

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Західноукраїнський національний університет
Факультет комп'ютерних інформаційних технологій
Кафедра інформаційно-обчислювальних систем і управління

БУБНЮК Надія Володимирівна

Модель управління проектом створення системи розподілу енергетичних ресурсів громади / Project Management Model for Creating a Community Energy Resource Distribution System

спеціальність: 122 - Комп'ютерні науки
освітньо-професійна програма - Управління проектами

Кваліфікаційна робота

Виконала студентка групи КНм-21
Н. В. Бубнюк

Науковий керівник:
к.т.н., доцент Т.В. Лендюк

Кваліфікаційну роботу
допущено до захисту:
«__» _____ 20__ р.
В.о. завідувача кафедри
_____ Н.В. Дзюбановська

ТЕРНОПІЛЬ – 2025

Факультет комп'ютерних інформаційних технологій
Кафедра інформаційно-обчислювальних систем і управління
Освітній ступінь «бакалавр»
спеціальність 122 – Комп'ютерні науки
освітньо-професійна програма – Управління проєктами

ЗАТВЕРДЖУЮ
В. о. завідувача кафедри
Н. М. Васильків
« ____ » _____ 2025 р.

ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ
БУБНЮК Надії Володимирівни
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема кваліфікаційної роботи

Модель управління проєктом для підвищення ефективності управління енергетичними ресурсами громади / Project Management Model for Enhancing the Efficiency of Community Energy Resource Management

керівник роботи к.т.н., Т.В. Лендюк

затверджені наказом по університету від 20 грудня 2024 року № 938

2. Строк подання студентом закінченої кваліфікаційної роботи 1 грудня 2025 р.

3. Вихідні дані до кваліфікаційної роботи: завдання на кваліфікаційну роботу студента, наукові статті, технічна література.

4. Основні питання, які потрібно розробити

– аналітичний огляд сучасного стану розвитку енергетичних спільнот, механізмів P2P-торгівлі енергією та існуючих викликів в енергоменеджменті для формулювання вимог до системи;

– виконання декомпозиції задачі оптимізації;

– проведення оцінки обчислювальної збіжності та масштабованості розробленої моделі;

– сформулювати практичні рекомендації щодо впровадження моделі розподілено-робастного управління для підвищення ефективності та стійкості енергетичної системи громади.

5. Перелік графічного матеріалу в роботі:

– схема архітектури об'єднаного локального та P2P-ринків енергії в громаді;

– графіки збіжності ітераційного процесу ADMM для різних параметрів моделі;

– таблиці зведення ключових показників ефективності.

6. Консультанти розділів кваліфікаційної роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв

7. Дата видачі завдання 20 грудня 2024 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів кваліфікаційної роботи	Примітка
1	Затвердження теми кваліфікаційної роботи, ознайомлення з літературними джерелами та складання плану роботи.	до 01.01.2025 р.	
2	Написання 1 розділу кваліфікаційної роботи	до 01.03.2025 р.	
3	Написання 2 розділу кваліфікаційної роботи	до 20.05.2025 р.	
4	Написання 3 розділу кваліфікаційної роботи	до 28.10.2025 р.	
5	Представлення попереднього варіанту кваліфікаційної роботи, перевірка та внесення змін керівником	до 11.11.2025 р.	
6	Опрацювання зауважень та представлення завершеного варіанту кваліфікаційної роботи. Підготовка супроводжуючих документів.	до 25.11.2025 р.	
7	Перевірка кваліфікаційної роботи на оригінальність тексту у системі «Unichesk».	до 01.12.2025 р.	
8	Оформлення кваліфікаційної роботи та отримання допуску до захисту	до 04.12.2025 р.	
9	Подання кваліфікаційної роботи до захисту на засіданні атестаційної комісії.	до 14.12.2025 р.	

Студентка _____ Н.В. Бубнюк

підпис

Керівник роботи _____ к.т.н., доцент Т.В. Лендюк

підпис

РЕЗЮМЕ

Кваліфікаційна робота на тему: «Модель управління проектом для підвищення ефективності управління енергетичними ресурсами громади» на здобуття освітнього ступеня «магістр» зі спеціальності 122 «Комп'ютерні науки» освітньої програми «Управління проектами» написана обсягом в 64 сторінок і 8 ілюстрацій, 9 таблиць, 1 додаток та 34 використаних джерел.

Мета роботи — розробити та верифікувати розподілено-робастну модель енергоменеджменту спільноти із поєднаними пуловим і P2P-ринками, що забезпечує ризик-орієнтоване ціноутворення та планування обсягів для всіх агентів з урахуванням невизначеностей мережевих цін і PV-генерації.

Методами розроблення обрано математичне програмування, декомпозицію Augmented Lagrangian Relaxation (ALR) та Alternating Direction Method of Multipliers (ADMM) для децентралізованого розв'язання. Невизначеність змодельовано в межах робастної оптимізації (RO) через бюджети невизначеності.

Внаслідок виконання роботи узагальнено архітектуру об'єднаних локального та P2P-ринків зі схемою ролей менеджера спільноти (CM), продавців і покупців. Сформульовано математичну модель соціального добробуту спільноти та балансні обмеження. Інтегровано робастні бюджети невизначеності для мережевих цін і PV-генерації. Результати імітаційних експериментів показали, що невизначеність зсуває структуру закупівель та впливає на розподіл вигащів між групами учасників.

Результати дослідження можуть бути використані керівниками проектів та менеджерами спільнот для підвищення ефективності та стійкості енергетичної системи громади, а також для контролю ризиків, пов'язаних з коливаннями цін і генерації.

Ключові слова: РОЗПОДІЛЕНО-РОБАСТНА МОДЕЛЬ, ЕНЕРГЕТИЧНА СПІЛЬНОТА, P2P-РИНКИ, ADMM, РОБАСТНА ОПТИМІЗАЦІЯ, ЕНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТ.

ABSTRACT

The qualification work on the topic: " Project Management Model for Enhancing the Efficiency of Community Energy Resource Management" for obtaining the educational degree "Master" in specialty 122 "Computer Science" of the educational program "Project Management" is written in a volume of 64 pages and 8 illustrations, 9 tables, 1 appendix and 34 sources used.

The purpose of the work is to develop and verify a distributed-robust community energy management model with combined pool and P2P markets, which provides risk-based pricing and volume planning for all agents, taking into account the uncertainties of network prices and PV generation.

The development methods selected are mathematical programming, Augmented Lagrangian Relaxation (ALR) decomposition and Alternating Direction Method of Multipliers (ADMM) for a decentralized solution. Uncertainty is modeled within the framework of robust optimization (RO) through uncertainty budgets.

As a result of the work, the architecture of combined local and P2P markets with the role scheme of the community manager (CM), sellers and buyers is generalized. A mathematical model of the social welfare of the community and balance constraints are formulated. Robust uncertainty budgets for network prices and PV generation are integrated. The results of simulation experiments showed that uncertainty shifts the structure of purchases and pricing and affects the distribution of gains between groups of participants.

The results of the study can be used by project managers and community managers to improve the efficiency and resilience of the community energy system, as well as to control the risks associated with price and generation fluctuations.

Keywords: DISTRIBUTED-ROBUST MODEL, ENERGY COMMUNITY, P2P MARKETS, ADMM, ROBUST OPTIMIZATION, ENERGY MANAGEMENT.

ЗМІСТ

Вступ.....	7
1 Аналітичний огляд та постановка задачі управління проектом.....	10
1.1 Енергетичні спільноти та P2P-торгівля.....	10
1.2 Стан проблеми та виклики енергоменеджменту.....	13
1.3 Постановка задачі.....	18
Висновки до розділу 1.....	20
2 Теоретична модель та методи розподілено-робастного управління.....	23
2.1 Математична модель.....	23
2.2 Розподілений механізм узгодження рішень учасників енергетичного проекту.....	25
2.3 Робастне формулювання задачі управління енергетичним проектом.....	28
Висновки до розділу 2.....	30
3 Практична реалізація проекту та експериментальні дослідження.....	33
3.1 Набір даних і сценарії експериментів.....	33
3.2 Базовий сценарій без невизначеностей структура закупівель і локальна ціна.....	37
3.3 Сценарій з невизначеністю цін мережі з бюджетним впливом на ціноутворення та прибутки.....	40
3.4 Сценарій з невизначеністю цін і PV-генерації з параметрами та участю агентів P2P-торгівля та масштабованість.....	43
Висновки до розділу 3.....	48
Висновки.....	50
Список використаних джерел.....	52
Додаток А Апробація отриманих результатів.....	57

ВСТУП

Актуальність теми зумовлена швидким зростанням частки розподілених енергетичних ресурсів і появою локальних енергетичних спільнот із P2P-торгівлею, у яких учасники поєднують двосторонні угоди з пуловим (локальним) ринком. У такій архітектурі менеджер спільноти (СМ) виконує функцію координатора, забезпечуючи очищення локального ринку шляхом узгодження пропозицій продавців і заявок покупців та, за потреби, взаємодіючи із зовнішньою мережею для балансування. Це формує внутрішній індикатор ціни та дає змогу покривати надлишок або дефіцит потужності через зовнішній ринок. Водночас класичні централізовані підходи до оптимізації погано масштабуються, є чутливими до конфіденційності даних і не враховують належним чином ризику, пов'язані з невизначеністю ключових параметрів, зокрема мережевих цін і обсягів фотоелектричної генерації. Саме тому в роботі обрано розподілений підхід до координації рішень учасників та робастну постановку задачі управління, зорієнтовану на найгірші допустимі реалізації невизначеностей.

Науково-технічна база дослідження ґрунтується на поєднанні розподіленого механізму узгодження рішень агентів і робастного підходу до моделювання невизначеності. Узгодження між учасниками здійснюється через ітераційне оновлення агрегованих цінових сигналів і балансних показників, що дало змогу декомпонувати загальну задачу управління на автономні підзадачі координатора спільноти, продавців і покупців без розкриття їхніх приватних даних. Невизначеність мережевих цін і випуску фотоелектричної генерації моделюється в межах робастної оптимізації із застосуванням інтервальних описів і бюджетів невизначеності, які обмежують сукупний вплив несприятливих відхилень параметрів. Такий підхід забезпечує контроль рівня ризику, зменшує обчислювальне навантаження та підвищує практичну придатність моделі для реальних енергетичних спільнот.

Емпіричну перевірку моделі проведено на добовій тестовій системі з 8 покупцями та 4 продавцями з аналізом трьох сценаріїв: (1) без урахування невизначеностей; (2) з урахуванням невизначеності мережових цін (єдиний бюджет невизначеності 10 для всіх учасників); (3) з урахуванням невизначеності мережових цін і фотоелектричної генерації (бюджети 10/5/10 для покупців, продавців і координатора відповідно).

Отримані результати свідчать, що врахування невизначеності суттєво впливає на структуру закупівель і механізми ціноутворення, зокрема призводить до зростання внутрішньої очищувальної ціни, збільшення відборів електроенергії з мережі та скорочення обсягів P2P-торгівлі. Також змінюється розподіл вииграшів між групами учасників: за умов подвійної невизначеності витрати покупців зростають, тоді як виграш продавців помірно зменшується. При цьому запропонований підхід демонструє стабільну збіжність і масштабованість: для базової системи збіжність досягається приблизно за 412 ітерацій (близько 211 с), а для збільшеної — за 431 ітерацією (близько 1067 с).

Метою роботи є розроблення та верифікація розподілено-робастної моделі енергоменеджменту локальної спільноти з поєднаними пуловим і P2P-ринками, яка забезпечує ризик-орієнтоване ціноутворення та планування обсягів для всіх учасників з урахуванням невизначеності мережових цін і фотоелектричної генерації.

