а), де щоденний кумулятивний прибуток усіх споживачів J^* порівнюється з тим, що стосується автономної роботи J_0^* . Рисунок 3.6. (б) показує загальну винагороду спільноти разом із максимальною досяжною, тобто, $\sum_{j=1}^R \gamma_j$, для всіх днів симуляції. Чиста енергія, що подається в мережу під час запитів DR, показана на рисунку 3.7. для всіх днів. Зверніть увагу, що негативні значення означають, що енергія забирається з мережі під час запитів DR.



а)



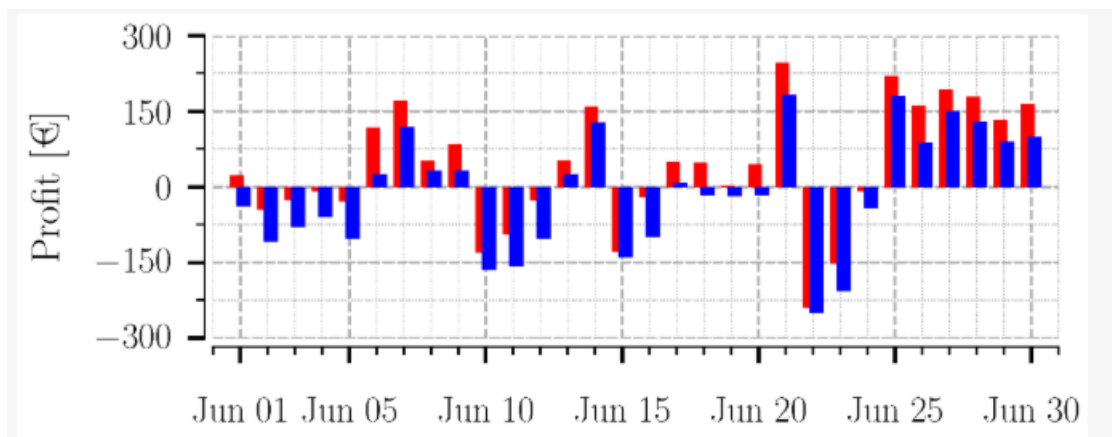
б)



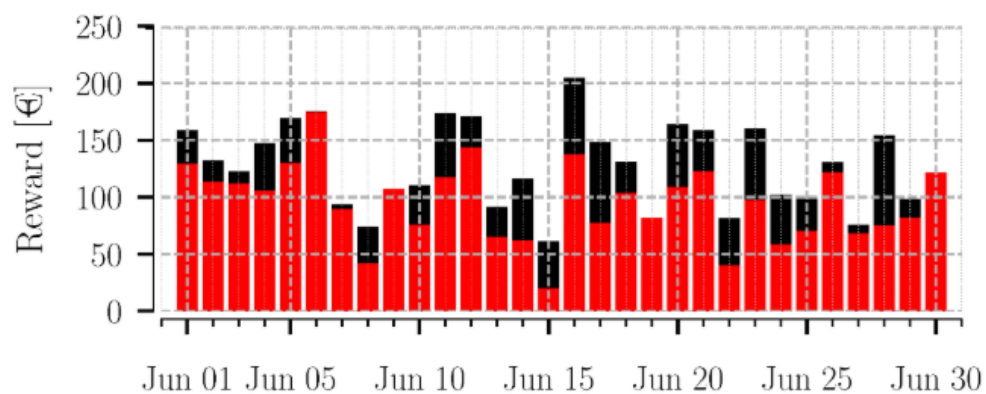
в)

Рисунок 3.5. – Практична реалізація:

- а) загальне навантаження незапланованих сутностей $E^l(t)$ (синій), загальне створення незареєстрованих суб'єктів $E^p(t)$ (червоний), загальне навантаження на сутності з BESS (зелений), загальне генерування сутностей з BESS (чорний);
- б) чиста енергія $E^n(t)$ введено в мережу за рівнем REC (синій) та ціною продажу енергії $\pi_u^g(t)$ (зелений);
- в) загальна енергія, що зберігається в BESS об'єктами REC. Жовті смуги позначають періоди часу запитів на DR.



а)



б)

Рисунок 3.6. - Практична реалізація:

а) кумулятивний щоденний прибуток усіх суб'єктів, що працюють незалежно

J_0^* (синій) і приєднання до REC J^* (червоний);

б) щоденне виробництво DR на рівні REC (червоний) і максимальна досяжна нагорода (чорний).

