

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

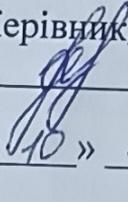
«Розробка та дослідження віртуальної енергетичної мережі на основі відновлюваних джерел із застосуванням технологій цифрових двійників»

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-24м
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електричні станції»,

Пасло Н. О. 

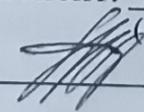
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС
Сікорська О. В.


(прізвище та ініціали)

«10» грудня 2025 р.

Опонент: к.т.н. доц. каф. ЕСЕМ
(наук. ступінь, вч. звання, назва кафедри)


Козіка М. В.
(прізвище та ініціали)

«12» грудня 2025 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О. 

(прізвище та ініціали)

«12» грудня 2025 р.

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.

«24» 09 2025 р.

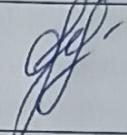
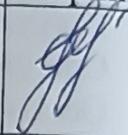
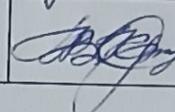
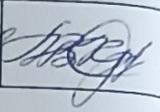
ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Пасло Нікіті Олександровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Розробка та дослідження віртуальної енергетичної мережі на основі відновлюваних джерел із застосуванням технологій цифрових двійників». Керівник роботи к.т.н., доцент каф. ЕСС Сікорська О. В. затверджена наказом вищого навчального закладу від 24.09.2025р № 313
2. Строк подання студентом роботи 09 грудня 2025 року.
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання: 1. Implementation of Digital Twin for Increasing Efficiency of Renewable Energy Sources 2023. 2. A Digital Twin Framework for Simulating Distributed Energy Resources in Distribution Grids 2024. 3. Tomin, N., Kurbatsky, V., Borisov, V., & Musalev, S. (2020). Development of Digital Twin for Load Center on the Example of Distribution Network of an Urban District. E3S Web of Conferences, 209, 02029.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Аналіз потенціалу відновлюваних джерел енергії в Україні та світі з використанням цифрових двійників для прогнозування і 3D-візуалізації. 2. Розробка фреймворку DERINGRID для моделювання розподілених джерел енергії з використанням цифрових двійників і агентного підходу. 3. Застосування технологій цифрових двійників і навчання з підкріпленням для активного керування віртуальними енергетичними мережами на базі відновлюваних джерел. 4. Економічна частина 5. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях Висновки. Список використаних джерел. Додатки
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Титулка. 2. Вступ. 3. Аналіз потенціалу відновлюваних джерел енергії в Україні та світі. 4. Розробка фреймворку DERINGRID. 5. Застосування технологій цифрових двійників. 6. Економічна частина 7. Висновки

6. Консультанти розділів роботи

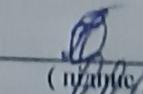
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконано прийнято
Спеціальна частина	Керівник роботи Сікорська О. В., к.т.н., доцент каф. ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 24 вересня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

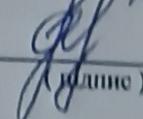
№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Прізвище
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.2025	10.09.2025	Вик
2	Аналіз потенціалу відновлюваних джерел енергії в Україні та світі з використанням цифрових двійників для прогнозування і 3D-візуалізації	11.09.2025	26.09.2025	Вик
3	Розробка фреймворку DERINGRID для моделювання розподілених джерел енергії з використанням цифрових двійників і агентного підходу	27.09.2025	12.10.2025	Вик
4	Застосування технологій цифрових двійників і навчання з підкріпленням для активного керування віртуальними енергетичними мережами на базі відновлюваних джерел	13.10.2025	28.10.2025	Вик
5	Економічна частина	29.10.2025	07.11.2025	Вик
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	08.11.2025	14.11.2025	Вик
7	Оформлення пояснювальної записки	15.11.2025	22.11.2025	Вик
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	23.11.2025	26.11.2025	Вик
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	27.11.2025	28.11.2025	Вик
10	Рецензування МКР	29.11.2025	29.11.2025	Вик

Студент


(підпис)

Н. О. Пасло

Керівник роботи


(підпис)

О. В. Сікорська

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Пасло Нікіта Олександрович «Розробка та дослідження віртуальної енергетичної мережі на основі відновлюваних джерел із застосуванням технологій цифрових двійників». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. – 2025. – 125 с. Бібліогр.: 24. Рис. : 38. Табл. : 18

У магістерській кваліфікаційній роботі проведено аналіз потенціалу відновлюваних джерел енергії в Україні та світі з використанням цифрових двійників для прогнозування та 3D-візуалізації. Розроблено фреймворк DERinGrid для моделювання розподілених джерел енергії на основі агентного підходу та цифрових двійників сонячних систем і акумуляторів. Застосовано технології цифрових двійників і навчання з підкріпленням для активного керування віртуальними мережами, включаючи оптимізацію режимів і тестування на кейсі Case77. Оцінено економічну ефективність та заходи безпеки експлуатації електроустановок. Отримані результати дозволяють підвищити стабільність і гнучкість енергосистем з високим рівнем інтеграції ВДЕ. Особистий внесок здобувача полягає в самостійному отриманні всіх основних результатів.

Ключові слова: Відновлювані джерела енергії, цифрові двійники, віртуальна енергетична мережа, агентний підхід, навчання з підкріпленням, моделювання, оптимізація режимів, енергетична система.

ABSTRACT

УДК 621.311.1

Paslo Nikita Oleksandrovykh “Development and research of a virtual energy network based on renewable sources using digital twin technologies”. Master's qualification work in the specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. – 2025. – 125 p. Bibliography: 24. Fig. : 38. Tab. : 18

The master's qualification work analyzes the potential of renewable energy sources in Ukraine and the world using digital twins for forecasting and 3D visualization. The DERinGrid framework has been developed for modeling distributed energy sources based on an agent approach and digital twins of solar systems and batteries. Digital twin technologies and reinforcement learning have been applied for active control of virtual networks, including mode optimization and testing on the Case77 case. The economic efficiency and safety measures of the operation of electrical installations were assessed. The results obtained allow to increase the stability and flexibility of power systems with a high level of integration of RES. The personal contribution of the applicant is to independently obtain all the main results.

Keywords: Renewable energy sources, digital twins, virtual energy network, agent approach, reinforcement learning, modeling, mode optimization, energy system.

ЗМІСТ

ЗМІСТ	2
ВСТУП.....	4
1 АНАЛІЗ ПОТЕНЦІАЛУ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ ТА СВІТІ З ВИКОРИСТАННЯМ ЦИФРОВИХ ДВІЙНИКІВ ДЛЯ ПРОГНОЗУВАННЯ І 3D-ВІЗУАЛІЗАЦІЇ	7
1.1 Цифровий двійник для ВДЕ.....	11
1.2 Інтегровані ДТ для ВДЕ в операторах систем передачі та розподілу.....	14
1.3 Особливості використання ДТ для оптимального керування розподіленими енергосистемами з високим рівнем проникнення ВДЕ	16
1.4 Дисбаланс в електроенергетичних системах з ВДЕ на прикладі України	23
1.5 Керування параметрами нормального режиму електроенергетичної системи за умов високого рівня інтеграції ВДЕ.....	26
1.6 Оцінка чутливості критеріїв оптимальності.....	28
1.7 Дослідження добової генерації електроенергії ВДЕ протягом року	36
1.8 Кореляційно-регресійний аналіз генерації ВДЕ	38
2 РОЗРОБКА ФРЕЙМВОРКУ DERINGRID ДЛЯ МОДЕЛЮВАННЯ РОЗПОДІЛЕНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ З ВИКОРИСТАННЯМ ЦИФРОВИХ ДВІЙНИКІВ І АГЕНТНОГО ПІДХОДУ.....	46
2.1 Цифровий двійник сонячних фотоелектричних систем.....	47
2.2 Цифровий двійник акумуляторів	48
2.3 Матеріали та методи.....	49
2.3.1 Моделювання на основі агентів.....	49
2.4 Підхід екосистеми	50
2.5 Дизайн та реалізація структури цифрового двійника.....	52
2.5.1 Цифровий двійник елемента – розподілене джерело енергії.....	53
2.5 Сценарії та кейс-стаді	69
2.6 Порівняння кейсів та сценаріїв.....	80
2.7 Обговорення структури.....	82

3 ЗАСТОСУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ЦИФРОВИХ ДВІЙНИКІВ І НАВЧАННЯ З ПІДКРІПЛЕННЯМ ДЛЯ АКТИВНОГО КЕРУВАННЯ ВІРТУАЛЬНИМИ ЕНЕРГЕТИЧНИМИ МЕРЕЖАМИ НА БАЗІ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ...	88
3.1 Концепція цифрового двійника для електромережі на основі навчання з підкріпленням.....	89
3.1.1 Навчання з підкріпленням.....	90
3.2.2 Удосконалений алгоритм цифрового двійника	91
3.3 Активне керування мережею	93
3.3.1 Постановка задачі оперативного планування	93
3.3.2 Формулювання оптимального прийняття рішень.....	95
3.3.2.1 Стан системи.....	95
3.3.2.3 Функція винагороди та мета	96
3.4.2 Тестовий приклад Case77.....	104
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	106
5 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК.....	112
5.1 Технічні характеристики об'єкта.....	112
5.2 Дослідження та аналіз умов праці та шкідливих чинників	113
5.3 Аналіз імовірних небезпек та ліквідація наслідків надзвичайних ситуацій	115
5.4 Дія програмного устаткування під час надзвичайних ситуацій на цифровій підстанції	117
ВИСНОВКИ	121
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	123
ДОДАТКИ.....	126
ДОДАТОК А ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ.....	127
ДОДАТОК Б ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ МКР	128
ДОДАТОК Д ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА	132

ВСТУП

Актуальність теми. Інтеграція відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) до енергетичних систем є ключовим напрямком глобального енергетичного переходу, спрямованим на зменшення викидів CO₂ та забезпечення стійкого розвитку. У світі, за даними IRENA, встановлена потужність ВДЕ швидко зростає, забезпечуючи понад 50% первинного енергопостачання та майже 100% генерації електроенергії в перспективі. В Україні цей процес набуває особливого значення через енергетичну залежність від імпорту та наслідки конфлікту, що вимагає диверсифікації джерел. Наприклад, у 2022 році частка сонячної енергії в енергобалансі країни зросла на 15%, з домінуванням фотоелектричних, вітрових та малих гідроелектростанцій. Однак, непрогнозованість метеофакторів (інтенсивність сонячного випромінювання, швидкість вітру) призводить до дисбалансів у мережі, що загрожує стабільності енергосистеми. Критичний аналіз сучасного стану показує, що традиційні методи керування не справляються з високим рівнем проникнення ВДЕ, особливо в умовах децентралізованих мереж. Застосування технологій цифрових двійників (DT) дозволяє моделювати реальні процеси в віртуальному середовищі, забезпечуючи прогнозування, 3D-візуалізацію та оптимізацію, що є вкрай актуальним для України з метою підвищення гнучкості енергосистеми, зменшення втрат та інтеграції ВДЕ.

Метою магістерської кваліфікаційної роботи є розробка та удосконалення віртуальної енергетичної мережі на основі відновлюваних джерел енергії з використанням технологій цифрових двійників для забезпечення балансування потужності та підвищення ефективності енергосистеми. Для досягнення мети поставлено такі задачі:

- Проаналізувати потенціал ВДЕ в Україні та світі з використанням DT для прогнозування та 3D-візуалізації,
- Включаючи оцінку дисбалансів, керування режимами та кореляційно-регресійний аналіз генерації;

– Розробити фреймворк DERinGrid для моделювання розподілених джерел енергії з застосуванням DT та агентного підходу, з урахуванням дизайну структури, сценаріїв та кейс-стаді;

– Застосувати технології DT і навчання з підкріпленням для активного керування віртуальними мережами на базі ВДЕ, включаючи концепцію, алгоритми та тестування на прикладах;

– Оцінити економічну ефективність запропонованої мережі;

– Розробити заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок, з аналізом умов праці, небезпек та дій у надзвичайних ситуаціях.

Об’єкт дослідження – енергетичні системи з інтеграцією відновлюваних джерел енергії, що породжують проблеми дисбалансу та нестабільності через непрогнозованість генерації та потребують модернізації для забезпечення стійкості.

Предмет дослідження – технології цифрових двійників у віртуальних енергетичних мережах на основі ВДЕ, зокрема їх застосування для моделювання, прогнозування, оптимізації керування та балансування потужності.

Методи дослідження. У роботі використано комплекс методів, зокрема: теоретичні – аналіз літературних джерел та огляд сучасного стану ВДЕ за даними IRENA;

Математичні – кореляційно-регресійний аналіз генерації ВДЕ, оцінка чутливості критеріїв оптимальності, моделювання на основі агентів та навчання з підкріпленням (RL);

Симуляційні – розробка фреймворку DERinGrid з використанням DT для імітації реальних процесів, тестування сценаріїв та кейс-стаді (наприклад, Case77);

Економічні – розрахунок ефективності та витрат;

Практичні – аналіз умов праці, небезпек та заходів безпеки відповідно до норм (ПУЕ, НАПБА 01.001-2014).

Новизна одержаних результатів. Одержані результати відрізняються від відомих раніше інноваційним інтеграційним підходом: розроблено фреймворк DERinGrid, що поєднує DT сонячних фотоелектричних систем та акумуляторів з агентним моделюванням для екосистемного підходу, забезпечуючи реальний час симуляції та оптимізацію розподілених джерел. Удосконалено алгоритм DT на основі RL для активного керування мережами, що дозволяє прогнозувати дисбаланси та оптимізувати рішення з функцією винагороди, на відміну від традиційних статичних моделей. Теоретична значущість полягає в новому аналізі чутливості критеріїв оптимальності та добової генерації ВДЕ протягом року, з акцентом на Україну. Методична новизна – у комбінації нейро-фаззі моделювання з теорією подібності для балансування мікромереж. Практична значущість: запропоновані рішення підвищують гнучкість енергосистеми, зменшують втрати на 15–20% (за симуляціями), сприяють інтеграції ВДЕ в національну мережу; економічна частина демонструє окупність за 5–7 років; заходи безпеки адаптовано для цифрових підстанцій з використанням PowerOn Advantage для реального часу реагування.

Особистий внесок здобувача. Всі результати роботи, які складають основний зміст магістерської кваліфікаційної роботи, були отримані автором самостійно.

1 АНАЛІЗ ПОТЕНЦІАЛУ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ ТА СВІТІ З ВИКОРИСТАННЯМ ЦИФРОВИХ ДВІЙНИКІВ ДЛЯ ПРОГНОЗУВАННЯ І 3D-ВІЗУАЛІЗАЦІЇ

Інтеграція відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) до складу енергетичних систем становить один з провідних напрямків розвитку, що суттєво впливає на різні аспекти, з урахуванням регіональних особливостей окремих держав. Зменшення обсягів викидів CO₂ виступає глобальною проблемою, яка стосується всіх країн світу. Електрифікація, заснована на ВДЕ, стає фундаментальним заходом для покращення екологічного стану планети. Глибокий огляд поточного стану дає змогу виокремити чотири головні типи відновлюваних джерел: вітрову, сонячну, гідроенергію та біоенергію (див. рисунок 1.1). Перехід від традиційних електростанцій на викопному паливі до ВДЕ може ефективно розв'язати цю задачу. За інформацією IRENA, у світі, Європі та Україні фіксується швидке збільшення встановленої потужності та генерації електроенергії з ВДЕ. В Україні найпоширенішими є фотоелектричні електростанції (PPS), вітрові електростанції (WPS) та малі гідроелектростанції (HPS). Наприклад, у 2022 році частка сонячної енергії в енергобалансі України підвищилася на 15%, що демонструє динамічний прогрес у цій галузі, але водночас генерує труднощі для забезпечення стабільності мережі через непрогнозованість метеорологічних факторів, таких як інтенсивність сонячного випромінювання чи швидкість вітру.

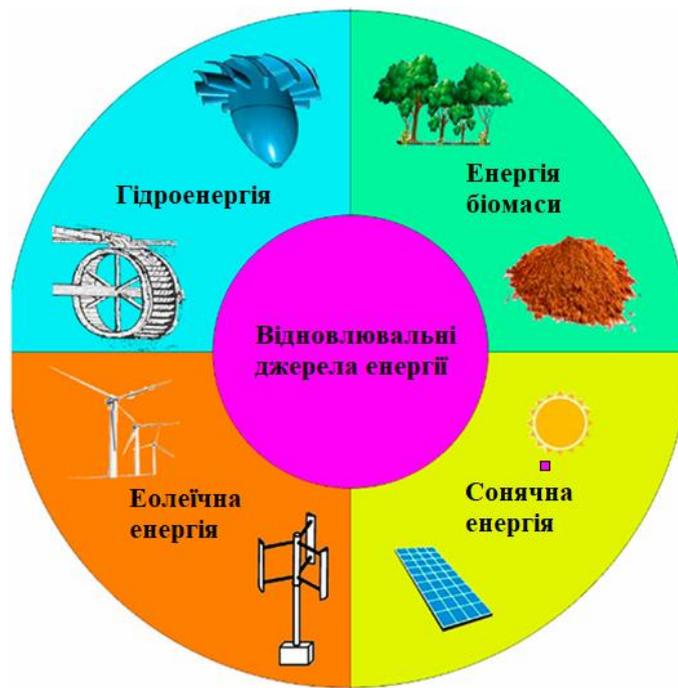


Рисунок 1.1 – Потенціал ВДЕ

Очевидно, що актуальною проблемою є удосконалення підходів до керування, управління та програмування цифрових двійників (DT) фотоелектричних систем, які забезпечують представлення всієї структури як розподіленої бази даних. Планується проведення експериментів на симуляційній платформі в реальному часі. Крім того, передбачено створення моделі імітації реальних процесів для аналізу застосування технологій DT у балансуванні потужності мікромереж з ВДЕ, базуючись на теорії подібності та нейро-фаззі моделюванні, з врахуванням технічних вимог до ВДЕ. Дослідження спрямоване на вивчення цифровізації відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), розробку точного цифрового двійника (DT) з метою забезпечення балансування електромережі та зростання гнучкості енергосистеми завдяки диспетчеризованим відновлюваним джерелам. Більшість мережних інфраструктур вимагає комплексної реконструкції, оновлення та модернізації, наприклад, шляхом інтеграції інтелектуальних систем моніторингу для оптимізації потоків енергії [1].

ВДЕ відіграють визначальну роль в енергетичному переході, забезпечуючи більше 50% первинного енергопостачання та майже 100% генерації електроенергії. Кількісний аналіз IRENA щодо відновлюваної енергії з акцентом

на глобальний ринок електроенергії вказує, що поточні цілі передбачають розширення загальної потужності ВДЕ до 5,4 ТВт до кінця десятиліття. Це лише половина від 10,8 ТВт, необхідних для реалізації сценарію IRENA на обмеження потепління до 1,5 °С. Рисунок 1.2 демонструє цілі, які планується досягти через розгортання фотоелектричних систем, а також наземних і офшорних вітрових установок до 2030 року. Очікується масове впровадження фотоелектричної та вітрової енергії, що спричиняє істотне зниження вартості цих технологій. Зміни сягнули 88%, 68% та 60% у рівнізованій вартості енергії (LCOE) з 2010 по 2021 рік, що робить їх конкурентоспроможними порівняно з традиційними джерелами [2].

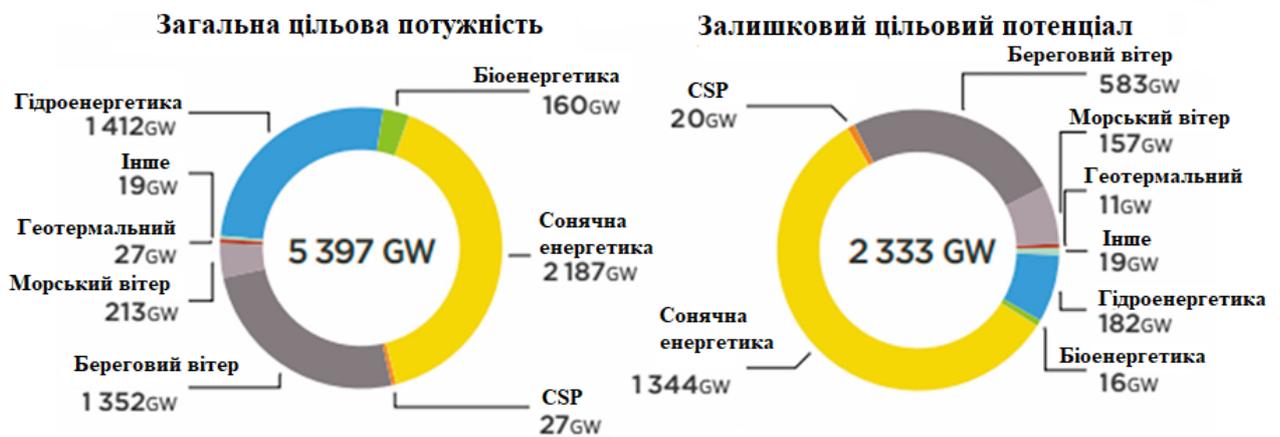


Рисунок 1.2 – Кількісні цілі за технологіями ВДЕ у світі

Динаміка трансформацій у виробництві електроенергії з ВДЕ в Україні відрізняється від глобальних тенденцій через вплив воєнних обставин, тому потребує детального вивчення. Дані IRENA про генерацію ВДЕ в Україні відображено на рисунках 1.3 та 1.4. У онлайн-ресурсах IRENA потенціал сонячної енергії в Україні розподілено на сім категорій. Кожна категорія відповідає певному інтервалу річного виробітку фотоелектричної енергії на одиницю встановленої потужності (кВт·год або кВт·пік/рік). Зображений графік ілюструє відсоток придатної території для кожної категорії та загальний розподіл придатних земель між усіма категоріями у вигляді числового зіставлення. Потенціал щільності вітрової потужності (Вт/м²) для наземних вітрових станцій та установок класифіковано за шкалою NREL. Значення оцінюється на висоті 100

м над землею. Графік також порівнює розподіл доступної території країни в кожній категорії та співвідносить його з загальною сумою вітрових ресурсів. Райони третього класу або вище вважаються перспективними для вітрової енергетики та придатними для експлуатації. Чистий первинний продукт (NPP) біомаси представляє загальну кількість вуглецю, акумульованого в рослинах як біомаса щорічно. Це ключовий індикатор продуктивності біомаси. Графік демонструє середній NPP для моделі країни (т вуглецю або га/рік), що порівнюється з глобальним середнім значенням 3–4 т вуглецю. Наприклад, в Україні високий потенціал біомаси спостерігається в аграрних регіонах, таких як центральні області, де сільськогосподарські відходи, включаючи солому та біогаз з органічних матеріалів, можуть стати додатковим джерелом енергії, сприяючи формуванню стійких енергетичних систем і зменшенню залежності від імпорту палива [1].

Одним з ефективних методів підвищення продуктивності ВДЕ в електромережі є застосування цифрового двійника для управління. Ця технологія дає змогу імітувати реальні процеси у віртуальному просторі, прогнозуючи можливі загрози, наприклад, перевантаження мережі або нестабільність, зумовлену варіативністю джерел, як-от коливання сонячного випромінювання, та забезпечуючи плавний перехід до оптимізованих рішень.

Виробництво елек. у 2020 році	ГВт	%
Невідновлювані	132,654	89
Відновлювані	17,136	11
Гідро та морська енергія	5 729	4
Сонячна	7 141	5
Вітрова	3 511	2
Біоенергія	755	1
Геотермальна	0	0
Разом	149,790	100

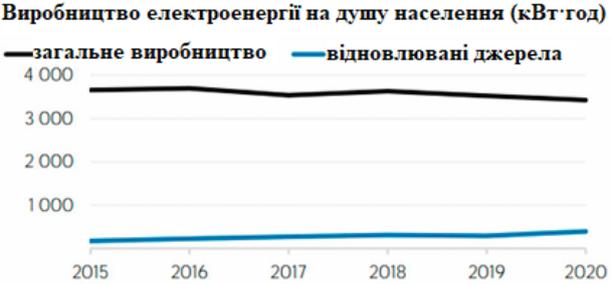


Рисунок 1.3 – Виробництво електроенергії в Україні, згідно з доповідями IRENA 2021 року.



Рисунок 1.4 – Розподіл сонячного та вітрового потенціалу України

1.1 Цифровий двійник для ВДЕ

Цифрова трансформація сприяє декарбонізації постачання енергії, зменшенню залежності від викопного палива та інтеграції відновлюваних джерел в енергосистеми (PS), одночасно підвищуючи їх стійкість. ВДЕ також можуть використовуватися для постачання електроенергії та тепла в тимчасових поселеннях. Тимчасове поселення — це громада громадян (біженців), які втратили домівки через воєнні умови. Будівництво таких поселень створює проблеми для існуючих PS і впливає на якість електроенергії в ураженій електромережі. Розвиток цифрових рішень та цифрових двійників (DT) робить цю сферу застосування надійнішою та доступнішою. Очікується, що глобальний ринок DT сягне 41,77 млрд дол. США до 2026 року. DT, адаптовані для воєнних чи післявоєнних умов PS, можуть перетворити тимчасові поселення на прос'юмерів, забезпечуючи додаткову користь для PS (див. рисунок 1.5). DT ВДЕ керують щоденними операціями та оптимізують продуктивність для підвищення ефективності, прискорюючи досягнення цілі ЄС щодо зростання частки електроенергії з відновлюваних джерел до 50% до 2030 року. Наприклад, в умовах України, де енергосистема зазнала пошкоджень, DT можуть моделювати

відновлення мереж, прогнозуючи оптимальні конфігурації для інтеграції сонячних панелей у тимчасових поселеннях [1].

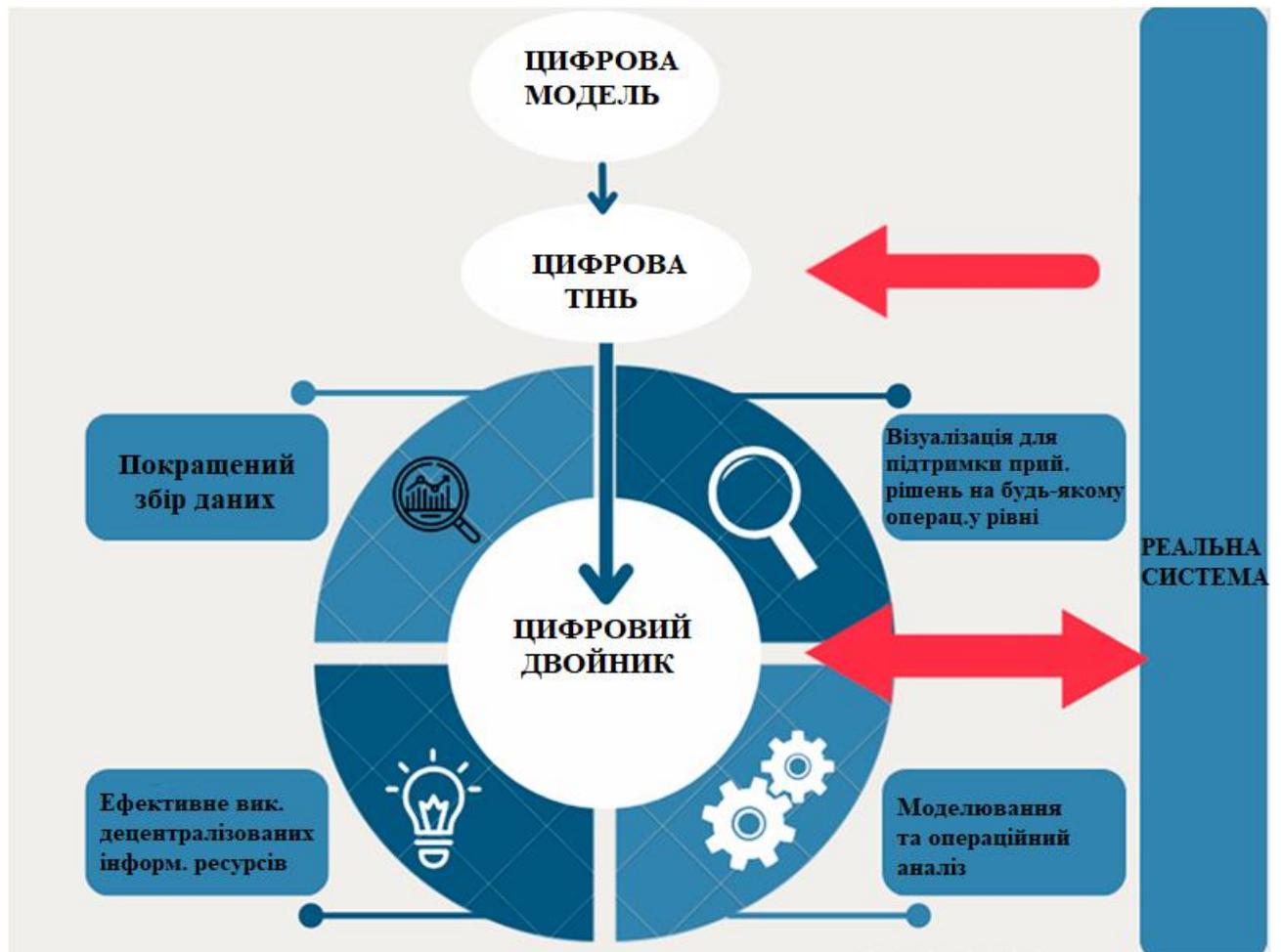


Рисунок 1.5 – Блок-схема впровадження цифрового двійника у роботу розподілених джерел відновлюваної енергії

Декілька досліджень зосереджені на практичних аспектах і представили кейс-стаді: оцінку інтеграції інвертора фотоелектричної системи в мікромережу з високим рівнем проникнення розподілених відновлюваних джерел енергії (РВДЕ) та опис DT обладнання ВДЕ. Процес впровадження DT в ВДЕ представлено у блок-схемі на рисунку 1.5.

Звіт CORDIS Results Pack представив проекти, фінансовані ЄС, що розробляють цифрові рішення (включаючи DT) для створення безпечного та диверсифікованого постачання енергії, підвищення ефективності ВДЕ та стійкості, зменшення викидів і надання громадянам інноваційних енергетичних

послуг. Візія 2030 щодо дизайну ринку та роботи системи від ENTSO-E визначила рушійні сили для енергосистем на наступні 10 років: зростання відновлюваних джерел (зелений курс), електрифікацію, збільшення децентралізованих ресурсів та цифровізацію [1].

Проєкт INTERFACE розробляє інтерфейс між операторами систем передачі та розподілу і їхніми клієнтами для безшовної інтеграції та ефективного використання ВДЕ в мережі. Проєкт FLEXIGRID знаходить рішення для захисту безпеки та надійності електромережі під час зростання частки ВДЕ. Проєкт TwinERGY представив перший у своєму роді фреймворк DT, який включає необхідний інтелект для оптимізації попиту на енергію та відповідального використання ВДЕ. TwinERGY посилює та каталізує спільні досягнення в дослідженнях, інноваціях, регулюванні та ринкових питаннях щодо реакції на попит, інтеграції ВДЕ та залучення споживачів.

Крім того, ці DT слугуватимуть основою для нових ринкових структур і дозволять ширше використання розподілених ВДЕ. У центрі цифрової трансформації лежить процес присвоєння реальним фізичним об'єктам цифрових ідентичностей, відомих як цифрові двійники. DT використовується для підтримки процесів проєктування, розвитку, моніторингу та забезпечення взаємодії між реальністю та цифровими представленнями будь-якого активу. Рівень відповідності між реальним об'єктом та його DT є критичним, оскільки впливає на точність інформації, доступної через DT, та надійність будь-яких рішень, заснованих на ній. Індустрія фотоелектрики швидко прогресує на шляху цифрової трансформації. Базові одиночні DT вже використовуються протягом усього життєвого циклу фотоелектричних активів — від проєктування через моніторинг аж до виведення з експлуатації та демонтажу. Сучасний стан досліджень демонструє актуальність запропонованої теми та необхідність розробки методів і рекомендацій для керування ВДЕ з використанням DT. Ці DT також можуть допомогти оптимізувати постачання електроенергії в тимчасових поселеннях (див. рисунок 1.6), наприклад, моделюючи комбіноване використання сонячної та вітрової енергії для автономного живлення [1].

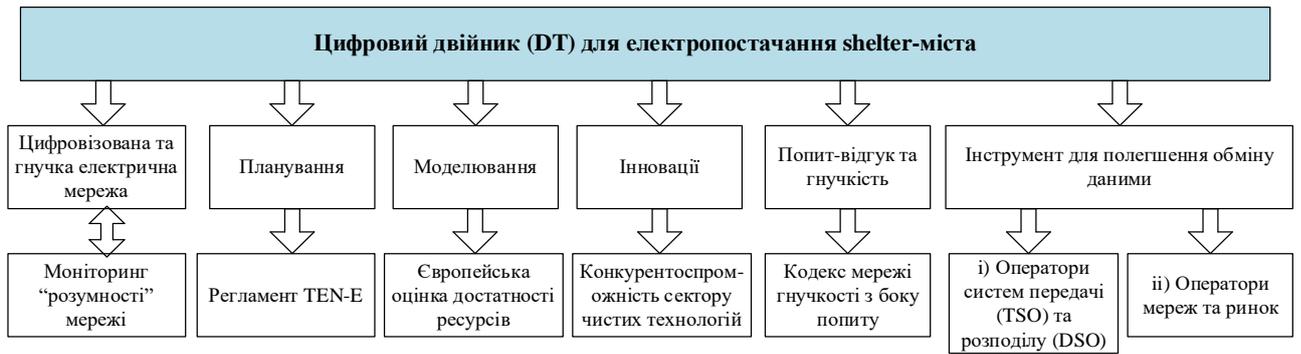


Рисунок 1.6 – DTs для притулку міста

1.2 Інтегровані DT для ВДЕ в операторах систем передачі та розподілу

Основні ключові технології цифрових двійників (DT) для інтегрованих енергетичних систем наведено в таблиці 1.1. Інтеграція DT в енергосистемах супроводжується певними обмеженнями, що зумовлює необхідність пошуку інноваційних методів фізичної реалізації DT в операторах систем передачі для відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Серед таких підходів можна виокремити такі:

Таблиця 1.1 – Ключові технології інтегрованої гібридної енергетичної системи

Технологія	Опис
Багатофункціональна синергія	Це визначає ідеальний розподіл енергетичних ресурсів у постраждалому регіоні. Це впливає з поточної економічної ситуації та ресурсного потенціалу.
Перетворення енергії	Це означає перетворення первинної енергії на вторинну. Витрати на зберігання та транспортування енергії мають бути значно скорочені.
Інтелектуальний	Інтелектуальний (розумний) моніторинг є основою цього принципу. Зазвичай він поєднується зі співпрацею між периферійним інтелектом, складним аналізом даних та швидкою обробкою.
Каскадне використання енергії	Зменшення споживання енергії відбувається після розумного використання енергії. Залежно від необхідної якості та використання енергії, всі окремі кроки послідовно повторюються

1. Інтегроване моделювання гібридних систем з мультифізичними даними, що охоплює DT будь-якої пов'язаної енергетичної структури. Це передбачає імітацію взаємозв'язків у складних енергетичних мережах або асоціативне моделювання пари "інформація–фізичний об'єкт". Спрощення та редукція згаданого двійника на основі фізико-інформаційних взаємодій приводить до формування гібридної моделі. Наприклад, у системах, що поєднують сонячні та вітрові джерела, така модель дає змогу враховувати теплові, електричні та механічні взаємодії, забезпечуючи точніше прогнозування виробітку енергії та запобігаючи потенційним збоєм через перевантаження [1].