Для досягнення поставленої мети в роботі розв'язуються такі завдання:

1. Узагальнити архітектуру об'єднаних локального та P2P-ринків із визначенням ролей координатора, продавців і покупців та механізмів балансування через зовнішню мережу.

2. Сформулювати математичну модель суспільного добробуту енергетичної спільноти та систему балансних обмежень.

3. Розробити розподілений механізм узгодження рішень учасників на основі цінових і балансних сигналів.

4. Інтегрувати робастні бюджети невизначеності для мережових цін і фотоелектричної генерації.

5. Реалізувати імітаційні експерименти для різних сценаріїв функціонування системи та зібрати кількісні показники цін, обсягів, витрат і суспільного добробуту.

6. Оцінити збіжність і масштабованість запропонованого підходу для систем різного розміру.

Об'єктом дослідження є процеси координації купівлі-продажу електроенергії в енергетичній спільноті з поєднаними пуловим і P2P-ринками. Предметом дослідження є методи розподіленого робастного управління, механізми ціноутворення та політики участі агентів у локальному й двосторонньому енергетичних ринках.

Методи дослідження включають математичне програмування, розподілені механізми координації рішень, робастну оптимізацію з бюджетами невизначеності та імітаційні експерименти на добовому часовому горизонті.

Наукова новизна роботи полягає в побудові цілісної розподілено-робастної моделі енергетичної спільноти з інтеграцією пулового та P2P-ринків, у якій бюджети невизначеності синхронно застосовано для всіх груп учасників, а узгодження цін і обсягів реалізовано через агреговані економічні сигнали.

Практичне значення результатів полягає в можливості впровадження механізмів ризик-орієнтованого ціноутворення та планування в реальних енергетичних спільнотах із забезпеченням масштабованості, стабільності та керованого рівня ризику, що підтверджено результатами імітаційних експериментів.

Апробація результатів дослідження. Основні теоретичні положення роботи й практичні результати дослідження доповідалися й обговорювалися на Всеукраїнській науково-практичній конференції студентів, аспірантів та молодих вчених «Інтелектуальні комп'ютерні системи та мережі» (ІКСМ осінь 2025), яка відбулася в місті Тернополі 25 листопада 2025 року та X Міжнародна студентська конференція «Наука сьогодні: від досліджень до стратегічних рішень» в м. Луцьк, 24 жовтня 2025 року, Україна.

1 АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД ТА ПОСТАНОВКА ЗАДАЧІ УПРАВЛІННЯ ПРОЄКТОМ

1.1 Енергетичні спільноти та P2P-торгівля

Із зростанням рівня проникнення розподілених енергетичних ресурсів змінюється режим роботи енергосистем, а кінцеві споживачі стають активнішими учасниками. Крім того, останні досягнення у сфері засобів моніторингу та вимірювання, поява однорангової (peer-to-peer, P2P) торгівлі енергією та енергетичних спільнот дають змогу локальним просяюмерам і споживачам торгувати електроенергією із сусідами та купувати/продавати енергію на конкурентному ринку [1]. На новому ринку учасники можуть продавати або купувати енергію на ринку спільноти або торгувати нею між собою за схемою P2P. У спільнотах ціну на енергію встановлює менеджер спільноти (CM) на підставі пропозицій продажу та заявок купівлі. Для учасників, які не можуть продати чи отримати потужність на ринку спільноти або P2P-ринку, надлишок/дефіцит потужності може бути інжектовано/відібрано в/з мережі. Ба більше, незбалансованість потужності у спільноті може бути покрита CM за рахунок мережі. Запропоновану структуру енергоспільноти, дані та потоки енергії показано на рисунку 1.1.

Великомасштабна інтеграція споживачів і виробництва є однією з головних проблем в задачі енергоменеджменту спільнот. Інтеграція інформації всіх учасників ринку та застосування централізованого підходу збільшують час розв'язання і можуть призводити до «непідйомності» задачі [2]. Крім того, конфіденційність даних, швидкість збіжності й масштабованість — це важливі властивості, які слід урахувувати під час проєктування належної схеми енергоменеджменту спільнот. Прийняття рішень на рівні агента є розв'язанням означених проблем [3]. Відповідно, розподілений підхід до оптимізації стає дедалі популярнішим в енергоменеджменті спільнот [4]. Метод почергового напрямку множників (ADMM) є ефективним підходом, що використовує ітераційну схему

для розв'язання децентралізованих задач оптимізації [5-7]. У цьому підході координатор надсилає агентам зв'язувальні дані. Відповідно кожен агент визначає свою оптимальну стратегію та повертає координаторові свої керовані змінні для оновлення зв'язувальних даних. Цикл триває доти, доки зв'язувальні дані не задовольняють критерії збіжності.

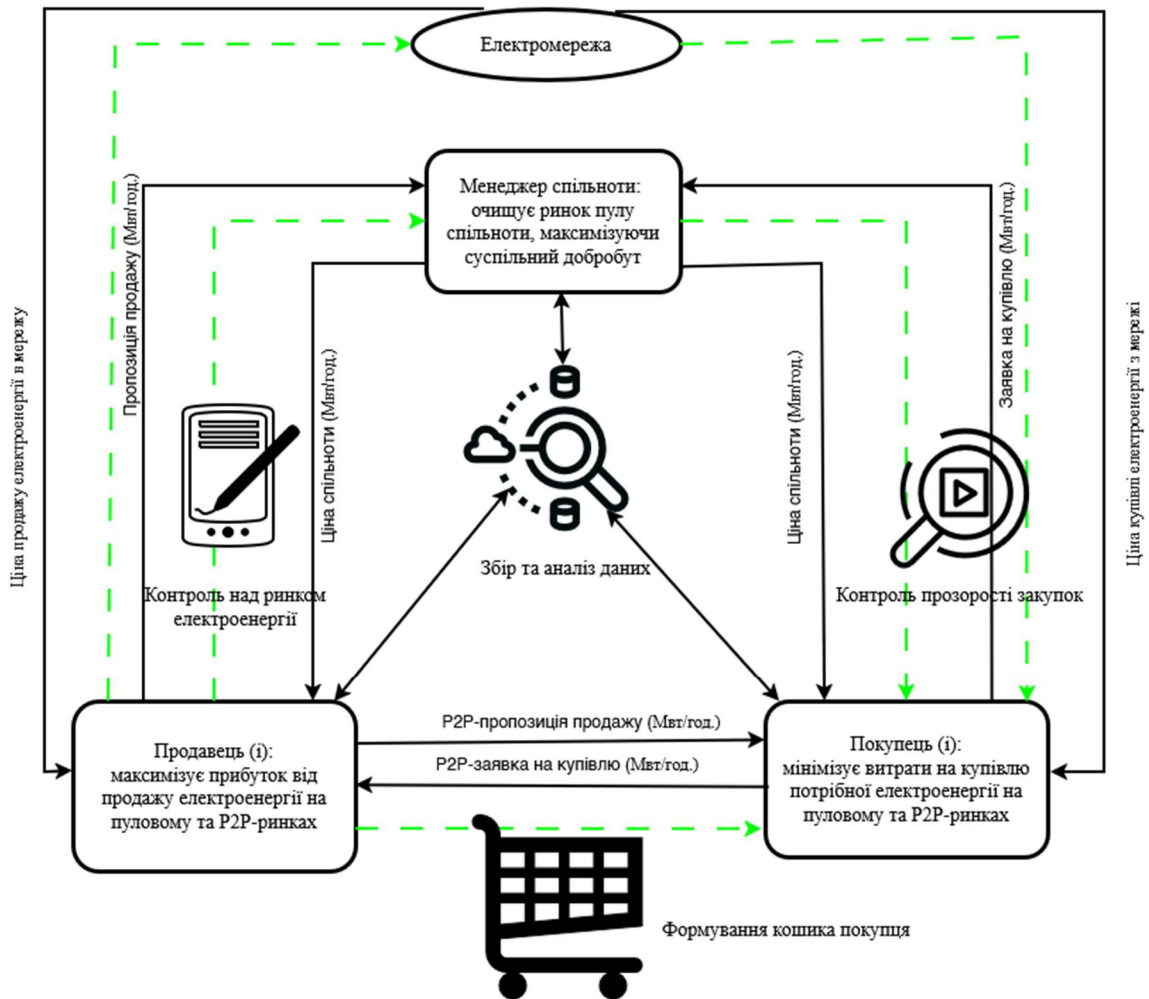


Рисунок 1.1 - Структура енергоспільноти, потоки даних та енергії

Наведена на рисунку 1.1 архітектура відображає трирівневу взаємодію між мережею, менеджером спільноти (СМ) та агентами — продавцями й покупцями. Чорними суцільними лініями показано інформаційні потоки (заявки, пропозиції, ціни), тоді як зелені пунктирні лінії відображають фізичні потоки електроенергії. Мережа виконує роль зовнішнього балансувального середовища, через яке

спільнота може інжектувати надлишок або покривати дефіцит потужності. Таким чином, ринок спільноти функціонує як проміжна ланка між внутрішніми двосторонніми взаємодіями та системним ринком.

Блок «Менеджер спільноти» акумулює пропозиції продажу та заявки купівлі від учасників і визначає очищувальну ціну спільноти (грн/МВт·год) на основі критерію максимізації суспільного добробуту. Після розв'язання задачі очищення СМ повертає учасникам цінові сигнали та обсяги, а у випадку незбалансованості — здійснює операції з мережею: продаж надлишку або купівлю енергії. Така організація забезпечує прозоре формування цінового індикатора всередині спільноти та мінімізує потребу в зовнішньому балансуванні.

Зліва на рисунку структуровано роль продавця i , який максимізує прибуток від реалізації енергії на пуловому (ринку спільноти) та P2P-ринках. Продавець формує «пропозицію продажу» (МВт·год) до СМ, а також може надсилати P2P-пропозицію продажу (грн/МВт·год) безпосередньо окремим покупцям. За наявності надлишку він має опцію інжекції в мережу за екзогенно заданою ціною продажу до мережі (показано вертикальною анотацією ліворуч), яка слугує нижньою межею очікуваного доходу порівняно з торгівлею в спільноті.

Праворуч симетрично подано покупця j , який мінімізує витрати придбання потрібної електроенергії на пуловому та P2P-ринках. Покупець подає «заявку на купівлю» (МВт·год) до СМ і може виставляти P2P-заявку на купівлю (грн/МВт·год) безпосередньо продавцям. Якщо внутрішні джерела є недостатніми, покупець (через СМ) покриває дефіцит за ціною купівлі з мережі (вертикальна анотація праворуч), що визначає верхню цінову межу альтернативи торгівлі всередині спільноти.

Горизонтальні зв'язки між продавцем і покупцем у центрі рисунка репрезентують P2P-механізм, який функціонує паралельно до відомого ринку. Двосторонні угоди дають можливість погоджувати ціну безпосередньо між сторонами, що знижує транзакційні витрати та підвищує використання локальних ресурсів за умови, що погоджена P2P-ціна є привабливішою за відповідні

мережеві тарифи. Водночас СМ зберігає роль координатора: він відстежує агреговані обсяги P2P-торгівлі для забезпечення балансу спільноти та коректного формування очищувальної ціни.

Верхній контур «Мережа ↔ СМ» підкреслює дворівневу взаємодію: фізичний обмін енергією та інформаційні сигнали щодо цін купівлі/продажу з/до мережі. Це дає змогу трактувати спільноту як «квазі-виробника/споживача» для зовнішньої системи, що спрощує інтеграцію у більший ринок і забезпечує техніко-економічну надійність. У сукупності елементи на рисунку 1.1 задають повний цикл прийняття рішень усередині спільноти — від формування заявок і пропозицій до очищення ринку та остаточного балансування — і слугують основою для подальшої формалізації в математичній моделі та алгоритмах децентралізованої оптимізації.