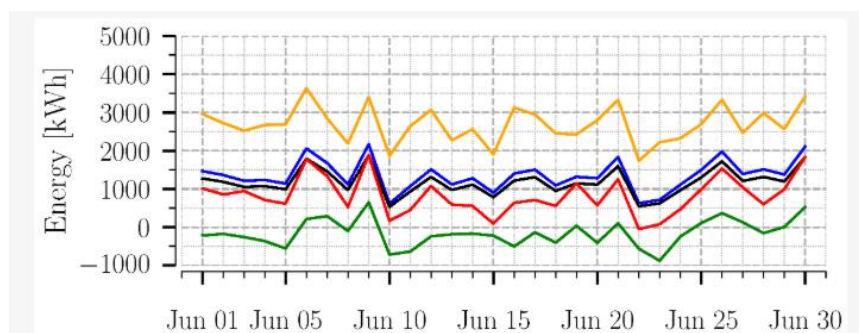


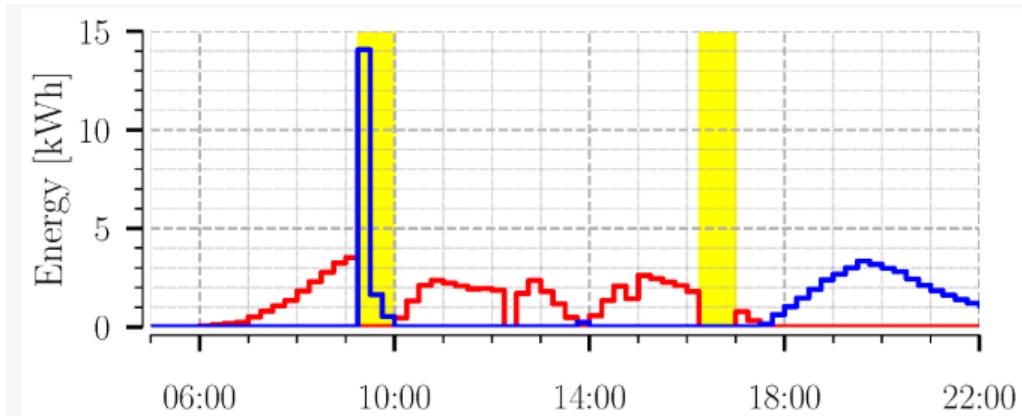
Рисунок 3.7. - Реалістичний приклад: кумулятивна добова чиста енергія, що надходить у мережу протягом періодів DR $\sum_{j=1}^R E_j^{DR}$ (червоний). Кумулятивні

добові енергетичні пороги запитів на DR $\sum_{j=1}^R E_{j,0}^{DR}$ (зелений), $\sum_{j=1}^R E_{j,1}^{DR}$

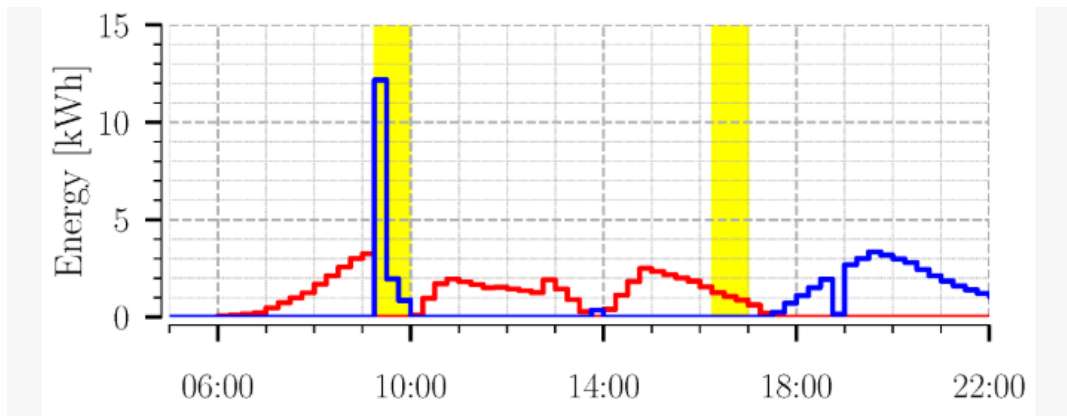
(чорний), $\sum_{j=1}^R E_{j,2}^{DR}$ (синій), та $\sum_{j=1}^R E_{j,3}^{DR}$ (помаранчевий).

Червоні та сині криві на кожному графіку рисунка 3.8. представляють часові ряди зарядженої енергії ($E_u^c(t)$) і звільнили ($E_u^d(t)$), відповідно для блоків BESS №1 (верхня), №10 (середня) та №20 (нижня) у перший день симуляції. Варто зазначити, що, незважаючи на широкий діапазон