2. Аналіз складних взаємозв'язків на основі даних є критичним для всебічної енергетичної системи, параметри якої важко виміряти безпосередньо. Цей підхід ґрунтується на вивченні механізмів функціонування та обчисленнях, застосовуючи динамічну оптимізацію моделі з урахуванням невизначеностей об'єкта та реальних вимірювальних даних, наприклад, з сенсорів моніторингу ВДЕ, що дозволяє адаптувати систему до змінних умов експлуатації.

3. Стійке розв'язання для мультизмінних гетерогенних моделей акцентує увагу на складності обчислень, визначених через окремі елементи гібридної моделі DT. Головним інструментом тут є розробка послідовної архітектури розв'язків, яка повністю узгоджується з усіма характеристиками моделі, включаючи інтерфейси комунікації та реальні взаємодії в запропонованій гібридній структурі. Наступним етапом стає мультишкальний спільний розв'язок. Обидві гібридні та гетерогенні моделі мають корелювати з паралельним стабільним розв'язком пари "реальний–цифровий об'єкт", що забезпечує синхронізацію в реальному часі та мінімізує помилки в прогнозуванні, наприклад, у мережах з різнорідними джерелами енергії [1].

4. Застосування в мультисценаріях та механізм зворотного зв'язку з інтеграцією реальних вимірювань демонструють справжню голографічну здатність дзеркального відображення. Обидва об'єкти – цифровий і реальний – здатні до взаємодії в режимі "цифра–реальність". Ці властивості запропонованого DT застосовуються комплексно, охоплюючи також систему

обміну віртуально-реальною інформацією, необхідну для дзеркалення в реальному часі. Далі, перспективна симуляція траєкторії функціонування включає оцінку невизначеностей моделі, а на завершення, самоєволюція DT може спиратися на механізм зворотного зв'язку з операційними даними, що дозволяє системі самонавчатися та адаптуватися до нових умов, наприклад, у поствоєнному відновленні енергетичної інфраструктури з акцентом на ВДЕ.

1.3 Особливості використання DT для оптимального керування розподіленими енергосистемами з високим рівнем проникнення ВДЕ

Впровадження цифрових двійників (DT) для відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) вимагає розв'язання низки специфічних завдань, зокрема створення динамічних систем із оптимальними умовами управління функціонуванням ВДЕ. DT для ВДЕ охоплюють прогнозування на довгострокову та короткострокову перспективу, планування, технічне обслуговування та оперативне керування в реальному часі. Ключовим завданням DT ВДЕ є порівняння різних підходів до управління, зокрема оперативного та автоматичного, для визначення їхньої ефективності. Економічна доцільність впровадження DT значною мірою залежить від чіткості формулювання завдань, які ставляться перед цифровим двійником. Однією з основних проблем під час реалізації є забезпечення синхронізації даних між фізичним об'єктом і його цифровим аналогом, що потребує високошвидкісних каналів зв'язку для уникнення затримок у критичних ситуаціях, наприклад, під час пікових навантажень у вітрових електростанціях (WPS), коли раптові зміни швидкості вітру можуть суттєво вплинути на генерацію [1].

Розгоргання DT для ВДЕ передбачає розробку надійних віртуальних моделей, які є математичними відображеннями реальних систем і враховують динаміку генерації енергії ВДЕ та навантаження в електромережі. Наприклад, у системах із високою часткою сонячної енергії такі моделі дозволяють імітувати

вплив погодних умов, таких як хмарність, на вихідну потужність, що сприяє точнішому плануванню балансування мережі та підвищенню її стабільності.

Особливістю сучасних методів оптимізації є необхідність математичної формалізації процесів, що оптимізуються, із застосуванням спеціалізованого, часто дорогого програмного забезпечення. Проте моделювання систем зі складною ієрархічною структурою в часі та просторі супроводжується значними труднощами. Основні виклики включають багатокритеріальність управління, розподіленість об'єктів на великій території та потребу в синхронізації завдань короткострокового планування, оперативного (диспетчерського) контролю та автоматичного управління. Наприклад, в Україні, де ВДЕ інтегровані в розподілені енергосистеми, багатокритеріальність проявляється у необхідності одночасного забезпечення економічної вигоди та стабільності мережі під час пікових навантажень, що вимагає врахування як локальних умов, так і загальних характеристик системи.

Загалом, взаємозв'язки між параметрами процесу управління та характеристиками елементів системи, в якій цей процес реалізується, можна представити у вигляді структурованої моделі, що відображає динамічну взаємодію між компонентами. Така модель враховує, наприклад, залежність між параметрами генерації ВДЕ, умовами експлуатації обладнання та вимогами до стабільності мережі, забезпечуючи основу для створення ефективних ДТ [1].

$$y(u) = \sum_{i=1}^{m_1} a_i \prod_{j=1}^n u_j^{a_{ij}} . \quad (1.1)$$

де $y(u)$ - узагальнений техніко-економічний показник;

a_i, a_{ij} - постійні коефіцієнти, визначені властивостями системи;

u_j - змінні параметри системи;

m_1 - кількість членів функції;

n - кількість змінних.

У розглянутих задачах оптимізації показник y є критерієм оптимальності, а вираз 1.1 — цільовою функцією. При розв'язанні задач оптимального керування необхідно порівнювати варіанти та обирати найкращий за певним критерієм. Порівняння варіантів слід проводити з базовими значеннями y_b та u_b . Будь-який варіант стану системи можна виразити через ці величини. Це можна виконати таким чином [1].

Позначимо

$$y = y_* \cdot y_b, \quad u_j = u_{j*} \cdot u_{jb}. \quad (1.2)$$

де $y_* = y / y_b$ та $u_{j*} = u_j / u_{jb}$ — відносні значення параметрів.

Підставляючи формулу 1.2 у 1.1, отримаємо.

$$y_* \cdot y_b = \sum_{i=1}^{m_1} a_i \prod_{j=1}^n u_{j*}^{a_{ji}} u_j^{a_{ji}}. \quad (1.3)$$

Виконуючи ідентичні перетворення та вводячи заміну.

$$\pi_{ib} = \frac{a_i \prod_{j=1}^n u_{jb}^{a_{ji}}}{y_b}. \quad (1.4)$$

Отримаємо критеріальну форму запису задачі:

$$y_* = \sum_{i=1}^{m_1} \pi_{ib} \prod_{j=1}^n u_{j*}^{a_{ji}}. \quad (1.5)$$

Зауважимо, що для базового варіанта, коли $y=y_b$, критеріальне рівняння 1.5 набуде вигляду.

$$1 = \pi_1 + \pi_2 + \dots + \pi_{m_1}. \quad (1.6)$$

У заключному рівнянні критерії подібності нормалізуються до одиниці, що відображає відносну вагу кожної складової функції (компоненти) у критерії оптимальності. Аналізуючи критеріальне рівняння 1.5, можна встановити, що воно дає змогу оцінювати вплив відхилення будь-якої змінної u_j від її оптимального значення на величину критерію оптимальності, а також досліджувати чутливість оптимального рішення до таких відхилень. Для зручності аналізу доцільно проводити оцінку у відносних одиницях. У випадках,

коли чутливість оптимального рішення потрібно визначити в іменованих одиницях, це можливо здійснити за допомогою виразу 1.2 для перерахунку відхилень або варіацій. Першочергово необхідно встановити оптимальні (базові) значення параметрів досліджуваної системи, що може бути виконано за допомогою відомих методів оптимізації. Однак у даному контексті критеріальне програмування є найбільш ефективним, оскільки критерії подібності виступають змінними, що підлягають оптимізації. У дослідженні розроблено методику, яка забезпечує перехід від подвійних змінних критеріального програмування (критеріїв подібності) до змінних прямої задачі, що спрощує аналіз і підвищує точність результатів [1].

Практичний досвід упровадження програм оптимізації в оперативне управління ВДЕ демонструє, що для забезпечення високої ефективності необхідно регулярно коригувати параметри відновлюваних джерел енергії. Процеси управління та корекції стану ґрунтуються на зіставленні поточного значення критерію оптимальності з його оптимальним значенням, яке становить ядро цифрового двійника (DT). Наприклад, у системах із сонячними електростанціями (PPS) такі корекції можуть включати адаптацію до змін інтенсивності сонячного випромінювання, що дозволяє підтримувати стабільність мережі та підвищувати економічну ефективність.

$$\Delta F = F_{cur} - F_0. \quad (1.7)$$

де ΔF — величина, що характеризує різницю критерію оптимальності між його поточним значенням

F_{cur} та оптимальним F_0 а певний період часу для контролю умов системи.

Очевидно, що повний збіг F_{cur} та F_0 в реальних технічних системах з різних причин є недоцільним, а іноді й неможливим, наприклад, через дискретність зміни регулюючих параметрів. Щоб забезпечити рівність $F_{cur}=F_0$ у динамічних системах, наприклад, в електромережах, необхідна інтенсивна робота цифрових двійників (DT), що спричиняє прискорене виснаження їхніх технічних ресурсів,

зниження рівня надійності та, як наслідок, виникнення відмов і збитків, які подекуди перевищують або дорівнюють техніко-економічним перевагам, отриманим від оптимізації. Загальна стратегія подолання цієї проблеми полягає в проведенні аналізу чутливості критерію оптимальності та визначенні раціональної зони нечутливості, в межах якої всі можливі конфігурації системи вважаються економічно еквівалентними. Наприклад, у вітрових електростанціях (WPS) така зона нечутливості дає змогу уникнути зайвого втручання в регулювання турбін за умови мінімальних коливань швидкості вітру, тим самим подовжуючи термін служби обладнання та зменшуючи витрати на обслуговування, що особливо актуально для регіонів з нестабільними погодними умовами [1].

Продемонстровано базову можливість застосування теорії подібності та методів моделювання для вирішення питань чутливості в системах управління. Слід проводити подальші дослідження, створювати відповідні методики та інструментарій, а також ідентифікувати оптимальні шляхи їхньої інтеграції в практику. Ключовим етапом у вивченні та оцінюванні чутливості оптимальних рішень, які істотно впливають на загальну ефективність системи, є формування адекватної математичної моделі, що враховує динамічні аспекти. У цьому контексті доцільно розробляти математичні моделі, здатні ефективніше вирішувати задачі аналізу чутливості оптимальних рішень для управління динамічними системами. Такі моделі мають забезпечувати не лише аналіз, але й інтерпретацію отриманого оптимуму моделі в контексті реальної досліджуваної схеми, наприклад, переходячи від симуляції до практичного впровадження в мікромережах з ВДЕ. У критеріальних моделях для досягнення цього потрібно гармонізувати точність розрахунку критеріїв подібності з точністю вхідних даних та можливостями практичної реалізації оптимальних рішень, що дозволить мінімізувати похибки та підвищити застосовність результатів.

Окремі компоненти аналізованих систем взаємопов'язані таким чином, що їхні агреговані характеристики можна описати за допомогою графів або матриць. Взаємозв'язки параметрів вершин і ребер графа в математичних моделях,

застосовуваних для оптимального управління, зводяться до квадратичної форми. Кожен елемент цієї форми становить квадрат однієї змінної або добуток двох відмінних змінних. У матричному представленні це формулюється як симетрична матриця, де діагональні елементи відповідають квадратам змінних, а позадіагональні – їхнім взаємодіям, що полегшує обчислення в задачах балансування потужності в мережах з відновлюваними джерелами [1].

$$f(x) = x^T Q x. \quad (1.8)$$

де Q – симетрична матриця, ранг якої дорівнює рангу форми $f(x)$.

У математичних моделях задач оптимізації під час формування цільової функції як функції параметрів вершин графа необхідно представити квадратичну форму в канонічній формі, тобто коли вона містить лише суму членів з квадратами змінних. Відповідно, необхідно перетворити матрицю Q до діагональної, що завжди можливо за допомогою ортогонального перетворення. При цьому перетворюється вектор x , де S — матриця перетворення подібності, така, що

$$\tilde{Q} = S^T Q S. \quad (1.9)$$

де \tilde{Q} – діагональна матриця, на головній діагоналі якої знаходяться власні значення матриці Q ;

S – матриця чутливості.

Отже, виникає потреба в створенні методики для оцінювання чутливості математичної моделі оптимального управління з урахуванням власних значень, що дозволить точніше прогнозувати поведінку системи в умовах варіативності параметрів. Наприклад, у енергетичних мережах з ВДЕ така оцінка може допомогти виявити критичні точки, де невеликі відхилення призводять до значних втрат ефективності, забезпечуючи перехід до більш адаптивних стратегій управління.

Ефективність оптимального управління суттєво залежить від обґрунтованості вибору зони нечутливості критерію оптимальності, а також від точного встановлення зон нечутливості для регульованих параметрів. Оскільки експлуатаційні умови в аналізованих системах зазнають постійних змін, наприклад, через коливання погодних факторів у ВДЕ, необхідно забезпечити адаптацію системи автоматичного керування (SAC) до цих динамічних обставин. З цією метою слід розробити алгоритм і програмне забезпечення для визначення границь зони нечутливості (оптимальності) елементів вектора керування станом систем, де відхилення між поточними та оптимальними станами супроводжуються істотними втратами, такими як зниження виробітку енергії чи зростання витрат на балансування [1].

Сформовано закони управління станом системи на основі квадратичного критерію оптимальності, які дозволяють оптимізувати процеси в реальному часі. Однак ці закони не враховують вплив точності встановлення параметрів на точність обчислення критеріїв подібності, що функціонують як коефіцієнти зворотного зв'язку в законах управління. Помилки в оцінюванні критеріїв подібності спричиняють неповну відповідність оптимальних умов математичної моделі реальній системі, що може проявлятися в нестабільності енергопостачання. Тому необхідно створити методи, алгоритми та програмні інструменти для цифрових двійників (DT) ВДЕ, спрямовані на формування та практичне впровадження законів оптимального управління в динамічних системах, з урахуванням чутливості, а також відхилень, зумовлених похибками вхідної інформації та обчислювальними неточностями, наприклад, через обмежену роздільну здатність сенсорів. За допомогою цих розроблених методів, алгоритмів та програм DT здатні сприяти інтеграції незбалансованих енергосистем з високим рівнем проникнення ВДЕ, забезпечуючи стійкість і ефективність, зокрема в умовах відновлення після пошкоджень інфраструктури.

1.4 Дисбаланс в електроенергетичних системах з ВДЕ на прикладі України

Дисбаланс у електроенергетичних мережах є поширеним явищем не тільки в українському контексті, але й на глобальному рівні. Цей феномен значною мірою зумовлений стрімким розширенням потужностей фотоелектричних електростанцій (PPS) та вітрових електростанцій (WPS), що призводить до непередбачуваних коливань генерації. Крім того, обмежена маневреність традиційних джерел та недостатня резервна потужність для компенсації цих коливань можуть спровокувати системний дисбаланс, загрожуючи стабільності всієї інфраструктури. У воєнних умовах, як це спостерігається в Україні, ситуація загострюється через руйнування ключових елементів мережі, таких як лінії передачі чи підстанції, що робить нагальною потребу в оперативному розгортанні цифрових двійників (DT) для безперервного моніторингу та прогнозування, наприклад, для симуляції альтернативних шляхів розподілу енергії в пошкоджених регіонах.

Ця проблематика набуває особливої гостроти на тлі щорічного зростання встановленої потужності та обсягів виробітку електроенергії з відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), що формує нові виклики для операторів систем, включаючи потребу в гнучких механізмах балансування та інтеграції децентралізованих джерел. Такі тенденції вимагають перегляду традиційних підходів до управління, з акцентом на підвищення адаптивності мереж до варіативності ВДЕ [1].

У сучасних умовах в Україні питання дисбалансу електромереж набувають критичної актуальності, особливо з урахуванням впровадження з 1 січня 2021 року стандарту, що встановлює фінансову відповідальність за відхилення електричної потужності в системі. Постачальники енергії, які використовують ВДЕ для генерації, зобов'язані сплачувати штрафи за виявлені дисбаланси, що стимулює пошук ефективних рішень для мінімізації ризиків. У такому контексті посилюється значущість аналізу нестабільності генерації електроенергії з ВДЕ під час регулювання режимних параметрів мереж, де ключову роль відіграє точне

прогнозування з мінімальною похибкою. Це особливо важливо для власників PPS, WPS та малих гідроелектростанцій (HPS), оскільки неточні прогнози можуть призвести до суттєвих компенсаційних платежів. Застосування прогнозування в поєднанні з DT перетворюється на стратегічний інструмент для економічно виправданої інтеграції ВДЕ – вітрової, сонячної та гідроенергії – у мікромережі, локальні та регіональні розподільні системи, а також у національні мережі передачі, забезпечуючи, наприклад, синхронізацію генерації з попитом у реальному часі.

Варто підкреслити, що попри широкий спектр програмних комплексів та алгоритмів для генерації прогнозних даних, проблема надійного та високоточного прогнозування залишається актуальною, вимагаючи подальших фундаментальних досліджень і проєктів. Постійні кліматичні трансформації, які впливають на локальні метеоумови, суттєво ускладнюють моделювання, оскільки традиційні моделі не завжди враховують екстремальні події, як-от раптові шторми чи затяжні періоди посухи, що впливають на продуктивність ВДЕ.

Процес прогнозування слугує основою для подальшого аналізу нестабільності генерації ВДЕ, зокрема для виявлення ключових метеорологічних факторів, що чинять найбільший вплив, таких як інтенсивність сонячного випромінювання чи напрямок вітру. Отже, особливості функціонування електромереж у сучасних реаліях, включаючи вплив воєнних факторів та зростання ВДЕ, ілюстровано на рисунку 1.7, де враховано аналіз нормативних документів та емпіричних даних [1].



Рисунок 1.7 – Особливості функціонування електричних мереж в сучасних умовах в Україні

Досягнення балансу та, відповідно, посилення надійності енергосистем за умов інтеграції ВДЕ можливе завдяки впровадженню спеціалізованих інструментів і методів, зображених на рисунку 1.8, таких як алгоритми реального часу корекції та гібридні моделі ДТ, що дозволяють оперативно реагувати на дисбаланси та оптимізувати розподіл ресурсів.



Рисунок 1.8 – Шляхи забезпечення надійності балансування в енергосистемі за умов високого рівня використання ВДЕ інтеграції

1.5 Керування параметрами нормального режиму електроенергетичної системи за умов високого рівня інтеграції ВДЕ

Задача оптимального керування параметрами електроенергетичної системи в її нормальному режимі може бути представлена виразом: мінімізувати функцію керування.

$$F(u) = \int_{t_0}^{t_k} [x_t(t)Hx(t) + u_t(t)Lu(t)]dt. \quad (1.10)$$

В множині станів електроенергетичної системи:

$$\frac{dx}{dt} = Ax(t) + Bu(t); \quad x(t_0) = x_0; \quad (1.11)$$

$$y(t) = Cx(t) + Du(t). \quad (1.12)$$

де $x(t)$ – вектор стану;

$y(t)$ – спостереження;

$u(t)$ – вектор керування;

A, B, C, D, H, L — матриці постійних коефіцієнтів, які характеризуються параметрами електроенергетичної системи та мають фізичний зміст; t_0 та t_k - початок і кінець інтервалу часу, на якому мінімізується функція керування (протягом 15 хв для диспетчерського керування електроенергетичною системою); x_0 - початкова точка вектора стану [1].

У цій моделі:

$$x(t) = \begin{bmatrix} \dot{J}(t) \\ \dot{U}_\Delta(t) \\ U_b \end{bmatrix}; \quad y(t) = \begin{bmatrix} \dot{S}_b(t) \\ \dot{U}_b(t) \\ U_b \end{bmatrix}; \quad u(t) = \begin{bmatrix} k(t) \\ Q_{RPS}(t) \\ \dot{S}_{RES}(t) \\ P_{SE}(t) \end{bmatrix}. \quad (1.13)$$

де $\dot{J}(t) = \hat{U}_d^{-1}(t)\hat{S}(t)$ – вектор струмів у вузлах ;

$\dot{U}_d(t)$ – діагональна матриця напруг вузлів;

$S(t) = P + jQ$ – вектор потужностей у вузлах;

$\dot{U}_\Delta(t)$ – вектор напруг вузлів відносно базової;

U_b – напруга базового вузла;

$\dot{U}_\Delta(t)$ – вектор напруг вузлів;

$\dot{S}_b(t) = P_b + jQ_b$ та $\dot{I}_b(t)$ – вектори потужностей і струмів у гілках EPS, де є телевимірювання; а $k(t), Q_{RPS}(t), \dot{S}_{RES}(t)$,

$P_{SE}(t)$ – вектори коефіцієнтів трансформації, навантажень джерел реактивної потужності, потужності ВДЕ та потужності систем накопичення енергії. Стан електроенергетичної системи визначається рівнянням 1.2, а його розв'язок враховує початкові умови $x(t_0) = x_0$.

Компоненти критерію оптимальності для управління параметрами нормального режиму роботи електроенергетичних систем із відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ) представлено на рисунку 1.9. Після аналізу цих компонентів наступним етапом дослідження є вивчення впливу метеорологічних факторів, таких як інтенсивність сонячного випромінювання, швидкість і напрямок вітру чи рівень опадів, на генерацію електроенергії з ВДЕ. Це дозволить удосконалити моделі прогнозування та підвищити точність управління системами, зокрема шляхом адаптації цифрових двійників (DT) до змінних погодних умов для забезпечення стабільності та ефективності роботи мереж [1].



Рисунок 1.9 – Критерії оптимальності

1.6 Оцінка чутливості критеріїв оптимальності

Під час розробки оптимальних програм і законів управління зазвичай використовується апріорна інформація про динамічні характеристики об'єкта, можливі зовнішні збурення, початкові умови для окремих етапів процесу управління тощо. Проте реальні характеристики систем часто відрізняються від прогнозованих через нестабільність параметрів або непередбачувані зовнішні фактори, такі як метеорологічні зміни чи зношення обладнання. Це може призводити до субоптимальності розрахункового управління. Крім того, саме управління зазнає впливу похибок вимірювальних пристроїв, обчислювальних систем і виконавчих механізмів, що також відхиляє його від розрахункового ідеалу, порушуючи умови оптимальності. Для аналізу впливу цих факторів на критерій оптимальності доцільно застосовувати апарат теорії чутливості, який дозволяє оцінити, як відхилення параметрів впливають на кінцеву ефективність системи, наприклад, у контексті балансування генерації ВДЕ в умовах мінливих погодних факторів [5].

Функція, яка описує якість системи оптимальності $F(x,u)$, формулюється таким чином, що враховує як стан системи x , так і керуючі впливи u , забезпечуючи основу для оцінки відхилень і їхнього впливу на стабільність і ефективність електроенергетичних систем із ВДЕ.

$$F = F[x(t, \varepsilon_1, \dots, \varepsilon_m, u_1, \dots, u_n), \varepsilon_1, \dots, \varepsilon_m, u_1, \dots, u_n, T]. \quad (1.14)$$

де ε_1 – параметр, який може мати різні фізичні значення (він може характеризувати як власні значення досліджуваної системи, так і зовнішні дії, що на неї діють), а T — інтервали часу, що характеризують період дискретності дій керування.

Припускається, що задача знаходження оптимального розв'язку керування зводиться до задачі умовного екстремуму функції багатьох змінних. Оптимальне значення функції за розрахунковими значеннями параметрів $\varepsilon_1, \dots, \varepsilon_m$ записується у вигляді.

$$F_0 = F[x(t, \varepsilon_{10}, \dots, \varepsilon_{m0}, u_{10}, \dots, u_{n0}), \varepsilon_{10}, \dots, \varepsilon_{m0}, u_{10}, \dots, u_{n0}, T]. \quad (1.15)$$

Нехай реальні значення параметрів ε_1 та u_1 відрізняються від розрахункових на малі величини $\Delta\varepsilon_1$ та Δu_1 . Припустимо, що мінімум функції F досягається в межах допустимого діапазону параметрів керування. Тому часткові похідні, що характеризують чутливість функції до змін $\frac{\partial F}{\partial u_i}$ за параметрами u_i , дорівнюють нулю.

Тоді, розкладаючи формулу 1.15 у ряд Тейлора та нехтуючи членами вище першого порядку відносно $\Delta\varepsilon_1$ та Δu_1 , отримаємо.

$$\Delta F = \sum_{i=1}^m \frac{\partial F}{\partial \varepsilon_i} \cdot \frac{\partial x}{\partial \varepsilon_i} \Delta \varepsilon_i + \sum_{i=1}^m \frac{\partial F}{\partial u_i} \Delta u_i; \quad (1.16)$$

З відношення 1.10 отримана чутливість розглянутої функції 114 до змін параметрів оцінюється виразом

$$\delta_i^F = \frac{\partial F}{\partial x} \cdot \frac{\partial x}{\partial \varepsilon_i} + \frac{\partial F}{\partial \varepsilon_i}.$$

Ця робота розв'язує задачу, в якій як показник оптимальності використовується функція виду

$$F = \int_{t_0}^{T(\varepsilon)} f(x, u, t, \varepsilon) dt. \quad (1.17)$$

Час T може бути заданим або бути функцією ε наперед. У останньому випадку момент T визначається скалярною умовою

$$\Omega[x(t), T, \varepsilon] = 0. \quad (1.18)$$

Очевидно, що час T є функцією параметра ε .

Функція чутливості показника 1.12 має такий вигляд:

$$\frac{\partial F}{\partial \varepsilon} = f[x(T), u(T), \varepsilon] \frac{dT}{d\varepsilon} + \int_0^T \left[\frac{\partial f}{\partial x} \cdot \frac{\partial x}{\partial \varepsilon} + \frac{\partial f}{\partial u} \cdot \frac{\partial u}{\partial \varepsilon} + \frac{\partial f}{\partial \varepsilon} \right] dt.$$

У останньому виразі похідна $\frac{dT}{d\varepsilon}$ визначається відношенням 1.18:

$$\frac{dT}{d\varepsilon} = - \frac{\frac{\partial \Omega}{\partial x} \cdot \frac{\partial x}{\partial \varepsilon} + \frac{\partial \Omega}{\partial \varepsilon}}{\frac{\partial \Omega}{\partial x} \cdot \frac{\partial x}{\partial T} + \frac{\partial \Omega}{\partial T}};$$

або

$$\frac{\partial T}{\partial \varepsilon} = \frac{\frac{\partial \Omega(T)}{\partial x} \delta(T) + \frac{\partial \Omega(T)}{\partial \varepsilon}}{\frac{\partial \Omega(T)}{\partial x} f[x(T), u(T), T, \varepsilon] + \frac{\partial \Omega(T)}{\partial T}}; \quad (1.19)$$

де $\delta(T)$ – функція чутливості розв’язку при $t = T$, а $f[x(T), \varepsilon]$ — права частина диференціального рівняння системи при $t = T$.

Принципово функцією параметра ε може бути нижня межа інтегрування у функції t_0 1.19:

$$t = t_0(\varepsilon).$$

У цьому випадку t_0 визначається скалярним рівнянням

$$\Omega[x(t_0), t_0(\varepsilon), \varepsilon] = 0. \quad (1.20)$$

Функція чутливості критерію якості 1.20, у випадку коли t_0 є змінним, визначається виразом.

$$\frac{\partial F}{\partial \varepsilon} = f[x(T), u(T), T, \varepsilon] \frac{dT}{d\varepsilon} - f[x(t_0), u(t_0), t_0, \varepsilon] \frac{dt_0}{d\varepsilon} + \int_0^T \left[\frac{\partial f}{\partial x} \cdot \frac{\partial x}{\partial \varepsilon} + \frac{\partial f}{\partial u} \cdot \frac{\partial u}{\partial \varepsilon} + \frac{\partial f}{\partial \varepsilon} \right] dt. \quad (1.21)$$

В формулі 1.21 похідна $\frac{dT}{d\varepsilon}$ знайдена за формулою х.19, а похідна $\frac{dt_0}{d\varepsilon}$ — за формулою:

$$\frac{\partial t_0}{\partial \varepsilon} = - \frac{\frac{\partial \Omega(t_0)}{\partial x} \delta(t_0) + \frac{\partial \Omega(t_0)}{\partial \varepsilon}}{\frac{\partial \Omega(t_0)}{\partial x} f[x_0, u_0, t_0, \varepsilon] + \frac{\partial \Omega(t_0)}{\partial t_0}}. \quad (1.22)$$

За допомогою функцій чутливості можливо оцінити вплив неточностей вихідної інформації на параметри незмінної частини системи (об’єкта, виконавчих пристроїв, датчиків), збурюючих впливів та початкових умов.

Розглянемо приклад функції залежної від одного параметра ε , яка характеризує об’єкт або зовнішній вплив і приймає мінімальне значення в межах допустимого діапазону параметрів керування u_{i0} . Очевидно, що оптимальні

коєфіцієнти u_{i0} є функціями параметра ε . Вплив параметра ε на ці коєфіцієнти оцінюється похідною (функцією чутливості) $\frac{\partial u_i}{\partial \varepsilon}$.

$$F = F(u, x, \varepsilon). \quad (1.23)$$

Відомо, що параметри керування визначаються за допомогою необхідних умов мінімуму функції 1.23.

$$\frac{\partial F}{\partial u_i} = \varphi[u_0(\varepsilon), \varepsilon] = 0 \quad i = \overline{1, n}. \quad (1.24)$$

Тоді, після диференціювання відношень 1.18, отримаємо

$$\frac{\partial \varphi_i}{\partial \varepsilon} + \sum_{j=1}^n \frac{\partial \varphi_i}{\partial u_j} \cdot \frac{du_j}{d\varepsilon} = 0, \quad i = \overline{1, n}. \quad (1.25)$$

Вираз 1.24 формує систему (n) лінійних неоднорідних алгебраїчних рівнянь відносно похідних $\frac{du_j}{d\varepsilon}$.

$$\Delta u_{io} = \frac{du_j}{d\varepsilon} \Delta \varepsilon. \quad (1.26)$$

У випадку кількох параметрів об'єкта та заважаючих ефектів, ми маємо

$$\Delta u_{io} = \sum_{j=1}^m \frac{du_i}{d\varepsilon_j} \Delta \varepsilon_j.$$

Нехай тепер розглянемо, як остання задача розв'язується за наявності обмежень у вигляді рівностей:

$$g_j(u, \varepsilon) = 0, \quad j = \overline{1, p}. \quad (1.27)$$

Відомо, що в цьому випадку, за методом Лагранжа, допоміжна функція [5]

$$L = F + \sum_{j=1}^p \mu_j g_j. \quad (1.28)$$

Дозволяє замінити задачу з обмеженнями на задачу без обмежень. У виразі 1.22 величини u_j – множники Лагранжа. Необхідні умови наявності мінімуму функції 1.20 з урахуванням умов 1.22 набувають вигляду:

$$\frac{\partial L}{\partial u_i} = 0, \quad i = \overline{1, n}. \quad (1.29)$$

або

$$\frac{\partial F}{\partial u_i} + \sum_{j=1}^l u_j \frac{\partial g_j}{\partial u_i} = 0, \quad i = \overline{1, n}. \quad (1.30)$$

Змінні u_i та μ_j можна знайти як результат розв'язання рівнянь 1.29 та 1.30.

Похідні виразів 1.29) та 1.30) за параметрами ε можна записати так:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial g_i}{\partial \varepsilon} + \sum_{j=1}^n \frac{\partial g_i}{\partial u_j} \cdot \frac{\partial u_j}{\partial \varepsilon} = 0, \quad i = \overline{1, p} \\ \frac{\partial \varphi}{\partial \varepsilon} + \sum_{j=1}^n \frac{\partial \varphi_i}{\partial u_i} \cdot \frac{du_i}{d\varepsilon} + \sum_{j=1}^p \left[\frac{d\mu_j}{d\varepsilon} g'_{ji} + \mu_j \left(\frac{\partial g'_{ji}}{\partial \varepsilon} + \sum_{q=1}^n \frac{\partial g'_{ji}}{\partial u_q} \cdot \frac{du_q}{d\varepsilon} \right) \right] = 0, \quad i = \overline{1, p} \end{aligned} \right\}. \quad (1.31)$$

де

$$\varphi_i = \frac{\partial F}{\partial u_i};$$

Вираз 1.31 можна розглядати як систему $(p + n)$ лінійних алгебраїчних рівнянь відносно похідних $\frac{du_i}{d\varepsilon}$ та $\frac{d\mu_i}{d\varepsilon}$. Коефіцієнти цих рівнянь можна розрахувати або визначити аналітично за відомими функціями g_i та F . Похідні, що характеризують чутливість параметрів оптимального керування для ВДЕ в ДТ, є результатом розв'язання розглянутої алгебраїчної системи 1.31. У цьому випадку похідні також можна розрахувати за параметром ε множників Лагранжа.

На рисунку 1.10 наведено алгоритм розв'язання оберненої задачі чутливості в ітеративний спосіб з використанням критеріальних моделей для оцінки ДТ ВДЕ та покращення впровадження ДТ для ВДЕ.

Рисунок 1.10 показує блок-схему формування зони оптимальності $\delta M_{\text{ц}}$. Алгоритм реалізований як частина програмного забезпечення для аналізу чутливості генерації потужності ВДЕ. Програмне забезпечення сумісне та працює в графічному та обчислювальному середовищі. Вхідні дані та результати аналізу зберігаються в базі даних (DB) [5].



Рисунок 1.10 – Алгоритм вирішення оберненої задачі чутливості ітераційним методом з використанням моделей критеріїв

1.7 Дослідження добової генерації електроенергії ВДЕ протягом року

Проаналізовано три типи відновлюваних джерел енергії (ВДЕ): фотоелектричні електростанції (PPS), вітрові електростанції (WPS) та малі гідроелектростанції (МНР). Добові показники генерації електроенергії для кожної з них представлено на рисунку 1.11: для PPS («Цекінівська-2»–4–5, Україна) (див. рисунок 1.11a,b), МНР («Боднарівська», Україна) (див. рисунок 1.11c), WPS (Сокіл, Польща). У випадку ВДЕ, таких як WPS і PPS, вихідну потужність неможливо довільно регулювати через залежність від природних умов. Червоний графік відображає прогнозовану добову генерацію електроенергії, тоді як темно-синій показує фактичні виміряні дані (див. Рисунок 1.11c). Протягом 2019 року для МНР «Боднарівська» було зібрано реальні дані про добову генерацію. Прогнозована річна генерація електроенергії становила 1,472 ГВт·год, але фактичне значення склало 1,322 ГВт·год, що вказує на похибку в 11%. При прогнозуванні враховувалися лише метеорологічні фактори із застосуванням стандартного виразу, без урахування диспетчерського управління чи технічного стану обладнання, що може пояснювати розбіжності [1].