Запропонована структура енергетичної спільноти демонструє повний цикл прийняття рішень: від формування заявок/пропозицій до очищення внутрішнього ринку та балансування з мережею. Поєднання пулового та P2P-механізмів створює гнучкий простір для узгодження локальних інтересів, тоді як СМ забезпечує єдиний ціновий індикатор і техніко-економічну узгодженість з мережею. Розрізнення інформаційних і фізичних потоків підкреслює керованість системи та дає підстави для децентралізованого розв'язання задач енергоменеджменту.

1.2 Стан проблеми та виклики енергоменеджменту

P2P-торгівля енергією між учасниками ринку та оптимальний енергоменеджмент спільнот вивчалися у численних джерелах. У [8] запропоновано модель реального часу для планування розподілених мультиенергетичних ресурсів. У [9, 10] для локальних енергоспільнот запропоновано дворівневу ієрархічну централізовану модель, де мінімізацію витрат споживачів та самоспоживання спільноти змодельовано у верхній та

нижній підзадачах відповідно. Кооперативну теорію ігор використано в [11, 12] для керування ресурсами у спільноті та на транзакційних ринках. У [13] подано модель «ведучий–ведений» для задачі планування роботи спільноти. Максимізацію прибутку спільноти та мінімізацію рахунків просюмерів оцінюють у верхній та нижній підзадачах відповідно. Для розв’язання запропонованої моделі нижній рівень замінюється оптимальними умовами Каруша–Куна–Таккера (ККТ), а дворівневу задачу перетворюють на однорівневу за допомогою теореми сильної двоїстості. Однак у великомасштабних задачах цей підхід може збільшувати час розв’язання. У [14] P2P-торгівлю енергією застосовано для керування значною кількістю просюмерів в енергоспільноті, а задачу розв’язано підходом ADMM. У запропонованій децентралізованій моделі [15] досліджено вплив невизначеності ціни верхнього ринку на стратегію планування просюмерів і споживачів на P2P-ринку. У моделі [16] двосторонню схему використано для моделювання транзакцій між СМ та іншими учасниками спільноти. У [17] запропоновано пуловий ринок для торгівлі енергією між членами спільноти. Координацію між P2P-торгівлею енергією та ринком допоміжних послуг досліджено в [18]. Впливи кооперативних і некооперативних моделей на основі теорії ігор на розподілений енергоменеджмент спільнот проаналізовано в [19]. Несподівані коливання споживання та генерації з ВДЕ є неминучими. Відповідно, у [20] подано онлайн-оптимізаційний підхід для оновлення стратегій агентів на P2P-ринку на основі консенсусного ADMM. У [21] для енергоменеджменту спільноти на горизонтах «на добу наперед» та реального часу запропоновано стохастичну послідовну модель. Результати ринку «на добу наперед» розглядаються як обмеження в задачі реального часу, і залежно від сценаріїв невизначеної генерації з ВДЕ обчислюють оптимальне планування ресурсів спільноти та обсяги торгівлі з мережею. У [22] запропоновано підхід «втрати від спільного використання» для підтримання компромісу між витратами та фінансовим ризиком невизначених параметрів у спільноті. Централізований підхід до керування ризиками для планування гнучких ресурсів у розподільній

мережі подано в [23]. Чутливість споживання спільноти до ціни електроенергії та впливи невизначеності попиту на очікувану реакцію вивчено в [24]. У [25] запропоновано підхід гнучкого споживання «час–потужність» для компенсації невизначеної генерації.

У робастній оптимізації (RO) оптимальну стратегію обчислюють на основі найгіршої реалізації невизначеного параметра, змодельованого інтервалом варіювання. Незалежність результатів від початкових припущень та апроксимаційна природа — головні переваги RO порівняно зі стохастичним програмуванням. RO відома своєю консервативністю, адже ретельно враховує найгірші сценарії, щоб забезпечити дієву й надійну стратегію в умовах невизначеності. Це особливо корисно за обмеженої інформації про невизначені чинники, як-от майбутні ринкові ціни чи генерація з ВДЕ. Враховуючи найгірші наслідки, робастна оптимізація допомагає запобігати значним втратам і захищає від похибок моделі. Хоча такий обережний підхід може не завжди давати змогу досягти максимально можливого виграшу, його головна мета — оптимізувати цільову функцію, мінімізуючи потенційні втрати та забезпечуючи стабільність системи. У критичних галузях, як-от енергетичні ринки та фінанси, де несподівані події можуть мати значний вплив, робастна оптимізація є цінним інструментом ухвалення рішень для ефективної навігації в складних і невизначених середовищах. Відповідно, у [26, 27] методологію RO використано для керування ризиком в енергоспільноті та для оптимальної стратегії подачі заявок агрегаторів ВДЕ на об'єднаних ринках енергії та резерву.

Огляд літератури показує, що потрібно приділити більше уваги енергоменеджменту спільнот на об'єднаних P2P і локальних ринках. У цьому дослідженні подано розподілену модель для членів спільноти та СМ з метою визначення їхніх оптимальних стратегій на об'єднаних ринках. Оптимальні стратегії агентів визначаються на підставі максимізації суспільного добробуту. У запропонованій моделі покупці та продавці можуть подавати відповідно свої заявки й пропозиції на P2P-платформі. Крім того, агенти можуть торгувати

енергією на ринку спільноти. За поданими заявками та пропозиціями координатор ринку обчислює ціну очищення спільноти, а також заплановані обсяги потужності агентів на P2P-ринку та в локальному пуловому ринку. СМ відповідає за підтримання балансу між генерацією та споживанням у спільноті. Мережа та ринок спільноти — це два ресурси, які можна використовувати для компенсації небалансу потужності. Запропонована цільова функція є лінійною щодо керованих змінних покупців і СМ. Щоб переформулювати її як диференційовну задачу, використано метод Augmented Lagrange Relaxation (ALR) [28]. У методі ALR до початкової цільової функції додається квадратичний штрафний доданок. Штрафний доданок не повинен змінювати оптимальний розв’язок; тому рівність-обмеження (балансове обмеження) використовується як штрафний термін [28]. Далі підхід ADMM застосовано для декомпозиції та розв’язання цільової функції ітераційним алгоритмом [29]. Відповідно кожен агент оптимізує лише свою підзадачу та обчислює власні керовані змінні; результати надсилаються координаторові для оновлення ускладнювальної змінної (двійкової змінної відповідного зв’язувального обмеження). Згідно з оновленими значеннями ускладнювальних змінних агенти перераховують свої оптимальні стратегії. Цикл триває, доки результати не задовольняють критерії збіжності [29].

Генерована потужність PV-установок і ціни мережі розглядаються як невизначені параметри. Для оцінювання їхнього впливу оптимальні стратегії учасників визначаються на основі найгіршої реалізації невизначених параметрів [30]. Відповідно декомпоновані задачі мінімізації формулюються як мін–макс-проблеми. Бюджет невизначеності керує рівнем ризик-апетиту агента: за заданого бюджету внутрішня задача максимізації обирає значення невизначених змінних так, щоб максимізувати загальні витрати (найгірший випадок), тоді як зовнішня задача мінімізації визначає оптимальні значення керованих змінних. Мін–макс-проблему перетворюють на задачу мінімізації за допомогою теореми сильної двоїстості. Підсумкові розподілено-робастні цільові функції дають змогу агентам спільноти визначати свої оптимальні стратегії згідно із заданими бюджетами

невизначеностей. Порівняння запропонованої в цьому дослідженні моделі з попередніми роботами наведено в таблиці 1.1. Основні внески цього дослідження підсумовано нижче:

- запропоновано розподілений підхід до оптимізації для визначення оптимальних стратегій торгівлі енергією для всіх агентів спільноти (споживачів, продавців і менеджера спільноти) на об'єднаних ринках «на добу наперед» та P2P. Для зменшення часу розв'язання та підвищення масштабованості централізовану задачу декомпозовано на децентралізовані підзадачі, які агенти розв'язують окремо;

- подану децентралізовану модель оснащено можливістю оцінювання впливу невизначених цін мережі та PV-генерації за допомогою підходу RO. У цій моделі після декомпозиції мін–макс-підзадачі переформульовано як задачу мінімізації. Відповідно агенти можуть визначати ризик-орієнтовану стратегію на підставі заданого бюджету невизначеності та оновлюваних зв'язувальних змінних (які надсилає координатор ринку).

Таблиця 1.1 - Порівняння запропонованої моделі з попередніми дослідженнями

Номер посилання	Енергоспільнота	Підхід до керування ризиками	Невизначеності ресурсу (G) та ціни (P)	Розподілений підхід до оптимізації
[3, 5, 6, 8, 18]	✗	✗	✗	✓
[4]	✗	✗	✓	✓
[9, 17]	✓	✗	✗	✗
[10]	✗	✓	✓	✗
[11, 13, 22]	✓	SP	G	✗
[14]	✓	✗	G	✓
[15]	✗	RO	P	✓
[16, 20]	✓	✗	✗	✓
[19, 21]	✓	SP	G	✓
[7, 23]	✗	SP	G	✗

Продовження таблиці 1.1

Номер посилання	Енергоспільнота	Підхід до керування ризиками	Невизначеності ресурсу (G) та ціни (P)	Розподілений підхід до оптимізації
[24, 25]	✓	✗	G	✗
[26]	✓	RO	P, G	✗
[27]	✗	RO	G	✗
Запропонована модель	✓	RO	P, G	✓

Огляд показав, що попри значний прогрес, існуючі рішення часто або централізовані (з обмеженою масштабованістю), або недостатньо враховують невизначеність цін і ВДЕ, або не поєднують пуловий та P2P-ринки в єдиній схемі керування. На цьому тлі комбінація децентралізації (ADMM/ALR) і робастного підходу (RO) вирізняється здатністю забезпечити приватність, керовані обчислювальні витрати та стійкість до найгірших реалізацій невизначеностей.

Логічним наступним кроком є формалізація такої інтегрованої ідеї в строгій математичній постановці. Тому в розділі 2 подається теоретична модель і методи розподілено-робастного управління, що реалізують зазначені принципи на рівні SM, продавців і покупців.

1.3 Постановка задачі

Актуальність дослідження зумовлена стрімким зростанням частки розподілених енергетичних ресурсів і появою локальних енергетичних спільнот, у яких координація двосторонніх (P2P) угод і пулових механізмів відбувається на фоні мінливої кон'юнктури зовнішнього ринку. За таких умов класичні централізовані схеми керування втрачають ефективність: вони повільно масштабуються, потребують повного розкриття даних агентів і погано реагують

на швидкі коливання цін та виробітку з ВДЕ. Потрібні методи, що одночасно зберігають приватність, є обчислювально стійкими та здатні діяти в режимі невизначеності.

Додатковим чинником актуальності є підвищений ризик невідповідності попиту і локальної генерації через стохастичну природу ФЕМ/ВЕС та волатильність мережевих тарифів. Ігнорування цих ризиків призводить до неефективного розподілу ресурсів, завищених витрат споживачів і недоотриманого доходу виробників усередині спільноти. Робастна оптимізація з бюджетами невизначеності надає формальний механізм контролю ризику, який дає змогу проектувати стратегії з гарантованою ефективністю у найгірших сценаріях.