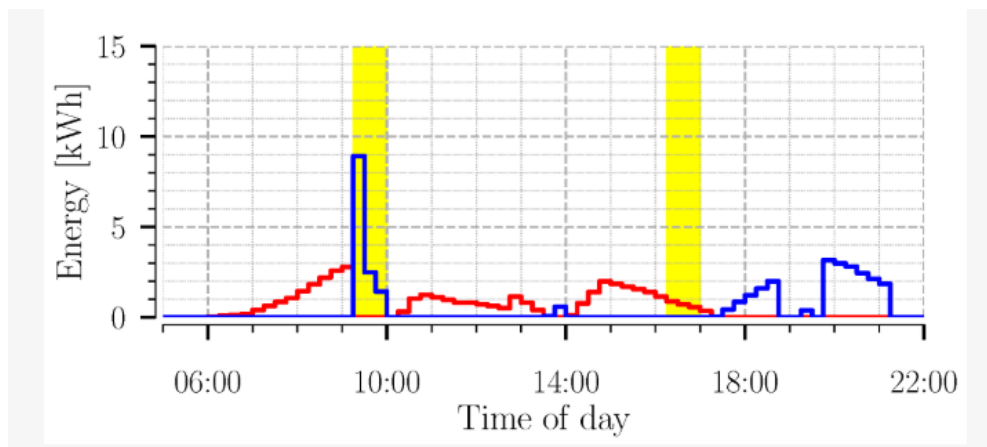
варіативності PV, шаблонів попиту та динамічних цінових сигналів, запропонована оптимальна робота BESS унікала одночасного зарядження/розрядження зберігання, тобто червона і синя криві ніколи не були одночасно ненульовими, як це гарантує теорема 1.



а)



б)



в)

Рисунок 3.8. - Реалістичний приклад: заряджена енергія (червона) і розряджена (синя) для сутності №1 (а), №10 (б) та №20 (в) для обраного дня.

Жовті смуги позначають періоди часу запитів на DR.

З обчислювальної точки зору, результати моделювання показують, що запропонована процедура була ефективною навіть при роботі з великою кількістю просюмерів.

Розглянуто процедуру оптимального управління системами зберігання енергії для просюмерів, які приєднуються до REC за програмами DR. Така процедура гарантує кожній організації загальний прибуток, не менший за той, що отриманий при оптимальній роботі поза межами REC. Цей метод вимагає розв'язання лінійної програми для кожної планованої сутності та однієї низькоскладної MILP, що гарантує доступне обчислювальне навантаження навіть для великих спільнот.

Майбутня робота буде зосереджена на управлінні невизначеністю у профілях навантаження та генерації, дослідженні доповнюючих підходів, таких як ймовірнісні моделі або надійна оптимізація, а також на впровадженні нелінійних цінових структур для підвищення застосовності в різних ринкових умовах, наприклад, з ціноутворенням у реальному часі. Крім того, запропонований підхід буде спеціалізований на впровадженні з урахуванням схем ціноутворення в режимі реального часу. Майбутні напрямки також стосуються впровадження інших типів суб'єктів, таких як електромобілі або системи спільного зберігання, а також розширення запропонованої рамки для управління кількома носіями енергії, такими як електроенергія та тепло, спільно розподілених у єдиній структурі, а також різних моделей енергоспоживання.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3:

В третьому розділі «Оптимальне управління системами зберігання енергії в енергетичних спільнотах відновлюваної енергетики з урахуванням механізмів реагування на попит» було розглянуто комплекс питань, пов'язаних з оптимальним управлінням системами зберігання енергії (СЗЕ) у складі енергетичних спільнот відновлюваної енергетики з урахуванням механізмів реагування на попит. На основі проведеного аналізу передумов визначено ключові фактори, що впливають на ефективність роботи СЗЕ, зокрема варіабельність генерації з ВДЕ, структурні особливості мережевого навантаження, а також вимоги до забезпечення пікового й частотного регулювання.

В межах постановки та моделювання завдання розроблено математичну модель, яка описує взаємодію між споживачами, вітровою генерацією, системами зберігання енергії та механізмами попитового реагування. Модель враховує динамічні обмеження СЗЕ, режими заряджання/розряджання, економічні критерії мінімізації витрат та максимізації використання локальної відновлюваної енергії, а також умови забезпечення стабільності роботи енергосистеми.

Чисельний аналіз моделі дав змогу оцінити поведінку СЗЕ у різних режимах та при різних рівнях доступної вітрової генерації і попитового навантаження. Результати показали, що використання оптимізаційного підходу дозволяє суттєво підвищити ефективність роботи СЗЕ, зменшити пікові навантаження на мережу, збільшити частку локального самозабезпечення енергією та покращити економічні показники роботи енергетичної спільноти. Також підтверджено важливість урахування частотних характеристик і обмежень SOC при формуванні стратегії керування.

Практичний приклад реалізації запропонованої моделі продемонстрував її працездатність та адаптивність до реальних умов експлуатації. Отримані

результати підтверджують, що координація роботи СЗЕ із програмами реагування на попит та локальною генерацією ВДЕ дозволяє досягти суттєвого зниження навантаження на мережу у пікові години, покращення показників якості електропостачання та зменшення експлуатаційних витрат.