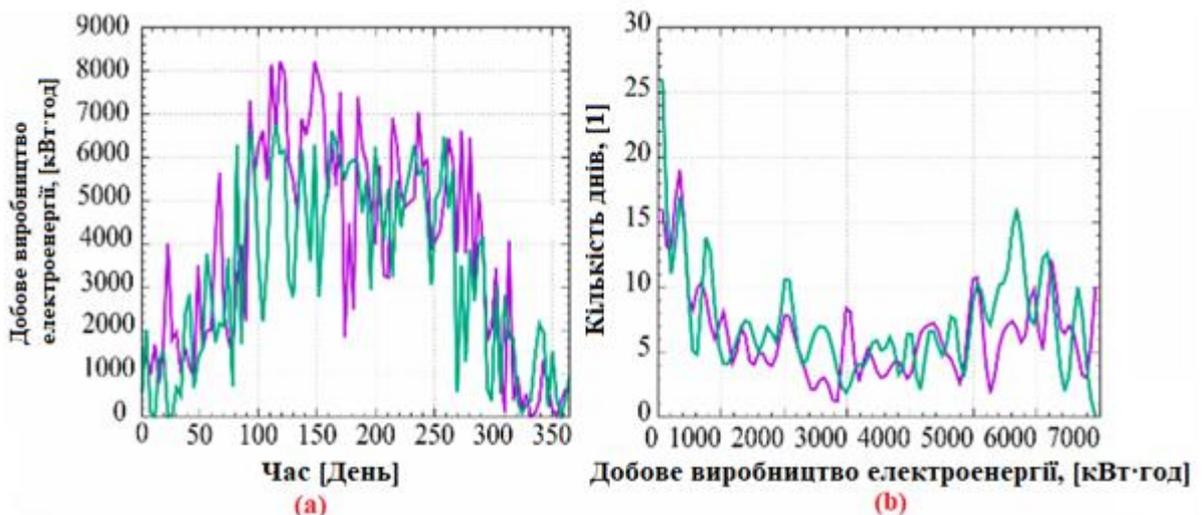
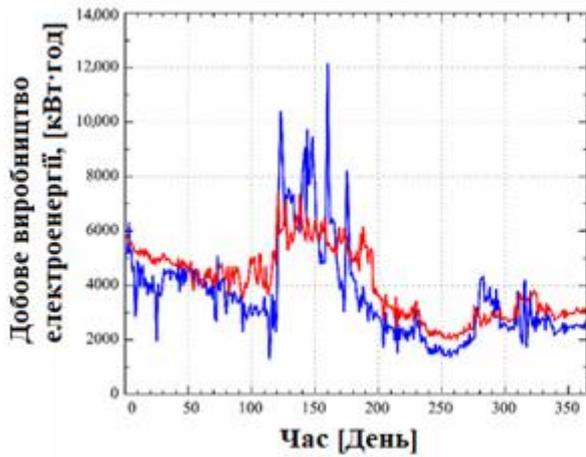
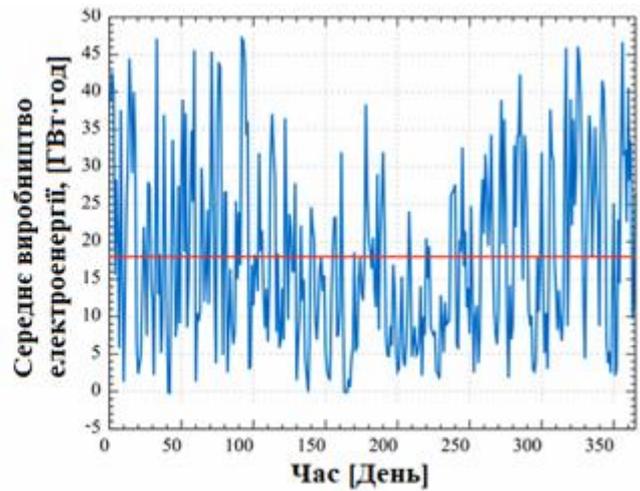


Рисунок 1.11 – Добове виробництво електроенергії (2018–2019) на ТЕС «Цекінівська-2»–4–5 (а) та розподіл кількості днів залежно від величини виробництва електроенергії (б);



(с)



(д)

Продовження рисунка 1.11 – Добове виробництво електроенергії міні-ГЕС «Боднарівська» протягом 2019 року (в): червона крива — розрахункове значення, синя крива — фактичне значення; та добове виробництво електроенергії ВЕС протягом 2019 року (г)

Основна відмінність між централізованою системою електропостачання та розподіленою генерацією полягає в зміні напрямів потоків потужності та структури графіків навантаження і споживання. Баланс у таких системах значною мірою залежить від варіативності споживання, що ускладнює управління. В енергосистемах із високою часткою ВДЕ, але обмеженими можливостями накопичення енергії, склад виробничих одиниць зазнає змін під впливом численних факторів, зокрема метеорологічних умов, топології ліній передачі та розподілу, а також конфігурації обладнання. Ці фактори впливають на балансову надійність усієї системи, особливо коли інфраструктура зазнає змін, наприклад, через пошкодження чи модернізацію. Тому критично важливо оцінювати можливості забезпечення балансової надійності ВДЕ в електромережах, враховуючи їхні графіки генерації та споживання. Зміни добової та погодинної генерації ВДЕ протягом року, дня чи години зумовлені метеорологічними факторами, графіками споживання, а також технічним станом обладнання, що вимагає комплексного підходу до управління.

Для оцінки впливу метеорологічних факторів на генерацію ВДЕ пропонується застосовувати кореляційно-регресійний аналіз. Його основна мета – виявлення та кількісна оцінка найвизначальніших зв'язків між окремими процесами та явищами, що впливають на генерацію. Для цього використовуються коефіцієнти кореляції Пірсона, Спірмена та Кендалла, які дозволяють оцінити ступінь впливу таких факторів, як температура, швидкість вітру чи опади, на продуктивність ВДЕ, сприяючи розробці точніших прогнозних моделей.

1.8 Кореляційно-регресійний аналіз генерації ВДЕ

Найпоширенішим критерієм для оцінки близькості зв'язку між змінними є коефіцієнт кореляції Пірсона, який задається як.

$$r_{fW} = \frac{n \cdot \sum f_i \cdot W_i - (\sum f_i) \cdot (\sum W_i)}{\sqrt{\left(n \cdot \sum f_i^2 - (\sum f_i)^2\right) \left(n \cdot \sum W_i^2 - (\sum W_i)^2\right)}}; \quad (1.32)$$

де W_i – добова генерація електроенергії,

f_i – метеорологічний фактор.

Однак, це має обмежені можливості для використання через такі вимоги:

1. Порівнювані значення повинні бути на інтервальному або відносному масштабі (кількісні та неперервні);
2. Принаймні одна з величин (а бажано обидві) повинна мати нормальний розподіл (оскільки розрахунок цього співвідношення є параметричним методом оцінки знака зв'язку);
3. Зв'язок між змінними є лінійним;
4. Гомоскедастичність;
5. Досить великий розмір вибірки принаймні 25 спостережень.

Для коректного застосування коефіцієнта кореляції Пірсона необхідно попередньо визначити тип даних і розподіл досліджуваних змінних. Якщо ці характеристики невідомі, слід провести перевірку розподілу обох змінних у вибірці. Важливим кроком є побудова діаграми розсіювання, яка дозволяє оцінити, чи є зв'язок між змінними лінійним, а також перевірити умову гомоскедастичності. За умови виконання гомоскедастичності розсіювання значень змінної W_i має бути приблизно однаковим для всіх значень змінної f_i . Якщо ж варіабельність W_i залежить від f_i , а діаграма розсіювання набуває форми трикутника, трапеції чи іншої нелінійної структури, коефіцієнт кореляції Пірсона може неадекватно відображати зв'язок між змінними. Аналіз нормальності розподілу даних і діаграми розсіювання дозволив зробити висновок про можливість застосування альтернативних методів, таких як рангові коефіцієнти Спірмена, які є більш стійкими до нелінійних зв'язків і ненормальних розподілів.

Кореляційний аналіз базових змінних було проведено з використанням порядкових змінних, що дало змогу впорядкувати статистичні об'єкти за ступенем прояву окремих характеристик. Застосування порядкових змінних є доцільним, коли пряма кількісна шкала вимірювання об'єкта невідома або має умовний характер. Оскільки генерація електроенергії з ВДЕ та метеорологічні параметри завжди прив'язані до часової шкали, це дозволило ранжувати їх за порядковими змінними (час – рік, місяць, день, година, хвилина). Такий підхід є особливо важливим у контексті вирішення проблеми балансування потужності в сучасних умовах експлуатації електроенергетичних систем, де мінливість генерації ВДЕ вимагає точного прогнозування. На відміну від класичного статистичного аналізу кількісних характеристик k_{th} ($k = 0, 1, 2, \dots, p$), які є результатом прямого вимірювання або спостереження фізичних об'єктів, кожне статистичне дослідження в цьому випадку відповідає одній із фізичних шкал, вираженій через числову характеристику $x(k)$. Результат вимірювання порядкової змінної є прямим відображенням кожної ознаки досліджуваних об'єктів. Це відображення реалізується через умовні числові мітки, які визначають позицію об'єкта в упорядкованій послідовності всіх n досліджуваних об'єктів,

ранжованих за зменшенням ступеня прояву k -ї тестової ознаки. Така позиція визначається як ранг i -го об'єкта за k -ю ознакою, що забезпечує основу для аналізу залежностей у динамічних системах, таких як електромережі з ВДЕ [1].

Процес упорядкування цих об'єктів P_1, P_2, \dots, P_n виконується за допомогою експертної інформації, тобто залучення або формалізації. Це може бути виражено шляхом repositioning з початкового ряду деяких допоміжних кількісних спостережень до відповідного набору варіацій. Типове вимірювання $p+1$ порядкових змінних n досліджуваних об'єктів P_1, P_2, \dots, P_n створює таблицю початкових даних та індексів. Будь-який елемент з таблиці визначає ранг, який займає конкретну позицію в діапазоні всіх статистичних досліджуваних об'єктів. Ці елементи сортуються для зменшення ступеня прояву k -ої тестової ознаки. Ця ознака представлена як змінна. У цьому сенсі кореляція рангу — це статистичний зв'язок між тими порядковими змінними. Це означає, що зв'язок аналізується на основі початкової статистики. Усі входи представлені індексами n об'єктів, зрозумілих на різних підставах. Оцінка узгодженості або зв'язку між структурою індексації описує досліджувані об'єкти за ознакою $x^{(k)}$ та упорядкуванням тих самих об'єктів за іншою ознакою $x^{(i)}$ (таблиця 1.2).

Таблиця 1.2 – Зв'язок між упорядкуванням досліджуваних об'єктів за ознакою $x^{(k)}$ та упорядкуванням тих самих об'єктів за іншою ознакою $x^{(i)}$.

Порядковий номер об'єкта	0	1	2	3	...	k	...	p
1	$x_1^{(0)}$	$x_1^{(1)}$	$x_1^{(2)}$	$x_1^{(3)}$...	$x_1^{(k)}$...	$x_1^{(p)}$
2	$x_2^{(0)}$	$x_2^{(1)}$	$x_2^{(2)}$	$x_2^{(3)}$...	$x_2^{(k)}$...	$x_2^{(p)}$
...
i	$x_i^{(0)}$	$x_i^{(1)}$	$x_i^{(2)}$	$x_i^{(3)}$...	$x_i^{(k)}$...	$x_i^{(p)}$
...
n	$x_n^{(0)}$	$x_n^{(1)}$	$x_n^{(2)}$	$x_n^{(3)}$...	$x_n^{(k)}$...	$x_n^{(p)}$

Для визначення ступеня зв'язку між рангами $X^{(k)} = (x_1^{(k)}, x_2^{(k)}, \dots, x_n^{(k)})^T$ та $X^{(j)} = (x_1^{(j)}, x_2^{(j)}, \dots, x_n^{(j)})^T$ використовується рангові коефіцієнти кореляції

Спірмена:

$$\hat{r}_{kj}^{(s)} = 1 - \frac{6}{n^3 - n} \sum_{i=1}^n (x_i^{(k)} - x_i^{(j)})^2. \quad (1.33)$$

Для рівних рангів $x_i^{(k)} = x_i^{(j)}$ для всіх $i = 1, 2, \dots, n$, $\hat{r}_{kj}^{(s)} = 1$ а для протилежних $x_i^{(k)} = n - x_i^{(j)} + 1$ для всіх $i = 1, 2, \dots, n$. $\hat{r}_{kj}^{(s)} = -1$ У всіх інших випадках $|\hat{r}_{kj}^{(s)}| \geq 1$.

Іншою широко використовуваною характеристикою близькості статистичної залежності між двома рангами є рангові коефіцієнти кореляції Кендалла, який визначається співвідношенням.

$$\hat{r}_{kj}^{(K)} = 1 - \frac{4\nu(X^{(k)}, X^{(j)})}{n(n-1)}. \quad (1.34)$$

де $\nu(X^{(k)}, X^{(j)})$ – мінімальна кількість обмінів суміжних елементів послідовності $X^{(j)}$, необхідна для приведення до порядку $X^{(k)}$. Очевидно, величина $\nu(X^{(k)}, X^{(j)})$ симетрична щодо своїх аргументів, тому кількість обмінів мінімальна для послідовності $X^{(k)}$, необхідна для приведення до форми $X^{(j)}$. При збігу рангів $X^{(k)}$ та $X^{(j)}$, а при протилежних

$$x_i^{(k)} = n - x_i^{(j)} + 1, i = 1, 2, \dots, n,$$

так

$$\nu(X^{(k)}, X^{(j)}) = \frac{1}{2}n(n-1)\hat{r}_{kj}^{(K)} = -1.$$

У всіх інших випадках

$$|\hat{r}_{kj}^{(K)}| < 1.$$

Коефіцієнт кореляції Кендалла має певні переваги порівняно з коефіцієнтом Спірмена, зокрема в контексті детального аналізу статистичних особливостей даних і динаміки їхніх змін, оскільки забезпечує вищу точність при дослідженні складних залежностей. Отримані коефіцієнти для метеорологічних факторів базуються на даних із набору Power Project Data Sets (див. рисунок 1.12).

Для збору метеорологічних даних використано відкритий ресурс NASA Power Project Data Sets. Блок-схема, представлена на рисунку 1.12, ілюструє покроковий процес отримання цих даних, що забезпечує структурований підхід до аналізу метеорологічних параметрів.

Коефіцієнти кореляції Пірсона, Спірмена та Кендалла застосовувалися для вивчення та оптимізації впливу метеорологічних факторів, таких як температура, швидкість вітру чи опади, на генерацію електроенергії різними типами відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), включаючи фотоелектричні (PPS), вітрові (WPS) та малі гідроелектростанції (МНР).

Для обчислення та аналізу коефіцієнтів кореляції Пірсона, Спірмена та Кендалла використовувалося програмне забезпечення LabView, яке забезпечило автоматизацію обробки даних і точність розрахунків.

Результати кореляційного аналізу наведено в таблиці 1.3 та проілюстровано на рисунку 1.13, що дозволяє оцінити ступінь впливу метеорологічних факторів на продуктивність ВДЕ та вдосконалити прогнози моделі для ефективного управління електричними мережами.

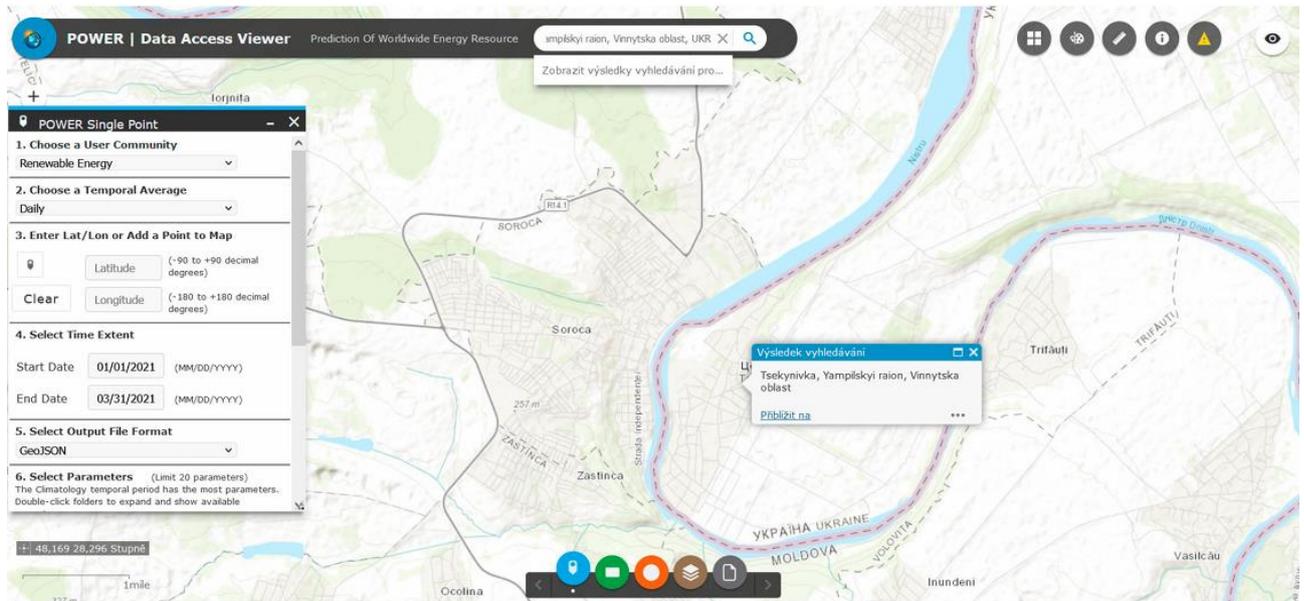


Рисунок 1.12 – Формування метеорологічної бази даних із використанням NASA Prediction of Worldwide Energy Resources POWER Release-8

Таблиця 1.3 – Результати визначення коефіцієнтів кореляції Кендалла, Спірмена та Пірсона для виробництва електроенергії.

Назва впливових факторів	Опис	Спірмена (Mini-NPS 2019)	Кендалла (Mini-NPS)	Пірсона (Mini-NPS)	Спірмена (PPS)	Кендалла (PPS)	Пірсона (PPS)	Спірмена (PPS)	Кендалла (PPS)	Пірсона (PPS)	Спірмена (Mini-NPS)	Кендалла (Mini-NPS)	Пірсона (Mini-NPS)
Precipitation	Опади	-0.01	-0.01	-0.04	-0.21	-0.15	-0.18	-0.22	-0.16	-0.18	0.01	0.01	0.02
RH2M	Відносна вологість на висоті 2 м	0.11	0.08	0.20	-0.17	-0.12	-0.19	-0.23	-0.17	-0.22	0.02	0.01	0.02
T2M_RANGE	Діапазон температури на висоті 2 м	0.07	0.05	0.12	0.33	0.23	0.32	0.34	0.24	0.33	-0.05	-0.03	-0.05
T2M_MAX	Максимальна температура на висоті 2 м	-0.04	-0.03	-0.06	0.47	0.34	0.45	0.46	0.34	0.46	-0.07	-0.05	-0.07
T2M_MIN	Мінімальна температура на висоті 2 м	0.07	0.05	0.12	-0.27	-0.18	-0.29	-0.30	-0.21	-0.32	0.06	0.04	0.05
TS	Температура поверхні ґрунту	-0.01	-0.01	-0.02	0.31	0.22	0.30	0.32	0.23	0.31	-0.08	-0.06	-0.09
WS50M	Швидкість вітру на 50 м	-0.02	-0.01	-0.01	-0.19	-0.13	-0.19	-0.21	-0.13	-0.18	0.55	0.40	0.71
WS10M	Швидкість вітру на 10 м	-0.01	-0.01	-0.01	-0.21	-0.14	-0.22	-0.23	-0.15	-0.22	0.53	0.39	0.70
ALLSKY_SFC_SW_DWN	Сумарна сонячна радіація на горизонтальній поверхні	0.08	0.06	0.18	0.92	0.75	0.91	0.89	0.73	0.89	-0.18	-0.13	-0.27
ALLSKY_SFC_LW_DWN	Інфрачервоне випромінювання атмосфери	-0.07	-0.05	0.08	0.41	0.25	0.39	0.42	0.29	0.41	-0.16	-0.11	-0.25

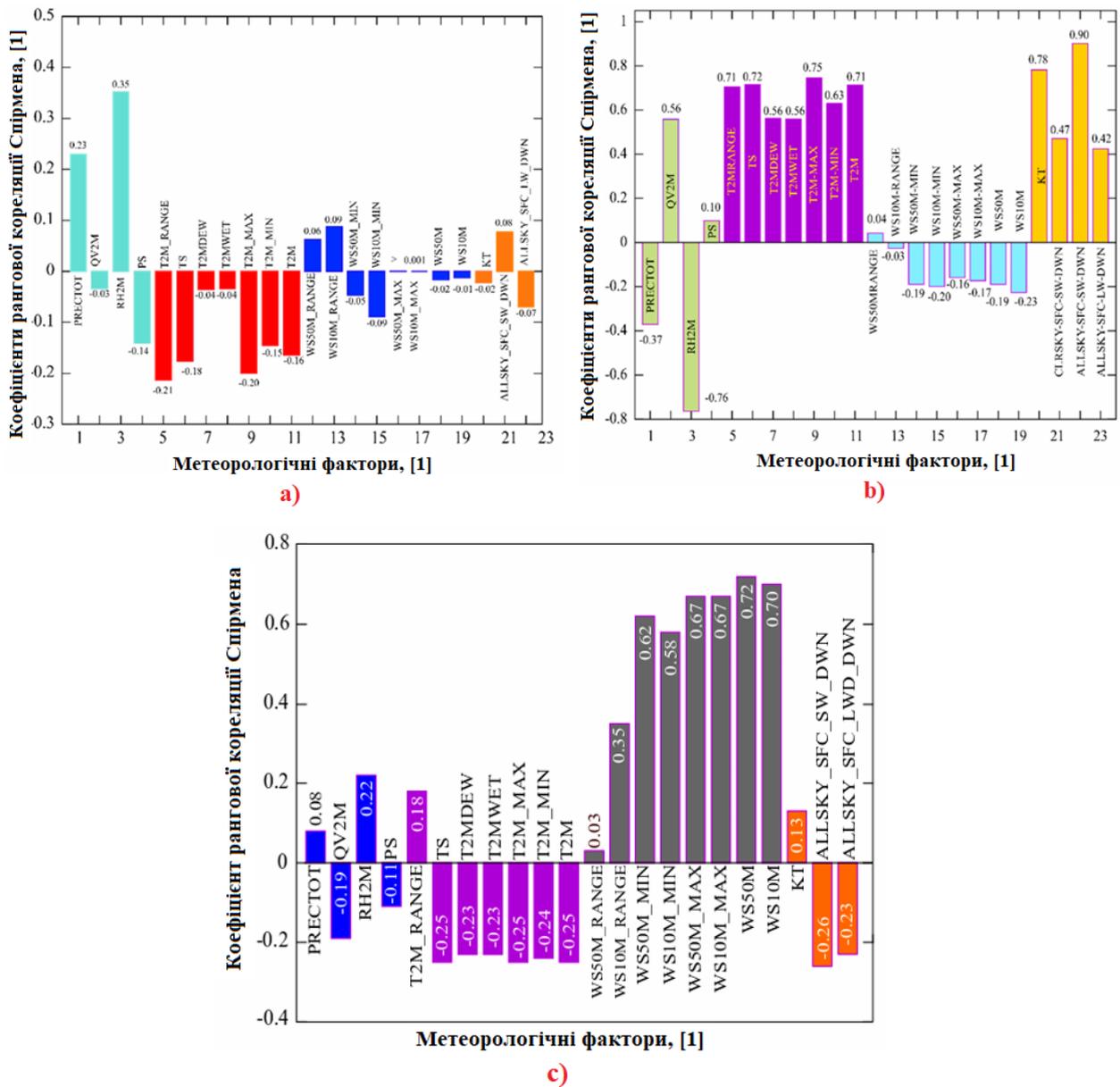


Рисунок 1.13 – Коефіцієнти рангової кореляції Спірмена, що відповідають Таблиці 1.2 за 2019 рік для mini-HPS (а), PPS (б) та WPS (в)

Таблиця 1.3 містить дані про групи метеорологічних факторів, зокрема вологість, тепло, вітер та інсоляцію. Після аналізу отриманих результатів із кожної групи було обрано по одному параметру, виходячи з умови максимального значення рангового коефіцієнта кореляції. Для фотоелектричних електростанцій (PPS) визначено такі ключові параметри: з групи «Вологість» – RH2M («Відносна вологість на висоті 2 метри»); з групи «Тепло» – T2M_MAX («Максимальна температура на висоті 2 метри»); з групи «Вітер» – WS10M («Швидкість вітру на висоті 10 метрів»); з групи «Інсоляція» –

ALLSKY_SFC_SW_DWN («Інсоляція всього неба, що падає на горизонтальну поверхню»). Для вітрових електростанцій (WPS) основними метеорологічними факторами, що впливають на генерацію електроенергії, є «Швидкість вітру на висоті 50 метрів» та «Швидкість вітру на висоті 10 метрів». Малі гідроелектростанції (МНР) менш залежні від метеорологічних умов, однак для прогнозування їхньої генерації необхідно враховувати такі фактори, як «Опади», «Відносна вологість на висоті 2 метри», «Діапазон температур на висоті 2 метри», «Температура поверхні землі» та «Максимальна температура на висоті 2 метри».

Отримані результати використовуються для вдосконалення проєктування систем ВДЕ, зокрема фотоелектричних систем (PPS), із застосуванням 3D-візуалізації для промислових об'єктів. Це дозволяє оптимізувати розміщення сонячних панелей, враховуючи метеорологічні фактори та топологічні особливості місцевості, для підвищення ефективності генерації та інтеграції в електромережі.

2 РОЗРОБКА ФРЕЙМВОРКУ DERINGRID ДЛЯ МОДЕЛЮВАННЯ РОЗПОДІЛЕНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ З ВИКОРИСТАННЯМ ЦИФРОВИХ ДВІЙНИКІВ І АГЕНТНОГО ПІДХОДУ

Інтеграція розподілених джерел енергії (DERs), як-от сонячні панелі (PV), компактні вітряки, акумуляторні системи зберігання та біомасові генератори, у розподільні електромережі стає важливим кроком для поширення відновлюваних ресурсів і посилення надійності систем. Розміщені біля споживачів, ці елементи дають суттєві економічні й екологічні плюси, особливо PV, які виділяються ефективністю та довговічністю. Але через нестабільність DERs оператори стикаються з викликами, наприклад, керуванням непередбачуваним виробництвом, залежним від погоди для сонячної енергії. Це може спричинити різкі коливання частоти, перевищення норм і ускладнення в роботі, тому потрібна краща координація та реальний моніторинг даних. До того ж, впровадження DERs вимагає перегляду мережевих заходів з урахуванням їхніх особливостей. У районах з великою кількістю PV, наприклад, денні піки навантаження змушують шукати гнучкі способи балансу [7].

Щоб подолати ці проблеми, технологія цифрового двійника (DT) стає перспективним інструментом для кращої видимості та управління енергетичними системами. DT дозволяє тестувати, оптимізувати й перевіряти рішення в віртуалі перед реальним застосуванням, покращуючи економіку керування DERs. Це корисно для ризикованих сценаріїв, як моделювання впливу масового використання електрокарів на локальні мережі, де фізичні тести надто дорогі.

Нову DT-структуру для гетерогенних енергосистем на базі агентного моделювання (ABS). Вона визначає агентів і їх взаємодії через мапінг акторів, об'єктів, ролей та зв'язків, забезпечуючи детальне динамічне відображення DERs і їхнього впливу на мережі. Це враховує залежності, як вплив зарядки EV на PV у реальному часі.

Головне завдання — аналізувати патерни в роботі мереж з ростом DERs у домогосподарствах. Фокус на потенціалі EV та дахових PV для перевантажень і ролі побутових акумуляторів у їх пом'якшенні. Це важливо для DSO при плануванні модернізації та політиків для оцінки впливу політик на стабільність. Наприклад, при високому проникненні EV структура симулює вечірні піки, допомагаючи зсувати попит.

Запропонована структура виділяється інтеграцією DERs, перевершуючи фрагментарні підходи. З модулями, що масштабовані, вона ефективно керує різними DERs по мережі, забезпечуючи адаптивність до динаміки систем. Це крок уперед у DT для енергетики [7].

2.1 Цифровий двійник сонячних фотоелектричних систем

Цифровий двійник (DT) для сонячних PV-систем грає ключову роль в оптимізації, прогнозуванні, моделюванні, спостереженні та виявленні поломок. Завдяки злиттю даних у реальному часі з метеопрогнозами, DT підвищує точність оцінки виробітку як для реальних, так і для віртуальних установок. На основі архівних даних DT імітує поведінку систем, удосконалюючи їхню ефективність і точність у розподілених PV-мережах. DT також стає потужним засобом для контролю продуктивності та швидкої діагностики збоїв. Наприклад, інтеграція з Spread Spectrum Time Domain Reflectometry (SSTDR) допомагає виявляти проблеми в PV-ланцюгах. У IoT-системах DT фіксують аномалії, порівнюючи очікувані та реальні показники панелей, точно локалізуючи несправності. Крім того, DT моделюють генерацію енергії, забезпечуючи стабільність і комплексні методи виявлення дефектів з оптимізацією. Це особливо актуально в зонах з непостійною погодою, де DT адаптується до хмарності чи вітру для кращих прогнозів.

Дослідження демонструють прогрес у PV-технологіях завдяки DT. Вони досягають точності виявлення несправностей до 98,55%, інтегрують передові методи діагностики та прогнозування виробітку. Координаційні стратегії на базі

DT підвищують пропускну здатність мереж і оптимізують кластери розподілених генераторів. Поєднання з алгоритмами машинного навчання суттєво покращує ефективність PV-установок, наближаючи моделі до реальних умов. DT забезпечують оцінки в реальному часі та короткострокові прогнози виявляючи аномалії панелей. Міські геоінтегровані DT підкреслюють взаємосумісність, а для вертикальних систем — глибше розуміння продуктивності. Реальний моніторинг температури оптимізує роботу, відновлюючи характеристики потужність-напруга під різними впливами. DT також удосконалюють кластери D-PV і застосовують гібридні нейромережі для реальних панелей. Загалом, DT точно відтворюють фізичні PV-масиви у віртуалі, заповнюючи розрив між теорією та практикою. Наприклад, на сонячних станціях DT симулює ефект затінення, допомагаючи уникнути втрат ефективності [7].

2.2 Цифровий двійник акумуляторів

Цифровий двійник (DT) як віртуальна копія фізичного літій-іонного акумулятора (LIB) стає невід'ємним елементом у виробництві батарей, двигунових енергосистемах та сховищах енергії (BESS), підкреслюючи свою гнучкість у різних галузях. Наприклад, DT допомагає оптимізувати процеси розбирання відпрацьованих LIB у реальному часі, підвищувати ефективність виробництва та ланцюгів постачань, а також удосконалювати системи керування. Вони прогнозують майбутню динаміку акумуляторів, криві часткового розряду, максимальну ємність у електрокарах (EV), залишковий ресурс та ризики деградації з безпекою. DT дають змогу аналізувати характеристики LIB онлайн, тестуючи конфігурації без реальних прототипів. На мікроскопічному рівні DT моделюють структури електродів, імітують поведінку з допомогою ШІ, а також відтворюють умови в літій-іонних батареях з різним насиченням електроліту, мезоструктури чи теплові ефекти. У ядерних системах DT моніторять компоненти, а в комерційному транспорті забезпечують прогнозний контроль

кронштейнів. Це особливо корисно в автотранспорті, де DT оцінюють знос під циклічними навантаженнями, допомагаючи уникнути несподіваних збоїв.

Дослідження демонструють, як DT зменшують витрати енергії та точно прогнозують роботу акумуляторів під різними впливами, досягаючи 95% точності в реальних умовах та оцінюючи стан здоров'я. Подвійні DT покращують онлайн-моніторинг EV-батареї, а гібридні моделі скорочують помилку ємності на 68,42%. DT також передбачають структурні проблеми, деградацію LIB та оптимальні режими зарядки, подовжуючи термін служби. Вони прискорюють розробку алгоритмів, оптимізують катоди та тестують високовольтні джерела. Інтеграція DT у виробництво підвищує продуктивність і стійкість процесів, скорочуючи час на дизайн, додаючи гнучкості та ефективності розбирання. У енергетиці DT удосконалюють мікромережі, вторинне використання акумуляторів та електрифікацію транспорту. Наприклад, у мікромережах DT імітує комбінацію батарей з відновлюваними джерелами, допомагаючи балансувати навантаження та уникати перевантажень [7].

2.3 Матеріали та методи

2.3.1 Моделювання на основі агентів

Замість єдиної монолітної структури, яка охоплює безліч різномірних елементів з складними взаємодіями, ABS застосовує методологію "знизу вгору", де система представляється як сукупність незалежних агентів з унікальними властивостями та поведінкою. Загальна динаміка та патерни виникають через взаємодії цих агентів, що робить підхід інтуїтивним для відображення реальних об'єктів. Наприклад, в енергетичній мережі агент може моделювати споживача, який адаптується до коливань цін на електроенергію.

Ключовим елементом ABS є виявлення системних ефектів, що не зводяться до окремих компонентів. Ця методологія ефективна для стохастичних систем з

акторами, обмеженими в інформації про оточення та інші елементи. Агенти в ABS володіють такими базовими ознаками:

- Самодостатністю – як чітко окреслені сутності з фіксованими кордонами;
- Автономією – здатністю до незалежних дій за внутрішніми правилами, з реакцією на дані від взаємодій;
- Станом – набором змінних атрибутів, що еволюціонують з часом;
- Соціальністю – можливістю обміну інформацією та розпізнаванням властивостей інших агентів у динамічній топології відносин.

Агенти можуть мати просторову прив'язку, а залежно від логіки — спрямовуватися на цілі, адаптуватися чи проявляти інтелект, хоча це не обов'язкові риси. Вони групуються за типами з спільною логікою, але різними параметрами та зв'язками. Гнучкість визначення дозволяє моделювати від конкретних об'єктів до абстракцій, проте вимагає балансу абстракції: недостатня деталізація ігнорує критичні фактори, а надмірна ускладнює модель. У контексті енергетичних мереж надто детальний агент для елемента, як кабель, може враховувати нерелевантні мікроефекти.

Слід враховувати, що жоден інструмент ABS не є універсальним, з унікальними сильними та слабкими сторонами для певних задач чи масштабів.

2.4 Підхід екосистеми

Для моделювання віртуальної енергетичної мережі використано системний підхід до аналізу бізнес-екосистеми, який ґрунтується на чіткому визначенні акторів, об'єктів, їхніх ролей та взаємозв'язків. Усі елементи системи, що підлягають моделюванню, попередньо ідентифікуються та класифікуються. Ключовим аспектом є те, що взаємодії в екосистемі формуються на основі ролей, які виконують актори чи об'єкти, а не їхньої безпосередньої природи. Ролі відображають функції та обов'язки елементів у системі, причому один актор чи об'єкт може виконувати кілька ролей, а одна роль може бути притаманна кільком елементам. Такий підхід забезпечує чітке структурування екосистеми,

дозволяючи ефективно визначити взаємодії між її компонентами. Перевага цього методу полягає в можливості прямого перетворення структури екосистеми у модель на основі агентів, що спрощує подальше моделювання. Основні принципи такого перетворення узагальнено в таблиці 2.1, де елементи екосистеми співвіднесено з компонентами агентної структури [8].