Синергія пулового ринку спільноти й P2P-торгівлі створює нові можливості для зниження системних витрат, але водночас ускладнює задачу координації. Розв'язання потребує декомпозиції великої задачі соціального добробуту на керовані підзадачі для менеджера спільноти, продавців і покупців. Саме тому застосування комбінації Augmented Lagrange Relaxation та ADMM є актуальним: вона забезпечує диференційовність цільової функції, розподілене узгодження зв'язувальних змінних (цін) і стабільну збіжність при зростанні розміру системи.

З практичного погляду, здатність моделі адаптивно змінювати обсяги та ціни, враховуючи невизначені мережеві тарифи і випуск PV, напряду впливає на платіжки споживачів, дохідність просюмерів і навантаження на мережу. Ризик-орієнтоване планування є необхідною умовою для мінімізації витрат у пікові години, використання локальної генерації у «сонячне вікно» та обмеження небажаних перетоків. Такий підхід також підтримує прозорість правил ціноутворення всередині спільноти, що важливо для прийняття інвестиційних рішень її учасниками.

Нарешті, актуальність підсилюється вимогами до масштабованості й приватності даних у сучасних енергетичних цифрових платформах. Розподілена робастна модель дає можливість агентам оптимізувати стратегії на власних даних,

передаючи координаторові лише необхідні агреговані показники, що знижує бар'єри впровадження. Таким чином, запропонований підхід відповідає поточним технічним і регуляторним викликам, забезпечує керованість ризику та створює основу для економічно стійкого розвитку енергетичних спільнот.

Метою роботи є розроблення та верифікація розподілено-робастної моделі енергоменеджменту локальної спільноти з поєднаними пуловим і P2P-ринками, яка забезпечує ризик-орієнтоване ціноутворення та планування обсягів для всіх учасників з урахуванням невизначеності мережевих цін і фотоелектричної генерації.

Для досягнення мети поставлено такі завдання:

1. Узагальнити архітектуру об'єднаних локального та P2P-ринків із визначенням ролей координатора, продавців і покупців та механізмів балансування через зовнішню мережу.
2. Сформулювати математичну модель суспільного добробуту енергетичної спільноти та систему балансних обмежень.
3. Розробити розподілений механізм узгодження рішень учасників на основі цінових і балансних сигналів.
4. Інтегрувати робастні бюджети невизначеності для мережевих цін і фотоелектричної генерації.
5. Реалізувати імітаційні експерименти для різних сценаріїв функціонування системи та зібрати кількісні показники цін, обсягів, витрат і суспільного добробуту.
6. Оцінити збіжність і масштабованість запропонованого підходу для систем різного розміру.

Висновки до розділу 1

1. Проведений аналітичний огляд окреслив сучасну парадигму функціонування енергетичних спільнот, у межах якої пуловий ринок спільноти та

механізми P2P-торгівлі взаємодіють під координацією менеджера спільноти (СМ) та за наявності резервного зв'язку із зовнішньою електричною мережею. Узагальнена на рисунку 1.1 архітектура дала змогу чітко розмежувати інформаційні й енергетичні потоки, ролі основних агентів (продавців, покупців і координатора), а також визначити місце мережі як зовнішнього балансувального ресурсу. Такий підхід забезпечує прозоре внутрішнє ціноутворення та формує практичний інтерфейс інтеграції локальної спільноти з більшим енергетичним ринком.

2. Аналіз наукових джерел показав, що більшість існуючих підходів або ґрунтуються на централізованих схемах управління (що обмежує масштабованість і порушує вимоги конфіденційності), або зосереджуються лише на одному ринковому контурі (пуловому чи P2P), або недостатньо враховують невизначеність цін електроенергії та виробітку відновлюваних джерел. Водночас поєднання пулового та P2P-ринків за умов волатильних тарифів і стохастичної PV-генерації потребує рішень, здатних одночасно керувати ризиками та зберігати автономність агентів без повного розкриття їхніх приватних даних. Це сформувало чіткий науковий і прикладний розрив, на усунення якого спрямоване дане дослідження.

3. З огляду на виявлені виклики, у роботі обґрунтовано доцільність децентралізованого підходу до управління, у межах якого узгодження рішень учасників досягається через економічні сигнали та балансові умови без потреби централізованого збору всієї інформації. Додатково прийнято робастну парадигму управління, що базується на використанні бюджетів невизначеності й дозволяє формувати ризик-орієнтовані стратегії для координатора спільноти, продавців і покупців за несприятливих реалізацій мережевих цін і PV-генерації.

4. Сформульована постановка задачі та визначені вимоги до системи дали змогу чітко окреслити мету дослідження — побудову й верифікацію розподілено-робастної моделі енергоменеджменту спільноти, здатної узгоджувати рішення всіх агентів на об'єднаних пуловому та P2P-ринках і масштабуватися на великі

популяції учасників без втрати конфіденційності. Очікуваний прикладний ефект такої моделі полягає у зниженні витрат у пікові години, кращій утилізації локальної генерації в «сонячне вікно» та обмеженні небажаних перетоків електроенергії до зовнішньої мережі.

5. Отже, в розділі 1 сформовано концептуальний і методологічний фундамент дослідження, визначив ключові обмеження сучасних підходів і обґрунтував вибір децентралізованого та робастного інструментарію управління. У наступному розділі 2 ці принципи формалізуються у вигляді математичної моделі та механізмів узгодження рішень, а в розділі 3 демонструється їхня ефективність на імітаційних сценаріях.

2 ТЕОРЕТИЧНА МОДЕЛЬ ТА МЕТОДИ РОЗПОДІЛЕНО-РОБАСТНОГО УПРАВЛІННЯ

2.1 Математична модель

Управління енергетичним проектом локальної спільноти розглядається як задача узгодження рішень координатора спільноти, виробників електроенергії та споживачів у кожен дискретний часовий інтервал $t \in T$. Метою управління є забезпечення збалансованого функціонування спільноти з мінімальними сукупними витратами та максимальним використанням локальних енергетичних ресурсів.

Критерієм оптимальності обрано максимізацію суспільного добробуту енергетичної спільноти, що у подальшому формулюється як мінімізація сумарних витрат усіх учасників з урахуванням корисності споживання електроенергії. Узагальнений вигляд цільової функції подано формулою:

$$\min F = \sum_{t \in T} \left(C_t^{grid} + \sum_{i \in I} C_{t,i}^{prod} - \sum_{j \in J} U_{t,j} \right), \quad (2.1)$$

де C_t^{grid} — витрати координатора спільноти, пов'язані з обміном електроенергії з зовнішньою мережею;

$C_{t,i}^{prod}$ — витрати або втрачений дохід виробника i ;

$U_{t,j}$ — корисність споживання електроенергії споживачем j .

Таке формулювання дозволяє інтерпретувати задачу як інструмент підтримки управлінських рішень, а не як суто технічну оптимізацію.

Рішення координатора спільноти задаються обсягами імпорту та експорту електроенергії:

$$G_t^{in} \geq 0, G_t^{out} \geq 0 \quad , \quad (2.2)$$

Рішення виробників полягають у розподілі доступної генерації між різними напрямками постачання:

$$E_{t,i}^{loc} + E_{t,i}^{p2p} + E_{t,i}^{grid} \leq E_{t,i}^{gen}, \forall t, i, \quad (2.3)$$

де $E_{t,i}^{gen}$ — доступна генерація виробника i у момент часу t .

Рішення споживачів визначаються вибором джерел покриття власного попиту:

$$L_{t,j}^{loc} + L_{t,j}^{p2p} + L_{t,j}^{grid} = D_{t,j}, \forall t, j, \quad (2.4)$$

де $D_{t,j}$ — загальний попит споживача j .

Функціонування локального ринку підпорядковується балансовій умові, згідно з якою сумарна пропозиція електроенергії має відповідати сумарному попиту:

$$G_t^{in} + \sum_{i \in I} E_{t,i}^{loc} = G_t^{out} + \sum_{j \in J} L_{t,j}^{loc}, \forall t, \quad (2.5)$$

Це рівняння формує внутрішній баланс енергоспільноти та визначає економічні сигнали, які використовуються координатором проекту для прийняття управлінських рішень.

Баланс двосторонніх угод між учасниками описується умовою відповідності проданих і куплених обсягів електроенергії:

$$\sum_{i \in I} E_{t,i}^{p2p} = \sum_{j \in J} L_{t,j}^{p2p}, \forall t, \quad (2.6)$$

Для врахування поведінкової та технічної гнучкості споживачів попит обмежується допустимим інтервалом:

$$D_j^{min} \leq D_{t,j} \leq D_j^{max}, \forall t, j, \quad (2.7)$$

Усі енергетичні змінні моделі вважаються невід'ємними, що відповідає фізичному змісту енергетичних потоків:

$$E_{t,i}, L_{t,j}, G_t^{in}, G_t^{out} \geq 0 \quad (2.8)$$

Наведена математична модель формалізує процес управління енергетичним проектом локальної спільноти з урахуванням взаємопов'язаних рішень координатора, виробників і споживачів. Балансові обмеження забезпечують узгодженість енергетичних потоків, а цільова функція дозволяє кількісно оцінювати ефективність управлінських рішень. Така модель створює основу для подальшого аналізу сценаріїв функціонування енергоспільноти та дослідження впливу зовнішніх і внутрішніх факторів на результати реалізації проекту.

2.2 Розподілений механізм узгодження рішень учасників енергетичного проекту

Управління енергетичним проектом локальної спільноти передбачає узгодження рішень кількох груп учасників, які приймають власні рішення автономно, але в межах спільних балансових і економічних умов. З огляду на це, централізоване розв'язання задачі управління є непрактичним, оскільки вимагає повного доступу до локальних даних усіх учасників і не масштабується зі зростанням розміру спільноти. Тому в роботі використовується розподілений механізм координації, у межах якого кожен агент оптимізує власні рішення, орієнтуючись на узагальнені сигнали від координатора спільноти.

Процес управління реалізується у вигляді послідовності ітерацій $k = 1, 2, \dots$, на кожній з яких учасники проекту оновлюють свої рішення на основі поточних цінових і балансних сигналів. Координатор спільноти виконує роль агрегатора інформації, забезпечуючи узгодженість між локальним ринком, двосторонніми угодами та зовнішньою мережею.

На кожній ітерації координатор визначає внутрішній економічний сигнал локального ринку, який оновлюється за правилом:

$$\pi_t^{(k)} = \pi_t^{(k-1)} + \alpha \left(\sum_{j \in J} L_{t,j}^{loc,(k)} - \sum_{i \in I} E_{t,i}^{loc,(k)} \right), \forall t, \quad (2.9)$$

де $\pi_t^{(k)}$ — внутрішня ціна локального ринку на ітерації k ;

$\alpha > 0$ — параметр швидкості корекції;

$L_{t,j}^{loc}, E_{t,i}^{loc}$ — обсяги попиту та пропозиції на локальному ринку.

Цей сигнал відображає дисбаланс між попитом і пропозицією та слугує інструментом управління для координатора проекту.

Кожен виробник на ітерації k визначає розподіл доступної генерації між локальним ринком, двосторонніми угодами та зовнішньою мережею, орієнтуючись на поточні цінові сигнали:

$$\max \Pi_{t,i}^{(k)} = \pi_t^{(k)} E_{t,i}^{loc} + \sum_{j \in J} \pi_{t,i,j}^{p2p,(k-1)} E_{t,i,j}^{p2p} - C_i(E_{t,i}), \forall t, i, \quad (2.10)$$

де $\pi_{t,i,j}^{p2p}$ — індикативна ціна двостороннього обміну;

$C_i(\cdot)$ — функція витрат або втраченої вигоди виробника.

Таким чином, виробник приймає рішення автономно, використовуючи лише агреговану цінову інформацію, без розкриття внутрішніх параметрів іншим учасникам.