Загалом, проведені дослідження доводять, що інтеграція систем зберігання енергії в енергетичні спільноти з використанням оптимізаційної моделі керування та механізмів попитового реагування є перспективним напрямом підвищення гнучкості, надійності та енергоефективності сучасних енергосистем.

ВИСНОВКИ Й РЕКОМЕНДАЦІЇ:

В магістерській роботі на тему «Оптимізація режимів роботи енергосистеми з вітроенергетичною генерацією, з урахуванням регулювання пікових потужностей накопичення енергії та функції регулювання частоти» проведено комплексне дослідження методів прогнозування вітрової генерації, оптимізації режимів енергосистем з відновлюваними джерелами енергії та розроблення стратегій управління системами зберігання енергії (СЗЕ) з урахуванням механізмів пікового та частотного регулювання. Результати роботи підтвердили важливість застосування інтегрованих підходів для підвищення гнучкості, стійкості та економічної ефективності сучасних енергетичних систем.

В першому розділі «Прогнозування вітрової генерації» виконано аналіз методів прогнозування вітрової генерації, зокрема сценарних підходів, двоетапних моделей та алгоритмів обробки часових рядів. Показано, що використання багатосценарного прогнозування забезпечує більш точне врахування варіабельності вітрових потоків, дозволяючи енергосистемі працювати з меншими ризиками незбалансованості та необхідності резервування. Отримані результати довели, що якість прогнозу безпосередньо впливає на точність планування режимів роботи СЗЕ та мережі в цілому.

В другому розділі «Двоетапна оптимізація енергосистеми на основі вітрової генерації з урахуванням пікового та частотного регулювання систем накопичення енергії» розроблено двоетапну модель оптимізації енергосистеми з вітровою генерацією, що поєднує добове планування на основі прогнозів та внутрішньодобову оптимізацію режимів роботи СЗЕ. Модель враховує технічні обмеження накопичувачів, умови забезпечення пікового регулювання, вимоги до стабілізації частоти та обмеження потокорозподілу. Показано, що координація роботи СЗЕ та прогновної генерації ВДЕ дозволяє значно зменшити пікові навантаження, оптимізувати

зарядно-розрядні цикли системи та підвищити частку локального споживання виробленої енергії. Результати оптимізації підтвердили ефективність двоетапного підходу для забезпечення балансу потужності та мінімізації витрат.

В третьому розділі «Оптимальне управління системами зберігання енергії в енергетичних спільнотах відновлюваної енергетики з урахуванням механізмів реагування на попит» проведено дослідження оптимального управління системами зберігання енергії в енергетичних спільнотах відновлюваної енергії з урахуванням механізмів реагування на попит. Запропоновано стратегію координації, яка поєднує пікове, частотне та економічно обґрунтоване регулювання. Чисельні симуляції та практичний приклад продемонстрували, що система здатна адаптивно реагувати на зміни навантаження, ефективно компенсувати коливання вітрової генерації та підтримувати стабільні параметри електричної мережі. Застосування механізмів попитового реагування дозволило покращити якість електропостачання, зменшити експлуатаційні витрати та підвищити рівень енергетичної незалежності спільноти.

Узагальнюючи результати роботи, можна стверджувати, що комбінація прогнозування вітрової генерації, оптимізаційних підходів до управління системою та інтеграції СЗЕ з механізмами реагування на попит забезпечує високий рівень гнучкості, надійності та енергоефективності енергетичних систем з ВДЕ. Розроблені моделі та алгоритми можуть бути використані для практичного впровадження у мікромережах, енергетичних спільнотах та локальних системах розподілу з високою часткою відновлюваної генерації.

СПИСОК ПОСИЛАНЬ:

1. Лю, Л.; Сюй, Дж. Багатофункціональне планування генерації для підключення до мережі гідросонячно-вітрової енергетики на основі координації економіки, менеджменту, суспільства, довкілля: кейс-стаді з Китаю. Інт. Дж. Електрик. Система Енергії Енергії. 2022, 142, 108210.
2. Кайс, М.О.; Ахмад, І.; Хабібі, Д.; Азіз, А.; Махмуд, Т. Проблеми дефіциту міцності системи для енергосистем на основі відновлюваної енергетики: огляд. Обновляти. Підтримувати. Енергетичний перегляд 2023, 183, 113447
3. Ян, К.; Танг, Й.; Дай, Дж.; Ван, К.; Wu, S. Моделювання невизначеності потенціалу регулювання частоти вітрової енергії з урахуванням розподілених характеристик прогнозних помилок. Прот. Контроль. Моделювання. Power Syst. 2021, 6, 22.
4. Лю, Ю.; Пенг, М. Дослідження пікового навантаження для гібридної енергетичної системи з використанням вітрової енергії та зберігання енергії на основі ситуаційної обізнаності. Дж. Зберігання енергії 2024, 82, 110472.
5. Ші, Й.; Лі, Й.; Чжоу, Ю.; Сюй, Р.; Фенг, Д.; Ян, З.; Фанг, С. Оптимальне планування регулювання пікового навантаження енергосистеми з урахуванням короткострокового запуску та зупинки теплової установки. Інт. Дж. Електрик. Система Енергії Енергії. 2021, 131, 107012.
6. Агдам, Ф.Х.; Мохаммаді-Іватлу, Б.; Абапур, М.; Марзбанд, М.; Расті, М.; Понграц, Е. Підвищення ризик-орієнтованої участі вітрових електростанцій на ринках майбутнього, балансування та водню за допомогою спільних багатоенергетичних систем зберігання. J. Energy Storage 2025, 107, 114911
7. Го, Й. Оптимізація інтегрованих енергетичних систем на день наперед: підхід партисипативного диспетчеризації для інтеграції вітрової енергетики. J. Clean. Prod. 2025, 486, 144421.