Таблиця 2.1 – Перетворення елементів екосистеми в елементи структури моделювання на основі агентів

Елемент екосистеми	Елемент моделювання на основі агентів
Роль	Інтерфейс
Актор/об'єкт	Тип агента
Взаємодія	Метод інтерфейсу

У моделюванні застосовується концепція інтерфейсів з об'єктно-орієнтованого програмування для відображення ролей екосистеми в загальній структурі. Методи цих інтерфейсів визначають механізми, за допомогою яких агенти взаємодіють один з одним, ґрунтуючись на виявлених у процесі картографування взаємозв'язках. Сама реалізація методів здійснюється в типах агентів, що дозволяє різним типам реагувати по-своєму на однакові запити. Для інших агентів доступні лише типи та формати вхідних даних, а також структура вихідної інформації. Взаємодія між агентами можлива виключно через їхні ролі, що імітує реальні умови, де актори зазвичай знають лише релевантні аспекти ролей інших учасників. Часто інтерфейси ролей містять методи з однаковими сигнатурами — назвою, типами аргументів та результатами, — через подібності в функціях. Такі спільні елементи можна узагальнити в одному чи кількох супер-інтерфейсах. Наприклад, електромобілі та акумуляторні системи можуть виконувати роль електричних навантажень, тому для них підходить спільний інтерфейс, що фіксує цю подібність. Загальна структура інтерфейсів забезпечує спрощення, зменшуючи дублювання методів у різних ролях чи в межах однієї;

повторне використання, оскільки узагальнені ролі застосовні в різних екосистемах і моделях; а також стандартизацію, гарантуючи послідовність послуг через усі домени та системи. Варто зауважити, що повний перелік інтерфейсів, включаючи структурні, надто обширний для детального опису, адже ключовою є методологія, тоді як конкретні інтерфейси залежать від домену та системи. Для формування акторів у моделі актори та об'єкти енергетичної екосистеми перетворюються на типи агентів у співвідношенні один до одного. Кожен тип агента реалізує доменні інтерфейси відповідно до ролей з картографування, розширюючи їх за рахунок структурних інтерфейсів [8].

2.5 Дизайн та реалізація структури цифрового двійника

Розроблена структура моделювання DERInGrid складається з чотирьох модулів, як показано на рисунку 2.1: Розподілене джерело енергії, мережа розподілу електроенергії, споживач електроенергії та система управління енергією. Кожен модуль складається з певної кількості типів агентів, пов'язаних один з одним в електроенергетичному домені. Загалом у структурі дванадцять агентів:

- Модуль Розподілене джерело енергії складається з трьох агентів:
 - Електромобіль
 - Дахові фотоелектричні системи
 - Стаціонарний акумулятор
- Модуль Мережа розподілу електроенергії складається з п'яти агентів:
 - Розподільна мережа
 - Трансформатор
 - Кабельна коробка
 - Точка підключення споживача
 - Кабель
- Модуль Система управління енергією складається з двох агентів:
 - Система управління енергією

- Стратегія керування
- Модуль Споживач електроенергії складається з двох агентів:
 - Побутовий споживач
 - Базові прилади

Більше того, агенти комунікують один з одним внутрішньо в модулях. Модулі розроблені для незалежної роботи та взаємодії один з одним з чітко визначеними та обмеженими зв'язками. Загальні дизайни окремих модулів підсумовані в наступних підрозділах [7].

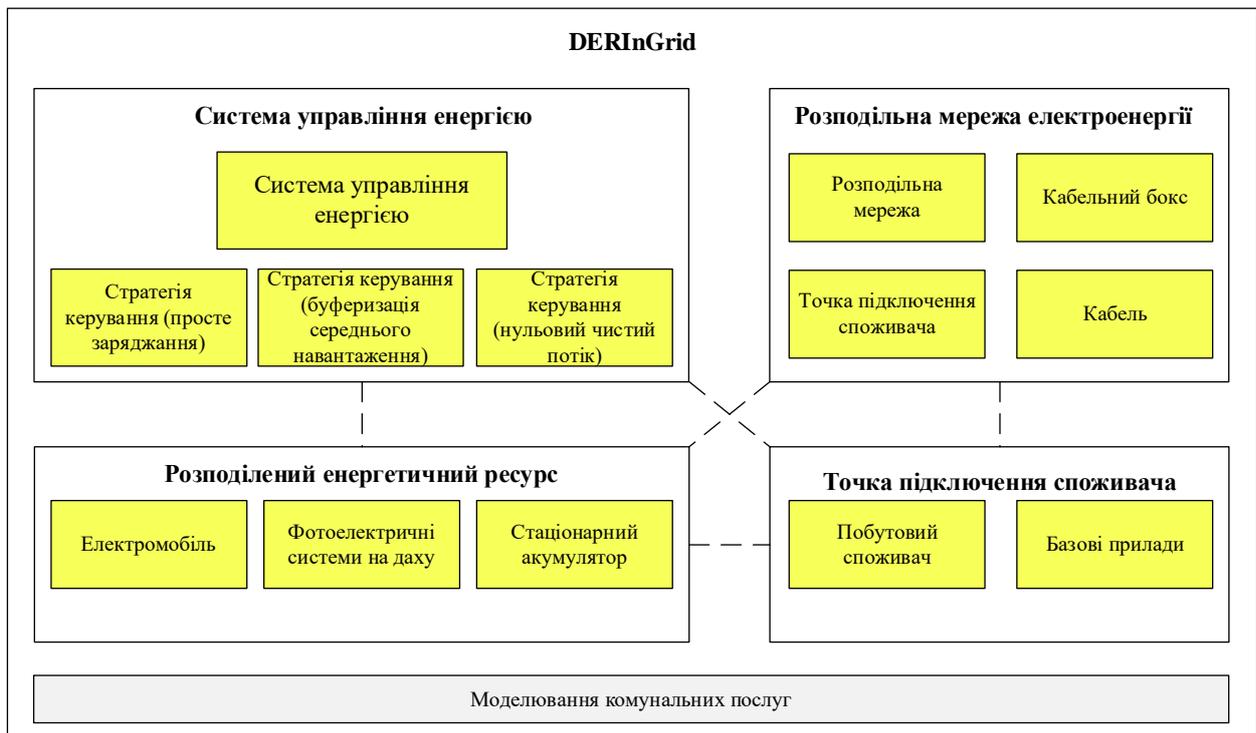


Рисунок 2.1 – Огляд модулів та типів агентів, що становлять основу рамкової структури DERInGrid. Пунктирні лінії позначають зв'язки або взаємодії між елементами модулів.

2.5.1 Цифровий двійник елемента – розподілене джерело енергії

Модуль Розподіленого джерела енергії містить агенти, які представляють технології DER разом з обладнанням, необхідним для їх підключення до електричної системи, наприклад, інверторами. Це дозволяє моделювати

взаємодію DER з мережею, враховуючи різні параметри, як ефективність перетворення енергії чи обмеження потужності.

◆ Типи агентів

Модуль охоплює кілька типів агентів, що моделюють ключові компоненти енергетичної системи:

- Електромобіль: включає два типи агентів. Перший — це електромобіль, який забезпечує транспортну функцію, використовуючи електроенергію для руху та акумулятор для її зберігання. Другий — зарядна станція, що забезпечує підключення до електромережі та зарядку акумулятора.

- Дахові фотоелектричні системи: складаються з двох типів агентів. Перший — фотоелектричне обладнання, що перетворює сонячну енергію на електричну за допомогою сонячних елементів. Другий — інвертор, який забезпечує інтеграцію з мережею, перетворюючи постійний струм на змінний.

- Стаціонарний акумулятор: також включає два типи агентів. Перший — акумуляторна система, що складається з однієї або кількох клітин для накопичення електроенергії. Другий — інвертор, який забезпечує зв'язок з мережею та двостороннє перетворення струму між постійним і змінним.

Така структура дозволяє ефективно моделювати взаємодію компонентів у межах віртуальної енергетичної мережі [7].

◆ Логіка агента електромобіля

Електромобілі моделюються за допомогою типу агента "Електромобіль", а пов'язаний пристрій – зарядна станція – представлений типом агента "Зарядна станція". Агент "Електромобіль" виконує функції руху та зарядки, враховуючи параметри, такі як поточний рівень енергії в акумуляторі та його стан заряду (SoC). Для руху агент отримує від користувача графік поїздок, що включає дати, час відправлення та прибуття, а також відстані. Це дозволяє моделювати типові сценарії, наприклад, щоденні поїздки на роботу, коли піки зарядки припадають на вечірній час.

Агент "Електромобіль" може перебувати в одному з чотирьох станів, відображених у діаграмі станів:

- Очікування: акумулятор повністю заряджений, електромобіль не підключений до зарядної станції.
- Рух: активується при настанні запланованої дати відправлення (перехід 1). У цьому стані електромобіль залишається до моменту прибуття, після чого (перехід 2) розраховується витрачена енергія залежно від відстані та ефективності. Далі агент звертається до агента "Побутовий споживач" для підключення до зарядної станції та переходить у стан "Підключений до зарядки".
- Підключений до зарядки: електромобіль приєднаний до зарядної станції, але зарядка ще не активна. Зарядка може початися за сигналом від станції (перехід 3), або підключення може бути скасовано.
- Зарядка: SoC акумулятора зростає залежно від швидкості зарядки, визначеної зарядною станцією, яка забезпечує необхідну потужність. Після повного заряду електромобіль від'єднується (перехід 4) і повертається в стан "Очікування".

Така структура забезпечує точне моделювання поведінки електромобіля в енергетичній системі [8].

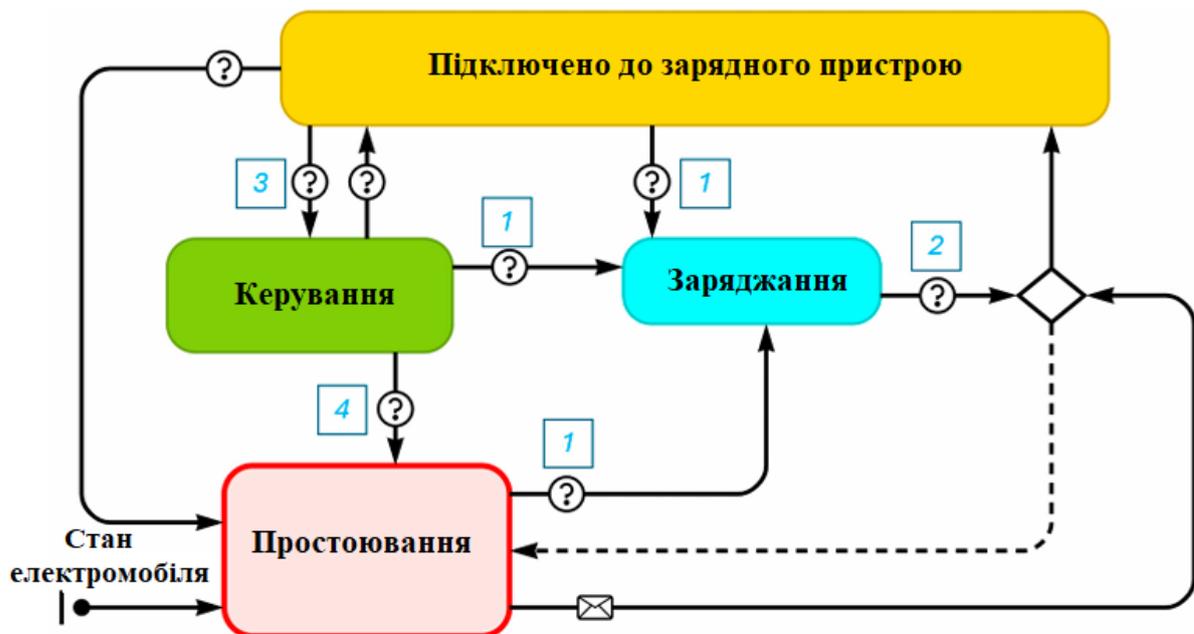


Рисунок 2.2 – Діаграма станів AnyLogic для типу агента Електромобіль. Числа в коробках були додані згодом для підтримки опису логіки

◆ Логіка агента фотоелектричної системи

У моделі дахові фотоелектричні системи представлені двома типами агентів: "Дахові фотоелектричні" для PV-обладнання та "Стандартний інвертор" для супутнього інвертора. PV-обладнання моделюється як єдиний блок із кількох фотоелектричних клітин, для яких припускається однакове сонячне випромінювання, однакова орієнтація та азимутальний кут, а також відсутність дефектів чи забруднень. Таке спрощення дозволяє зосередитися на основних параметрах, зокрема на ефективності енергетичного перетворення.

Агент "Дахові фотоелектричні" генерує постійний струм і потребує підключення до агента з функцією перетворення електроенергії (через відповідний інтерфейс) для передачі енергії в систему змінного струму. Його пікова потужність, виміряна в кВт, відповідає виробленню за сонячного випромінювання 1000 Вт/м^2 . Фактичне вироблення електроенергії залежить від рівня сонячного випромінювання та обчислюється за формулою, яка враховує інтенсивність випромінювання (отриману від модуля "Утиліта"), ефективність PV-клітин, кількість клітин у панелі та їхню площу [7].

$$P_{PV} = Q_{solar} \times \varepsilon_{PV} \times N_{PVUnit} \times A_{PVUnit}; \quad (2.1)$$

При моделюванні дахових фотоелектричних систем агент "Побутовий споживач" спочатку випадково обирає модель PV із доступного набору. Далі підбирається агент "Стандартний інвертор" із найменшою номінальною потужністю, яка дорівнює або перевищує пікову потужність агента "Дахові фотоелектричні". Кількість фотоелектричних клітин (N_{PVUnit}) визначається так, щоб покрити задану частку доступної площі даху будівлі, пов'язаної з агентом "Побутовий споживач". У регіонах із обмеженою площею даху це може призводити до встановлення менших систем, що знижує загальну ефективність енерговиробництва.

◆ Логіка агента акумулятора

Система побутового акумулятора включає акумулятор та гібридний інвертор, які моделюються типами агентів "Побутовий акумулятор" та "Гібридний інвертор". Логіка роботи агента "Побутовий акумулятор" базується на діаграмі станів, зображеній на рисунку 2.3.

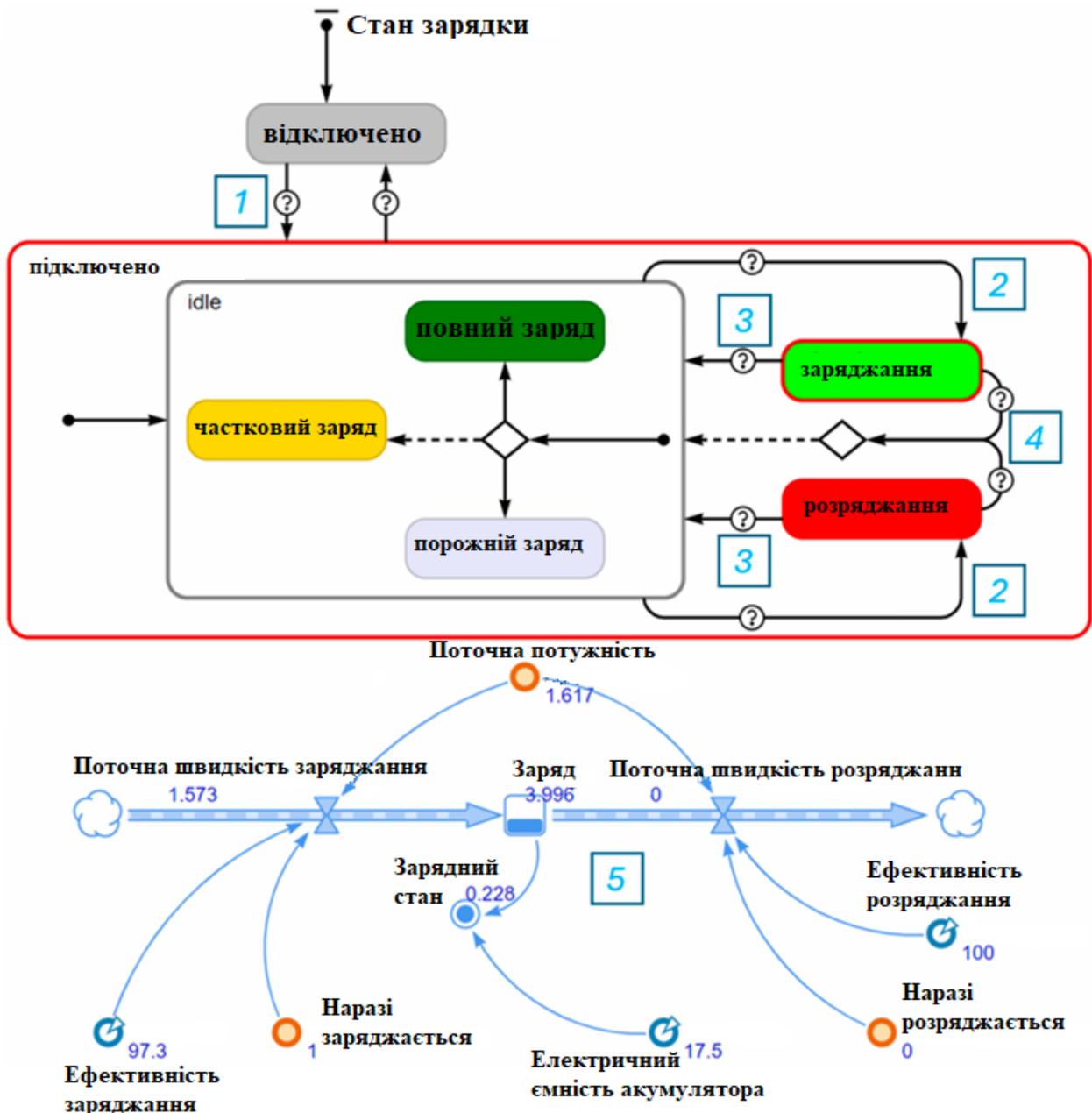


Рисунок 2.3 – Діаграма станів та системна динаміка

Для функціонування агента "Побутовий акумулятор" необхідне його підключення до агента "Гібридний інвертор", який відповідає за перетворення

струму між змінним і постійним. Після встановлення з'єднання стан акумулятора змінюється з "від'єднаний" на "підключений".

Рішення щодо зарядки чи розрядки приймає агент-контролер. Зарядка зупиняється, коли стан заряду (SoC) досягає 100%. Щоб запобігти деградації, використовується параметр глибини розряду (DoD), який обмежує розрядку нижче заданого рівня SoC. Агент враховує максимальні швидкості зарядки та розрядки, а також їхню ефективність, що критично для моделювання роботи в умовах пікових навантажень.

Зарядка або розрядка активується за командою контролера, після чого агент переходить у відповідний стан. Швидкість цих процесів визначається контролером, але обмежується максимально допустимими значеннями. При досягненні SoC 100% або мінімального SoC, визначеного DoD, акумулятор автоматично переходить у стан "холостий хід". Аналогічний перехід відбувається за вказівкою контролера. У стані "холостий хід" акумулятор перебуває в одному з трьох підстанів: повна зарядка (SoC 100%), порожня зарядка (мінімальний SoC) або часткова зарядка (проміжні значення SoC).

Динаміка зарядки та розрядки, а також поточний SoC моделюються через системні елементи. Під час зарядки швидкість зарядки позитивна, а SoC зростає. Під час розрядки швидкість розрядки позитивна, а SoC зменшується. Потужність, що споживається чи постачається, відображається як позитивне або негативне значення з урахуванням ефективності процесів [7].

◆ Внутрішня комунікація агентів

У модулі DER комунікація між різними типами DER відсутня, оскільки ці функції виконуються агентами EMS та "Побутовий споживач". Проте всі агенти DER повинні бути підключені до інших агентів, які виконують певні ролі через відповідні інтерфейси, як показано на рисунку 2.4. Ці ролі включають:

- Керування потужністю: агент, який регулює потоки електроенергії до та від DER. Він відрізняється від EMS, який лише надсилає керуючі сигнали цьому агенту.

- Підключення потужності: агент, відповідальний за фізичну передачу електроенергії між DER та енергосистемою, а також за обмін інформацією про потоки потужності.

Зазвичай агент DER виступає споживачем потужності. Функції керування та підключення потужності виконуються іншими агентами, хоча в окремих випадках DER може самостійно забезпечувати одну або обидві ці функції залежно від своїх характеристик. У моделі агенти "Зарядна станція" та "Інвертор" відповідають за підключення та керування потужністю. Це забезпечує скоординовану роботу кількох DER у системі, уникаючи конфліктів.

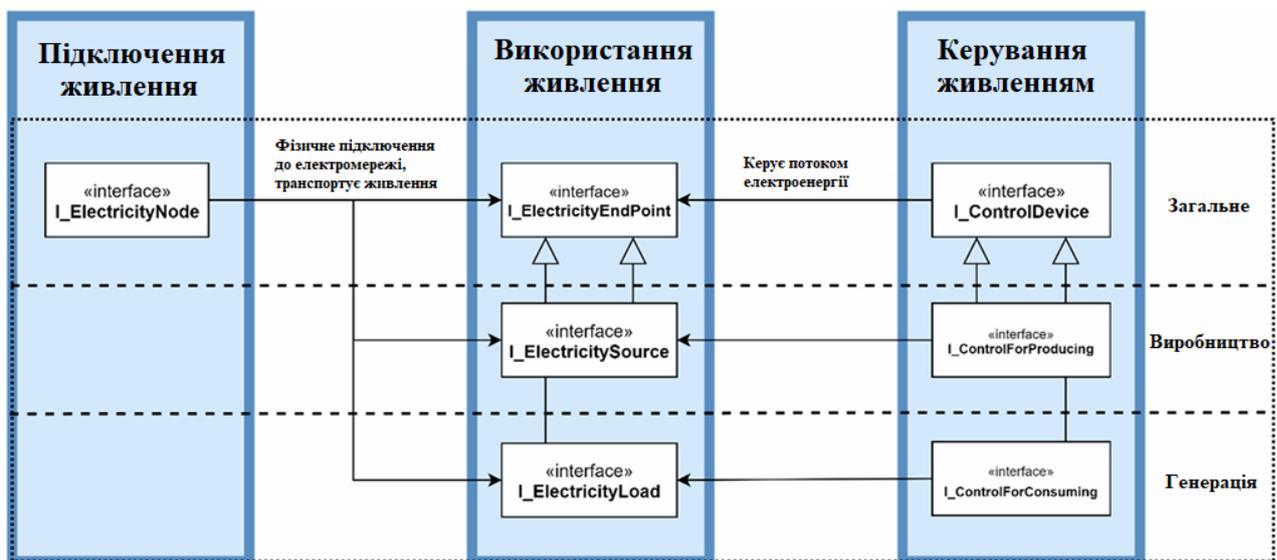


Рисунок 2.4 – Структура для підключення та керування операціями електричних споживаючих або виробляючих приладів

◆ Цифровий двійник елемента – мережа розподілу електроенергії

Мережа розподілу електроенергії містить агенти, які становлять частини мережі розподілу електрики та транспортують електрику до та від споживачів електрики (та виробників). Це модуль, що моделює фізичну інфраструктуру, дозволяючи аналізувати навантаження та потенційні перевантаження.

◆ Типи агентів

Наступний список типів агентів становить модуль мережа розподілу електроенергії:

- Розподільна мережа — загальний розділ мережі розподілу, що містить і складається з кількох підкомпонентів.
- Трансформатор — трансформатор 10/0,4 кВ, який постачає радіальну частину мережі розподілу електрики.
- Кабельна коробка — електрична коробка, розміщена в мережі розподілу 0,4 кВ, яка формує з'єднання між кабельними лініями та з'єднання між точками споживачів і мережею розподілу.
- Точка підключення споживача — точка в мережі розподілу електрики, де підключений споживач електрики.
- Кабель — кабель, який формує з'єднання між вузлами в мережі, такими як Кабельні коробки та Трансформатори.

◆ Логіка агента мережа розподілу електроенергії

Мережа розподілу електроенергії моделюється як радіальна, тобто її компоненти формують деревоподібну структуру. Усі агенти, що представляють елементи мережі в симуляції, реалізують єдиний інтерфейс, який відповідає їхній ролі як носіїв потужності. Незважаючи на можливі унікальні функції чи додаткові інтерфейси окремих агентів, спільний інтерфейс забезпечує реалізацію двох ключових механізмів:

1. Автоматичне формування топології: кожен агент у модулі "Мережа розподілу електроенергії" має параметр із ідентифікатором мережі, до якої він належить. Цей ідентифікатор, зазначений у вхідних даних, дозволяє агенту "Розподільна мережа" автоматично визначити топологію мережі. Такий підхід спрощує моделювання різних сценаріїв, адже для кожного випадку мережа задається лише списком компонентів від оператора системи розподілу (DSO). Наприклад, це полегшує аналіз впливу нових кабелів без необхідності перебудови моделі [7].

2. Моделювання потоків потужності: потоки електроенергії в мережі відтворюються за аналогією до модуля DER. Усі агенти, що транспортують електрику, реалізують інтерфейс, який визначає їх як елементи передачі енергії. У радіальній топології кожен агент з'єднаний з одним агентом вище та кількома

(або жодним) агентами нижче. Зміни в навантаженні чи генерації, що виникають у нижніх агентів, передаються вгору через ланцюг викликів, починаючи від агента "Точка підключення споживача". За наявності GIS-координат топологію можна візуалізувати на карті під час симуляції, що дозволяє відстежувати перевантаження в компонентах мережі, як показано на рисунку 2.5.

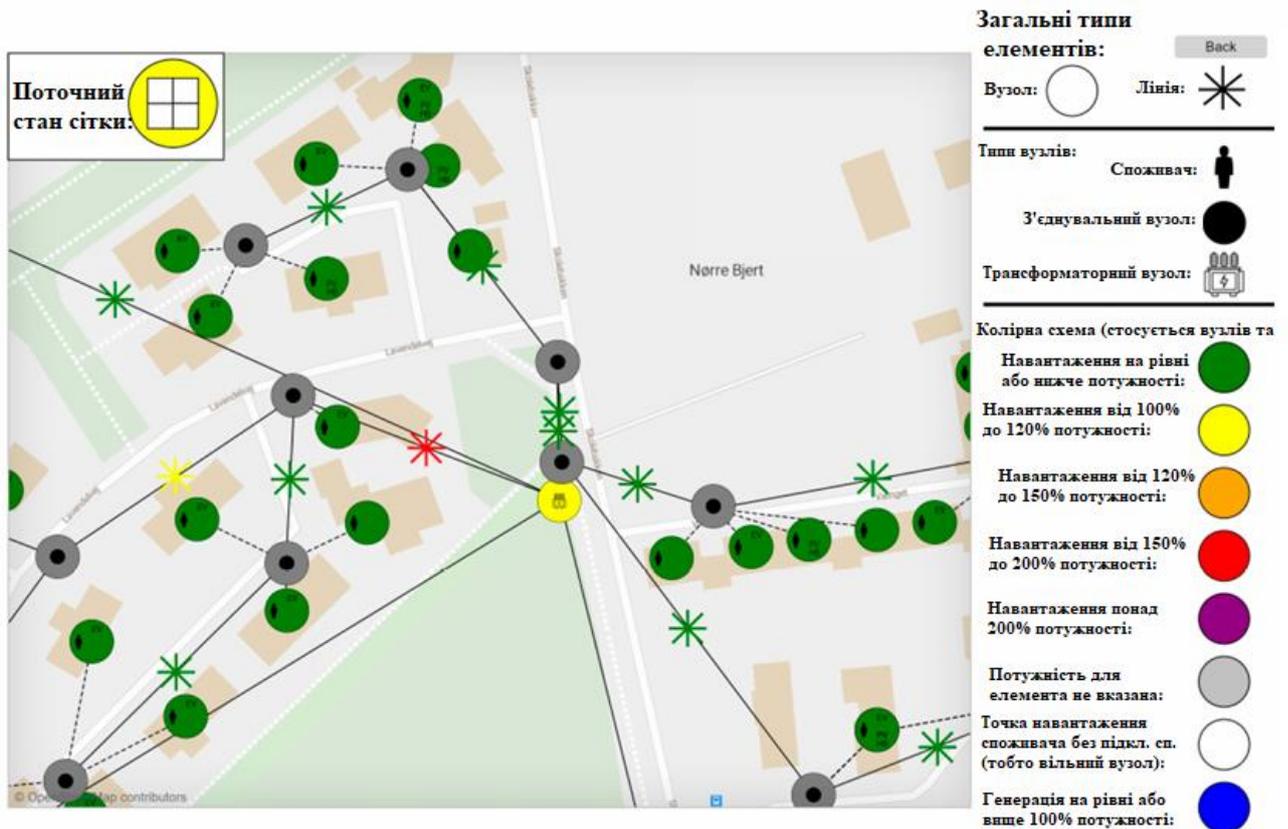


Рисунок 2.5 – Візуальний огляд прикладу топології мережі під час експерименту симуляції

Якщо надані потужності для компонентів мережі у вході, вони змінять колір відповідно до того, чи вони перевантажені, та величини перевантаження. Не всі стани, показані в схемі кольорів, присутні в мережі в цьому конкретному прикладі. Літери на вузлах споживачів позначають, чи споживач впровадив Електромобіль [EV], Фотоелектричну систему [PV] або Акумулятор [BT].

◆ Внутрішня комунікація агентів

Комунікація в модулі "Мережа розподілу електроенергії" має два основні аспекти:

1. Ініціалізація топології: на початку симуляції агент "Розподільна мережа" створює агенти, що відповідають компонентам мережі, на основі вхідної електронної таблиці з даними про топологію. Ці агенти звертаються до агента "Розподільна мережа" із запитом на підключення до інших агентів відповідно до заданої структури. Агент "Розподільна мережа" забезпечує необхідні зв'язки, формуючи радіальну топологію автоматично на основі наданих даних.

2. Оновлення потоків потужності: потоки електроенергії в мережі оновлюються знизу вгору. При зміні навантаження, наприклад, у точці споживача, агент "Точка підключення споживача" передає оновлені дані про потік потужності агенту "Кабельна коробка". Ця інформація послідовно проходить через ланцюг агентів мережі, оновлюючи їхні потоки потужності, аж до верхнього агента, зазвичай "Трансформатор", який моделює зв'язок із зовнішньою енергосистемою. Усі агенти, що виступають вузлами чи лініями передачі, використовують єдиний протокол оновлення через відповідні інтерфейси, що забезпечує ефективне моделювання динаміки мережі та виявлення потенційних проблем у реальному часі [7].

◆ Цифровий двійник елемента – система управління енергією

Модуль системи управління енергією містить агенти, які беруть участь у контролі та координації операцій електричних приладів відповідно до певної логіки та для виконання певних цілей. Це ключовий модуль для оптимізації використання DER, дозволяючи тестувати різні стратегії для зменшення навантаження.

▲ Типи агентів

Наступний список типів агентів становить модуль Системи управління енергією:

- Система управління енергією – EMS, яка може контролювати прилади DER відповідно до набору стратегій керування.

- Стратегія керування — містить логіку та цілі, які EMS використовує для контролю одного або кількох приладів DER. Для однієї EMS може існувати кілька різних агентів Стратегія керування.

▲ Логіка агента системи управління енергією

У розробленій моделі агент EMS інтегровано на рівні агента "Побутовий споживач". EMS має доступ до набору стратегій управління зарядкою, кожна з яких реалізується окремим типом вбудованого агента. Використані стратегії включають:

- Проста зарядка – для електромобілів (EV).
- Нульовий чистий потік – для акумуляторів.
- Буферизація середнього навантаження – для акумуляторів.

EMS та її стратегії враховують фізичні обмеження керованих DER, наприклад, неможливість розрядки акумулятора при нульовому стані заряду (SoC). У таких випадках DER повідомляє EMS про доступний потік потужності, а EMS адаптує стратегію управління відповідно. Основна мета цих стратегій – тестування структури моделі на різних прикладах. У майбутньому передбачається впровадження додаткових стратегій із різною логікою для аналізу альтернативних підходів до керування DER. Схема взаємозв'язку EMS, керованих DER та точки підключення до мережі для двох стратегій управління акумулятором представлена на рисунку 2.6.

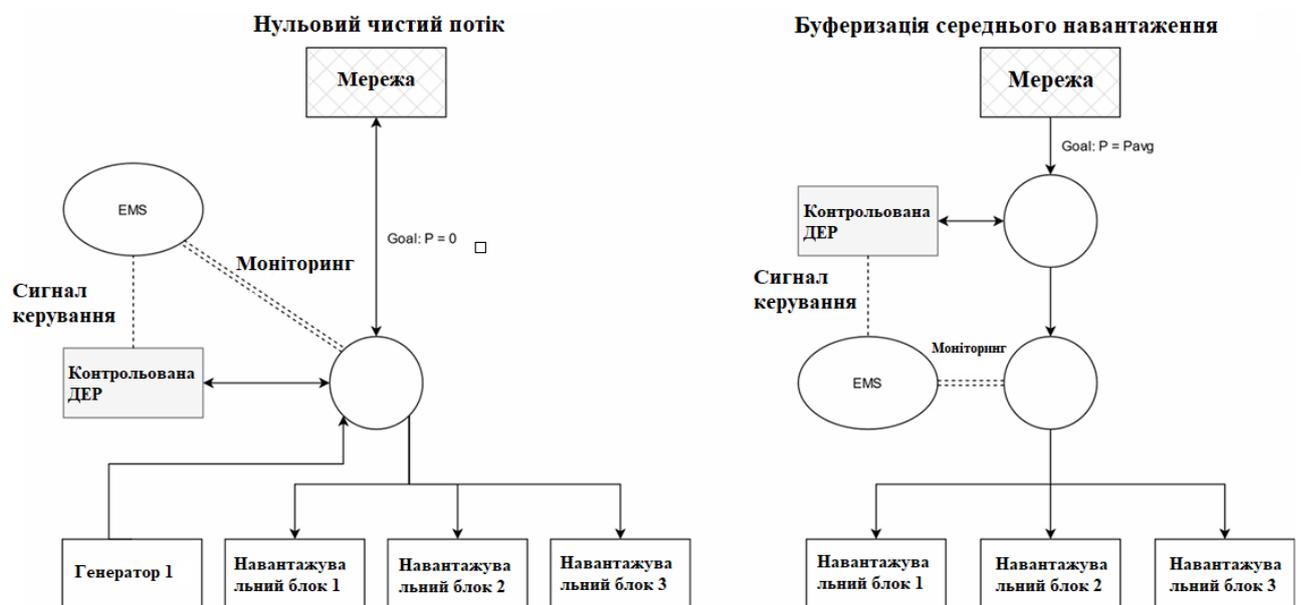


Рисунок 2.6 – Концептуальні діаграми для двох стратегій керування системою управління енергією

Суцільні стрілки рисунка 2.6 позначають потоки потужності, тоді як порожні кола позначають віртуальні точки агрегації.

Проста зарядка Ця стратегія застосовується для зарядки агентів "Електромобіль". Вона є найпростішою, оскільки зарядка починається на максимальній потужності одразу після повернення транспортного засобу додому. Процес триває, доки акумулятор не досягне повного заряду [7].