Споживачі на кожній ітерації визначають оптимальний розподіл попиту між доступними джерелами постачання. Їхнє рішення базується на співвідношенні внутрішньої ціни локального ринку, умов двосторонніх угод і тарифів зовнішньої мережі:

$$\max W_{t,j}^{(k)} = U_j(D_{t,j}) - \pi_t^{(k)} L_{t,j}^{loc} - \sum_{i \in I} \pi_{t,i,j}^{p2p,(k-1)} L_{t,j,i}^{p2p}, \forall t, j, \quad (2.11)$$

де $U_j(\cdot)$ — функція корисності споживання електроенергії.

Таке формулювання відображає економічну раціональність споживачів і дозволяє моделювати їхню поведінку в умовах змінних цінових сигналів.

Для забезпечення відповідності між обсягами проданої та купленої електроенергії в межах двосторонніх угод використовується просте правило корекції індикативної P2P-ціни:

$$\pi_{t,i,j}^{p2p,(k)} = \pi_{t,i,j}^{p2p,(k-1)} + \beta \left(L_{t,j,i}^{p2p,(k)} - E_{t,i,j}^{p2p,(k)} \right), \forall t, i, j, \quad (2.12)$$

де $\beta > 0$ — коефіцієнт корекції, що визначає чутливість ціни до дисбалансу.

У межах запропонованого механізму координатор спільноти обмінюється з учасниками лише агрегованими величинами — внутрішніми цінами, сумарними обсягами попиту та пропозиції, а також індикативними показниками P2P-обміну. Виробники та споживачі не розкривають своїх приватних параметрів, що забезпечує конфіденційність даних і підвищує прийнятність моделі для реального впровадження.

Запропонований розподілений механізм узгодження дозволяє перетворити централізовану задачу управління енергетичним проектом на набір взаємопов'язаних, але автономних рішень учасників. Такий підхід забезпечує масштабованість, адаптивність до змін зовнішніх умов і збереження конфіденційності даних, що є критично важливим для практичної реалізації

енергетичних спільнот. Отриманий формалізм створює основу для подальшого аналізу поведінки системи в умовах невизначеності, який розглядається в наступному підрозділі.

2.3 Робастне формулювання задачі управління енергетичним проектом

Реалізація енергетичних проектів у межах локальних спільнот відбувається в умовах невизначеності зовнішніх і внутрішніх параметрів. Найбільш суттєвий вплив на результати управління мають коливання цін електроенергії на зовнішньому ринку, а також варіабельність генерації з відновлюваних джерел, зокрема фотоелектричних установок. Ігнорування таких факторів може призводити до нестабільних управлінських рішень і значних відхилень фактичних результатів проекту від запланованих.

Для врахування невизначеності у даній роботі використовується робастний підхід до формулювання задачі управління, у межах якого рішення формуються з урахуванням найгірших допустимих реалізацій невизначених параметрів. Такий підхід відповідає принципам ризик-орієнтованого управління та дозволяє підвищити передбачуваність результатів проекту.

Невизначені параметри описуються інтервальними множинами навколо їхніх очікуваних значень. Для кожного часового інтервалу $t \in T$ ціни купівлі та продажу електроенергії з/до зовнішньої мережі задаються такими інтервалами:

$$\pi_t^{buy} \in [\hat{\pi}_t^{buy} - \Delta\pi_t^{buy}, \hat{\pi}_t^{buy} + \Delta\pi_t^{buy}], \forall t, \quad (2.13)$$

$$\pi_t^{sell} \in [\hat{\pi}_t^{sell} - \Delta\pi_t^{sell}, \hat{\pi}_t^{sell} + \Delta\pi_t^{sell}], \forall t, \quad (2.14)$$

де $\hat{\pi}$ — очікуване значення ціни;

$\Delta\pi$ — максимальне допустиме відхилення.

Для виробників електроенергії додатково враховується невизначеність доступної фотоелектричної генерації:

$$E_{t,i}^{gen} \in [\hat{E}_{t,i}^{gen} - \Delta E_{t,i}, \hat{E}_{t,i}^{gen} + \Delta E_{t,i}], \forall t, i, \quad (2.15)$$

Таким чином, модель допускає відхилення реальних значень від прогнозованих у межах наперед визначених інтервалів.

Щоб уникнути надмірного консерватизму, сукупний вплив невизначеностей обмежується бюджетами невизначеності, які відображають допустимий рівень ризику для кожної групи учасників.

Для координатора спільноти бюджет невизначеності задається умовою:

$$\sum_{t \in T} \frac{|\pi_t^{buy} - \hat{\pi}_t^{buy}|}{\Delta \pi_t^{buy}} + \sum_{t \in T} \frac{|\pi_t^{sell} - \hat{\pi}_t^{sell}|}{\Delta \pi_t^{sell}} \leq \Phi, \quad (2.16)$$

де Φ — параметр ризик-апетиту координатора, який визначає, наскільки агресивно враховується несприятлива зміна цін.

Аналогічно, для кожного виробника встановлюється власний бюджет невизначеності:

$$\sum_{t \in T} \frac{|\pi_t^{sell} - \hat{\pi}_t^{sell}|}{\Delta \pi_t^{sell}} + \sum_{t \in T} \frac{|E_{t,i}^{gen} - \hat{E}_{t,i}^{gen}|}{\Delta E_{t,i}} \leq \Gamma_i, \forall i, \quad (2.17)$$

де Γ_i — характеризує допустимий рівень ризику для виробника i .

Для споживачів ризик, пов'язаний із невизначеністю цін купівлі з мережі, обмежується параметром:

$$\sum_{t \in T} \frac{|\pi_t^{buy} - \hat{\pi}_t^{buy}|}{\Delta \pi_t^{buy}} \leq A_j, \forall j, \quad (2.18)$$

У межах запропонованого підходу управлінські рішення координатора, виробників і споживачів формуються з урахуванням найгірших допустимих реалізацій невизначених параметрів, що не перевищують задані бюджети. Іншими словами, кожен учасник обирає таку стратегію, яка мінімізує потенційні втрати за несприятливих умов, але без переходу до надмірно обережної поведінки.

З точки зору управління проєктом це означає, що:

- координатор спільноти гарантує стабільність балансу та контроль витрат навіть за волатильних цін;
- виробники зменшують ризик перевищення зобов'язань у разі недоотримання генерації;
- споживачі обмежують вплив різких цінових коливань на власні витрати.

Запропоноване робастне формулювання дозволяє інтегрувати невизначеність ключових параметрів без істотного ускладнення базової математичної моделі. Інтервальне задання параметрів у поєднанні з бюджетами невизначеності забезпечує керований компроміс між економічною ефективністю та стабільністю рішень. Це створює основу для кількісного аналізу впливу ризиків на результати управління енергетичним проєктом, який буде представлений у наступному розділі.

Висновки до розділу 2

1. У розділі 2 сформовано теоретичну основу для подальшої експериментальної перевірки підходу до управління енергетичним проєктом локальної спільноти. Насамперед побудовано математичну модель, у якій процес

управління подано як узгодження рішень координатора спільноти, виробників та споживачів у дискретні часові інтервали $t \in T$. Запропоновано цільову функцію мінімізації сукупних витрат із урахуванням корисності споживання, визначено ключові змінні рішень для імпорту/експорту енергії, розподілу генерації виробників та покриття попиту споживачів. Узгодженість функціонування локального ринку та двосторонніх угод забезпечено системою балансових обмежень, а також обмеженнями на діапазон попиту і невід'ємність змінних. У сукупності це забезпечує коректну фізичну інтерпретацію енергетичних потоків і дає можливість кількісно оцінювати ефективність управлінських рішень.

2. Далі обґрунтовано доцільність розподіленого механізму узгодження рішень учасників проєкту як альтернативи централізованому підходу. Показано, що координація може здійснюватися через ітераційне оновлення внутрішніх цінових сигналів локального ринку та індикативних цін двосторонніх угод, що дозволяє кожному агенту автономно визначати власну стратегію без розкриття приватних параметрів. Це підвищує масштабованість моделі, забезпечує конфіденційність даних учасників та адаптивність до змін у попиті й пропозиції, що є критичним для практичного впровадження проєктів енергетичних спільнот.

3. У підрозділі 2.3 розроблено робастне формулювання, спрямоване на підвищення стійкості управлінських рішень в умовах невизначеності. Невизначені параметри — ціни купівлі/продажу з мережі та доступна PV-генерація — описано інтервальними множинами. Для контролю рівня консерватизму запроваджено бюджети невизначеності Φ , Γ_i та A_j , які відображають ризик-апетит координатора, виробників і споживачів. Таким чином забезпечено керований компроміс між економічною ефективністю та стабільністю результатів проєкту: рішення формуються з урахуванням найгірших допустимих реалізацій параметрів, але без надмірного «запасу безпеки», що знижував би ефективність.

4. Отже, розділ 2 завершено побудовою цілісної теоретичної моделі розподілено-робастного управління, яка: (1) формалізує взаємодію учасників через змінні рішень і балансові умови; (2) задає практичний механізм координації

на основі цінкових сигналів; (3) інтегрує невизначеність ключових параметрів через інтервальні описи та бюджети ризику. Отримані результати створюють підґрунтя для розділу 3, у якому виконуватиметься чисельна верифікація моделі, порівняння сценаріїв та аналіз кількісних показників ефективності управління проєктом.

3 ПРАКТИЧНА РЕАЛІЗАЦІЯ ПРОЄКТУ ТА ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ

3.1 Набір даних і сценарії експериментів

Для оцінювання ефективності запропонованої моделі виконано імітаційне моделювання на тестовій системі, що складається з восьми покупців і чотирьох продавців. Дані продавців і покупців наведено відповідно в таблиці 3.1 та таблиці 3.2. Потрібно зазначити, що в цій роботі для продавців і покупців використано модифіковані дані з [16].

Очікувані значення PV-генерації та цін мережі взято з [21] і подано відповідно на рисунку 3.1 та рисунку 3.2. Критерій збіжності (ϵ) і розмір кроку (\cdot) становлять 0,05 та 0,005 відповідно. Варіації невизначених параметрів дорівнюють 5% від очікуваних значень. Ефективність моделі вивчено на основі трьох досліджень випадку:

- дослідження випадку I. Невизначеності PV-генерації та цін мережі не враховуються;
- дослідження випадку II. Враховується невизначеність цін мережі. Бюджет невизначеності для всіх учасників ринку дорівнює 10;
- дослідження випадку III. Враховуються невизначеності цін мережі та PV-генерації. Бюджети невизначеності для покупців, продавців і СМ становлять 10, 5 і 10 відповідно.

Таблиця 3.1 - Дані продавців.

Продавець	π_i (грн/кВт·год)	PV-генерація (кВт)
1	14,39	Сценарій 1
2	12,43	Сценарій 1
3	8,68	Сценарій 2
4	7,35	Сценарій 3

Таблиця 3.2 - Дані покупців.

Покупець	(кВт)	(кВт)	(грн/кВт·год)
1	5,58	7,88	8,21
2	4,89	5,14	11,21
3	2,55	3,07	13,24
4	2,48	3,02	13,42
5	2,33	2,96	13,85
6	2,74	2,91	14,02
7	2,61	2,85	14,17
8	2,00	2,74	14,24

Примітка: у вихідному джерелі заголовки двох перших стовпців таблиці 3 подано як «(кВт)» і «(кВт)»; їх можна інтерпретувати, з огляду на розділ 2, як D^{\min} та D^{\max} , якщо потрібно уточнити позначення.