8. Ма, Й.; Ху, З.; Сонг, Й. Стратегія оптимізації за годину наперед для спільного зберігання енергії на відновлюваних електростанціях для надання послуг регулювання частоти. *IEEE Trans. Sustain. Енергетика* 2022, 13, 2331–2342.
9. Рамакрішна, Р.; Скальйоне, А.; Віттал, В.; Далл'Анс, Е.; Бернстайн, А. Модель для спільного ймовірнісного прогнозу сонячної фотогальванічної енергії та зовнішньої температури. *Процес сигналу IEEE Trans.* 2019, 67, 6368–6383.
10. Донг, Г.; Чен, З.; Вей, Дж. Послідовний фільтр Монте-Карло для оцінки стану заряду літій-іонних батарей на основі авторегресивної екзогенної моделі. *IEEE Trans. Ind. Electron.* 2019, 66, 8533–8544.
11. Аасім Сінгх, S.N.; Мохапатра, А. Модель ARIMA на основі повторюваних вейвлетних перетворень для дуже короткострокового прогнозування швидкості вітру. *Обновляти. Energy* 2019, 136, 758–768.
12. Ю, Г.; Лю, К.; Танг, Б.; Чен, Р.; Лу, Л.; Цуї, К.; Ху, Й.; Шен, Л.; Муїн, С.М. Короткострокове прогнозування вітрової енергії для регіональних вітрових електростанцій на основі просторово-часового розподілу характеристик. *Обновляти. Енергетика* 2022, 199, 599–612.
13. Беллетреш, М.; Байлек, Н.; Аботалєб, М.; Бушуїча, К.; Зеруалі, Б.; Гермуй, М.; Курікі, А.; Алхарбі, А.Х.; Хафага, Д.С.; Ель-Шимі, М.; та ін. Гібридні глибокі нейронні мережі, засновані на увазі, для короткострокового прогнозування вітрової енергії з використанням метеорологічних даних у пустельних регіонах. *Sci. Rep.* 2024, 14, 21842.
14. Хаджян, М.; Роузхарт, В.Д.; Зарейпур, Г. Ймовірнісний потік потужності за моделюванням Монте-Карло з латинським суперкубом семплінгу. *IEEE Trans. Power Syst.* 2013, 28, 1550–1559.
15. Чжан, М.; Лі, В.; Ю, С.С.; Вень, К.; Муїн, С. Стратегія оптимізації розподілу на день наперед для масштабного зберігання енергії в акумуляторах з урахуванням численних збоїв регулювання та прогнозування. *Енергетика* 2023, 270, 126945.

16. Лі, Дж.; Му, Г.; Чжан, Дж.; Лі, К.; Ян, Г.; Чжан, Г.; Чен, Г. Динамічна економічна оцінка електрохімічного накопичення енергії масштабом сто мегават для допоміжного пікового гоління. Прот. Контроль. Моделювання. Power Syst. 2023, 8, 50.
17. Креспо-Васкес, Дж.Л.; Каррільйо, К.; Діас-Дорадо, Е.; Мартінес-Лоренсо, Дж.А.; Нур-е-Алам. Стохастична оптимізаційна структура на основі машинного навчання для вітрової та накопичувальної електростанції, що бере участь у ринку енергетичних пулів. Appl. Energy 2018, 232, 341–357
18. Ву, Х.; Лі, Н.; Хе, М.; Ван, Х.; Ма, С.; Цао, Дж. Графік графіка на день наперед із обмеженням ризику для системи зберігання гравітаційної енергії та вітрової турбіни на основі IGDТ. Обновляти. Енергетика 2022, 185, 904–915.
19. Ю, Г.; Ван, Й.; Лю, К.; Ван, С.; Хао, К.; Xiong, J. Оптимізація та метод планування для енергетичних систем з урахуванням сценаріїв прямого та зворотного пікового піку вітрової енергії. Енергії 2024, 17, 1257
20. Біан, Н.; Кавасакі, С. Двоступеневе стохастичне оптимізування планування енергетичної системи з урахуванням теплових електростанцій та стратегій ціноутворення пікового зменшення зберігання енергії. J. Electr. Eng. Technol. 2025, 20, 2961–2975.
21. Чжан, М.; Сюй, В.; Чжао, В. Комбіновані оптимальні диспетчеризації вітрово-світла-пожежного зберігання з урахуванням реакції на ціни на електроенергію та невизначеності вітрової та фотогальванічної енергії. Енергетичний представник 2023, 9, 790–798.
22. Сяо, Б.; Гао, З.; Пенг, Г.; Чен, К.; Лі, Й.; Лю, К. Надійна оптимізація масштабних систем відновлюваної енергії вітрово-сонячного зберігання з урахуванням мультиенергетичної синергії гібридного зберігання. Сталий розвиток 2024, 16, 243.
23. Кроммідас, К.Ф.; Стратігакос, А.С.; Хассіоті, Е.; Мораїтс, я. Двоступеневе стохастичне зобов'язання одиниць для оцінки впливу систем зберігання енергії в батареях на вимоги до резервів. У матеріалах 14-ї