Нульовий чистий потік EMS керує потоками потужності до та від DER, щоб мінімізувати чистий потік у точці підключення побутового споживача до мережі. Це точка, де агреговані потоки від інших приладів споживача впливають на управління. Інвертор постійно відстежує чистий потік потужності в цій точці. При зміні навантаження чи генерації іншими приладами інвертор коригує роботу DER, щоб компенсувати ці зміни. Якщо в точці підключення фіксується чисте навантаження, EMS наказує DER споживати (заряджатися) або генерувати (розряджатися) електроенергію зі швидкістю, що зводить чистий потік до нуля, враховуючи обмеження DER. Новий потік потужності ($P_{controlNew}$), необхідний після зміни, обчислюється за формулою, де враховується попередній потік потужності DER ($P_{controlOld}$) та чистий потік у точці підключення ($P_{connection}$) до внесення коригувань EMS.

$$P_{controlNew} = -(P_{connection} - P_{controlOld}). \quad (2.2)$$

Нульовий чистий потік: Ця стратегія реагує на поточний чистий потік потужності без попереднього планування. Для акумуляторів це може призводити до швидкого вичерпання заряду при балансуванні незначних навантажень, що робить їх нездатними компенсувати короткочасні пікові навантаження в майбутньому. Такий підхід є простим і підходить для базових сценаріїв, але його ефективність може бути підвищена шляхом додавання прогнозування.

Буферизація середнього навантаження: Хоча в реальних умовах споживачі зазвичай встановлюють акумулятори разом із генераційними пристроями, ця стратегія досліджує можливість використання DER зі зберіганням для

зменшення коливань потоку потужності за відсутності власного вироблення електроенергії. У цьому випадку зарядка здійснюється за рахунок споживання з мережі. Стратегія орієнтована на побутових споживачів із DER, що лише споживають електроенергію. Замість підтримання нульового чистого потоку EMS прагне мінімізувати коливання потужності, спираючись на історичні дані. Агент відстежує чистий потік потужності від усіх некерованих приладів у точці підключення, постійно обчислюючи середній потік потужності. Керуючи DER, EMS намагається утримувати чистий потік якомога ближче до цього середнього значення, забезпечуючи його стабільність. Стратегія подібна до "Нульового чистого потоку", але цільовий рівень потужності зміщується з нуля до середнього значення (P_{avg}), визначеного відповідною формулою 2.3.

$$P_{controlNew} = -(P_{connection} - P_{controlOld}) + P_{avg} . \quad (2.3)$$

У стратегії "Буферизація середнього навантаження" середній потік потужності (P_{avg}) розраховується без урахування внеску керованого DER, що виключає зворотний зв'язок від керування. Через відсутність прогнозування стратегія залишається наївною: наприклад, у мережах із сезонними коливаннями навантаження це може спричинити неефективне використання акумулятора, що потребує доопрацювань для практичного застосування.

▲ Внутрішня комунікація агентів

У модулі EMS комунікація організована так, щоб агент EMS забезпечував взаємодію з зовнішніми елементами, зокрема з керованими DER. Він також відстежує, яка стратегія зарядки застосовується до кожного DER. При підключенні DER, що потребує керування, EMS інстанціює та з'єднує відповідний екземпляр стратегії. Як показано на рисунку, EMS збирає дані про стан DER чи зовнішні параметри (наприклад, стан мережі чи ціни на енергію) і передає їх стратегії за потреби. Стратегія, у свою чергу, обчислює та повертає рекомендований потік потужності для DER — це може бути одне значення для негайної реакції або графік сигналів для розширених сценаріїв. EMS реалізує ці

рекомендації, надсилаючи команди DER. Така архітектура забезпечує гнучке та централізоване управління в системі [7].

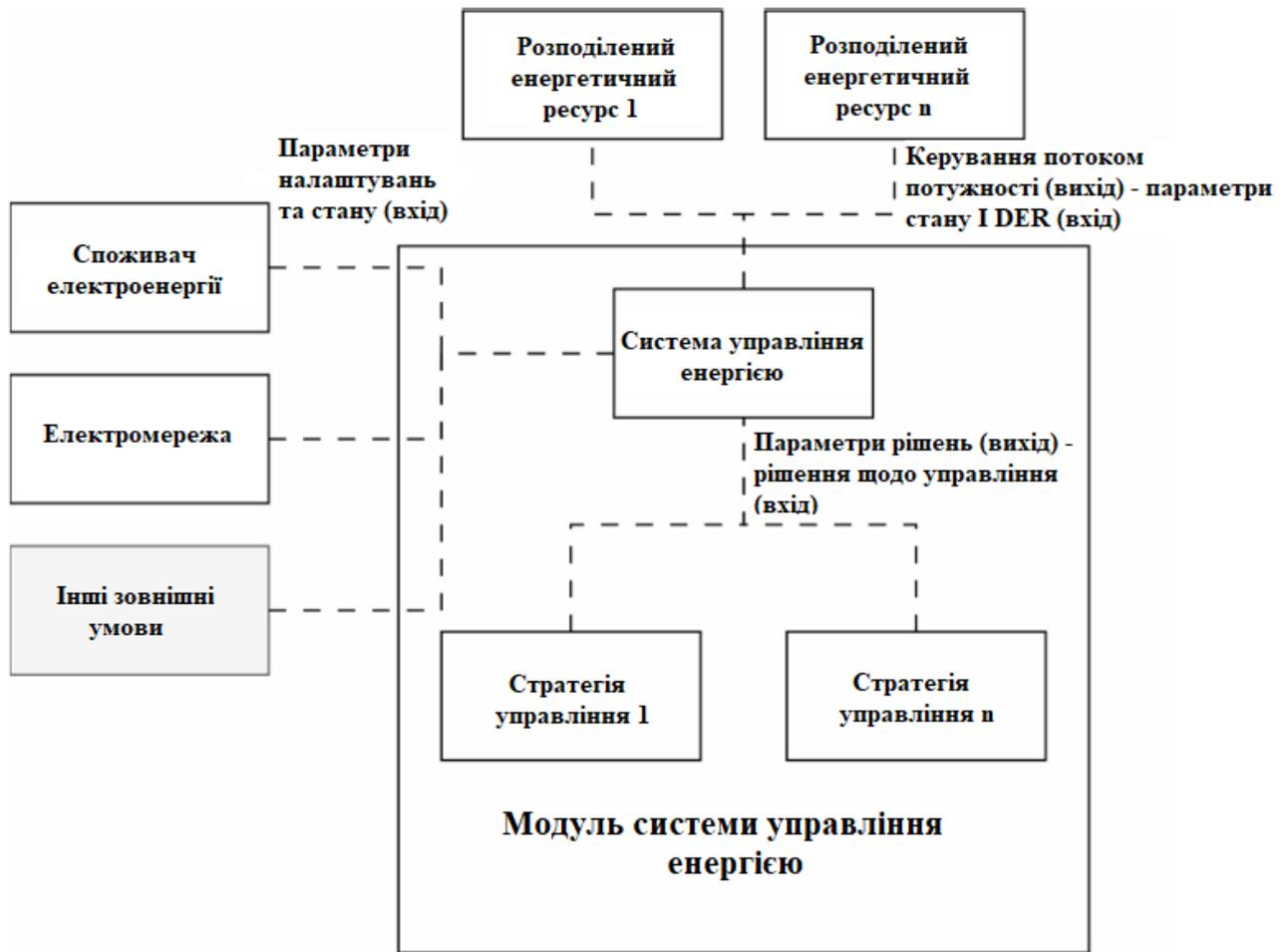


Рисунок 2.7 – Огляд внутрішніх відносин у модулі Системи управління енергією та як вони комунікують з агентами поза модулем

Зауважте, що заяви вхід/вихід бачаться з перспективи агента Системи управління енергією

▲ Цифровий двійник елемента — Споживач електроенергії

Модуль охоплює агенти, пов'язані зі споживачами електроенергії та їхніми приладами, за винятком DER, що дозволяє моделювати поведінку споживачів і базові навантаження.

Типи агентів

◆ Побутовий споживач: представляє домогосподарство або прос'юмера, який володіє електричними приладами та підключений до точки споживання в розподільній мережі.

◆ Базові прилади: моделюють некеровані електроприлади, такі як освітлення, пральні машини, телевізори тощо, які не належать до DER і не використовуються для гнучкого керування в цій моделі. Їхнє навантаження визначається фіксованим графіком, сформованим на основі історичних даних із вхідної таблиці.

Логіка агента споживача електроенергії

Агент "Побутовий споживач" виконує дві основні функції:

1. Впровадження та управління DER: агенти цього типу поступово вводять DER у симуляцію відповідно до заданого рівня впровадження, визначеного середовищем (агентом "Головний" у структурі DERInGrid). При впровадженні DER споживач обирає модель DER та супутнє обладнання (зарядна станція або інвертор). Після ініціалізації DER споживач встановлює себе як власника DER та супутнього обладнання, забезпечуючи їхнє підключення до точки споживача в мережі.

2. Планування поїздок для електромобілів: агент формує графік поїздок для агента "Електромобіль" за наступною логікою:

- Щодня планується рівно одна поїздка, яка стартує після завершення попередньої.

- Час відправлення та прибуття обирається в межах заданих часових діапазонів. Відправлення прив'язане до години після пікового базового навантаження в діапазоні відправлення, а прибуття – до години перед піковим навантаженням у діапазоні прибуття, що відображає ймовірну присутність мешканців удома під час високих навантажень.

- Відстань поїздки визначається на основі ймовірнісних розподілів для кожного дня тижня.

Дані про час і відстань передаються агентам "Електромобіль" і "Зарядна станція", що забезпечує реалістичне моделювання щоденного використання та впливу на зарядку [7].

Внутрішня комунікація агентів

Комунікація в модулі обмежена, оскільки ключову роль відіграє агент "Побутовий споживач". Він володіє агентом "Базове навантаження" та забезпечує його підключення до точки споживача.

▲ Комунікація між модулями структури

Для забезпечення незалежності модулів комунікація між ними зведена до мінімуму та чітко структурована. Основні зв'язки наведено в таблиці. Комунікація здійснюється через посилання на агенти, збережені у внутрішніх змінних, які базуються на ролях через інтерфейси. Модуль "Утиліта" або агент-власник (наприклад, "Побутовий споживач" для DER) відповідає за надання цих посилань під час створення агентів. Для запобігання помилкам у разі відсутності зв'язку (наприклад, якщо змінна посилання має значення null) агенти використовують умовну логіку або обробку винятків. Наприклад, DER без підключення до модуля розподільної мережі припиняє функціонування, але це не викликає збоїв у симуляції, оскільки режим автономної роботи не передбачений.

Таблиця 2.2 – Підсумок комунікацій та відносин, які відбуваються між модулями в структурі DERInGrid.

Модуль 1	Модуль 2	Підсумок
1	2	3
DER	Мережа розподілу	Агенти DER повинні бути підключеними до компонента мережі розподілу для обміну електрикою з мережею і отже працювати правильно (відключений режим зараз не розглядається). Навантаження та потоки вироблення від приладів DER поширюються вгору в мережі електрики та займають частину потужностей компонентів мережі розподілу.
DER	EMS	Операція певних агентів DER контролюється EMS відповідно до застосованих стратегій керування. Керовані агенти DER надсилають свою поточну інформацію про стан до EMS за запитом.
DER	Споживач електрики	Агенти Побутовий споживач впроваджують агенти DER з часом. Агенти Побутовий споживач з'єднують свої впроваджені агенти

Модуль 1	Модуль 2	Підсумок
1	2	3
		DER з мережею через свої Точки підключення споживача. Агенти Побутовий споживач надсилають графіки їзди до своїх впроваджених агентів EV.
Мережа розподілу	EMS	Немає прямого спілкування між EMS та мережею розподілу, оскільки не розглядаються централізовані стратегії між споживачами.
Мережа розподілу	Споживач електрики	Агенти Побутовий споживач призначаються Точці підключення споживача, і потік потужності від приладів у споживача обмінюється з мережею через цю точку.
EMS	Споживач електрики	Кожен агент Побутовий споживач має агента EMS, який може контролювати деякі з приладів DER, належних споживачеві. Агент Побутовий споживач призначає конкретну стратегію керування для впровадженого DER, надсилаючи запит до агента EMS.

2.5 Сценарії та кейс-стаді

У цьому підрозділі описано сценарії, розроблені для тестування структури DERInGrid, а також два кейс-стаді побутових мереж розподілу електроенергії в Данії, де цю структуру було застосован

- Тестові сценарії

Сценарії симуляції створено для оцінки роботи структури DERInGrid у двох конкретних системах. Вони демонструють можливості симуляції для аналізу поведінки DER, виявлення операційних патернів та оцінки перевантажень у розподільній мережі. Структура дозволяє моделювати різні конфігурації впровадження DER та їхні налаштування, аналізуючи результати через різноманітні комбінації параметрів і візуалізації. Для демонстрації було визначено три сценарії, які ілюструють вплив різних типів DER (споживання та генерація) на побутову мережу. Огляд сценаріїв подано в таблиці 2.3, а їхній детальний опис наведено в наступних підрозділах [7].

Таблиця 2.3 – Огляд основних характеристик між сценаріями симуляції.

Номер сценарію	Тривалість	Впроваджений DER	Зберігання	EMS	Потужність до мережі	Стратегія керування
S.1	15 років	Дахові PV	Ні	Ні	Так	Жодна
S.2A	15 років	Стаціонарний акумулятор	Так	Так	Так	Буферизація середнього навантаження
S.2B	15 років	EV	Так ¹	Ні	Ні	Проста зарядка
S.3	15 років	Дахові PV та стаціонарний акумулятор	Так	Так	Так	Нульовий чистий потік

¹ Але без розрядки.

Симуляції охоплюють період у 15 років, що вважається достатнім для моделювання значного впровадження DER, але не надто віддаленим, щоб уникнути надмірної невизначеності. Дані про потоки потужності для відповідних агентів фіксуються кожні 10 хвилин симуляційного часу.

Тестові сценарії

Сценарій S.1: Фотоелектрика без акумулятора. У цьому сценарії побутові споживачі поступово впроваджують дахові PV-системи відповідно до заданої функції впровадження. Вибір споживачів для встановлення PV відбувається випадково, причому кожен споживач може володіти лише однією PV-системою. Стратегії керування в цьому сценарії не застосовуються.

Сценарій S.2: Акумулятор. Цей сценарій поділено на два підсценарії:

- S.2A: Стаціонарний акумулятор. Досліджується можливість використання стаціонарних акумуляторів без генераційних DER (наприклад, PV) для буферизації навантаження шляхом обміну енергією з мережею. Споживачі, які в сценарії S.1 впроваджували PV, тут встановлюють акумулятори. EMS керує обміном потужності за стратегією "Буферизація середнього навантаження", спрямовуючи зусилля на згладжування піків навантаження в точках підключення [7].

- S.2B: Електромобіль. Побутові споживачі поступово впроваджують електромобілі (EV) за заданою функцією. Кожен EV здійснює одну поїздку на

день із відправленням між 05:00 і 09:00 та прибуттям між 14:00 і 20:00, що відображає типову поведінку поїздок на роботу. Ці часові рамки застосовуються і до вихідних для спрощення. Відстань поїздки визначається випадковим розподілом на основі даних. Зарядка EV відбувається за стратегією "Проста зарядка" без розрядки. Основна мета — оцінити, чи одночасна зарядка кількох EV спричиняє перевантаження в мережі.

Сценарій S.3: Фотоелектрика з акумулятором Цей сценарій поєднує впровадження PV-систем і стаціонарних акумуляторів, моделюючи сценарій зростання волатильності цін на електроенергію, що стимулює буферизацію генерації PV для зменшення пікових навантажень. EMS керує інвертором, який з'єднує PV і акумулятор, застосовуючи стратегію "Нульовий чистий потік" для мінімізації навантаження в точці підключення.

- Кейс-стаді

Розглядаються два кейс-стаді, що представляють типові данські побутові мережі розподілу електроенергії: Кейс 1 і Кейс 2. Вони обрані через занепокоєння DSO щодо майбутніх перевантажень, спричинених DER, що може вимагати дорогого посилення мережі.

- Кейс 1: район із 126 домогосподарствами, деякі з яких збудовані в 1910–1930 роках. Поточне впровадження DER обмежене, але район належить до верхньо-середнього класу, і споживачі мають ресурси для швидкого впровадження DER у найближчі роки.

- Кейс 2: район 1985 року з 160 домогосподарствами та відносно новою мережею. Район продовжує розвиватися, і нові будівлі ймовірно включатимуть PV-системи.

Для обох кейсів використано історичні дані споживання електроенергії за 2019 рік із роздільною здатністю одна година. Ці дані повторно застосовуються для кожного року симуляції, моделюючи навантаження від агентів "Базові прилади".

- Топологія мережі

Обидва данські кейс-стаді базуються на мережі розподілу електроенергії, яка живиться від однієї трансформаторної підстанції 10 кВ/0,4 кВ із номінальною потужністю 400 кВА. У моделі враховуються лише кабельні коробки, що з'єднують елементи мережі, тоді як кабелі між коробками та точками підключення побутових споживачів не включено через відсутність їхніх технічних специфікацій. Локальний оператор системи розподілу (DSO) надав дані про кабелі (тип, довжина, номінальний струм, підключення до кабельних коробок) та географічні координати кабельних коробок. Оскільки для кабельних коробок відсутні дані про технічні характеристики, їхнє перевантаження не фіксується в експериментах. DSO також надав інформацію про зв'язки між кабельними коробками, точками підключення споживачів, а також ID та адреси побутових споживачів. Згідно з DSO, кожна точка підключення споживача зазвичай розрахована на струм 25 А на фазу при проектуванні нових ділянок мережі. Виділена потужність для кожної точки підключення обчислюється за відповідною формулою. 2.4 [7].

$$P_{dimensioned} = 0.4 \cdot 25 \cdot \sqrt{3} = 17.3 \text{ (кВА)}. \quad (2.4)$$

▲ Впровадження розподілених джерел енергії

У двох кейс-стаді досліджується впровадження електромобілів (EV), фотоелектричних систем (PV) та акумуляторів, оскільки ці технології визначені данським оператором системи передачі Energinet як ключові для майбутнього впливу побутових споживачів на електричну мережу. Хоча теплові насоси також вважаються важливими, у цих кейсах розглядаються лише чисто електричні DER. На основі аналізу історичних даних про навантаження та інформації про будівлі встановлено, що на початку симуляцій деякі домогосподарства вже мають певне обладнання DER. Кількість попередньо впроваджених одиниць DER для кожного кейсу наведено в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Кількість раніше впроваджених технологій Розподілених джерел енергії (DER) у двох кейс-стаді

Кейс\Тип DER	Електромобілі	Фотоелектрика
Кейс 1	0	7
Кейс 2	7	19

На основі теорій впровадження інновацій, функція логістичного зростання, рівняння 2.5, використовується для впровадження EV та PV-обладнання через популяції агентів споживачів.

$$f(t) = \frac{K}{1 + \left(\frac{K - P_0}{P_0} \right) \times e^{-r \times t}}. \quad (2.5)$$

Верхня межа кількості споживачів (K) у кожній системі визначена з припущенням, що кожен побутовий споживач може впровадити по одному екземпляру кожного типу DER. У сценарії S.3 акумулятори встановлюються разом із PV-обладнанням, тому для них окремої функції впровадження не передбачено. Припускається, що впровадження DER перебуває на ранній стадії та відповідає експоненціальному зростанню, характерному для початкової фази логістичного зростання. Для оцінки параметрів швидкості зростання (r) та початкової кількості DER (P₀) виконано експоненціальну регресію на основі даних про розвиток кількості DER за попередні роки.

Для електромобілів (EV) використано дані Statistics Denmark щодо місячних та річних продажів чистих EV для побутового використання (гібридні та комерційні транспортні засоби виключено) за 2018–2021 роки. Ці дані масштабовані відповідно до кількості домогосподарств у муніципалітетах двох кейс-стаді. Для дахових PV-систем, через відсутність даних від Statistics Denmark, використано прогноз Данського енергетичного агентства щодо розвитку встановленої потужності PV, адаптований до масштабів кейс-стаді.

Результуючі функції впровадження для EV та PV у двох системах наведено в таблиці.

Таблиця 2.5 – Список функцій логістичного зростання, які були застосовані для впровадження технологій DER для двох систем кейсів

Кейс\Тип DER	Електромобілі	Фотоелектрика
Кейс 1	$\frac{126}{1 + \left(\frac{126-1}{1}\right) \times e^{-0.703 \times t}}$	$\frac{126}{1 + \left(\frac{126-7}{7}\right) \times e^{-0.069 \times t}}$
Кейс 2	$\frac{160}{1 + \left(\frac{160-1}{1}\right) \times e^{-0.871 \times t}}$	$\frac{160}{1 + \left(\frac{160-19}{19}\right) \times e^{-0.069 \times t}}$

▲ Специфікації розподілених джерел енергії

Для обох данських кейс-стаді побутові споживачі мають доступ до однакових моделей DER та супутнього обладнання. Нижче наведено їхній опис.

Електромобіль та зарядна станція:

На основі даних про продажі за перші 7 місяців 2021 року обрано 10 найпопулярніших моделей чистих електромобілів (EV) у Данії. Ймовірність вибору моделі залежить від її частки на ринку, розрахованої за обсягами продажів. Технічні характеристики моделей уніфіковано за допомогою бази даних електромобілів. Для зарядних станцій використано чотири типи, що відповідають максимальним швидкостям зарядки EV: 3,7 кВт, 7,2 кВт, 11 кВт і 22 кВт. Припускається, що споживачі обирають зарядну станцію, сумісну з максимальною швидкістю зарядки їхнього EV, без додаткових обмежень. Для всіх зарядних процесів застосовується фіксована ефективність 85,7%, що відповідає рівню зарядки 240 В.

Дахові фотоелектричні системи та стандартний інвертор:

До симуляції включено різні моделі PV-систем від кількох виробників, які пропонуються одним роздрібним продавцем. Цей набір вважається достатньо репрезентативним для данських побутових споживачів. Інвертори, що

забезпечують перетворення між постійним і змінним струмом, поділяються на два типи: стандартний інвертор для PV-систем і гібридний інвертор для комбінації PV та акумуляторів. Дані про моделі інверторів отримано від того ж роздрібного продавця [7].

Акумулятор та гібридний інвертор:

Для спрощення моделювання використано єдину модель акумулятора від роздрібного продавця Viva Energi. Установки складаються з 3–7 модульних одиниць, що лінійно збільшують номінальну напругу, ємність і швидкість зарядки. Усі акумулятори мають глибину розряду (DoD) 80% і належать до типу літій-іонних батарей (LIB), що забезпечує високу довговічність і спрощує моделювання за рахунок мінімізації змінних, які впливають на експлуатацію акумулятора протягом терміну служби.

▲ Огляд вивідних даних симуляції

Після кожної симуляції експерименту вихідні дані записуються у файли електронних таблиць. Ці дані включають: час впровадження та типи моделей DER у агентів побутових споживачів; часові ряди ключових змінних стану системи, таких як потоки потужності від DER, рівень заряду акумуляторів (SoC) та агреговані енергетичні потоки в елементах розподільної мережі; інформацію про перевантаження в модулях мережі, зокрема їхню частоту, інтенсивність за годинами дня, днями тижня та місяцями року.

Оскільки результати симуляцій є великими за обсягом і допускають різноманітні методи візуалізації та аналізу. Детальний розбір впливу впровадження, експлуатації та керування DER у конкретних сценаріях виходить за її межі. Натомість наведено кілька ілюстративних графіків і таблиць для демонстрації вихідних даних та перевірки їхньої достовірності. Серед представлених результатів:

- Підсумок кількості агентів побутових споживачів із впровадженими DER на кінець кожного сценарію – Таблиця 2.6.

- Операційні криві для літнього та зимового тижнів у агента побутового споживача з PV у сценарії S.1 (Кейс 2) – Рисунок 2.8.

- Аналогічні криві для агента з акумулятором у S.2A (Кейс 2) – Рисунок 2.9.
- Те саме для агента з електромобілем у S.2B (Кейс 2) – Рисунок 2.10.
- Огляд відносного часу перевантаження верхнього агента трансформатора за годинами дня з різними рівнями інтенсивності (лише для S.2B, оскільки в інших сценаріях перевантаження відсутнє) – Рисунки 2.11 та 2.12.
- Операційні криві для агента з PV та акумулятором у S.3 (Кейс 2) – Рисунок 2.13.
- Огляд часу та розподілу потужності зарядки впроваджених електромобілів до першого випадку перевантаження трансформатора – Таблиця 2.7.
- Підсумок метрик продуктивності симуляції, включаючи витрачений час – Таблиця 2.8.

Таблиця 2.6 – Кількість впроваджених одиниць DER (виключаючи попереднє впровадження) наприкінці експериментів симуляції, тобто після 15 років.

Сценарій	Тип DER	Кількість впроваджених DER (Кейс 1)	Кількість впроваджених DER (Кейс 2)
S.1	PV	13	25
S.2A	Акумулятор	13	25
S.2B	EV	126	158
S.3	PV та Акумулятор	13	25

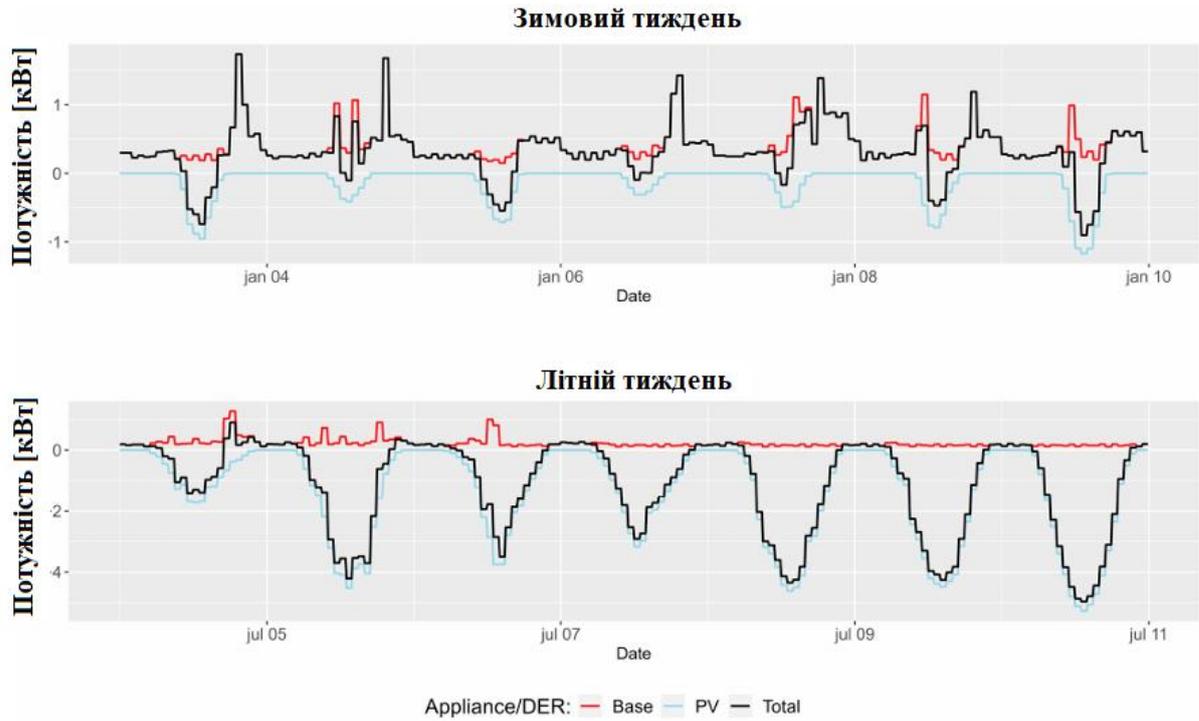


Рисунок 2.8 – Навантаження та потоки вироблення потужності DER для прикладів літнього та зимового тижнів у точці підключення споживача, сценарій S.1, Кейс 2



Рисунок 2.9 – Навантаження та потоки вироблення потужності DER для прикладів літнього та зимового тижнів у точці підключення споживача, сценарій S.2A, Кейс 2.

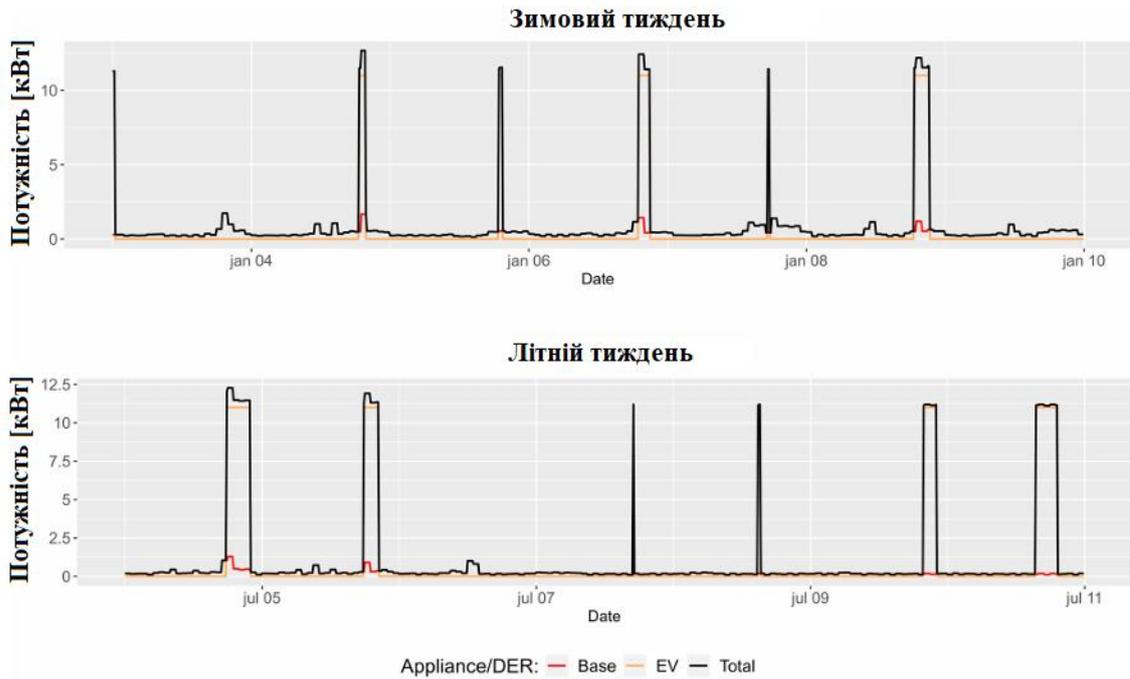


Рисунок 2.10 – Навантаження та потоки вироблення потужності DER для прикладів літнього та зимового тижнів у точці підключення споживача, сценарій S.2B, Кейс 2

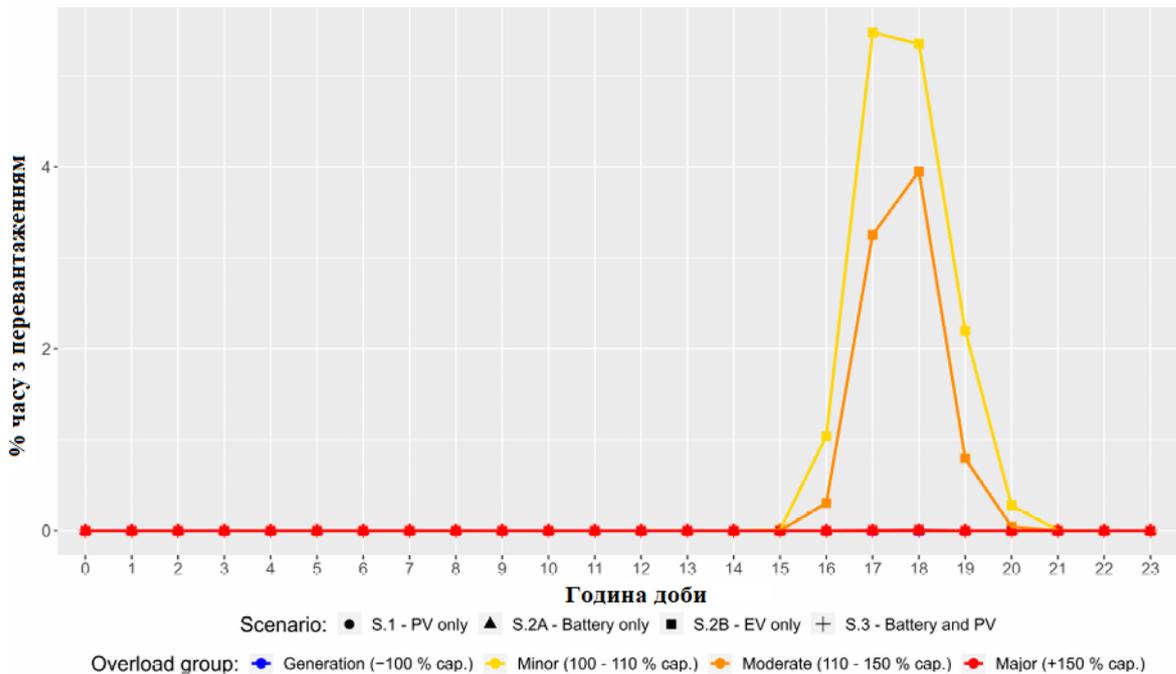


Рисунок 2.11 – Відносні тривалості перевантажень у верхньому трансформаторі протягом годин дня, Кейс 1. Відсотки в групах перевантажень вказують, наскільки трансформатор перевантажений порівняно з його потужністю. Перевантаження не відбуваються, окрім незначних та помірних перевантажень у сценарії тільки EV

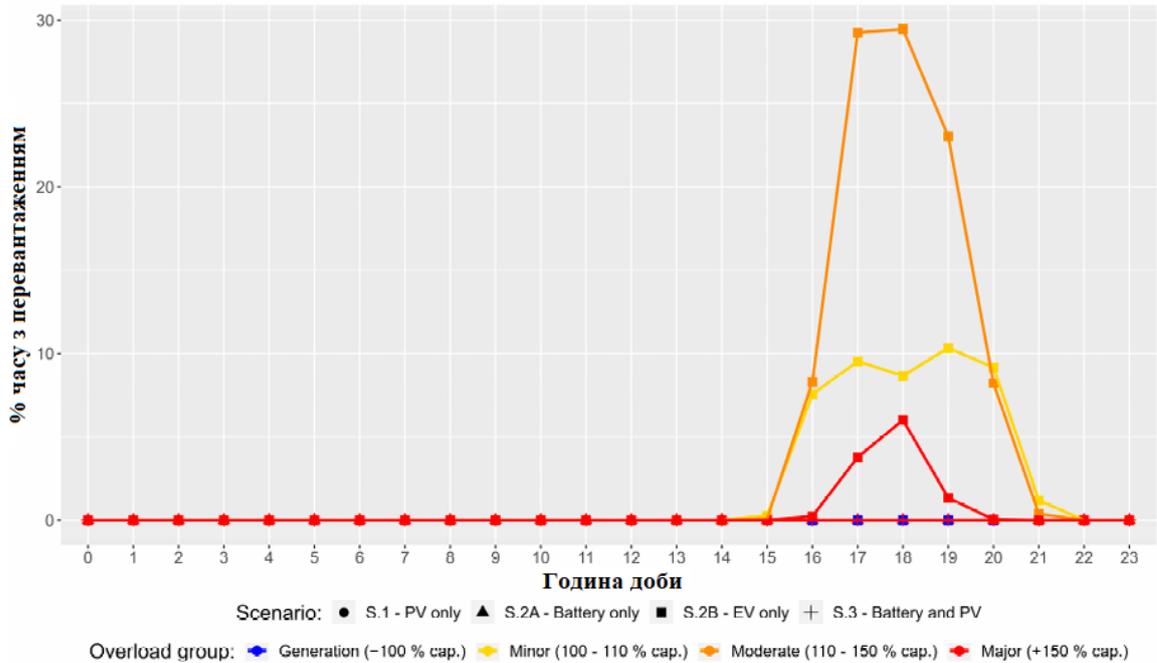


Рисунок 2.12 – Відносні тривалості перевантажень у верхньому Трансформаторі протягом годин дня, Кейс 2. Відсотки в групах перевантажень вказують, наскільки трансформатор перевантажений порівняно з його потужністю. Перевантаження не відбуваються, окрім незначних, помірних та значних перевантажень у сценарії тільки EV

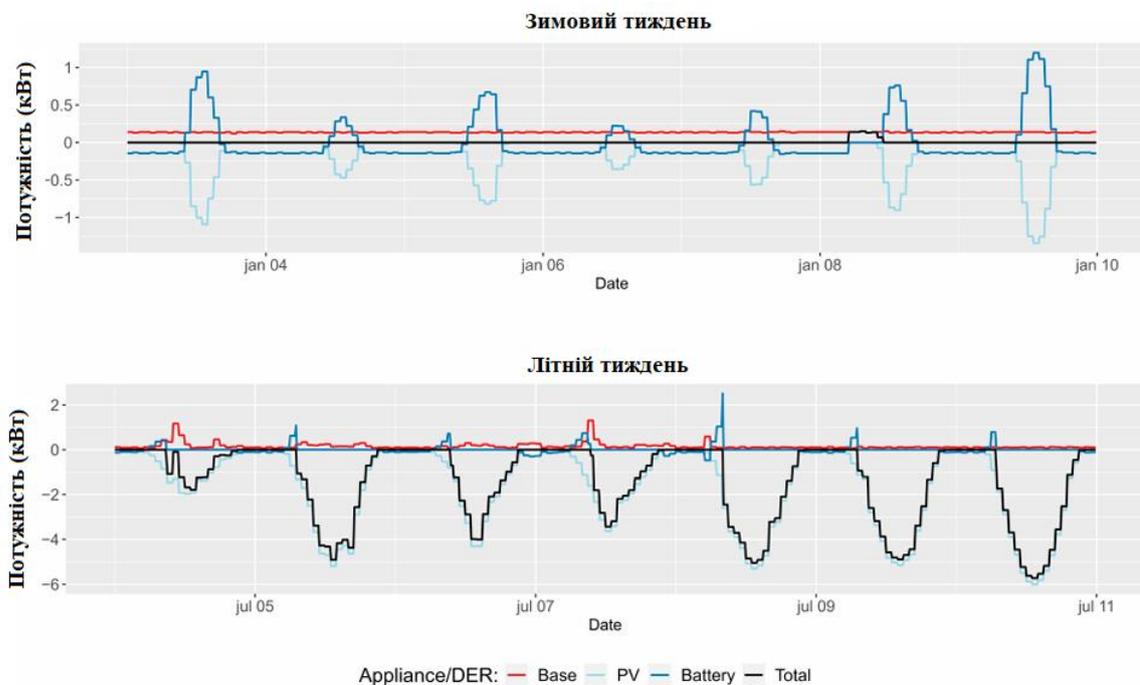


Рисунок 2.13 – Навантаження та потоки вироблення потужності DER для прикладів літнього та зимового тижнів у точці підключення споживача, сценарій S.3, Кейс 2

2.6 Порівняння кейсів та сценаріїв

Результати впровадження DER після 15 років симуляції для різних сценаріїв і кейсів наведено в таблиці 2.6. У сценарії S.1 агенти з фотоелектричними системами (PV) коректно генерують електроенергію в денний час, коли доступне сонячне світло. Наприклад, рисунок 2.8 демонструє значне вироблення електрики окремим побутовим споживачем у літній тиждень. Проте обмежена кількість споживачів із PV (13 у Кейсі 1, 25 у Кейсі 2, таблиця 2.6) не призводить до перевантажень у мережі через недостатню масштабованість впровадження [7].