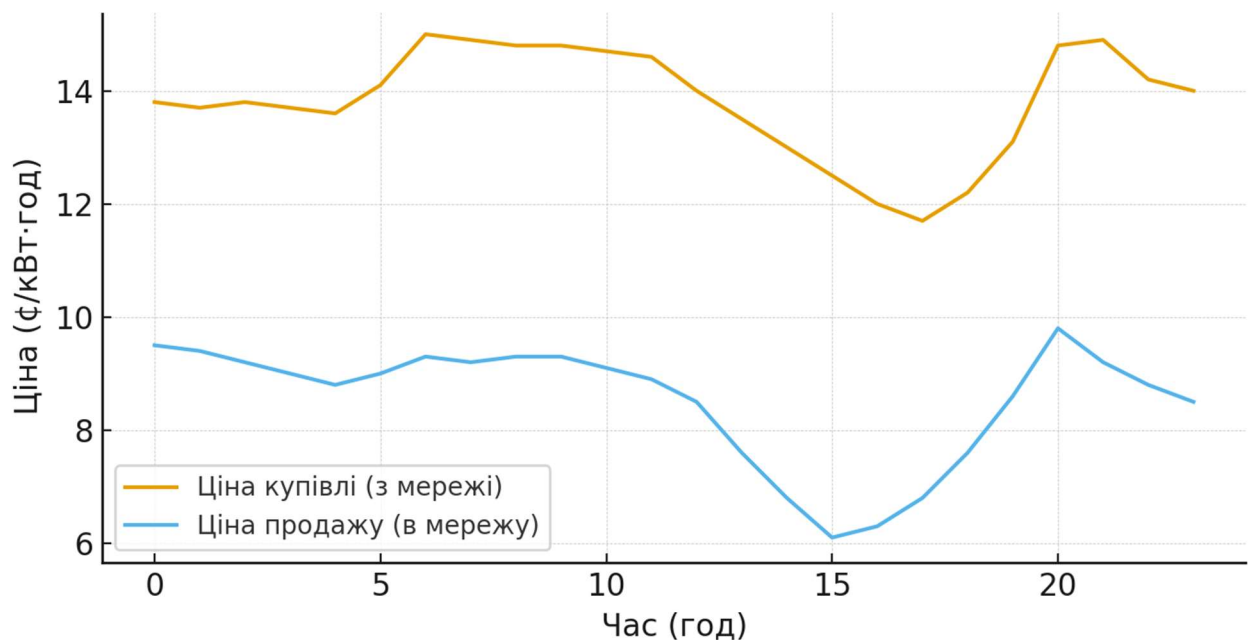


Рисунок 3.1 - Очікувані значення ціни купівлі/продажу з/до мережі.

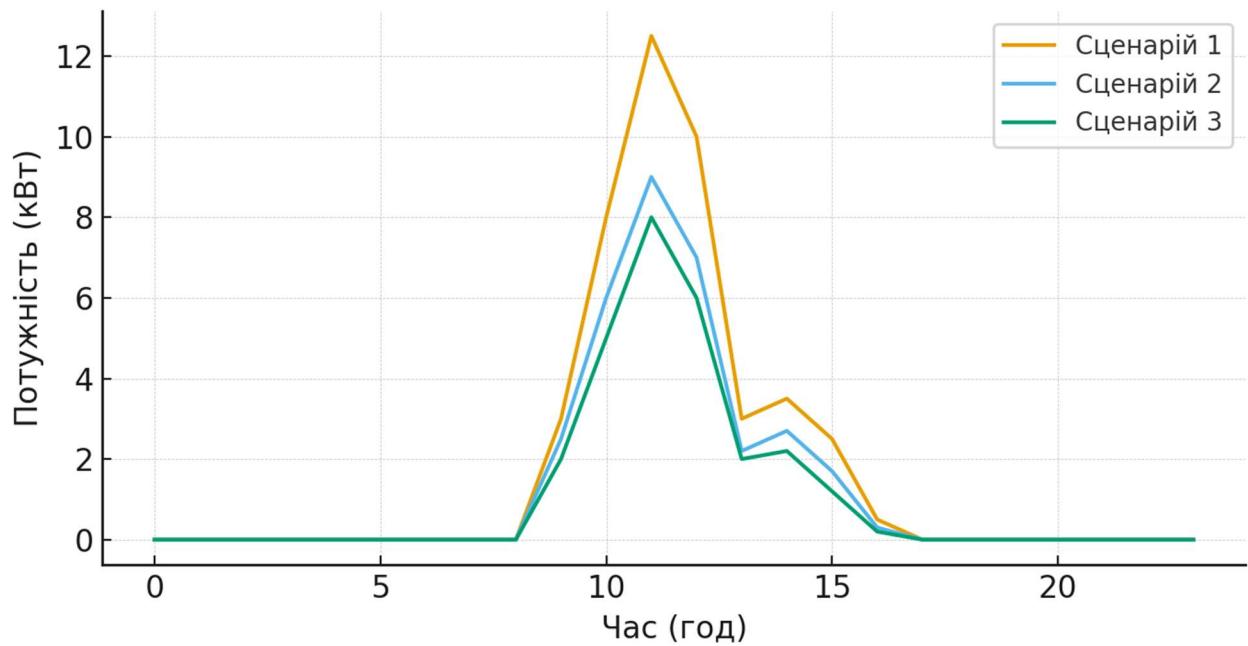


Рисунок 3.2 - Очікувані значення PV-генерації.

Таблиця 3.3 - Закуплена потужність покупців із мережі (G) та на ринку спільноти (C) — Дослідження випадку I (кВт).

t	j 1		j 2		j 3		j 4		j 5		j 6		j 7		j 8	
	G	C	G	C	G	C	G	C	G	C	G	C	G	C	G	C
0	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	2,33	0	0	2,91	0	2,85	0	2,74
1	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	2,33	0	0	2,91	0	2,85	0	2,74
2	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	0	2,96	0	2,91	0	2,85	0	2,74
3	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	2,33	0	0	2,91	0	2,85	0	2,74
4	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	2,33	0	0	2,91	0	2,85	0	2,74
5	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	0	2,96	0	2,91	0	2,85	0	2,74
6	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	0	2,96	0	2,91	0	2,85	0	2,74
7	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	2,33	0	2,74	0	2,61	0	2	0
8	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	2,33	0	2,74	0	2,61	0	0,28	1,24
9	5,58	0	4,89	0	2,55	0	1,57	0	0	1,04	0	2,91	0	2,85	0	2,74
10	5,58	0	4,12	0	0	0	0	2,36	0	2,96	0	2,91	0	2,85	0	2,74
11	0	0	0	0	0	3,07	0	3,02	0	2,96	0	2,91	0	2,85	0	2,74
12	0	0	0	0	0	3,07	0	3,02	0	2,96	0	2,91	0	2,85	0	2,74
13	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	2,33	0	0,39	2,35	0	2,85	0	2,74
14	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	2,2	0,13	0	2,74	0	2,85	0	2,74
15	5,58	0	4,89	0	2,55	0	0	3,02	0	2,96	0	2,91	0	2,85	0	2,74
16	5,58	0	4,89	0	0	3,07	0	3,02	0	2,96	0	2,91	0	2,85	0	2,74

Продовження таблиці 3.3

t	j 1		j 2		j 3		j 4		j 5		j 6		j 7		j 8	
	G	C	G	C	G	C	G	C	G	C	G	C	G	C	G	C
17	5,58	0	4,89	0	0	3,07	0	3,02	0	2,96	0	2,91	0	2,85	0	2,74
18	5,58	0	4,89	0	0	3,07	0	3,02	0	2,96	0	2,91	0	2,85	0	2,74
19	5,58	0	4,89	0	0	3,07	0	3,02	0	2,96	0	2,91	0	2,85	0	2,74
20	5,58	0	4,89	0	2,55	0	0	3,02	0	2,96	0	2,91	0	2,85	0	2,74
21	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	2,33	0	2,74	0	2,61	0	2	0
22	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	2,33	0	2,74	0	2,61	0	2	0
23	5,58	0	4,89	0	2,55	0	0	3,02	0	2,96	0	2,91	0	2,85	0	2,74

Побудований набір даних (таблиця 3.3) відтворює добову динаміку ринкових сигналів і ВДЕ-ресурсу, що є достатньою для тестування поведінки агентів. Очікувана ціна купівлі з мережі протягом доби тримається в діапазоні $\approx 11,7$ – $15,0$ грн/кВт·год зі щонайменше двома підвищеннями у ранкові (≈ 6 – 8 год) та вечірні (≈ 20 – 21 год) години, тоді як очікувана ціна продажу в мережу має виразну «улоговину» у середині дня (≈ 15 – 17 год, до ≈ 6 – 7 грн/кВт·год) і підіймається ближче до вечора (≈ 20 год, до $\approx 9,5$ – $9,8$ грн/кВт·год). Очікувана PV-генерація сконцентрована в інтервалі ≈ 9 – 15 год із максимумом опівдні; «Сценарій 1» забезпечує найбільшу пікову потужність (понад 12 кВт), «Сценарій 2» — дещо нижчий пік (≈ 9 кВт), «Сценарій 3» — найконсервативнішу траєкторію (≈ 8 кВт). Таке поєднання профілів формує типову ситуацію: зменшення залежності від мережі в обідні години та посилення потреби в мережевих поставках у ранкові й вечірні піки.

Запропоновані три дослідження випадку логічно нарощують фактори невизначеності та дозволяють розмежувати їхній вплив. Випадок I слугує базовою точкою без невизначеностей; Випадок II із бюджетом невизначеності за ціною мережі (10) дає змогу оцінити чутливість стратегії до «дорогих» реалізацій тарифів; Випадок III поєднує невизначеність цін і PV-випуску (бюджети 10/5/10 для покупців/продавців/СМ), що моделює більш реалістичні умови експлуатації. За такої постановки очікується: 1) зменшення закупівель у мережі в години піку PV, (2) підвищення ролі P2P-угод у «вузьких місцях» цінової кон'юнктури, 3)

зростання очищувальної ціни спільноти та перерозподіл прибутків між сторонами за сценаріями з вищою невизначеністю.

Обрані параметри моделювання (крок 0,005; критерій збіжності 0,05; варіації невизначеностей 5%) забезпечують стабільність і порівнюваність результатів для різних сценарних траєкторій. Сукупно це створює переконливий полігон для перевірки: здатності моделі зміщувати попит у часі під впливом локальної генерації, ефективності P2P-механізму в зниженні витрат споживачів та впливу робастних бюджетів на ціноутворення спільноти і розподіл вигравів між учасниками.

3.2 Базовий сценарій без невизначеностей структура закупівель і локальна ціна

У базовому сценарії досліджується функціонування енергетичної спільноти за детермінованих умов, тобто без урахування коливань мережевих цін і невизначеності фотоелектричної генерації. Оптимальні обсяги електроенергії, закупленої покупцями на локальному ринку спільноти та із зовнішньої мережі, наведено в таблиці 3.3.

Потрібно зауважити, що фотоелектричні установки здійснюють генерацію виключно в часовому інтервалі $t \in [8, t16]$. Поза цим інтервалом єдиним доступним джерелом покриття попиту покупців виступає зовнішня мережа, унаслідок чого локальний ринок фактично не формується, а ціна очищення спільноти збігається з відповідною ціною купівлі з мережі. У такі періоди обсяги локальних і P2P-угод дорівнюють нулю.

У часовому вікні генерації PV-установок структура споживання визначається співвідношенням між індивідуальною корисністю покупців і внутрішньою ціною очищення локального ринку. Для покупців, чия гранична корисність перевищує локальну ціну, рівень споживання досягає максимального допустимого значення, тоді як для покупців із нижчою корисністю споживання

обмежується мінімальними значеннями. Це узгоджується з економічною логікою раціональної поведінки агентів за фіксованих цінових сигналів.