Середземноморської конференції з виробництва, розподілу та конверсії енергії (MEDPOWER 2024), Афіни, Греція, 3–6 листопада 2024 року; стор. 684–689.

24. Ву, Г.; Крад, І.; Флоріта, А.; Ходж, Б.-М.; Ібаньєз, Е.; Чжан, Дж.; Ела, Е. Стохастичні багаточасові операції енергетичних систем із змінною генерацією вітру. *IEEE Trans. Power Syst.* 2017, 32, 3325–3337.

25. Сохоні, В.; Гупта, Південна Кароліна; Нема, Р.К. Критичний огляд методів моделювання кривих потужності вітрових турбін та їх застосування у вітрових енергетичних системах. *J. Energy* 2016, 2016, 8519785.

26. Лян, К.; Лю, Р.; Хуан, К.; Лі, Дж.; Цзо, Х. Диспетчерська оптимізація інтегрованої енергетичної системи низьковуглецевих технологій з урахуванням невизначеності вітру та сонця. *AIP Adv.* 2024, 14, 125102.

27. Лі, Дж.; Венъ, Б.; Wang, Н. Адаптивна стратегія керування віртуальною інерцією VSG для мікромережі на основі покращеної стратегії керування вибухом. Доступ до *IEEE* 2019, 7, 39509–39514.

28. Ванг, Р.; Чжан, Г.; Лі, К.; Ма, С. Метод розрахунку динамічного потоку потужності енергосистеми з вітровою енергією. У матеріалах Міжнародної конференції з дерегуляції та реструктуризації електроенергетики та енергетичних технологій, Чанша, Китай, 26–29 листопада 2015 року.

29. Лі, К.-Й.; Тьюге, М. Оптимальне рішення для задачі економічної диспетчеризації на основі плавних і не гладких функцій витрат. *Енергії* 2020, 13, 3721.

30. Хе, Й.; Hong, X.; Ван, К.; Цінъ, Г. Оптимальна конфігурація потужності гідровітрово-фотогальванічної комплементарної системи з урахуванням підключення каскадного резервуара. *Appl. Energy* 2023, 352, 121927

31. Бадеса, Л.; Тенг, Ф.; Стрбак, Г. Умови для регіональної стабільності частот у плануванні енергетичних систем — Частина I: Теорія. IEEE Trans. Power Syst. 2021, 36, 5558–5566.
32. Чавес, Г.; Балдік, Р.; Шарма, С. Губернатор Обмеження OPF щодо адекватності первинного контролю частоти. IEEE Trans. Power Syst. 2014, 29, 1473–1480.
33. Гйоргієвський, В.З.; Кундева, С.; Георгіу, Г.Е. Соціальні домовленості, технічні конструкції та впливи енергетичних спільнот: огляд. Обновляти. Енергетика 2021, 169, 1138–1156.
34. Ворнерід, М.; Гоканссон, М.; Карлторп, К. Розкриття складності громадських мікромереж: огляд ролей установ у розвитку мікромереж. Обновляти. Підтримувати. Енергетичний перегляд 2020, 121, 109690.
35. Роча, Р.; Сілва, Р.; Мелло, Дж.; Фарія, С.; Реторта, Ф.; Гувейя, К.; Віллар, Дж. Триетапна модель для управління енергетичними спільнотами, обміну перевагами та надання місцевих мережевих послуг. Енергії 2023, 16, 1143.
36. Сіано, П. Реагування на попит і розумні мережі — опитування. Обновляти. Підтримувати. Енергетичний перегляд 2014, 30, 461–478.
37. Стенеліт, Д.; Радзюкінієне, Н.; Радзюкінас, В. Огляд послуг реагування на попит: огляд. Енергії 2022, 15, 1659.
38. Лосі, А.; Манкарелла, П.; Вічіно, А. Інтеграція реагування на попит у електроенергетичний ланцюг: виклики, можливості та рішення для розумних мереж, перше видання; Wiley: Гобокен, Нью-Джерсі, США, 2015; стор. 1–296.
39. Ма, О.; Алкаді, Н.; Капперс, П.; Денхолм, П.; Дадлі, Дж.; Голі, С.; Гаммон, М.; Кіліккот, С.; Макдональд, Дж.; Метсон, Н.; та ін. Відповідь на попит на допоміжні послуги. IEEE Trans. Smart Grid 2013, 4, 1988–1995. []
40. Руїс, Н.; Классенс, Б.; Джімено, Дж.; Лопес, Х.А.; Сікс, Д. Прогнозування навантаження житлових будинків у рамках програми