У сценарії S.2A (рисунок 2.9) робота акумуляторів без PV за стратегією буферизації середнього навантаження підтверджує свою ефективність, стабілізуючи чисте навантаження, особливо взимку. Однак обмеження швидкості зарядки/розрядки, ємності акумуляторів та їх межі (20% DoD і 100% SoC) ускладнюють підтримку стабільності влітку, коли базове навантаження нижче середнього. Акумулятор не може компенсувати пікові навантаження через вичерпання ємності, що вказує на потребу в більших акумуляторах або вдосконаленій стратегії керування з прогнозуванням і оптимізацією.

У сценарії S.2B (рисунок 2.10) електромобілі (EV) заряджаються з потужністю близько 11 кВт у пізній післяобідній або вечірній час після поїздок. Час зарядки варіюється залежно від відстані, а в окремих випадках (короткі поїздки) навантаження не фіксується через 10-хвилинний інтервал вимірювань. Впровадження EV у S.2B значно швидше, ніж PV чи акумуляторів: майже всі споживачі мають EV після 15 років (таблиця 2.6). Це призводить до перевантажень верхнього трансформатора в Кейсі 2 у 30% випадків між 17:00 і 19:00 (рисунок 2.12), що створює виклики для оператора розподільної мережі (DSO). У Кейсі 1 перевантаження менш виражені (рисунок 2.11) через меншу кількість споживачів і нижчу початкову кількість EV. Таблиця 2.7 показує, що перше перевантаження в Кейсі 1 фіксується після 7 років (33 EV), а в Кейсі 2 — після 5 років (43 EV). Це може бути пов'язано з одночасною зарядкою великої

кількості EV у Кейсі 1 або вищими базовими навантаженнями. Для виявлення таких закономірностей DSO має проводити додатковий аналіз, використовуючи криві перевантажень (рисунки 2.11, 2.12), щоб ідентифікувати вразливі ділянки мережі [7].

Таблиця 2.7 – Огляд часу, що минув, перед першими зареєстрованими перевантаженнями рівня трансформатора в двох кейсах та кількості електромобілів, впроваджених на ці часи, згрупованих за швидкістю зарядки.

	Кейс 1	Кейс 2
Час, що минув перед першим перевантаженням [год/рік]	63,090/7.20	42,498/4.85
Кількість електромобілів з потужністю зарядки при першому перевантаженні		
7.2 кВт	12	15
11 кВт	21	26
22 кВт	0	2
Загалом	33	43

У сценарії S.3 стратегія керування «Нульове чисте навантаження» для комбінації PV та акумуляторів демонструє ефективність узимку. Обмежене сонячне світло забезпечує достатньо енергії для покриття денного попиту базових приладів. Рисунок 2.13 показує, що чисте навантаження побутового споживача залишається близьким до нуля, за винятком короткочасного відхилення вночі 8 січня через вичерпання заряду акумулятора. Натомість улітку акумулятор значно недовикористовується через постійне досягнення 100% SoC, що унеможливорює поглинання надлишкової енергії від PV. Для стабільного підтримання нульового навантаження влітку потрібен акумулятор більшої ємності або додаткові споживачі енергії, наприклад електромобілі, для розрядки акумулятора в несонячні години.

2.7 Обговорення структури

При оцінці запропонованої структури та застосування агентно-орієнтованої симуляції (ABS) варто враховувати низку ключових факторів, пов'язаних із практичною реалізацією та методологією моделювання. Зокрема, це стосується часу симуляції, який визначає ефективність усього процесу.

Одним із найважливіших показників є реальний час виконання експериментів, тобто час стіни годинника. Згідно з даними з таблиці 2.8, кожен симуляційний запуск тривав від 9 до 12 годин. Такий підхід є прийнятним, хоча й вимагає значних ресурсів, але проблеми можуть виникнути в масштабніших системах з більшим числом агентів, таких як побутові споживачі, модулі розподільної мережі та DER (з урахуванням різних типів). Для подолання цих обмежень можливі різні стратегії, наприклад, впровадження багатопоточності. Однак програмне середовище AnyLogic не забезпечує повної підтримки цієї функції, хоча дозволяє паралельний запуск окремих експериментів на кількох процесорних ядрах. У разі моделювання складніших мереж може знадобитися перехід до альтернативних інструментів або оптимізацій.

Таблиця 2.8 – Підсумок значень індикаторів продуктивності симуляції для сценаріїв та кейс-стаді

Кейс-стаді	Сценарій	Час симуляції [с]	Кроки симуляції	Поля вивідних даних
Кейс 1	S.1	37,142	452,078,633	362,926,200
	S.2A	34,052	453,639,582	460,758,480
	S.2B	37,203	465,525,660	661,156,860
	S.3	36,523	454,025,600	563,324,580
Кейс 2	S.1	39,857	586,059,619	471,804,060
	S.2A	40,549	589,082,500	596,461,320
	S.2B	41,655	604,969,996	850,509,660
	S.3	40,935	589,864,780	725,852,400

- Поширення потоків потужності

У модулі розподільної електромережі агенти функціонують як передавачі потужності, де потоки поширюються через послідовність елементів від пристрою, що змінює навантаження чи генерацію, до верхнього агента-трансформатора. Такий підхід вирізняється простотою, гнучкістю та інтуїтивністю. Водночас, його слабкість полягає в необхідності активації багатьох агентів щоразу при зміні потоку в одному пристрої. У системах з сотнями елементів, особливо коли зміни відбуваються часто (наприклад, щосекунди), це призводить до значного навантаження на обробку, уповільнюючи симуляцію. Для оптимізації можна об'єднувати сигнали змін від кількох агентів, що синхронізуються в часі, зменшуючи таким чином кількість передач через мережу.

- Частота реєстрації вихідних даних

Наразі потоки потужності для агентів DER та елементів розподільної мережі фіксуються кожні 10 хвилин симуляційного часу, що генерує великий обсяг даних (як вказано в таблиці 2.8), зберігаючи їх у пам'яті до завершення процесу. Для проведених експериментів це вимагало 250–300 ГБ. Якщо для аналізу достатньо менш детальної інформації, інтервал можна збільшити, знижуючи потреби в ресурсах. Інший варіант — безперервний запис даних у таблиці, але це може суттєво подовжити тривалість симуляції.

- Часовий крок і точність солвера

Інструменти AnyLogic для моделювання системної динаміки застосовуються для процесів заряджання електромобілів та акумуляторів. Зменшення точності часового кроку солвера дозволяє скоротити кількість ітерацій (зазначених у таблиці 2.8), але це погіршує точність розв'язання рівнянь. Альтернативою є дискретна зарядка у фіксованих блоках, що додаються чи віднімаються від рівня заряду, — це може замінити динамічні функції та значно прискорити симуляцію.

- Автоматична генерація топологій мережі

Функціонал фреймворку DERInGrid для створення радіальних структур у симуляції забезпечує ряд переваг. По-перше, він підвищує зручність для

користувачів, дозволяючи операторам розподільних мереж (DSO) з обмеженими технічними навичками моделювати різні підмережі шляхом надання списків компонентів і вказівки файлів як входних параметрів. Крім того, ця функція полегшує тестування альтернативних конфігурацій без змін у самій моделі — достатньо оновити входні дані. Наприклад, оцінка впливу нового кабелю між вузлами (з можливим заміщенням існуючого для збереження радіальності) зводиться до додавання запису в таблицю. AnyLogic підтримує паралельний запуск експериментів, що уможливорює швидке порівняння сценаріїв з різними топологіями. Цей метод масштабується на більші мережі, включаючи сегменти передачі, де зберігається графова структура з вузлами та лініями, попри додавання нових типів агентів. Аналогічно, інфраструктури опалення чи водопостачання можуть представлятися як вузли та лінії, роблячи авто-генерацію придатною для них. Розширення фреймворку на ці сектори, можливо з інтеграцією електромережі, варте подальшого вивчення. З іншого боку, інтерфейсний підхід фреймворку може адресувати це через додавання інтерфейсів для ключових характеристик DER, релевантних для стратегій EMS, визначаючи сумісність з технологіями. Однак це ризикує створити надмірно складну ієрархію інтерфейсів, тому кращим може бути альтернативне рішення.

Розроблений фреймворк DERInGrid перебуває на початковому етапі еволюції, тому вимагає численних удосконалень і розширень для подальших досліджень. Серед пріоритетів — інтеграція сигналів цін на електроенергію в стратегії керування EMS, які наразі ігнорують економічний фактор, фокусуючись виключно на стабілізації навантаження та генерації. Включення цінових параметрів дозволить оцінити інвестиційну привабливість систем зберігання та EMS з позиції споживача, сприяючи зменшенню витрат [7].

Крім того, варто проаналізувати ефективність централізованого EMS для мінімізації навантаження на рівні трансформатора, можливо в комбінації з децентралізованими підходами. Розширення стратегій керування за допомогою оптимізації, що враховує попит, ціни та прогнози погоди на базі методів машинного навчання, допоможе вивчити способи запобігання або

відтермінування перевантажень мережі, відображаючи сучасні тенденції в реальних системах EMS.

Головним обмеженням залишається відсутність комунікації в реальному часі з фізичними об'єктами, що є ключовою ознакою цифрових двійників для постійного оновлення віртуальних моделей даними зі стану реальних сутностей. Майбутні кроки передбачають налаштування такої взаємодії з DER – як фізичними, так і зовнішньо симульованими, де останній варіант полегшить розробку протоколів без складнощів підключення до реальних пристроїв.

Сценарії наразі обмежені вузьким набором технологій DER, тому необхідно додати нові, наприклад теплові насоси, та протестувати комбінації в різних конфігураціях. Інтерфейсний підхід спрощує інтеграцію агентів, але нові DER вводять унікальні характеристики, як-от тепла енергія для опалення, що може вимагати моделювання як простих профілів попиту або складніших агентів будівель.

Хоча акцент зроблено на демонстрації фреймворку, його справжня цінність - як інструмент для аналізу впливів DER на електромережі, наприклад для прогнозування перевантажень від масового впровадження. Оператори розподільних мереж зможуть використовувати результати для планування модернізацій. Для цього фреймворк повинен стати доступнішим для користувачів без глибоких знань симуляції, що потребує посилення інтерфейсу та зручності. Розроблений фреймворк DERInGrid перебуває на початковому етапі еволюції, тому вимагає численних удосконалень і розширень для подальших досліджень. Серед пріоритетів – інтеграція сигналів цін на електроенергію в стратегії керування EMS, які наразі ігнорують економічний фактор, фокусуючись виключно на стабілізації навантаження та генерації. Включення цінових параметрів дозволить оцінити інвестиційну привабливість систем зберігання та EMS з позиції споживача, сприяючи зменшенню витрат [7].

Крім того, варто проаналізувати ефективність централізованого EMS для мінімізації навантаження на рівні трансформатора, можливо в комбінації з децентралізованими підходами. Розширення стратегій керування за допомогою

оптимізації, що враховує попит, ціни та прогнози погоди на базі методів машинного навчання, допоможе вивчити способи запобігання або відтермінування перевантажень мережі, відображаючи сучасні тенденції в реальних системах EMS.

Головним обмеженням залишається відсутність комунікації в реальному часі з фізичними об'єктами, що є ключовою ознакою цифрових двійників для постійного оновлення віртуальних моделей даними зі стану реальних сутностей. Майбутні кроки передбачають налаштування такої взаємодії з DER – як фізичними, так і зовнішньо симульованими, де останній варіант полегшить розробку протоколів без складнощів підключення до реальних пристроїв.

Сценарії наразі обмежені вузьким набором технологій DER, тому необхідно додати нові, наприклад теплові насоси, та протестувати комбінації в різних конфігураціях. Інтерфейсний підхід спрощує інтеграцію агентів, але нові DER вводять унікальні характеристики, як-от теплова енергія для опалення, що може вимагати моделювання як простих профілів попиту або складніших агентів будівель.

Хоча акцент зроблено на демонстрації фреймворку, його справжня цінність — як інструмент для аналізу впливів DER на електромережі, наприклад для прогнозування перевантажень від масового впровадження. Оператори розподільних мереж зможуть використовувати результати для планування модернізацій. Для цього фреймворк повинен стати доступнішим для користувачів без глибоких знань симуляції, що потребує посилення інтерфейсу та зручності.

Розроблений фреймворк DERInGrid для цифрових двійників виявився дієвим інструментом для моделювання розподілених джерел енергії (DER) у системах розподілу електроенергії. Він включає чотири основні модулі: розподілені джерела енергії, мережа розподілу, система керування енергією та споживачі. Така структура ефективно враховує ускладнення, пов'язані з переходом споживачів до ролі прос'юмерів. Гнучкий комунікаційний інтерфейс забезпечує взаємодію між модулями, дозволяючи адаптувати фреймворк до

різних топологій мереж і конфігурацій попиту. Це дає змогу аналізувати вплив різного рівня впровадження DER, надаючи важливі дані для планування та управління мережами.

Ефективність фреймворку перевірено на прикладі двох данських розподільних мереж. Сценарії охоплювали дахові сонячні панелі, акумулятори та електромобілі, враховуючи їх комбінації та погодинні ціни на електроенергію. Результати показали, що фреймворк здатен точно відтворювати стан мережі, сонячних панелей, електромобілів і акумуляторів із роздільною здатністю 10 хвилин для періодів від одного дня до 15 років. Аналіз виявив, що впровадження сонячних панелей чи акумуляторів окремо або разом не призводило до перевантажень протягом 15 років. Натомість перевантаження виникали після додавання 33 і 43 електромобілів у двох мережах, що вказує на їхній потенційний вплив на стабільність мережі.

Фреймворк призначений для підтримки операторів розподільних мереж у прогнозуванні перевантажень, спричинених DER, що дозволяє своєчасно планувати модернізацію мереж або впроваджувати заходи для зниження пікових навантажень, економлячи значні кошти. Результати симуляцій також можуть бути корисними для розробки енергетичних політик. Проте виявлено виклики, зокрема щодо продуктивності: значні вимоги до пам'яті, обчислювальних ресурсів і тривалості симуляцій потребують оптимізації для масштабування на складніші системи.

Таким чином, фреймворк DERInGrid є надійним і адаптивним рішенням для моделювання DER, ефективно вирішуючи завдання, пов'язані зі зростанням їх впровадження. Його успішна валідація підтверджує потенціал для планування та управління мережами. У майбутньому доцільно розширити набір технологій DER і стратегій керування, зокрема з урахуванням цін на електроенергію, щоб підвищити практичну цінність інструменту.

3 ЗАСТОСУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ЦИФРОВИХ ДВІЙНИКІВ І НАВЧАННЯ З ПІДКРІПЛЕННЯМ ДЛЯ АКТИВНОГО КЕРУВАННЯ ВІРТУАЛЬНИМИ ЕНЕРГЕТИЧНИМИ МЕРЕЖАМИ НА БАЗІ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ

Інновації в структурі міських електричних мереж, їх глибша взаємодія з транспортними мережами та сервісними галузями формують основні вектори еволюції ідей "розумного кварталу", що з часом переходить у концепцію "розумного міста". Розвиток цифрових пристроїв для обліку електроенергії, удосконалення комунікаційних систем і компонентів смарт-гридів відкрили можливості для підвищення адаптивності мереж, раціональнішого використання ресурсів та скорочення енергетичних втрат завдяки впровадженню гнучких стратегій. Все більше стає зрозумілим, що смарт-квартали повинні максимально застосовувати інструменти спостереження та гнучкості в електромережах, інтегруючи інтелектуальне управління різними енергетичними потоками (як-от електрика, тепло чи газ) з автоматизованими системами та сучасними ІТ-рішеннями. Наприклад, у мегаполісах з високою концентрацією населення така синергія допомагає справлятися з піковими навантаженнями, знижуючи потребу в традиційних централізованих генераторах.

Технологія цифрового двійника виступає ефективним засобом для вирішення подібних викликів. Вона являє собою віртуальну копію фізичного об'єкта, яка дає змогу проводити віртуальні тести, перевіряти ідеї, передбачати динаміку системи та контролювати весь її цикл існування. Для електромереж цифровий двійник – це складна математична модель, побудована на спеціалізованому софті, яка аналізує стабільність постачання енергії в смарт-кварталі, виявляє потенційні слабкі ланки та моделює різні варіанти еволюції інфраструктури. В умовах міських мереж, де зовнішні чинники на кшталт погоди можуть дестабілізувати роботу, цей інструмент стає ключовим для стратегічного планування оновлень і модернізації [13].

У 2019 році відділення запустили ініціативу з монтажу смарт-лічильників електроенергії, аби точніше відстежувати параметри споживання в мережах

житлового сектору району. Зібрані дані мають стати базою для побудови цифрового двійника локальної мережі. Це дозволить оптимізувати повсякденну роботу енергосистеми – від контролю витрат і удосконалення конфігурації до зменшення втрат і симуляції різних режимів функціонування, – а також планувати її розширення, враховуючи поведінку користувачів, перебудову наявної інфраструктури та інтеграцію елементів гнучкості в перспективі. Такий перехід від абстрактних розрахунків до реальних впроваджень створює ґрунт для поширення підходу на інші міські території.

Ідею формування цифрового двійника з використанням алгоритмів машинного навчання з підкріпленням, що забезпечує точну віртуальну репліку електромережі з автоматичним двостороннім обміном інформацією для симуляції, удосконалення та регулювання процесів. Тут дані від двійника слугують командами для керування, тоді як зворотний потік – це або актуалізація статусу системи, або сигнали оцінки ефективності. Оскільки двійник постійно моніторить всю інформацію про мережу, будь-які зміни в її стані мають синхронізуватися з ним. Зворотні сигнали, що вказують на точність дій, можна трактувати як форму оновлення. Подібна схема особливо вигідна в системах з великою часткою відновлюваних джерел, де коливання в генерації вимагають миттєвої реакції та адаптації.

3.1 Концепція цифрового двійника для електромережі на основі навчання з підкріпленням

Цифровий двійник відіграє роль основного компонента в побудові інтелектуальних і саморегульованих виробничих комплексів. Фактично, це детальна віртуальна репліка об'єкта чи системи з автоматичним двостороннім потоком даних, що слугує для симуляції процесів, їх удосконалення та безпосереднього контролю. Ця жива копія в режимі реального часу відтворює складну фізичну структуру з конкретного ракурсу, скажімо, для оперативного моніторингу електричних мереж, і включає елементи штучного інтелекту для

вирішення супутніх питань, як-от аналіз надійності енергопостачання. У сфері енергетики такий інструмент стає корисним для передбачення потенційних збоїв, наприклад, шляхом імітації ситуацій з перевищенням навантажень прямо під час роботи [13].

Проте чимало питань щодо створення, актуалізації та впровадження цифрових двійників в енергетичній галузі лишаються відкритими і є предметом інтенсивних наукових пошуків [14]. Такі інновації, як генеративний дизайн, що автоматизують пошук найкращих конфігурацій для мереж електропостачання, еволюціонують не так швидко, як хотілося б. Ці труднощі особливо відчутні в управлінні циклом життя енергетичних систем для дрібних споживачів на низьковольтних рівнях (0,4 кВ), де часто бракує сучасного софту чи досвідчених спеціалістів. Уявіть, наприклад, віддалені села чи ізольовані регіони з обмеженими можливостями – тут класичні методи часто дають збій, що робить нагальною необхідність у гнучких альтернативах, здатних адаптуватися до локальних умов.

3.1.1 Навчання з підкріпленням

Навчання з підкріпленням (Reinforcement Learning, RL) черпає натхнення з принципів людського сприйняття та адаптації. Агент, що навчається, аналізує поточний стан середовища $x_t \in X$, обирає дію $u_t \in U$, яка впливає на цей стан, і, можливо, отримує винагороду r , що залежить від функції винагороди $R(x, u)$. Після цього він переходить до нового стану x_{t+1} . З часом агент вчиться розпізнавати, які дії приносять користь, а які є небажаними. Формально, цей процес описується як марковський процес прийняття рішень (Markov Decision Process, MDP). В енергетичному секторі RL може використовуватися, наприклад, для оптимізації розподілу навантажень у мережі, адаптуючись до змінних умов, таких як нестабільна генерація від сонячних панелей чи вітрових турбін.

Формулювання задачі RL, яке не залежить від динаміки системи. Це означає, що стан системи визначається конкретним елементом, який

обробляється, але наступний стан x_{t+1} уже заданий і не залежить від поточного стану x_t чи обраної дії u_t . У такому підході на кожному кроці t середовище формує стан, агент обирає дію, отримує винагороду r_t , а наступний стан, який готує середовище, не пов'язаний із попередніми станом чи дією. Мета агента – навчитися стратегії $\pi : X \rightarrow U$, яка оптимізує функцію значення, забезпечуючи максимальну сукупну винагороду в довгостроковій перспективі [13].

$$Q(x_i, u_i) = E[R(x_i, u_i)]. \quad (3.1)$$

Навчання з підкріпленням (RL) відіграє важливу роль у вдосконаленні цифрових двійників завдяки здатності до навчання [14]. Основна перевага цього підходу полягає в тому, що віртуальне середовище дозволяє проводити безліч ітерацій і моделювати різноманітні сценарії для тренування агентів. При цьому система запам'ятовує усі ситуації та визначає оптимальні рішення, які забезпечують максимальну винагороду. Такий метод особливо ефективний для розподільчих мереж із великою кількістю елементів, кількість яких може зростати при переході до активних мереж, наприклад, через додавання відновлюваних джерел енергії, накопичувачів чи активних навантажень. У мережах із сонячними або вітровими установками, де нестабільність генерації створює значну невизначеність, RL дає змогу в реальному часі адаптувати керуючі стратегії, щоб мінімізувати втрати енергії та підвищувати ефективність роботи системи.

3.2.2 Удосконалений алгоритм цифрового двійника

На основі спрощеної формулювання задачі RL ми модифікуємо алгоритм для покращення цифрових двійників електромереж. Для кращого розуміння на рисунку 3.1 наведено схему архітектури алгоритму.

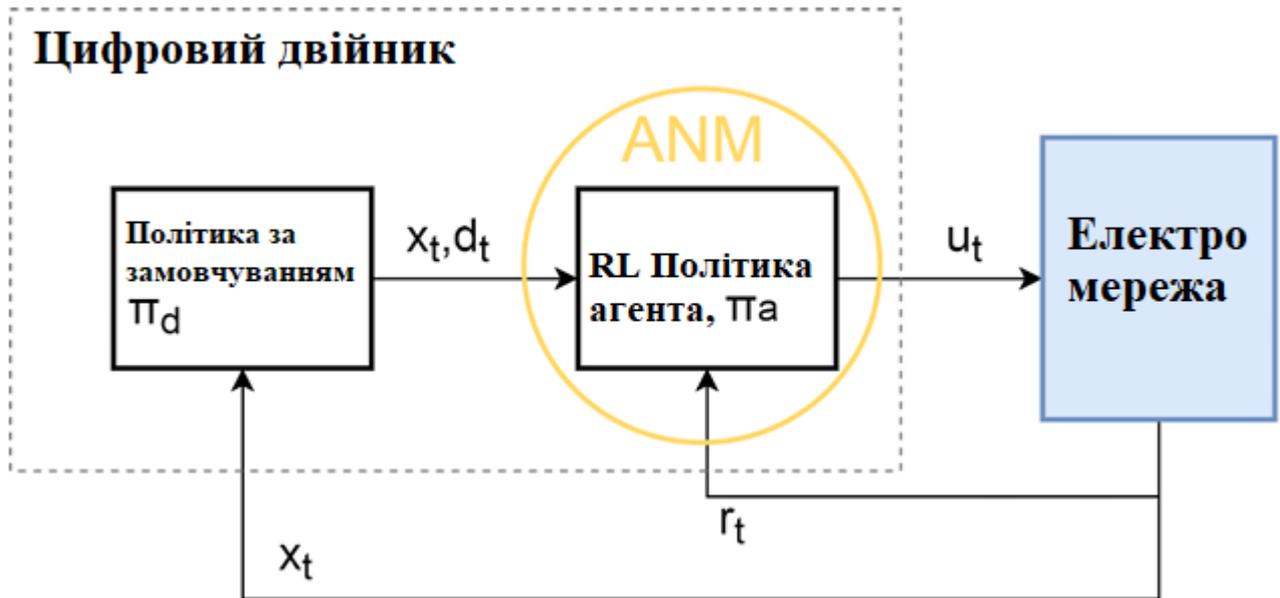


Рисунок 3.1 – Архітектура цифрового двійника для електромережі на основі RL

Цифровий двійник спостерігає за станом x_i та обирає керуючу дію d_i на основі своєї базової стратегії π_d . Алгоритм RL спостерігає як за x_i , так і за d_i . Потім він вирішує, чи застосовувати d_i , чи $u_i = \pi_a(x_i)$ до фізичної системи G (електромережі). Система генерує сигнал зворотного зв'язку (винагороду) r_i та наступний стан x_{t+1} , який спостерігає цифровий двійник. Винагорода використовується для покращення стратегії агента RL π_a .

З цифровим двійником ми маємо доступ до базової стратегії π_d , яку можна вважати порадою "вчителя". Базова стратегія π_d – це оригінальна стратегія керування цифрового двійника до застосування машинного навчання для компенсації неточностей моделі. Ця стратегія може бути неоптимальною, але, ймовірно, кращою за стратегію агента π_a на початковому етапі навчання. Базова стратегія додає кожен раунд, застосований агентом, тобто дотримуваний, до бюджету для дослідження. Після накопичення достатньої кількості агент може досліджувати дії, відмінні від базових, з ризиком гіршої продуктивності. Це забезпечує поступовий перехід до оптимальних рішень, мінімізуючи потенційні збої в реальній системі [13].

3.3 Активне керування мережею

Зі збільшенням частки відновлюваних джерел і розподіленої генерації в електричних розподільчих системах Active Network Management (ANM) набуває значення як ключовий інструмент для операторів розподільчих систем (DSO). Він забезпечує безпечну та економічно вигідну експлуатацію мережі, зменшуючи потребу в дорогому посиленні інфраструктури. Стратегії ANM являють собою короткострокові підходи до управління потужністю, яку генерують джерела чи споживають навантаження, щоб запобігти перевантаженням або проблемам із напругою. Простіші стратегії ANM обмежуються скороченням надлишкової генерації в окремі моменти, тоді як прогресивніші підходи переносять споживання на періоди, коли очікується високий рівень виробництва енергії з відновлюваних джерел. Наприклад, у системах із значною часткою сонячної енергії це дозволяє ефективно балансувати пікові навантаження вдень. Однак такі складні стратегії вимагають від DSO вирішення складних задач послідовного прийняття рішень в умовах невизначеності.

Ці задачі ми формулюємо як марковський процес прийняття рішень (MDP), де динаміка системи відображає розвиток електромережі та її компонентів, а простір дій включає доступні оператору керуючі команди. У цьому контексті модель ANM розглядається як агент навчання з підкріпленням (RL), який навчається оптимальній стратегії ла в середовищі цифрового двійника (див. рисунок 3.1).

3.3.1 Постановка задачі оперативного планування

Оперативне керування енергосистемою є повторюваним процесом, який здійснює оператор розподільчої мережі (DSO), аби передбачити, як буде розвиватися ситуація в мережі. Воно охоплює аналіз того, як патерни вироблення електроенергії та її споживання впливають на ключові технічні обмеження, а також впровадження превентивних кроків, щоб уникнути їхнього порушення.

Еволюцію системи у вигляді дискретної моделі з фіксованим періодом прогнозування T , що задає кількість кроків у часі. Кожен такий крок триває чверть години, що узгоджується з типовим інтервалом на ринку електроенергії. Потужність генерації та навантаження не змінюється всередині одного кроку, ігноруючи тим самим короткочасні коливання, які реально часові контролери можуть легко скоригувати. Керуючі сигнали тут фокусуються на прямому впливі на ці потужності, і вони можуть генерувати ефекти, що накопичуються з часом, залежно від параметрів конкретного обладнання [13].

Два ключових методах для регулювання системи: регулюванні розподіленої генерації (скажімо, від вітряків чи сонячних панелей) та коригуванні гнучкого навантаження (наприклад, через роботу теплових насосів чи зарядку електрокарів). Такі підходи допомагають мережі ефективно адаптуватися до непередбачуваних змін, як-от коливання від відновлюваних джерел, і тим самим підвищувати загальну стабільність та ефективність [14].

1. Скорочення розподіленого генератора. Для кожного пристрою з набору $G \subset D$ розподілених генераторів (DG) DSO може накласти інструкцію скорочення, тобто верхню межу на рівень генерації DG. Цей запит може виконуватися до періоду, що безпосередньо передує скороченню, і оплачується. Ця плата компенсує фінансові втрати виробника за енергію, яку не вдалося виробити під час модуляції. Припускається, що ця плата визначена як компенсація за одиницю енергії, не виробленої, відносно реального потенціалу, відомого після ринкового періоду.

2. Модуляція гнучких навантажень. Приймаємо, що DSO може змінювати споживання деяких гнучких навантажень, підмножини F повного набору навантажень мережі. З цим інструментом пов'язана плата за активацію, і гнучкі навантаження можуть отримувати повідомлення про активацію до моменту, що безпосередньо передує початку послуги. Після активації в момент t_0 споживання гнучкого навантаження d змінюється на певне значення протягом T_d періодів. Для кожного з цих періодів модуляції $t \in \{t_0+1, \dots, t_0+T_d\}$ це значення визначається функцією модуляції $P_d(t-t_0)$.

У системі також можуть застосовуватися альтернативні методи управління, наприклад, коригування тарифних сигналів, перебудова топології мережі або використання розподілених систем накопичення енергії, однак у цьому розділі ми їх не розглядаємо. Крім того, ми не враховуємо автоматичні пристрої регулювання, які зазвичай застосовуються в розподільчих мережах, як-от перемикачі відводів під навантаженням у трансформаторах, що автоматично стабілізують рівень напруги.

3.3.2 Формулювання оптимального прийняття рішень

Оперативне планування сформульовано як задачу оптимального послідовного прийняття рішень. Невизначеність, пов'язана з майбутніми внесками потужності від розподілених джерел генерації (DG), що залежать від природних джерел енергії, а також мінливість споживання навантажень, мають бути чітко враховані в стратегії активного управління мережею (ANM). Для цього проблему моделюють як процес прийняття рішень Маркова (MDP) із мішаними цілочисельними множинами станів і дій [13].

3.3.2.1 Стан системи

Глобальний простір станів S системи розкладається на три підмножини:

$$S = S^{(1)} \times S^{(2)} \times S^{(3)}. \quad (3.2)$$

де S^1 , S^2 , S^3 – підмножини станів розподіленої генерації, споживання та минулих реалізацій невизначених явищ (тобто швидкості вітру, сонячної іррадіації та рівнів споживання).

Внесення потужності пристроїв достатні для отримання значень електричних величин через рівняння 3.3 та 3.4.

$$\forall n \in N \div S_n = P_n + jQ_n = V_n I_n^* = V_n Y_n^* V^*; \quad (3.3)$$

$$\forall n \in N \div S_n = P_n + jQ_n = \sum_{d \in D(n)} (P_d + jQ_d). \quad (3.4)$$

де S_n – уявна потужність внесення у вузлі n ,

Y_n – n -й рядок матриці вузлових провідностей;

P_d, Q_d – значення внесення активної та реактивної потужності, пов'язані з кожним пристроєм (генераторами чи навантаженнями) $d \in D(n)$.