Обсяги P2P-торгівлі між продавцями та покупцями наведено в таблиці 3.4. Аналіз результатів показує, що P2P-угоди концентруються переважно в інтервалі $t \in [8, 12]$, тоді як для решти операційних періодів $[12, 16]$ обсяги таких угод є нульовими або незначними. Це пояснюється тим, що саме в ранні години генерації PV частина продавців не може реалізувати всю доступну потужність на локальному ринку за цінами, що перевищують їхні граничні витрати, і тому спрямовує надлишок на двосторонній ринок.

У часовому вікні генерації ФЕМ $t \in [8, 16]$ спостерігається активний вихід продавців на локальний ринок: сумарні продажі сягають піку близько 8 – 9 кВт о $t \approx 11$ (домінують $i = 3$ та $i = 4$), після чого швидко спадають до 2 – 3 кВт о $t = 13 - 14$ і практично зникають після $t = 16$. За межами цього інтервалу продажів до спільноти немає. Відповідно локальна ціна очищення знижується з ранкового максимуму $\approx 15,0$ грн/кВт·год о $t = 6$ до мінімуму $\approx 12,0-11,7$ грн/кВт·год у полудень ($t = 10 - 16$), а ввечері знову піднімається до $\approx 14,7$ грн/кВт·год ($t \approx 19 - 20$) (рисунки 3.3 та 3.4). Таким чином, наявність ФЕМ однозначно «приплющує» денний ціновий профіль, формуючи найнижчі ціни саме в години найбільшої PV-пропозиції.

Таблиця 3.4 - P2P-ціна (грн/кВт·год) та обсяги торгівлі (кВт)

Час, t	Продавець i	Покупці j (обсяг, кВт)	Сумарний обсяг P2P, кВт	P2P-ціна, грн/кВт·год
8	1	$j=8$ (0,48)	0,48	14,39
9	1	$j=4$ (0,91), $j=5$ (1,29)	2,20	14,39
10	1	$j=2$ (0,77), $j=3$ (2,55), $j=4$ (0,12)	3,44	14,39
11	2	$j=1$ (5,58), $j=2$ (4,89)	10,47	12,43
12	1	$j=1$ (5,56)	5,56	14,39
12	2	$j=1$ (0,02), $j=2$ (4,89)	4,91	12,43

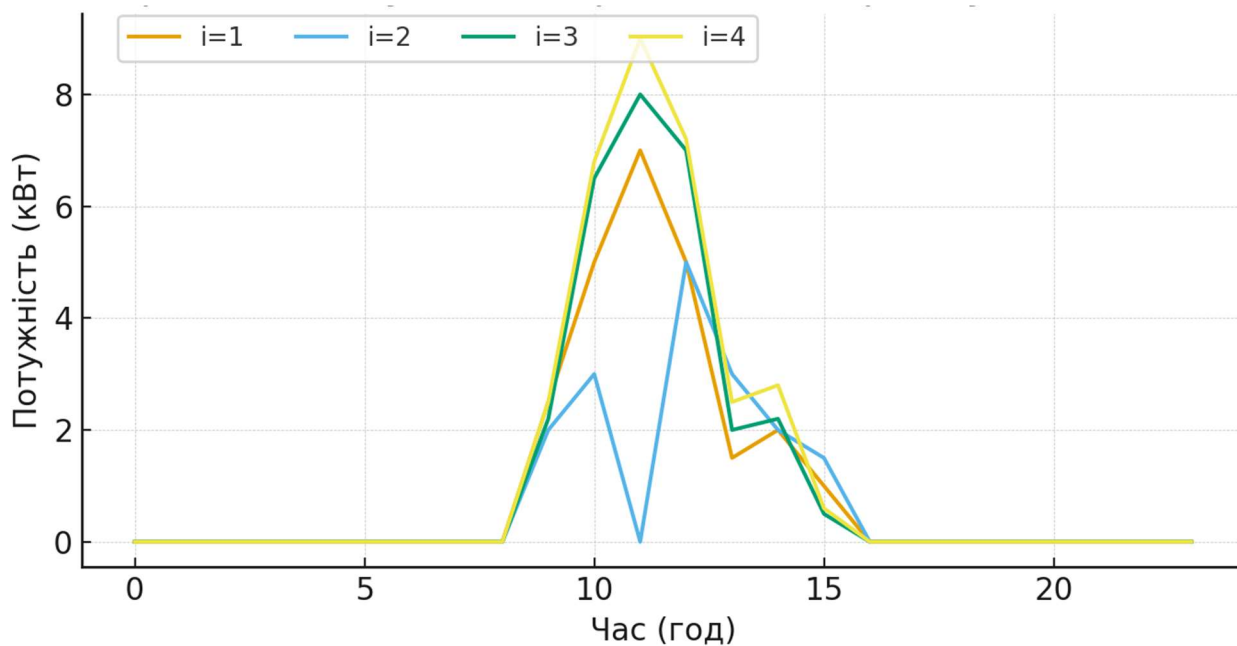


Рисунок 3.3 - Продана потужність продавців на ринок спільноти

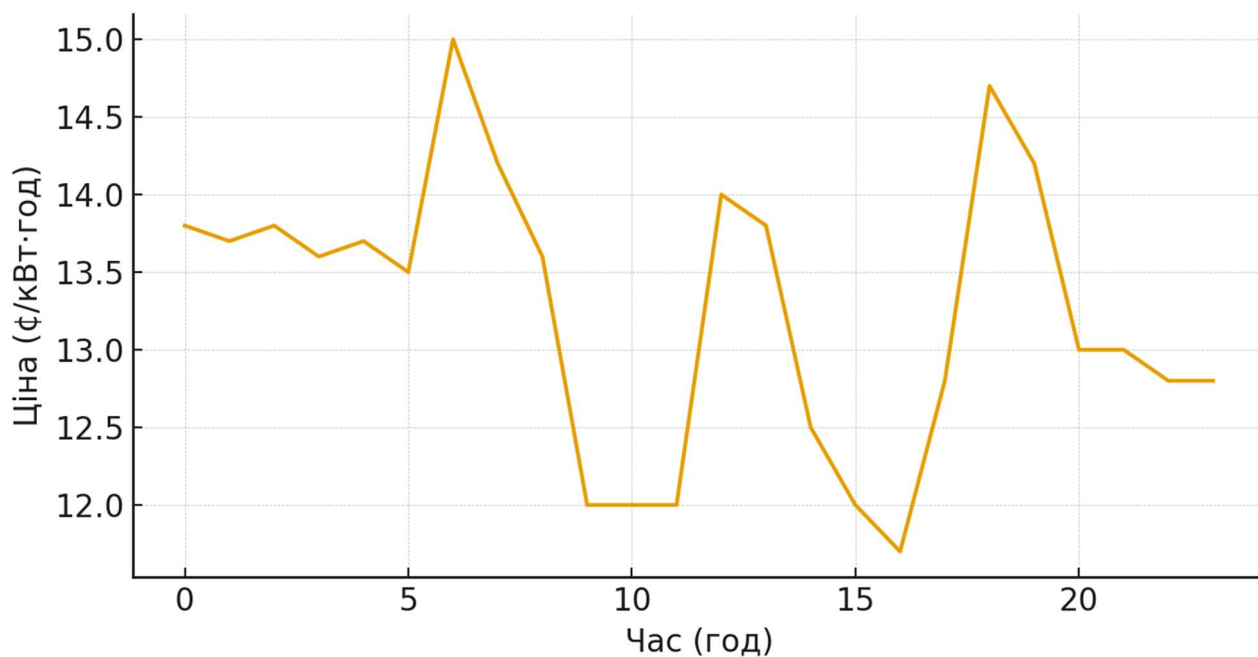


Рисунок 3.4 - Ціна очищення ринку спільноти

P2P-угоди концентруються у вікні $t \in [8, 12]$ і становлять загалом близько 27,1 кВт·год (за годинної дискретизації). Найбільші разові обсяги відбуваються о $t = 11$ та $t = 12$ — по 10,47 кВт·год кожної години: о $t = 11$ головними

контрагентами є продавець $i = 2$ та покупці $j = 1, 2$ за ціною 12,43 грн/кВт·год; о $t = 12$ — угоди з продавцем $i = 1$ для $j = 1$ на 5,56 кВт за 14,39 грн/кВт·год плюс дрібні операції з $i = 2$ (0,02 і 4,89 кВт). Отже, P2P-ринок забезпечує суттєву частку покриття попиту саме в години знижених локальних цін, а ціни P2P (12,43 – 14,39 грн/кВт·год) залишаються нижчими за пікові мережеві тарифи (до 15 грн/кВт·год), що зменшує видатки окремих покупців у пікові інтервали.

У підсумку, попри денне здешевлення за рахунок ФЕМ і P2P-торгівлі, баланс добробуту в базовому сценарії лишається асиметричним: сукупний прибуток продавців становить 340,38 грн, тоді як баланс покупців — -916,19 грн. Це вказує, що без урахування невизначеностей економічний ефект для споживачів від P2P-залучення та локальної генерації істотний, але ще недостатній для повної нейтралізації їхніх витрат упродовж доби; подальша оптимізація потребує ширшого залучення дешевшої локальної пропозиції та/або розширення гнучкості попиту.

3.3 Сценарій з невизначеністю цін мережі з бюджетним впливом на ціноутворення та прибутки

Таблиця 3.5 узагальнює оптимальні обсяги закупівлі потужності покупцями на ринку спільноти та з мережі. Порівняння наведених результатів із таблиця 3.3 показує, що врахування невизначеності ціни мережі зменшує споживання стратегічних покупців, а також їхні закупівлі з мережі. Відповідно до заданого бюджету невизначеності, найгірші реалізації невизначених мережевих цін виникають за найвищих значень цін. Рисунок 3.5 демонструє, як невизначеність ціни мережі впливає на ціну очищення ринку спільноти. Зростання невизначеності ціни мережі призводить до підвищення ціни очищення ринку спільноти. Водночас використання локальних PV-генераторних установок може послаблювати негативний вплив невизначених мережевих цін (наприклад, у

проміжку $t \in [10,12]$, коли ціна мережі є майже високою, а ціна продажу в спільноті не змінюється). Невизначеність мережевих цін зменшує обсяг потужності, що купується з мережі. Відтак продавці з вищими граничними витратами залучаються до ринку спільноти, що зменшує/збільшує прибуток покупців/продавців. Прибутки продавців і покупців у другому дослідженні випадку становлять 347,14 і -1100,1 грн відповідно.

Аналіз результатів свідчить, що врахування невизначеності ціни мережі істотно впливає на поведінку покупців на ринку спільноти. За умов невизначеності цін стратегічні покупці зменшують своє споживання та закупівлі з мережі. Вища невизначеність зумовлює підвищення ціни очищення ринку спільноти, що впливає як на покупців, так і на продавців. Водночас залучення локальних PV-генераторних потужностей пом'якшує негативний вплив невизначених мережевих цін і стабілізує ціну продажу в спільноті під час пікових періодів мережевих цін. Унаслідок цього невизначеність мережевих цін зменшує обсяг потужності, що купується з мережі, спонукаючи продавців із вищими граничними витратами активніше брати участь у ринку спільноти та впливаючи на прибутки покупців і продавців. Дослідження підкреслює важливість урахування відновлюваних джерел енергії, зокрема PV-установок, для підвищення стабільності ринку та оптимізації фінансових результатів в умовах невизначеності мережевих цін.