реагування на попит на основі економічних стимулів. Міжнародний переклад Electr. Енергетична система. 2015, 25, 1436–1451]

41. Горрія, К.; Джімено, Дж.; Ларесгоїті, І.; Лезаун, М.; Руїс, Н. Прогнозування гнучкості попиту на електроенергію з урахуванням сигналів обсягу ціни/споживання. Електрик. Power Syst. Res. 2013, 95, 200–205.

42. Б'янкіні, Г.; Казіні, М.; Вічіно, А.; Зарріллі, Д. Реакція на попит у системах опалення будівель: підхід до прогностичного контролю моделі. Appl. Energy 2016, 168, 159–170.

43. Б'янкіні, Г.; Казіні, М.; Пепе, Д.; Вічіно, А.; Занветтор, Г.Г. Інтегрований підхід до прогнозного керування моделлю для оптимальної роботи HVAC та зберігання енергії у великих будівлях. Додаток Energy 2019, 240, 327–340.

44. Занветтор, Г.Г.; Фочесато, М.; Казіні, М.; Лігерос, Дж.; Вічіно, А. Стохастичний підхід до зарядних станцій для електромобілів у програмах реагування на попит. Appl. Energy 2024, 373, 123862.

45. Ма, О.; Чеунг, К.; Олсен, Д. Дослідження реагування на попит і інтеграції енергозбереження; Представник TR-DOE/EE-1282; Міністерство енергетики США, Офіс наукової та технічної інформації: Оук-Рідж, Теннессі, США, 2016.

46. Чжан, Х.; Хаг, Г.; Колтер, Дж.З.; Харджункоскі, І. Відповідь на попит на допоміжне обслуговування від промислових навантажень, координованих із зберіганням енергії. IEEE Trans. Power Syst. 2017, 33, 951–961.

47. Гуд, Н.; Манкарелла, П. Гнучкість у мультиенергетичних спільнотах з електричним і тепловим накопиченням: стохастичний, надійний підхід до реагування на попит у багатьох сервісах. IEEE Trans. Smart Grid 2019, 10, 503–513.

48. Лі, Й.; Ван, Й.; Фукуда, Г.; Гао, В.; Цянь, Ф. Аналіз впливу на розподіл енергії в комерційній спільноті: випадок розгортання системи

зберігання енергії на батареях для вирівнювання навантаження. Фронт. Енергетичні ресурси. 2022, 10, 929693

49. Канг, Г.; Лі, Й.; Чжан, Ю.; Юнг, Дж. Багатоцільове визначення розмірів і планування зберігання енергії від батарей у спільнотах енергорозподілу на основі навчання за допомогою підкріплення. Обновляти. Підтримувати. Енергетичний огляд 2023, 185, 113611.

50. Крайм, Б.; Ессак, М.; Мугарбель, І.; Гаддар, Б.; Аноуті, У. Останні методи розміру, розміщення та управління індивідуальними та спільними акумуляторними системами зберігання енергії в житлових районах: огляд. Енергетичний представник 2024, 11, 390–404.

51. Барчі, Г.; П'єрро, М.; Секкі, М.; Мозер, Д. Повністю сонячна житлова енергетична спільнота: дослідження можливості в італійському контексті. Енергії 2025, 18, 1988.

52. Стентаті, М.; Паолетті, С.; Вічіно, А. Стратегії оптимізації та перерозподілу для італійських спільнот відновлюваної енергетики. У матеріалах Міжнародної конференції IEEE з розумних технологій (EUROCON) 2023 року, Турин, Італія, 6–8 липня 2023 року; IEEE: Піскатавей, Нью-Джерсі, США, 2023; стор. 263–268

53. Море, Ф.; Пінсон, П. Енергетичні колективи: підхід, заснований на спільноті та справедливості, до майбутніх ринків електроенергії. IEEE Trans. Power Syst. 2019, 34, 3994–4004.