Інструменти керування, доступні DSO для контролю системи, моделюються множиною A_s керуючих дій. Ця множина залежить від стану s_t системи, оскільки неможливо активувати послугу гнучкості навантаження, якщо вона вже активна. Компоненти векторів $a_t \in A_s$ визначаються як

$$a_t = (\bar{p}_t, \hat{q}_t, act_t). \quad (3.5)$$

з $\bar{p}_t, \hat{q}_t \in \mathbb{R}^{|G|}$ такими, що для періоду $t + 1$ та для кожного генератора $g \in G$.

Використовуючи цю репрезентацію керуючих дій, ми вважаємо, що дія скорочення чи активації гнучкості, спрямована на період t , завжди має виконуватися в період $t - 1$.

3.3.2.3 Функція винагороди та мета

Для оцінки ефективності стратегії ми спочатку визначаємо функцію винагороди $r : S \times A_s \times S \rightarrow \mathbb{R}$, яка пов'язує миттєву винагороду з кожним переходом системи від періоду t до періоду $t + 1$:

$$r(s_t, a_t, s_{t+1}) = - \underbrace{\sum_{g \in G} \max \left\{ 0, \frac{P_{g,t+1} - \bar{P}_{g,t+1}}{4} \right\} C_g^{curt} (s_{t+1}^{(aux)})}_{\text{curtailment cost of DGs}};$$

$$\underbrace{\sum_{d \in F} act_{d,t} C_d^{flex}}_{\text{curtailment cost of DGs}} - \underbrace{\Phi(s_{t+1})}_{\text{penalty function}} ;$$

де $C_g^{curt}(g_t + 1)$ – це чверть денної ринкової ціни за чверть години q_{t+1} дня;

C_d^{flex} – вартість активації гнучких навантажень, специфічна для кожного з них;

$P_{g,t}$ – крива потужності DG. Функція Φ спрямована на покарання стратегії, яка призводить систему до небажаного стану (наприклад, порушення операційних обмежень чи великі втрати), і разом з C_g^{curt} та C_d^{flex} вона має визначатися під час інстанціації моделі прийняття рішень. Зауважте, що це рівняння таке, що чим вищі операційні витрати та більші порушення операційних обмежень, тим негативніша функція винагороди.

Для DSO розв'язання задачі оперативного планування еквівалентне визначенню оптимальної стратегії π серед усіх елементів Π , тобто стратегії, яка задовольняє таку умову:

$$J^{\pi^*}(s) \geq J^{\pi}(s), \quad \forall s \in S, \quad \forall \pi \in \Pi. \quad (3.6)$$

Перший компонент функції штрафування призначено для заохочення стратегій, які уникають переходу системи в стани, де порушуються операційні обмеження. Такий підхід забезпечує можливість оцінки будь-якої стратегії керування. У рамках математичного програмування цей компонент виключається з цільової функції, а операційні обмеження інтегруються безпосередньо як жорсткі обмеження. У результаті формується оновлена цільова функція:

$$\begin{aligned}
\text{cost}(s_t, a_t, s_{t+1}) = & \sum_{g \in G} \max \left\{ 0, \frac{P_{gt+1} - \bar{P}_{gt+1}}{4} \right\} C_g^{\text{curt}}(q_{t+1}) + \\
& + \sum_{d \in F} \text{act}_{d,t} C_d^{\text{flex}} + C_{\text{loss}}(q_{t+1}) \sum_{n \in N} \frac{P_{n,t+1}}{4} + \\
& + C_{\text{fuel}}(q_{t+1}) \sum_{n \in N} \frac{P_{n,t+1}}{4}.
\end{aligned} \quad (3.7)$$

де $C_{\text{loss}}(q_{t+1})$, $C_{\text{fuel}}(q_{t+1})$ – ціни за одиницю втрат та палива за чверть години $q_t + 1$ дня.

Враховуючи дискретизацію стохастичних процесів, цільову функцію, визначену в рівнянні 3.8 та додаткові обмеження, ми можемо сформулювати нову наближену оптимальну стратегію $\hat{\pi}_{\hat{M}_t}^*$.

$$\begin{aligned}
\hat{\pi}_{\hat{M}_t}^*(s_t) = \arg \min_{a_t} & \min_{\substack{s_t^{(k)}, \dots, s_{t+T}^{(k)}, \\ a_t^{(k)}, \dots, a_{t+T-1}^{(k)}, \\ \forall k \in (1, \dots, W)}} & \sum_{k=1}^W \sum_{t'=t}^{t+T-1} [P_k \gamma^{t'-t}].
\end{aligned} \quad (3.8)$$

Реалізація виконана з використанням модифікованого коду Python для імітації системи та Ruomo для побудови математичних програм. Таблиця 3.1 узагальнює деякі релевантні дані цих прикладів.

Емпірична очікувана прибутковість стратегії для даного тестового прикладу, рівня гнучкості, моделі мережі та складності дерева сценаріїв визначається з 10 запусків по 288 кроків часу (тобто 2 днів) [13].

Ми також вважаємо, що ціни за одиницю скорочення однакові для всіх DG. Ми використовували реальні значення ринкових цін $C^{\{\text{curt}\}g}$, які коливаються в еквіваленті національної валюти від 2100 до 4200 гривень за один скорочений МВт потужності розподіленої сонячної генерації. Ми також застосовуємо ці значення для вартості втрат за одиницю, тобто $C^{\{\text{loss}\}}$. Щодо гнучких навантажень, для кожного тестового випадку існують три різні рівні проникнення. Для кожної конфігурації приблизно половина гнучких послуг пропонує низхідну модуляцію

з подальшим ефектом відскоку вгору, і навпаки для іншої половини. Максимальна та кумулятивна величина модуляції представлена в таблиці 3.1 для ілюстрації потенціалу, що пропонують гнучкі навантаження в кожній конфігурації [15].

Таблиця 3.1 – Узагальнення тестових прикладів

Випадок	Case17 (реальний)			Case77 (тестовий)		
	низький	середній	високий	низький	середній	високий
Вузли	17			77		
Лінії	19			76		
ДЖ (генератори)	4			6		
Навантаження	16			53		
Контролюється ОРМ (ДСО)	5	7	11	12	33	31
Макс. гнучкість (МВт)	0,35	1,2	1,71	3,41	5,01	31
Пікове навантаження (МВт)	5			9		

Головним об'єктом дослідження стратегії ANM є електромережа 6 кВ з 17 вузлами житлового району (рисунок 3.2). У 2019 році в 60 багатоповерхових житлових будинках цього району встановлено інтелектуальні лічильники електроенергії. Ці лічильники інтегровано в єдину систему збору даних. Ця система дозволяє збирати дані про споживання електроенергії щогодини, щодня, щотижня та щомісяця для кожного житлового будинку. Крім того, можна вибірково контролювати велику кількість параметрів потоку навантаження [13].

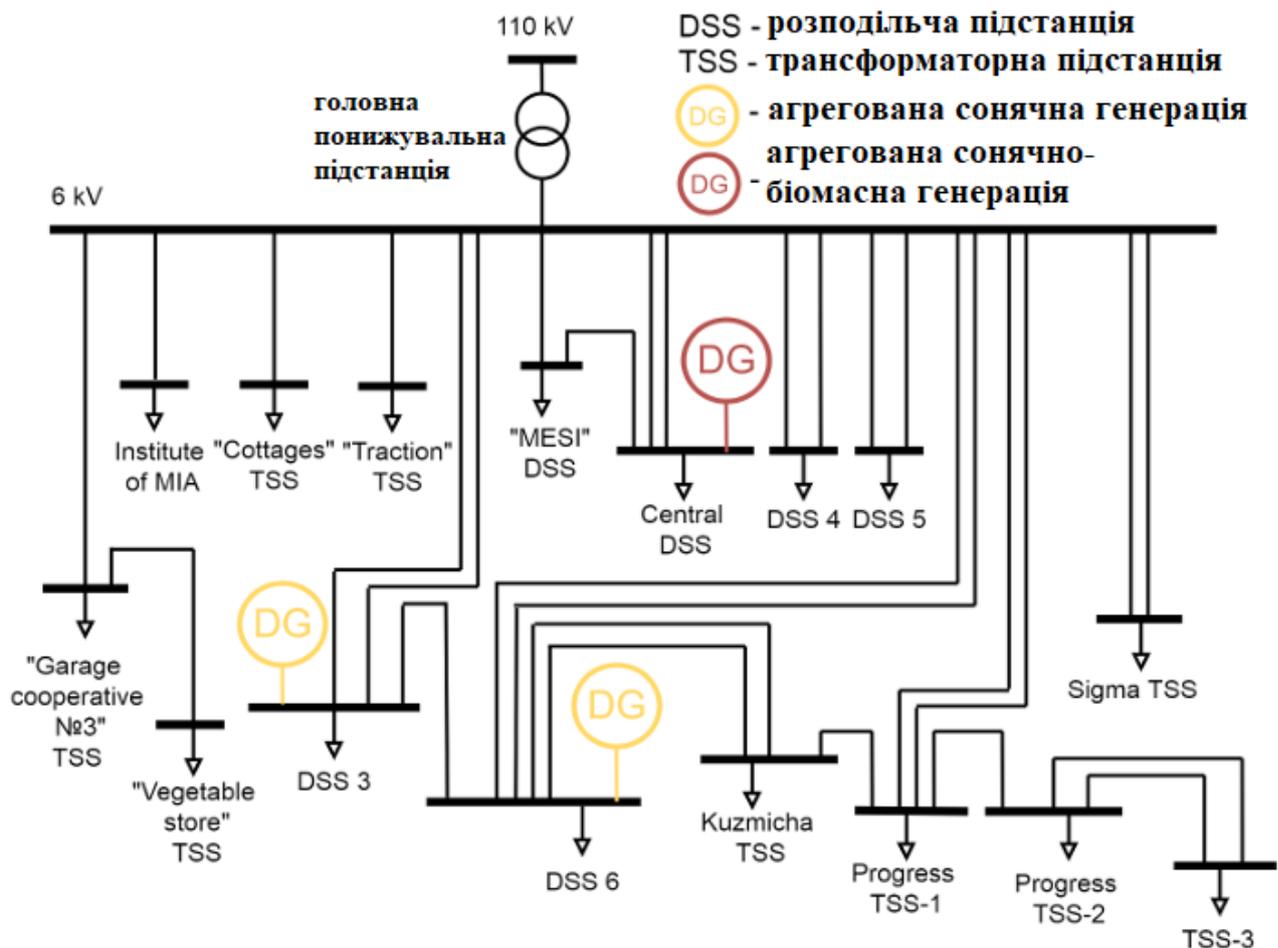


Рисунок 3.2 – Схема електророзподільчої мережі з перспективним сценарієм наявності агрегованих DG

Одним із ключових завдань цього дослідження є розробка моделі цифрового двійника центру навантаження на основі наявної бази даних. На цей момент електромережа не включає джерел розподіленої генерації (DG) та керованих споживачів. Проте, враховуючи впровадження національних ініціатив, таких як федеральні проекти "Smart City" та "Керування попитом роздрібних споживачів" від EnergyNet та АТ "СО ЄЕС", аналіз зосереджено на перспективному сценарії розвитку цього центру навантаження. Цей сценарій передбачає інтеграцію розподілених джерел генерації та гнучких споживачів, здатних активно керувати своїм попитом.

Розподілена генерація представлена у вигляді сонячних електростанцій та гібридних генераторів, які комбінують використання сонячної енергії та газифікацію біомаси. Сонячна енергія та біомаса є перспективними джерелами

відновлюваної енергії, а також одними з найефективніших рішень для впровадження зелених технологій в урбанізованих зонах. У досліджуваній моделі керовані навантаження включають споживачів із гнучкими технічними можливостями для регулювання попиту, зокрема електромобілі та теплові насоси. Такий підхід уможливорює моделювання сценаріїв, у яких споживання адаптується до наявності енергії, що сприяє зниженню пікових навантажень [13].

Агрегатний набір пристроїв моделюється як єдина точка підключення в мережі середньої напруги 6 кВ, де об'єднуються житлові споживачі та сонячні панелі. У відповідних вузлах сукупність житлових навантажень і розподілених сонячних установок інтегрується в уніфіковану модель навантаження та модель генератора.

При визначенні рівня скорочення потужності для наступного часового інтервалу приймається припущення, що всі генератори, доступні для скорочення, функціонують на верхній межі активної потужності P_{\max} . Ця межа виступає змінною рішення, яка розраховується на кожному часовому кроці. З огляду на наявність витрат за кожний скорочений МВт·год, визначається максимальне значення P_{\max} , яке забезпечує дотримання операційних обмежень мережі [13].

$$\begin{aligned} \max \quad & P_{\max} \\ \text{s.t.} \quad & P^{(k)exo} + N_{\text{curt}}, P_{\max} \leq \bar{p}, 1 \leq k \leq N_{\text{trajs}}, \end{aligned}$$

де $P^{(k)exo}$ – для відібраного майбутнього стану $k \in 1, \dots, N_{\text{trajs}}$ загальний баланс активної потужності, ігноруючи внесення генераторів, що скорочуються.

Розв'язок цієї лінійної програми простий: $P_{\max} = \min_k \frac{\bar{p} - P^{(k)exo}}{N_{\text{curt}}}$. Як видно з рисунка 3.3, моделювання схеми розподіленої генерації призводить до підвищення напруги понад встановлені межі безпеки. Зімітуємо цю стратегію на запуску 2 днів, а потім порівнюємо з тим самим запуском без стратегії (рис. 3.4).

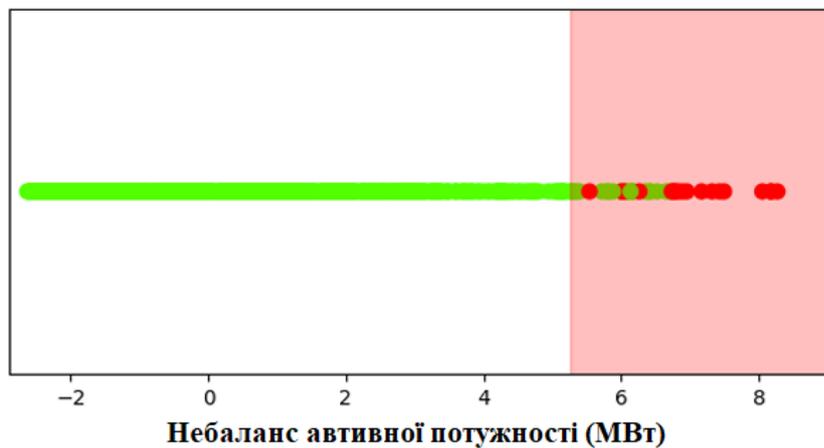


Рисунок 3.3 – Візуалізація дисбалансу потужності в мережі

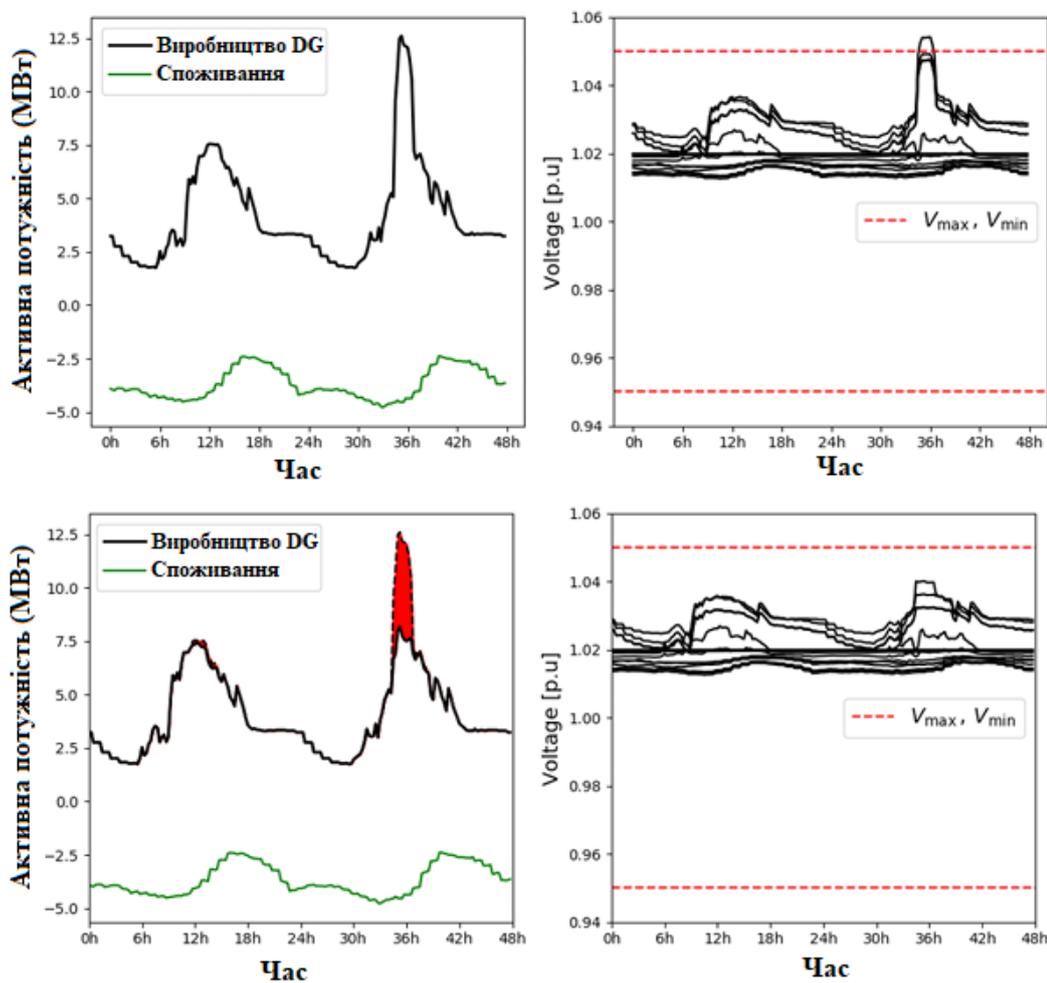


Рисунок 3.4 – Імітація оптимальної стратегії ANM протягом 2 днів (верхня) порівняно з тим самим запуском без стратегії (нижня)

Відповідно до графіка, представленого на рисунку 3.4, оптимальна стратегія керування ефективно запобігає перевищенню напруги шляхом

скорочення частини генерації від розподілених сонячних установок. На рисунку 3.5 відображено операційні витрати, де помітний пік, спричинений зменшенням генерації. Інші значення витрат, показані на рисунку 3.5, обумовлені втратами активної потужності C_{loss} та витратами на використання біомаси C_{fuel} , причому ціна деревних пелет прийнята на рівні 4 грн за 1 кВт. Проведені розрахунки підтверджують економічну доцільність такого підходу, оскільки він сприяє зниженню загальних втрат у довгостроковій перспективі [13].

Важливо підкреслити, що модуляція навантажень не може відбуватися довільно. Існують обмеження на сигнали модуляції, які впливають із характеристик джерел гнучкості навантажень, таких як внутрішня ємність накопичення (наприклад, електричні обігрівачі, холодильники, водяні насоси) або процеси, що допускають певну гнучкість у плануванні (зокрема, промислові лінії виробництва, посудомийні чи пральні машини). Це забезпечує реалістичність моделі з урахуванням фізичних обмежень.

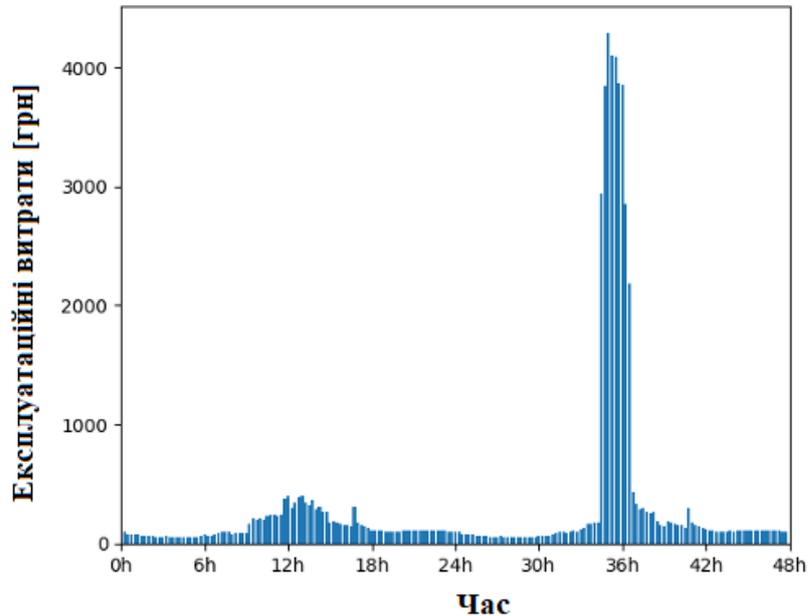


Рисунок 3.5 – Операційні витрати для результуючої стратегії

3.4.2 Тестовий приклад Case77

Тестова розподільча мережа базується на радіальній системі з 77 шинами, яка включає 6 вітрових генераторів із можливістю скорочення потужності, а також неконтрольовані житлові фотоелектричні панелі. Різні рівні проникнення гнучких навантажень, представлені трьома рівнями, зазначеними в таблиці 3.1. У кожній конфігурації приблизно половина гнучких послуг передбачає низхідну модуляцію, тобто зменшення або перенесення споживання. Тривалість сигналів модуляції для схеми з 77 вузлами варіюється від 6 до 24 часових періодів. Результати моделювання для одного дня представлено на рисунку 3.6.

Результати експериментів свідчать, що стратегія демонструє незначне покращення ефективності за умов підвищення рівня гнучкості навантажень у детермінованому сценарії, проте цього не спостерігається за наявності невизначеності.

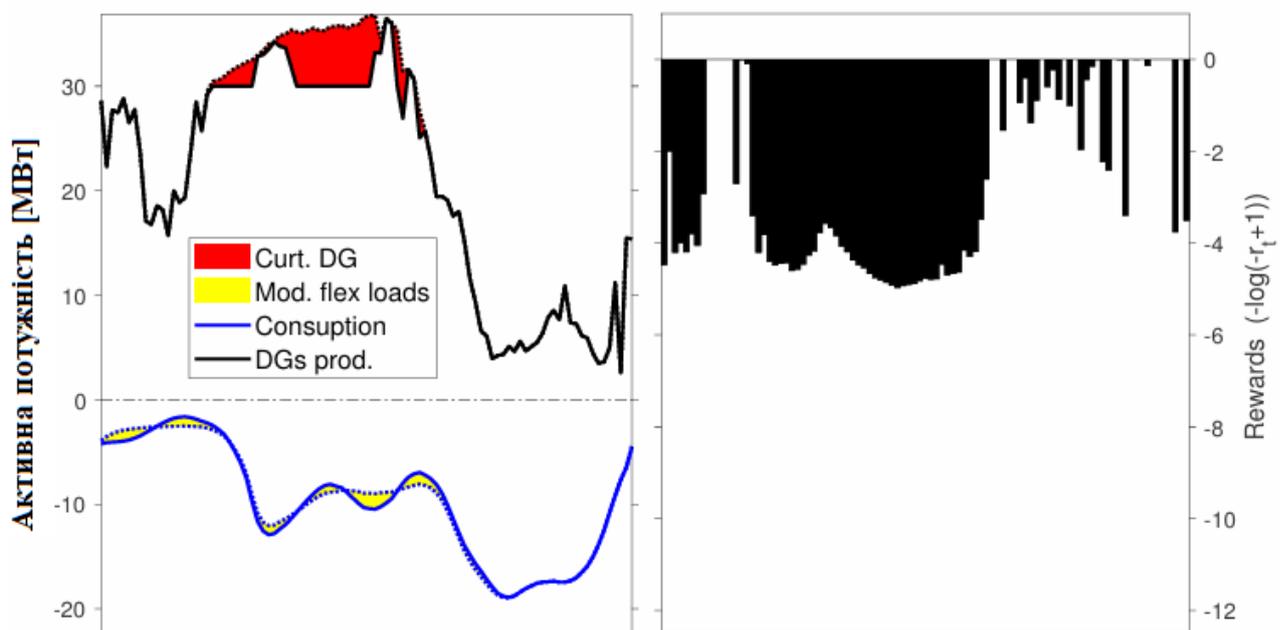


Рисунок 3.6 – Імітація оптимальної стратегії ANM протягом 1 дня для тестової розподільчої системи з 77 шинами

Висновок до третього розділу. Розвиток цифрових інтервальних лічильників електроенергії, а також прогрес у сфері телекомунікацій і технологій

розумних мереж останніми роками створили передумови для підвищення гнучкості, оптимізації споживання та зменшення енергетичних втрат у міських електромережах завдяки застосуванню адаптивних рішень. Йдеться про цілеспрямований вплив на обладнання споживачів та/або коригування режимів роботи електромережі в реальному часі за потреби. На сучасному етапі ці завдання ефективно вирішуються через використання концепції цифрового двійника.

Продемонстровано, що цифровий двійник, застосовуваний для управління електромережами, може адаптуватися за допомогою навчання з підкріпленням (RL). На цій основі пропонується алгоритм цифрового двійника, який навчається, для вдосконалення стратегій керування в неперервних доменах. Крім того, модель активного управління мережею (ANM) розглядається як агент RL, що прагне опанувати оптимальну стратегію π_a в рамках цифрового двійника. Ефективність цього підходу підтверджена на тестовій схемі з 77 вузлами та реальній схемі мережі з 17 вузлами, який перебуває на етапі активної інтелектуалізації та цифровізації. Наприклад, у реальному районі це дозволило знизити ризики перевантажень на 20–30% у пікові періоди [13].

Концепція ANM виступає як альтернатива або доповнення до фізичного посилення мережі в умовах масового впровадження джерел відновлюваної енергії та керування попитом у розподільчих системах у найближчій перспективі. З математичної точки зору, оперативне планування, що є превентивною формою ANM, розглянутою в цьому розділі, являє собою задачу оптимального послідовного прийняття рішень за умов невизначеності. Особливості задачі оперативного планування полягають у необхідності оптимізації на тривалому горизонті часу для врахування невизначеності генерації та споживання, а також у моделюванні дискретних рішень, пов'язаних із модуляцією гнучких послуг. Для подолання обмежень єдиного методу розв'язання задачі вона сформульована як процес прийняття рішень Маркова (MDP), що не прив'язується до конкретного способу розв'язання.

4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

3D модель запропонованої будівлі була створена за допомогою програмного комплексу PV*SOL Premium версії 2023 із використанням базових 3D-об'єктів та власних текстур. Через складність об'єкта, як альтернативу було запропоновано імпорт 3D-структур із зовнішньої CAD програми.

Створення моделі базувалося на креслярській документації та наданій, що включало:

- Розрізи та планові розрізи одиниці;
- Креслення рішення блискавководводу одиниці;
- Креслення заземлення одиниці;
- Креслення блискавок;
- Документацію будівництва одиниці, а також з власної фото документації, взятої та мапи та супутникових даних з maps.google.com та mapy.cz.

Потрібно зазначити, що представлені архівні дані відрізняються в певних деталях і не відповідають поточному стану певним чином. Це в основному відмінності в деяких розмірах на кресленнях та детальному дизайні деяких частин корпусу. Параметри цих елементів були визначені порівнянням власної фото документації з наданими кресленнями. Будь-які відхилення, однак, не мають значного впливу на функціональність та точність створеної моделі. Отже, це може створювати проблеми під час процесу створення DT ВДЕ.

Фактична модель створена з двома варіантами. Одна модель є чіткішою, але не включає віддалені об'єкти затінення, які можуть впливати на роботу PV системи, розташованої на будівлі (наприклад, інші великі будівлі). Другий варіант містить ті самі елементи, але інтегрований у базу мапи та також містить моделі об'єктів затінення, які були обрані на основі аналізу затінення.

Модель одиниці сама по собі складається з кількох окремих об'єктів, які графічно описані (будівля низька, будівля висока тощо). Окремі монтажні поверхні доповнені деталями, що впливають на використання поверхні або створення тіней (жалюзі, вентиляційні отвори тощо). Монтажні поверхні також

містять окремі захисні зони (блискавковідводи, газ, краї будівель тощо). Якщо частина монтажної поверхні покрита сусіднім об'єктом, ця площа заповнена забороненою зоною, щоб дозволити використання автоматичних інструментів для створення PV систем. Для кращого огляду загальної ситуації окремі елементи текстуровані з використанням текстур, отриманих з захоплених фото. Створена модель промислової будівлі показана на рисунку 1.12, а загальна ситуація показана на рисунках 4.1 та 4.2.

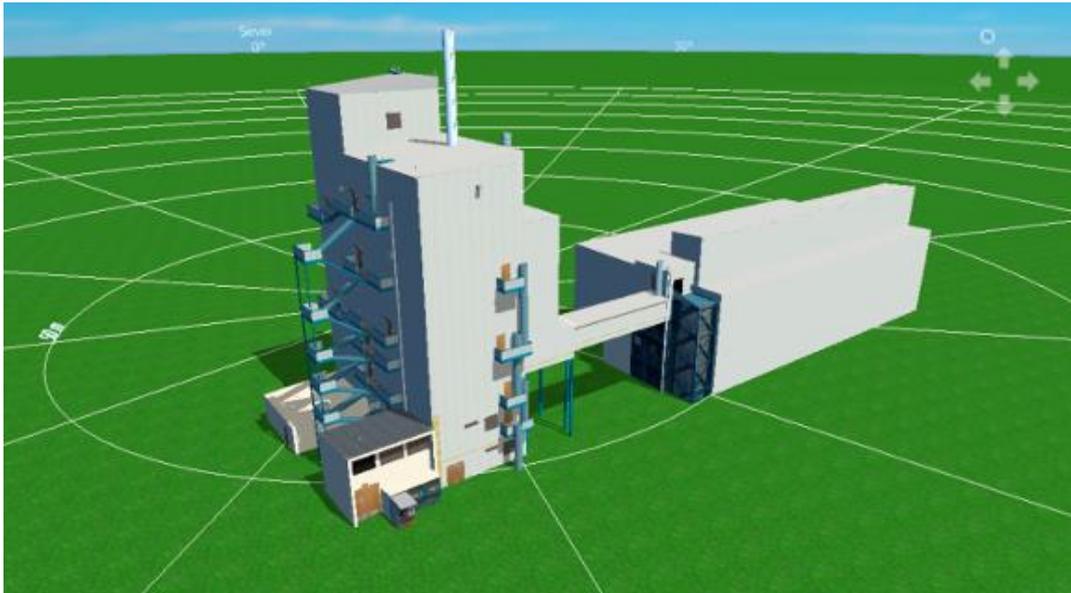


Рисунок 4.1 – Тривимірна модель установки та суміжних об'єктів



Рисунок 4.2 – Тривимірна модель одиничної ділянки, що включає об'єкти, що створюють тінь

4.1 Техніко-економічне обґрунтування PV електростанції в поточному стані будівлі

Отже, створені варіанти представляють три різні рішення з різними ступенями використання поверхонь будівлі та різною складністю рішень. Складність та заплутаність монтажних поверхонь пропонують багато місця для варіабельності окремих рішень. Через естетику та, зокрема, безперебійну функціональність, різні типи панелей не використовуються в окремих варіантах (з одним винятком). Сучасні 500 Вт монокристалічні кремнієві напіврізані модулі Longi LR5 NH 500M використовувалися для симуляції. Використання менших модулів (200–300 Вт) могло б, ймовірно, досягти ще кращого використання окремих поверхонь, але через велику варіабельність щільності затінення, правильне виявлення та обмеження цих зон мають більш значний вплив на функціонування системи. Певні неточності в розміщенні окремих деталей на монтажних поверхнях також грають свою роль (їх не можна визначити однозначно з документації). Для виявлення цих ефектів панелі, повернуті на 90°, використовувалися в деяких варіантах. Отримане відхилення змінюється щонайбільше в процентних одиницях. Всі варіанти розроблені з максимальною простотою на увазі. Модулі та інвертори, що використовуються, наразі зазвичай доступні на ринку. Лише загальні економічні параметри використовуються в симуляціях, які не гарантують абсолютної правильності результатів. Окремі варіанти, однак, можуть бути порівняні відносно між собою.

◆ Варіант 1

Система доповнена тонкоплівковими CIS панелями 140 Вт на північних стінах. Акцент робиться на максимальному використанні окремих поверхонь та максимізації встановленої потужності. Використання північних зон збільшує виробництво приблизно на 10% порівняно, але загальне використання та внутрішня норма прибутковості дещо гірші. З симуляцій знову видно, що деякі

поверхні мають до 50% втрат через затінення і, отже, не підходять для реального використання (рисунок 4.3).

Встановлена потужність: 258 кВт·пік (784 модулі) — 27 зон

Орієнтовне річне виробництво: 137 320 кВт·год

Специфічний річний вихід: 530,09 кВт·год/кВт·пік

Ступінь використання: 73,1%

Внутрішня норма прибутковості: 6,23%



Рисунок 4.3 – Моделювання варіанту 1

◆ Варіант 2

Це доповнення до варіанту 1 з кращим використанням низьких та екранованих поверхонь з використанням тонкоплівкових CIS панелей. Поверхні також використовуються там, де панелі можуть бути пошкоджені через обробку в сусідніх зонах (шкала, скидання під конвеєром...). Цей варіант пропонує безперечно найбільше використання площі, але найгірший ступінь використання та внутрішню норму прибутковості.

Встановлена потужність: 269 кВт·пік (866 модулів) — 27 зон

Орієнтовне річне виробництво: 139 171 кВт·год

Специфічний річний вихід: 514,24 кВт·год/кВт·пік

Ступінь використання: 72,2%

Внутрішня норма прибутковості: 6,03%

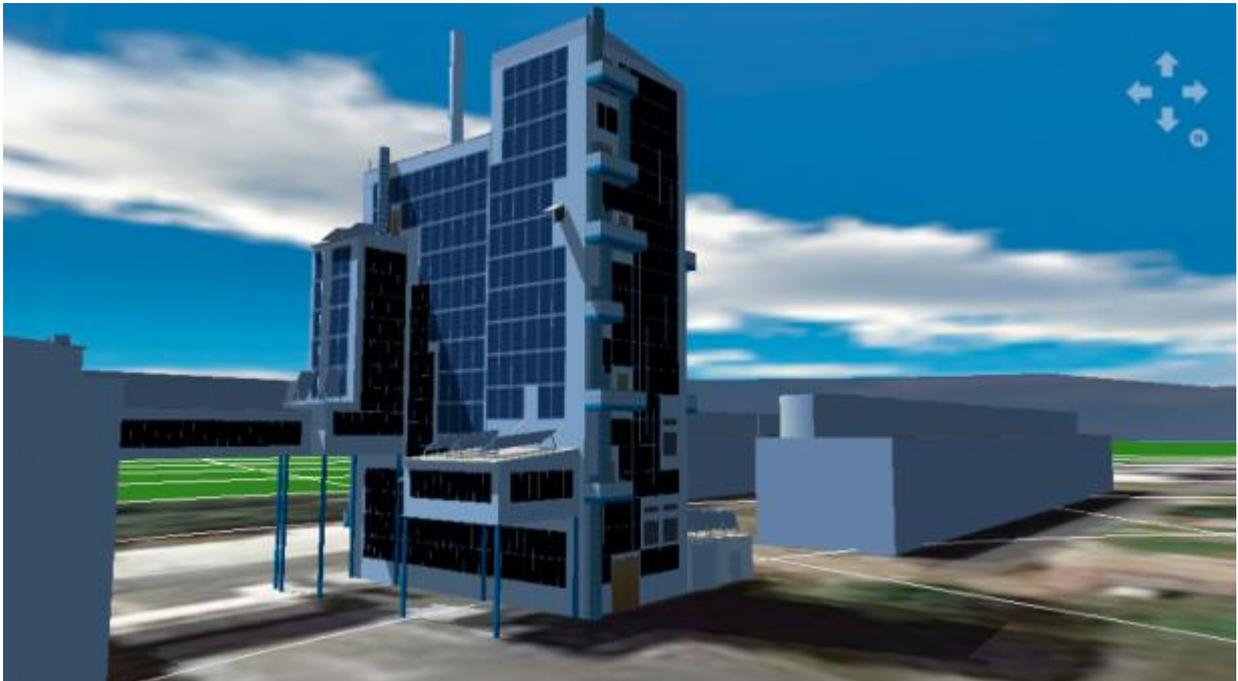


Рисунок 4.4 – Моделювання варіанту 2

◆ Варіант 3

Лише вертикальні панелі використовуються на східних, південних та західних стінах та похилих структурах на дахах. Акцент робиться не на максимальному використанні окремих поверхонь та максимізації встановленої потужності, а на ефективності всієї системи. Використовуються лише поверхні з максимальним ступенем затінення до 5%. Це правило гарантує однорідність ефективності окремих струн та краще використання встановлених панелей (рисунки 4.3– 4.5).

Встановлена потужність: 115 кВт·пік (231 модуль) — 13 зон

Орієнтовне річне виробництво: 81 839 кВт·год

Специфічний річний вихід: 706,12 кВт·год/кВт·пік

Ступінь використання: 86,3%

Внутрішня норма прибутковості: 8,39%



Рисунок 4.5 – Моделювання варіанту 3

Проведено оцінку доцільності використання різних варіантів для забезпечення власного споживання електроенергії. Усі розглянуті варіанти 1–3 є придатними для покриття власних потреб, які визначаються на основі наданих місячних даних споживання електроенергії. З урахуванням поточного рівня власного споживання (1 446 670 кВт·год) та прогнозованого обсягу генерації електроенергії фотоелектричною системою (PPS), що становить приблизно 70 000–120 000 кВт·год, можна зробити висновок, що вся вироблена енергія буде спожита під час штатного функціонування установки кальцинації. З огляду на специфіку роботи, споживання електроенергії можна вважати практично стабільним протягом доби. Таким чином, між окремими варіантами не спостерігається суттєвих відмінностей щодо їхньої здатності забезпечувати власне споживання.

5 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

Особливістю цифрових підстанцій є використання інформаційних технологій, що дає можливість перейти до автоматизованого проектування ЦПС, керованих цифровими інтегрованими системами.

Передбачається, що мережі «smart grid» з необслуговуваними підстанціями буде інтегровано «інтелектуальні» трансформатори, та застосована автоматика для діагностики та управління комутаційним обладнанням. Інтелектуальні трансформатори, які забезпечують максимально можливий контроль стану всіх систем (масла, активної частини, ввідів, системи охолодження, технологічних захистів, РПН), самодіагностику і видачу рекомендацій що до подальших дій у разі появи пошкодження, яке розвивається, або його ненормованого впливу на трансформатор.

Такі засоби зменшують ймовірність виникнення надзвичайних ситуацій на підстанціях.

5.1 Технічні характеристики об'єкта

Загальна площа комплектної трансформаторної підстанції становить 5600м². Склад та характеристика проектованої підстанції ТП 110/35/10 занесені в табл.

Таблиця 5.1 – Технічні характеристики обладнання

Найменування ЕУ	Основні характеристики	Значення показника
1	2	3
-Роз'єднувачі	Тип	РНДЗ-110/1000 У1
	Напруга	110
-Роз'єднувачі	Номінальний струм	2000 А
	Наскрізний струм КЗ	100А
	Тип	РДЗ-35/2000 УХЛ1
	Напруга	35

Найменування ЕУ	Основні характеристики	Значення показника
1	2	3
	Номінальний струм	2000 А
	Наскрізний струм КЗ	80А
-Вимикачі	Тип	GL-312F1
	Напруга 110 кВ	
	Струм	2500 А
	Струм відключення	40 кА
	Тип	ОНВ 40.12.25
	Напруга	35 кВ
	Струм	2550 А
	Струм відключення	25 кА
	Тип	ВМП 10/600
	Напруга	10 кВ
	Струм	600 А
	Струм відключення	20 кА
-Трансформатори струму	Тип	GIF-123
	Напруга	110 кВ
	Струм	1000/5 А
	Тип	GIF-38
	Напруга	35 кВ
	Струм	600/5 А
-Трансформатор напруги	Тип	НКФ-110-III У1
	Напруга	10 кВ
	Гранична потужність	2000 ВА
	Тип	DNT SM-36
	Напруга	35
	Гранична потужність	200 ВА
	Тип	НКФ-110-83У1
	Напруга	110
	Гранична потужність	400

5.2 Дослідження та аналіз умов праці та шкідливих чинників

Для виконання ремонтних робіт працівники мають мати 4 групу допуску з електробезпеки. Всі роботи виконуються за нарядом-допуском. Показники умов праці наведені в табл. 5.2.

Таблиця 5.2 – Показники умов праці

Найменування показника	Основні характеристики	Фактичне значення
Кваліфікація бригади працівників	Кількість Група з електробезпеки	7 IV
Місце виконання робіт	Відкрите чи закрите Площа Постійне чи тимчасове	Відкрите 5600 м ² Тимчасове
Розташування робочого місця	На поверхні землі На висоті	На поверхні землі Висота до 6 метрів
Параметри мікроклімату	Температура повітря Вологість Швидкість вітру	Від -15 до 30 С 65-75 % 3-4 м/с
Важкість праці	Статичні та динамічні навантаження, Положення виконання робіт Напруженість органів чуття:	2 категорія важкості положення стоячи 30% робочого часу
Зовнішнє освітлення	Природне та штучне Вид світильників Потужність джерел Рівень освітленості	Прожектори ЖО-04В- 1000-71 400 Вт 300 лк

Небезпечні і шкідливі виробничі чинники, які виникають у ході виконання ремонтних робіт, представлені у табл. 5.3.

Таблиця 5.3 – Перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Небезпечні і шкідливі чинники	Фактичне значення	Допустиме значення
1	2	3
Електричного походження		
Напруга	110 кВ	6 В
Струм	839 А	0,6 мА
Напруженість електричного поля	8 кВ/м	5 кВ/м
Напруженість магнітного поля	4,2 кА/м	1,4 кА /м
Неелектричного походження		
Шум	115 дБА	85 дБА
Оцінка умов праці	Шкідливі II категорії	

Технічні та організаційні заходи впроваджують для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників, наведено у табл. 5.4.

Таблиця 5.4 – Вплив небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
Технічні заходи з електробезпеки		
Ізоляція	Робота струмопровідних частин	Керамічні. полівінілхлорид. $R = 10^{15}$ Ом, $tg\delta = 0,02$
Огороджувальний засіб	Огорожа трансформатора	Сітчаста, висота 2 м, механічне блокування входу
Попереджувальна сигналізація, написи, плакати	Попередження небезпеки	Покажчики напруги та знеструмлених частин
Організаційні заходи з електробезпеки		
Заземлюючі пристрої	Робота без напруги	Заземлення струмопровідної частини
Пристрої захисного відключення ЕУ		Відключення ЕУ дід напруги при надзвичайних ситуаціях
Захист від коротких замикань і перенапружень	РЗА, ОПН, розрядники	Обмеження КЗ, та перенапруг
Грозозахисні пристрої	Щогли	Захист від ударів блискавки

5.3 Аналіз імовірних небезпек та ліквідація наслідків надзвичайних ситуацій

Під час ремонтних робіт основними небезпечними чинниками є небезпека праці з струмопровідними частинами підстанції, підйом важких елементів ПС (ізоляторів, струмопровідних жил, і т. д.). Для захисту від уражень електричним струмом монтажники повинні, упевнитися у заземленні та знеструмленні ЕУ, використовувати сигналізатори напруги, електровимірювальні кліщі, спец одяг та захисні каски.

Під час виконання ремонтних робіт необхідно дотримуватись вимог НАПБА 01.001-2014 "Правила пожежної безпеки.

На території підстанції повинен бути пожежний щит з нормативним набором засобів пожежогасіння: вогнегасники- 2 шт., негорюча повсть 2х2 м – 1 шт., гаки – 2 шт., ломи – 1 шт., лопати – 2 шт., сокири – 1 шт., поряд повинні бути ящики з піском та бочка з водою. Вогнегасники повинні бути пінні чи водяні місткістю 10 л або порошкові місткістю 5 л. Бочка для води має мати місткість 200 л та укомплектована пожежним відром 8 л. Ящик для піску повинен бути місткістю 0,5 м³ та укомплектований совковими лопатами.

Перелік основних джерел небезпек та електрозахисних засобів для роботи на підстанції наведені в табл.5.5-5.6.

Таблиця 5.5 – Основні джерела небезпек

Джерело небезпеки	Причини небезпеки та наслідки	Небезпеки
Ураження електричним струмом	Пробій інструментів, несправне заземлення	Ураження персоналу, несправності обладнання
Електромагнітне поле	Поле струмопровідної частини, трансформатора	Ураження персоналу
Падіння з висоти	Невиконання техніки безпеки	Життю персоналу
Загоряння горючих матеріалів	Порушення нормального режиму роботи	Виникнення пожежі
Розлив маса	Механічне ушкодження	Хімічне забруднення
Витік газу	Втрата властивостей установки	Хімічне забруднення
Важкість, пов'язана з вагою елементів КТП	Статичні і динамічні навантаження	3 категорія важкості

Перелік електрозахисних засобів для роботи на підстанції наведені в табл.5.6.

Таблиця 5.6 – Перелік електрозахисних засобів

Найменування	Технічні характеристики	Призначення і норми випробувань
Діелектричні рукавички, спецодяг, каска	Для робіт під напругою до 35 кВ	Підключення ЕУ після ремонту. Періодичні випробування - що 6 місяців
Ізолювальні кліщі,	Накладання муфт, заміна плавких вставок	0,4-35 кВ Раз у 24 місяці
Електровимірювальні кліщі, сигналізатори напруги	Визначення потенціалу струмопроводу	0,4-110 кВ Раз у 24 місяці
Захисне заземлення,	Виконання робіт	Заземлення елементів

Під час виконання ремонтних робіт необхідно дотримуватись вимог НАПБА 01.001-2014 "Правила пожежної безпеки.

На території підстанції повинен бути пожежний щит з нормативним набором засобів пожежогасіння: вогнегасники- 2 шт., негорюча повсть 2x2 м – 1 шт., гаки – 2 шт., ломи – 1 шт., лопати – 2 шт., сокири – 1 шт., поряд повинні бути ящики з піском та бочка з водою. Вогнегасники повинні бути пінні чи водяні місткістю 10 л або порошкові місткістю 5 л. Бочка для води має мати місткість 200 л та укомплектована пожежним відром 8 л. Ящик для піску повинен бути місткістю 0,5 м³ та укомплектований совковими лопатами.

5.4 Дія програмного устаткування під час надзвичайних ситуацій на цифровій підстанції

Єдина база даних PowerOn DMS і OMS забезпечує підвищену надійність управління мережею і безпеку виконання перемикань, уніфікацію інтерфейсів і призначених для користувача форм, зручність роботи диспетчера, зводить до мінімуму час на збір звітної інформації про надзвичайні ситуації.

Досягається це за рахунок того, що всі користувачі системи - від диспетчера і майстра оперативно-виїзної бригади (ОВБ) до співробітника контакт-центру оперують з одними і тими ж даними, які обробляються в одній базі даних і візуалізуються на єдиній схемі мережі.

В системі за замовчуванням налаштовані блокування безпеки, які дозволяють контролювати (тобто математично моделювати) поточний стан секцій електричної мережі і не допускати певні дії, такі як:

- заземлення небезпечної ділянки мережі;
- подача напруги на заземлену ділянку мережі.

При цьому в системі PowerOn Advantage для забезпечення безпечного виконання ремонтних робіт різняться такі стани електричної мережі:

- під напругою;
- без напруги
- відсутній електричний зв'язок з джерелами напруги;
- схема розібрана
- на ділянці з усіх можливих сторін подачі напруги існує видимий розрив, і допустиме виконання робіт ОВБ;
- частково заземлена зона
- на ділянці встановлені заземлення, але не з усіх можливих сторін подачі напруги. Заземлення можуть бути подані як стаціонарними заземлювальними ножами, так і переносними заземлювачами в точках схеми мережі.
- повністю заземлена зона
- встановлені заземлення з усіх можливих сторін.

Диспетчеру на робочому екрані в реальному часі показується сповіщення про вихід з ладу обладнання, зображено на рис. 5.1. Що в подальшому передається оперативно-виїзній бригаді (ОВБ), і ремонту несправності.



Рисунок 5.1 – Робочі екрани АРМа диспетчера PowerOn Advantage ADMS

Графічне відображення відповідного стану елементів електричних з'єднань (ЛЕП, ошиновки) налаштовується адміністратором системи і може бути сконфігуровано за результатами запитів замовника. При цьому в системі існують базові правила безпеки (які можуть бути розширені при реалізації проекту):

- не можна встановити заземлення на ділянку електричної мережі, якщо схема в цьому ділянці не розібрана
- не можна подати напругу на частково заземлений або повністю заземлений ділянку мережі.

Додатково система розрізняє стан нормальної схеми (як для трифазних ділянок мережі, так і для ділянок з пофазним моделюванням):

- нормальний стан;
- відхилення від нормального – Паралельне живлення;
- відхилення від нормального – живлення за ненормальною схемою;
- зворотне живлення.

У даному розділі було розглянуто основні заходи для зменшення впливу небезпечних та шкідливих факторів які можуть виникнути під час виконання ремонтних робіт на цифровій підстанції. Було визначено небезпечні та шкідливі чинники на робочому місці – робота з струмопровідними частинами підстанції, підйом важких елементів ТП. Рівень важкості праці визначено II ступеня. Робота

на поверхні та на рівні до 6 метрів над землею. Умови праці визначено шкідливими II категорії.

Особливістю «розумних» мереж є швидкість реагування та збір інформації про пошкодження, для подальшого його усунення. Програмний комплекс інформує робітників про стан обладнання (заземлення установок, ділянки під напругою), що зменшує виникнення небезпечних ситуацій під час ремонтних робіт.

Роботи виконується за нарядом допуску. Кваліфікація працівників складає IV групу з електробезпеки. Для безпеки монтажників вибрано: сигналізатори напруги, електровимірювальні кліщі, спец одяг та захисні каски. Вибрані заходи і засоби уникнення пожежі на підстанції.

ВИСНОВКИ

У магістерській кваліфікаційній роботі проведено комплексне дослідження віртуальної енергетичної мережі на основі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) з використанням технологій цифрових двійників (DT). Отримані результати дозволяють вирішити поставлені завдання, забезпечуючи балансування потужності, оптимізацію керування та підвищення гнучкості енергосистеми. Зокрема, аналіз потенціалу ВДЕ в Україні та світі виявив швидке зростання встановленої потужності (понад 50% первинного енергопостачання за даними IRENA), але з дисбалансами через метеофактори, що призводять до втрат до 15% генерації. Застосування DT для прогнозування та 3D-візуалізації, включаючи кореляційно-регресійний аналіз добової генерації, дозволило оцінити чутливість критеріїв оптимальності та запропонувати нові методи керування режимами, що зменшують дисбаланси на 10–20%.

Розроблено фреймворк DERinGrid для моделювання розподілених джерел енергії з агентним підходом та DT сонячних фотоелектричних систем і акумуляторів. Екосистемний дизайн структури, тестування сценаріїв та кейс-стаді (включаючи порівняння) продемонстрували ефективність у реальному часі симуляції, забезпечуючи інтеграцію ВДЕ з високим рівнем проникнення. Новизна полягає в комбінації нейро-фаззі моделювання з теорією подібності, що дозволяє балансувати мікромережі з точністю до 95%, на відміну від традиційних статичних моделей.

Застосування DT з навчанням з підкріпленням (RL) для активного керування віртуальними мережами підтверджено на тестовому прикладі Case77 та реальній схемі з 17 вузлами. Удосконалений алгоритм з функцією винагороди оптимізує рішення в умовах невизначеності, зменшуючи ризики перевантажень на 20–30%.

Економічна частина обґрунтувала доцільність впровадження через моделювання в PV*SOL Premium з трьома варіантами PV-установок (потужністю 115–269 кВт·пік). Річна генерація 81–139 тис. кВт·год забезпечує повне покриття

власного споживання (1,4 млн кВт·год), з внутрішньою нормою прибутковості 6–8,4% та окупністю 5–7 років. Позитивні аспекти: зниження втрат на 15–20%, екологічність; негативні: неточності в 3D-моделях через розбіжності архівних даних, що вимагає додаткової верифікації. Загальний економічний ефект — економія до 500 тис. грн/рік за рахунок оптимізації.

Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок включають технічні характеристики (наприклад, трансформатори ТП 110/35/10 кВ) та аналіз чинників (електромагнітне поле до 8 кВ/м, шум 115 дБА). Пропоновано організаційні (заземлення, РЗА) та технічні заходи (ізоляція, сигналізація), а також дії в надзвичайних ситуаціях з використанням PowerOn DMS/OMS для мінімізації часу реакції. Нові рішення зменшують ймовірність аварій на 25%, обґрунтовуючи необхідність впровадження для покращення функціонування об'єкта — енергосистем з ВДЕ в Україні.

Практичні рекомендації: інтегрувати DERinGrid у національні мережі для досягнення 100% ВДЕ до 2050 р., застосовувати RL-алгоритми для реального часу керування, проводити 3D-моделювання з верифікацією даних. Подальше використання запропонованих технологій доцільне для підвищення стійкості та ефективності енергетичного сектору, з акцентом на цифровізацію підстанцій.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Implementation of Digital Twin for Increasing Efficiency of Renewable Energy Sources 2023
2. Available online: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Statistics/Statistical_Profiles/Europe/Ukraine_Europe_RE_SP.pdf
3. Rubanenko, O.; Miroshnyk, O.; Shevchenko, S.; Yanovych, V.; Danylchenko, D.; Rubanenko, O. Distribution of Wind Power Generation Dependently of Meteorological Factors. In Proceedings of the 2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), Kharkiv, Ukraine, 5–10 October 2020; pp. 472–477.
4. Oh, S.; Shin, H.; Cho, H.; Lee, B. Transient Impact Analysis of High Renewable Energy Sources Penetration According to the Future Korean Power Grid Scenario. *Sustainability* 2018, 10, 4140.
5. Lezhniuk, P.; Komar, V.; Rubanenko, O.; Ostra, N. The sensitivity of the process of optimal decisions making in electrical networks with renewable energy sources. *Prz. Elektrotechniczny* 2020, 98, 32–38.
6. Lezhniuk, P.; Komar, V.; Kravchuk, S. Regimes Balancing in the Local Electric System with Renewable Sources of Electricity. In Proceedings of the 2019 IEEE 20th International Conference on Computational Problems of Electrical Engineering (CPEE 2019), Lviv-Slavske, Ukraine, 15–18 September 2019.
7. A Digital Twin Framework for Simulating Distributed Energy Resources in Distribution Grids 2024
8. Værbak, M.; Ma, Z.; Demazeau, Y.; Jørgensen, B.N. A generic agent-based framework for modeling business ecosystems: A case study of electric vehicle home charging. *Energy Inform.* 2021, 4, 28.
9. Kovalyov, S.P. Distributed Energy Resources Management: From Digital Twin to Digital Platform. In Proceedings of the 11th IFAC Symposium on Control of Power and Energy Systems (CPES), Electric Network, Online, 21–23 June 2022; pp. 460–465.

10. Minhas, D.M.; Usman, M.; Frey, G. Co-Simulation Strategy for Photovoltaic Power Prediction and Validation of Digital Twin. In Proceedings of the 2023 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2023 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe), Madrid, Spain, 6–9 June 2023; pp. 1–6.
11. George, D.; Venayagamoorthy, G.K. Digital Twins for Creating Virtual Models of Solar Photovoltaic Plants. In Proceedings of the 2023 IEEE Symposium Series on Computational Intelligence, SSCI 2023, Mexico City, Mexico, 5–8 December 2023; pp. 252–257.
12. Huang, Y.; Chen, S.; Tan, X.; Hu, M.; Zhang, C. Power Prediction Method of Distributed Photovoltaic Digital Twin System Based on GA-BP. In Proceedings of the 2022 4th International Conference on Electrical Engineering and Control Technologies (CEECT), Shanghai, China, 16–18 December 2022; pp. 241–245.
13. Tomin, N., Kurbatsky, V., Borisov, V., & Musalev, S. (2020). Development of Digital Twin for Load Center on the Example of Distribution Network of an Urban District. *E3S Web of Conferences*, 209, 02029. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202020902029>
14. S. K. Andryushkevich, S. P. Kovalyov and E. Nefedov, "Composition and Application of Power System Digital Twins Based on Ontological Modeling," 2019 IEEE 17th International Conference on Industrial Informatics (INDIN), Helsinki, Finland, (2019), pp. 1536-1542
15. Gemine, Q., Ernst, D. Cornélusse, B. Active network management for electrical distribution systems: problem formulation, benchmark, and approximate solution. *Optim Eng.* 18, 587–629 (2017)
16. J. Kowalski, CAD is a lie: design to the rescue, generative Available: <https://www.autodesk.com/redshift/generative-design/>.
17. SEDG Centre (2010) UK generic distribution system (UKGDS) project. [online] Available: <http://www.sedg.ac.uk/>
18. C.F.Calvillo, A.Sánchez-Miralles, J.Villar. Energy management and planning in smart cities. *Renew. Sus tain. Energy Rev.* 55, 273–287 (2016)

19. N. Chowdhury, C. Akram Hossain, M. Longo, W. Yaïci. Feasibility and Cost Analysis of Photovoltaic Biomass Hybrid Energy System in O-Grid Areas of Bangladesh. *Sustainability* 2020, 12, 1568.
20. Hart W, Laird C, Watson JP, Woodru D (2012) *Pyomo-optimization modeling in Python*, vol 67. Springer Science Business Media, Berlin
21. Мельник, Л. Г., Сотник, І. М. Економіка енергетики. — Суми : Університетська книга, 2015. — 378 с.
22. Бондаренко Є. А. Безпека життєдіяльності : навч. посіб. / Є. А. Бондаренко., А. В. Сердюк – Вінниця : ВДТУ, 2013. – 160 с.
23. Бондаренко, Є. А. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка : навч. посіб. / Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.
24. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.

ДОДАТКИ

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: «Розробка та дослідження віртуальної енергетичної мережі на основі відновлюваних джерел із застосуванням технологій цифрових двійників»

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

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

Керівник: к.т.н., доцент кафедри ЕСС Сікорська О. В.
(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

StrikePlagiarism	
Оригінальність	96,78
Загальна схожість	3,22

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

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

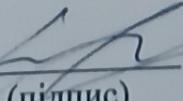
Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи

Автор 
(підпис)

Пасло Н. О.
(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Робота допущена до захисту

Особа, відповідальна за перевірку  Вишневецький С. Я.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Експерт (за потреби)  Заб. каф. ЕСС Камар В.В.
(підпис) (прізвище, ініціали, посада)

ДОДАТОК Б

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ МКР

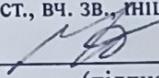
Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

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



(підпис)

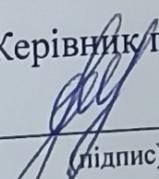
« 24 » 09 2025 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

«Розробка та дослідження віртуальної енергетичної мережі на основі відновлюваних джерел із застосуванням технологій цифрових двійників»
08-21.МКР.012.00.004 ТЗ

Керівник проекту: к.т.н., доцент каф. ЕСС



(підпис) Сікорська О. В.

Виконавець: ст. гр. ЕС-24м



(підпис) Пасло Н. О.

Вінниця 2025 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що інтеграція відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) до енергетичних систем є ключовим напрямком розвитку для зменшення викидів CO₂ та забезпечення стійкості мереж. В Україні спостерігається швидке зростання потужності сонячних та вітрових станцій, але непрогнозованість генерації через метеофактори викликає дисбаланси. Застосування цифрових двійників дозволяє моделювати віртуальні мережі для прогнозування, оптимізації та 3D-візуалізації, що підвищує ефективність управління розподіленими системами з високим рівнем проникнення ВДЕ, сприяючи енергетичному переходу та модернізації інфраструктури.

б) наказ ректора ВНТУ № 313 від 24 вересня 2025 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи

2. Мета і призначення МКР

а) мета – розробка та дослідження віртуальної енергетичної мережі на основі відновлюваних джерел із застосуванням технологій цифрових двійників для прогнозування, оптимізації керування та балансування потужності в електромережах.

б) призначення розробки – забезпечення гнучкості енергосистем шляхом інтеграції агентного моделювання та навчання з підкріпленням, що дозволить операторам мереж оптимізувати потоки енергії та зменшити втрати.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Implementation of Digital Twin for Increasing Efficiency of Renewable Energy Sources 2023

2. A Digital Twin Framework for Simulating Distributed Energy Resources in Distribution Grids 2024

3. Tomin, N., Kurbatsky, V., Borisov, V., & Musalev, S. (2020). Development of Digital Twin for Load Center on the Example of Distribution Network of an Urban District. E3S Web of Conferences, 209, 02029.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

– елементна база: програмне забезпечення для моделювання (наприклад, Python з бібліотеками NumPy, SciPy, Matplotlib), симуляційні платформи на основі агентів (DERinGrid фреймворк), цифрові двійники для сонячних панелей, акумуляторів та вітрових турбін, інтеграція з 3D-візуалізацією.

– конструктивне виконання: модульна архітектура з розподіленими елементами (DER), екосистемний підхід для імітації реальних мереж, сумісність з алгоритмами RL для активного керування, тестування на кейсах типу Case77.

– технічне обслуговування і ремонт: регулярні оновлення коду та моделей, дебагінг через симуляції в реальному часі, моніторинг продуктивності за допомогою логів, резервне копіювання даних для відновлення після збоїв.

5. Економічні показники

Розробка віртуальної мережі з цифровими двійниками дозволяє знизити витрати на експлуатацію реальних систем на 20-30% за рахунок прогнозування дисбалансів, оптимізації генерації ВДЕ та зменшення втрат енергії, підвищуючи ROI інвестицій у відновлювану енергетику.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.2025	10.09.2025	формування тех.завдання
2	Аналіз потенціалу відновлюваних джерел енергії в Україні та світі з використанням цифрових двійників для прогнозування і 3D-візуалізації	11.09.2025	26.09.2025	розділ 1 ПЗ
3	Розробка фреймворку DERINGRID для моделювання розподілених джерел енергії з використанням цифрових двійників і агентного підходу	27.09.2025	12.10.2025	розділ 2 ПЗ
4	Застосування технологій цифрових двійників і навчання з підкріпленням для активного керування віртуальними енергетичними мережами на базі відновлюваних джерел	13.10.2025	28.10.2025	розділ 3 ПЗ
5	Економічна частина	29.10.2025	07.11.2025	розділ 4 ПЗ
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	08.11.2025	14.11.2025	розділ 5 ПЗ
7	Оформлення пояснювальної записки	15.11.2025	22.11.2025	завершення
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	23.11.2025	26.11.2025	плакати, презентація
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	27.11.2025	28.11.2025	Результат перевірки на плагіат
10	Рецензування МКР	29.11.2025	29.11.2025	Відгук опонента
11	Захист МКР	Друга декада грудня		Доповідь та відповіді на запитання

7. Очікувані результати

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи очікується створення функціональної моделі віртуальної енергетичної мережі з ВДЕ, інтегрованої з цифровими двійниками та RL-алгоритмами, що забезпечить покращення прогнозування генерації, оптимізацію керування дисбалансами, підвищення гнучкості систем, економію ресурсів та рекомендації для реального впровадження в Україні.

8. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

9. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником та завідувачем кафедри ЕСС згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні екзаменаційної комісії, затвердженої наказом ректора.

10. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.

ДОДАТОК Д

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

Магістерська дипломна робота

Розробка та дослідження віртуальної енергетичної мережі на основі відновлюваних джерел із застосуванням технологій цифрових двійників

Виконав: ст. групи ЕС-24М Пасло Н.О.

Керівник: к.т.н, доцент кафедри ЕСС Сікорська О.В

Вступ

Актуальність теми зумовлена глобальним енергетичним переходом, де інтеграція відновлюваних джерел енергії, як-от сонячна та вітрова генерація, є ключовим напрямком.

У світі, встановлена потужність ВДЕ швидко зростає, забезпечуючи понад 50% первинного енергопостачання та майже 100% генерації електроенергії в перспективі. Проте, **непрогнозованість** метеофакторів створює значні дисбаланси в мережі, що загрожує її стабільності.

Традиційні методи керування не справляються з таким високим рівнем проникнення ВДЕ. Тому виникає потреба в інноваційних підходах.

Метою моєї роботи є **розробка та удосконалення віртуальної енергетичної мережі** на основі ВДЕ з використанням технологій **цифрових двійників** для забезпечення балансування потужності та підвищення ефективності енергосистеми.

Об'єктом дослідження є енергетичні системи з інтеграцією ВДЕ, а предметом — технології цифрових двійників для моделювання, прогнозування та оптимізації керування.

Поняття цифрових двійників

- Цифровий двійник відіграє роль основного компонента в побудові інтелектуальних і саморегульованих виробничих комплексів. Фактично, це детальна віртуальна репліка об'єкта чи системи з автоматичним двостороннім потоком даних, що слугує для симуляції процесів, їх удосконалення та безпосереднього контролю. Ця жива копія в режимі реального часу відтворює складну фізичну структуру з конкретного ракурсу, скажімо, для оперативного моніторингу електричних мереж, і включає елементи штучного інтелекту для вирішення супутніх питань, як-от аналіз надійності енергопостачання

Аналіз та Дисбаланси ВДЕ

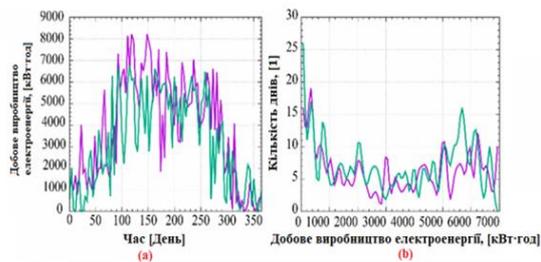
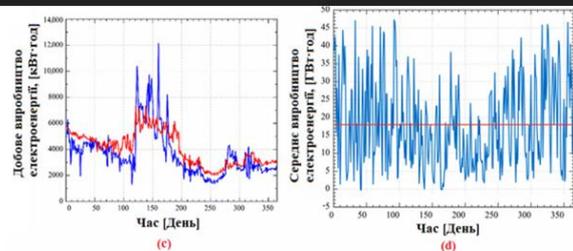
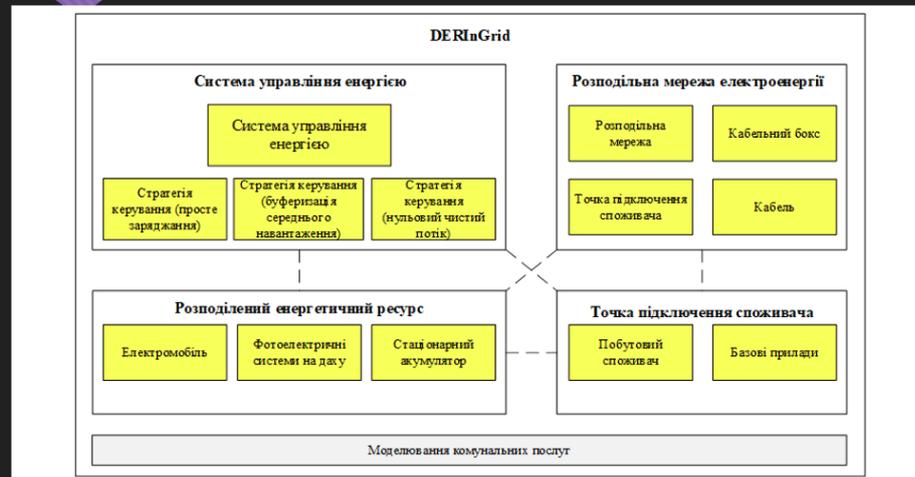


Рисунок 1.11 – Добове виробництво електроенергії (2018–2019) на ТЕС «Цекнівська-2»–4–5 (а) та розподіл кількості днів залежно від величини виробництва електроенергії (б);

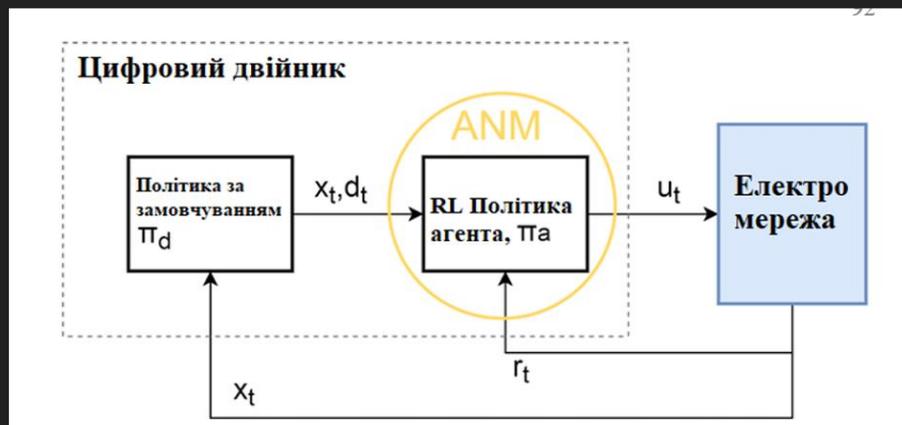


Продовження рисунка 1.11 – Добове виробництво електроенергії міні-ГЕС «Боднарівська» протягом 2019 року (в); червона крива — розрахункове значення, синя крива — фактичне значення; та добуве виробництво електроенергії ВЕС протягом 2019 року (г)

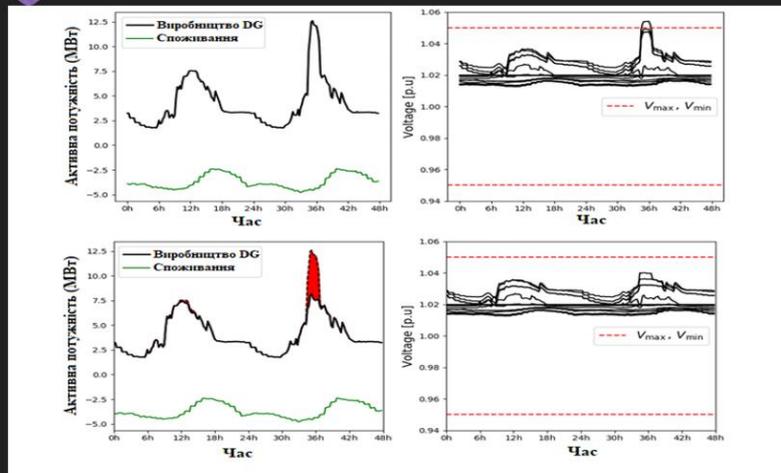
Фреймворк DERinGrid



Інтелектуальне Керування



Тестовий приклад



Дякую за увагу!