54. Евенс, М.; Ерколі, П.; Artesoni, А. Мікромережі з підтримкою блокчейну: до peer-to-peer торгівлі енергією та гнучкого управління попитом. Енергії 2023, 16, 6741

55. Чжан, Б.; Фенг, К.; Лін, З.; Шао, Х.; Вень, Ф. Однорангова торгівля енергією серед споживачів із надання послуг з регулювання напруги. Енергії 2023, 16, 5497.

56. Ван, З.; Хоу, Г.; Чжао, Б.; Чжан, Л.; Ші, Й.; Се, С. Оптимізація спільної оптимізації стохастичної потужності з уникненням ризику та P2P-торгівлі для багатоенергетичних мікромереж з урахуванням обмежень

викидів вуглецю: асиметричний підхід до переговорів Неша. Додаток Energy 2024, 357, 122505.

57. Лі, З.; Сан, Г.; Сюе, Ю.; Лі, З.; Джін, Х.; Ванг, П. Орієнтована на стійкість асинхронна децентралізована реставрація з урахуванням спільної реакції будівництва та електробусів у електроенергійно-транспортних мережах. IEEE Trans. Transp. Electrification. 2025; Ранній доступ.

58. Мохандес, Б.; Ель Мурсі, магістр наук; Хаціаргіріу, Північна Дакота; Ель Хатіб, С. Програма реагування на попит на основі стимулів для підвищення гнучкості енергетичних систем. IEEE Trans. Smart Grid 2020, 12, 2212–2223.

59. Sangare, M.; Bourreau, E.; Fortz, B.; Pachurka, A.; Poss, M. Loads scheduling for demand response in energy communities. Comput. Oper. Res. 2023, 160, 106358.

60. Pelekis, S.; Pipergias, A.; Karakolis, E.; Mouzakitis, S.; Santori, F.; Ghoreishi, M.; Askounis, D. Targeted demand response for flexible energy communities using clustering techniques. Sustain. Energy Grids Netw. 2023, 36, 101134.

61. Hussain, J.; Huang, Q.; Li, J.; Hussain, F.; Mirjat, B.A.; Zhang, Z.; Ahmed, S.A. A fully decentralized demand response and prosumer peer-to-peer trading for secure and efficient energy management of community microgrid. Energy 2024, 312, 133538.

62. Bianchini, G.; Casini, M.; Gholami, M. Optimal operation of renewable energy communities under demand response programs. Energy 2025, 326, 136076.

63. Mengelkamp, E.; Gärttner, J.; Rock, K.; Kessler, S.; Orsini, L.; Weinhardt, C. Designing microgrid energy markets: A case study: The Brooklyn Microgrid. Appl. Energy 2018, 210, 870–880.

64. Terna-UVAM Program Guidelines (Italy). Available online: <https://www.energyteam.it/en/demand-response-solutions/uvam/>.

65. PJM Interconnection-Demand Response: Emergency Load Response Program (ELRP) Guidelines. Available online: <https://www.pjm.com/markets-and-operations/demand-response> .
66. RTE France-NEBEF (Notification d'Échanges de Blocs d'Énergie de Flexibilité) Rules. Available online: <https://www.services-rte.com/en/learn-more-about-our-services/participate-nebef-mechanism>.
67. Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council on the Promotion of the Use of Energy from Renewable Sources. 2018. Available online: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32018L2001>.
68. Morstyn, T.; Teytelboym, A.; McCulloch, M.D. Bilateral contract networks for peer-to-peer energy trading. IEEE Trans. Smart Grid 2019, 10, 2026–2035.
69. Munsing, E.; Mather, J.; Moura, S. Blockchains for decentralized optimization of energy resources in microgrid networks. In Proceedings of the 2017 IEEE Conference on Control Technology and Applications (CCTA), Maui, HI, USA, 27–30 August 2017; IEEE: Piscataway, NJ, USA, 2017; pp. 2164–2171.
70. European Commission, Photovoltaic Geographical Information System. Available online: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/.
71. Terna, S.p.A. Load and Consumption Data. Available online: <https://dati.terna.it/en/load###total-load>.
72. Gestore Mercati Energetici, Andamento dei Prezzi e dei Volumi. Доступно онлайн: <http://www.mercatoelettrico.org> .
73. Gestore dei Servizi Energetici (GSE), Ritiro Dedicato Pricing Scheme. Доступно онлайн: <https://www.gse.it/en/> .
74. Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), Servizio di Maggior Tutela.
75. Берг, К.; Реш, М.; Венігер, Т.; Simonsen, S. Економічна оцінка стратегій експлуатації акумуляторних систем на футбольних стадіонах: норвезьке кейс-стаді. J. Energy Storage 2021, 34, 102190

76. Стентаті, М.; Паолетті, С.; Вічіно, А. Оптимізація енергетичних спільнот в італійській системі стимулювання. У матеріалах конференції IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe 2022 (ISGT-Europe), Нови-Сад, Сербія, 10–13 жовтня 2022 року; IEEE: Піскатавей, Нью-Джерсі, США, 2022; стор. 1–5.