Таблиця 3.5 – Закуплена потужність покупцями з мережі (G) та на ринку спільноти.

t	j 1		j 2		j 3		j 4		j 5		j 6		j 7		j 8	
	G	C	G	C	G	C	G	C	G	C	G	C	G	C	G	C
0	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	2,33	0	0	2,91	0	2,85	0	2,74
1	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	2,33	0	2,74	0	2,61	0	2	0
2	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	2,33	0	2,74	0	2,61	0	2	0
3	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	2,33	0	0	2,91	0	2,85	0	2,74
4	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	2,33	0	2,74	0	2,61	0	2	0
5	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	2,33	0	2,74	0	2,61	0	2	0
6	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	0	2,96	0	2,91	0	2,85	0	2,74
7	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	2,33	0	2,74	0	2,61	0	2	0
8	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	2,33	0	2,74	0	2,61	0	0,28	1,24
9	5,58	0	4,89	0	2,55	0	1,57	0	0	1,04	0	2,91	0	2,85	0	2,74

Продовження таблиці 3.5

t	j 1		j 2		j 3		j 4		j 5		j 6		j 7		j 8	
	G	C	G	C	G	C	G	C	G	C	G	C	G	C	G	C
10	5,58	0	4,12	0	0	0	0	2,36	0	2,96	0	2,91	0	2,85	0	2,74
11	0	0	0	0	0	3,07	0	3,02	0	2,96	0	2,91	0	2,85	0	2,74
12	0	0	0	0	0	3,07	0	3,02	0	2,96	0	2,91	0	2,85	0	2,74
13	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	2,33	0	0,39	2,35	0	2,85	0	2,74
14	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	2,2	0,13	0	2,74	0	2,85	0	2,74
15	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	2,33	0	0	2,91	0	2,85	0	2,74
16	5,58	0	4,89	0	0	3,07	0	3,02	0	2,96	0	2,91	0	2,85	0	2,74
17	5,58	0	4,89	0	0	3,07	0	3,02	0	2,96	0	2,91	0	2,85	0	2,74
18	5,58	0	4,89	0	0	3,07	0	3,02	0	2,96	0	2,91	0	2,85	0	2,74
19	5,58	0	4,89	0	0	3,07	0	3,02	0	2,96	0	2,91	0	2,85	0	2,74
20	5,58	0	4,89	0	2,55	0	0	3,02	0	2,96	0	2,91	0	2,85	0	2,74
21	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	2,33	0	2,74	0	2,61	0	2	0
22	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	2,33	0	2,74	0	2,61	0	2	0
23	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	3,02	2,33	2,96	0	2,91	0	2,85	0	2,74

Уведення бюджету невизначеності для цін мережі підвищує та «розтягує» денний профіль локальної ціни очищення. За рисунком 3.5 денні максимуми сягають близько 15,7–15,8 грн/кВт·год о $t \approx 6-7$ та вдруге — $\approx 15,6$ грн/кВт·год о $t \approx 21$, що на $\approx 0,6-0,8$ п. вище піка базового сценарію ($\approx 15,0$ грн/кВт·год). Мінімум утримується в полудень на рівні $\approx 12,5$ грн/кВт·год о $t=10-11$ і $\approx 12,0$ грн/кВт·год о $t \approx 17$, формуючи добовий розмах $\approx 3,7-3,8$ грн/кВт·год. Стабільність на 12,5 грн/кВт·год у вікні $t \in [10,12]$ підтверджує, що локальна PV-генерація стримує зростання ціни під час підвищених мережевих тарифів.

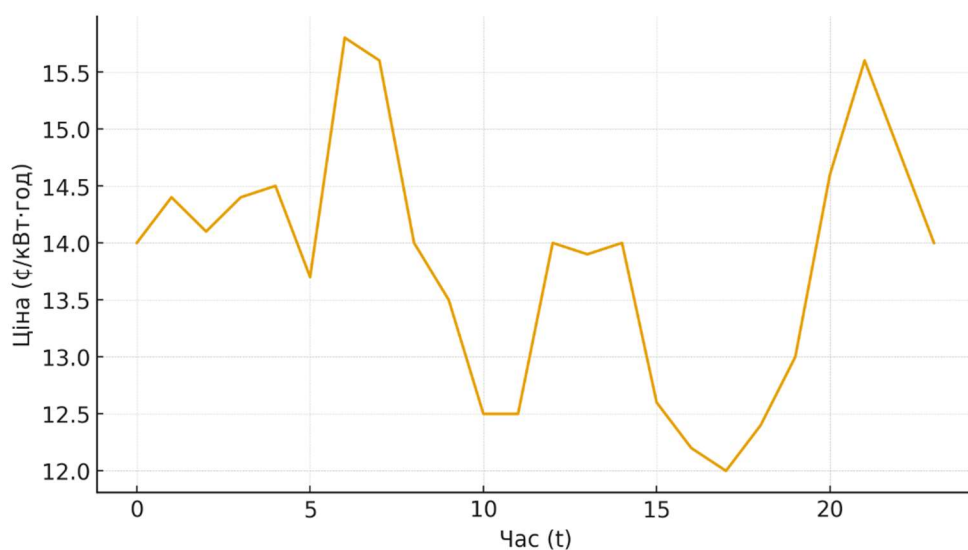


Рисунок 3.5 – Ціна очищення ринку спільноти

Структура закупівель зсувається в бік локального ринку: у ключових годинах $t = 10-12$ для частини стратегічних покупців зменшується відбір із мережі за одночасної підтримки незмінної ціни спільноти (див. таблицю 3.5). Це відповідає очікуваній «захисній» ролі спільноти під невизначеністю: дорогі мережеві години частково заміщуються внутрішніми угодами, тоді як години низької PV-пропозиції повертають більшу залежність від мережі.

Фінансово невизначеність перерозподіляє вигоди: сумарний прибуток продавців зростає до 347,14 грн (+2,0% відносно 340,38 грн у базі), тоді як баланс покупців погіршується до -1100,1 грн (-20,1% відносно -916,19 грн). Сумарний суспільний добробут знижується з -575,81 грн до -752,96 грн, тобто на ≈ 177 грн (близько 31% гірше). Отже, за фіксованого бюджету невизначеності підвищена ризиковість ціноутворення мережі головним чином лягає на споживачів; водночас денна PV-генерація кількісно обмежує пікові значення локальної ціни, зменшуючи витрати саме в критичні години.

3.4 Сценарій з невизначеністю цін і PV-генерації з параметрами та участю агентів P2P-торгівля та масштабованість

У третьому дослідженні випадку одночасно враховано невизначеність мережевих цін та варіабельність фотоелектричної (PV) генерації. Така постановка відповідає найбільш реалістичним умовам функціонування енергетичних спільнот і дозволяє оцінити сумарний вплив двох ключових джерел ризику на поведінку учасників, локальне ціноутворення та економічні результати.

Рівень участі продавців у ринку спільноти за умов подвійної невизначеності подано на рисунку 3.6. Порівняння з базовим сценарієм (див. рисунок 3.3) показує, що зростання невизначеності PV-генерації призводить до зменшення участі нестратегічних продавців у локальному ринку. Причиною цього є зростання

ризикую недопоставки генерації, що робить участь у спільноті менш привабливою для продавців із обмеженим резервом потужності. Водночас невизначеність мережних цін може стимулювати активність стратегічних продавців у періоди високих тарифів мережі. Зокрема, продавець №3 демонструє підвищені обсяги продажу в момент $t = 11$, коли ціна мережі досягає локального максимуму.

Наведені результати забезпечують всебічний аналіз впливу невизначеностей PV-генерації та ціни мережі на поведінку продавців і покупців на ринку спільноти. Крім того, врахування невизначеності PV-генерації приводить до більшого відбору потужності з мережі покупцями, зменшуючи їхню залежність від ринку спільноти та змінюючи їхні закупівельні патерни (рисунок 3.6). Натомість вища невизначеність PV-генерації зумовлює менші обсяги продажу потужності продавцями на P2P-ринку. Отримані результати свідчать, що невизначеність може призводити до вищих цін для покупців.

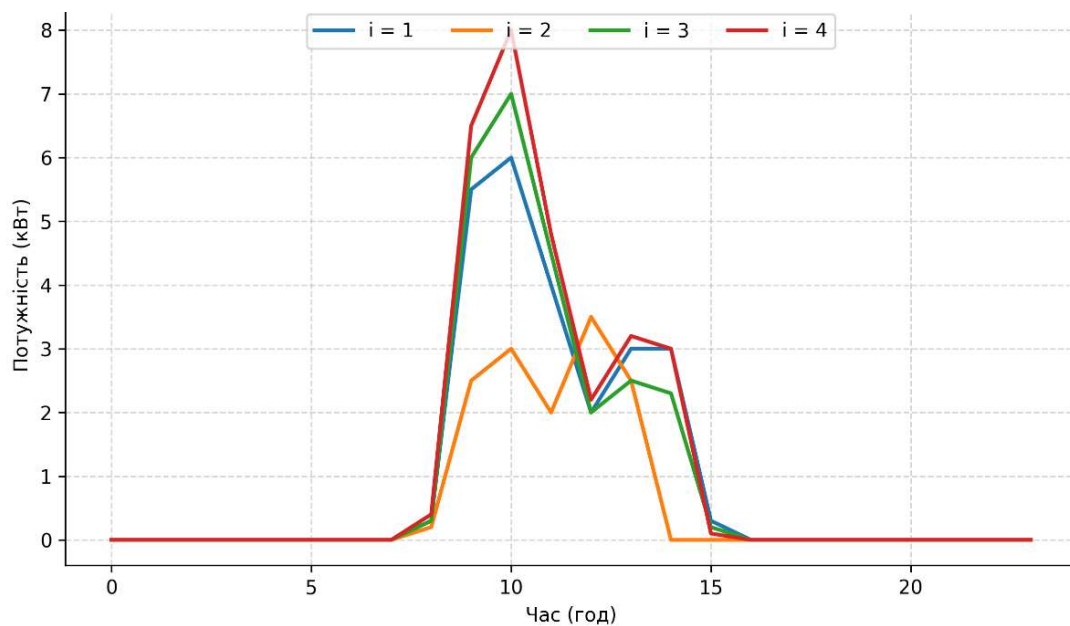


Рисунок 3.6 – Продана потужність продавців на ринок спільноти

Для перевірки масштабованості кількість ітерацій і час розв'язання для запропонованої та модифікованої (що містить 40 продавців і 80 покупців) тестових систем підсумовано в таблиці 3.8. Результати моделювання показують,

що у третьому дослідженні випадку використання централізованого підходу до оптимізації збільшує час розв’язання до 2172 с. Отже, запропонована модель має прийнятну масштабованість. Модель демонструє високу швидкість збіжності для всіх досліджень випадку: загальна кількість ітерацій — від 193 до 431, час розв’язання — від 74 до 1067 с. Ці результати засвідчують здатність моделі ефективно опрацьовувати зростаючу складність і більші набори даних, що підтверджує її добру масштабованість і придатність для практичних застосувань у задачах більшого масштабу.

Умови подвійної невизначеності зумовили відчутні зсуви і в обсягах пропозиції, і в ціноутворенні. На ринку спільноти найвища миттєва відпускна потужність припала на продавця №4 — близько 8 кВт у $t \approx 11$; продавець №3 досягав ≈ 7 кВт у той самий період, тоді як продавець №1 має пік ≈ 6 кВт у $t \approx 10$ –11, а продавець №2 — пізніший і суттєво нижчий пік $\approx 3,5$ кВт у $t \approx 13$ (рисунок 3.6). Ринкова ціна очищення коливалася в межах $\sim 12,1$ – $15,8$ грн/кВт·год: мінімум зафіксовано близько $t \approx 16$, а максимумами — у ранковому ($t \approx 6$ – 7) та вечірньому ($t \approx 20$ – 21) піках попиту (рисунок 3.7).

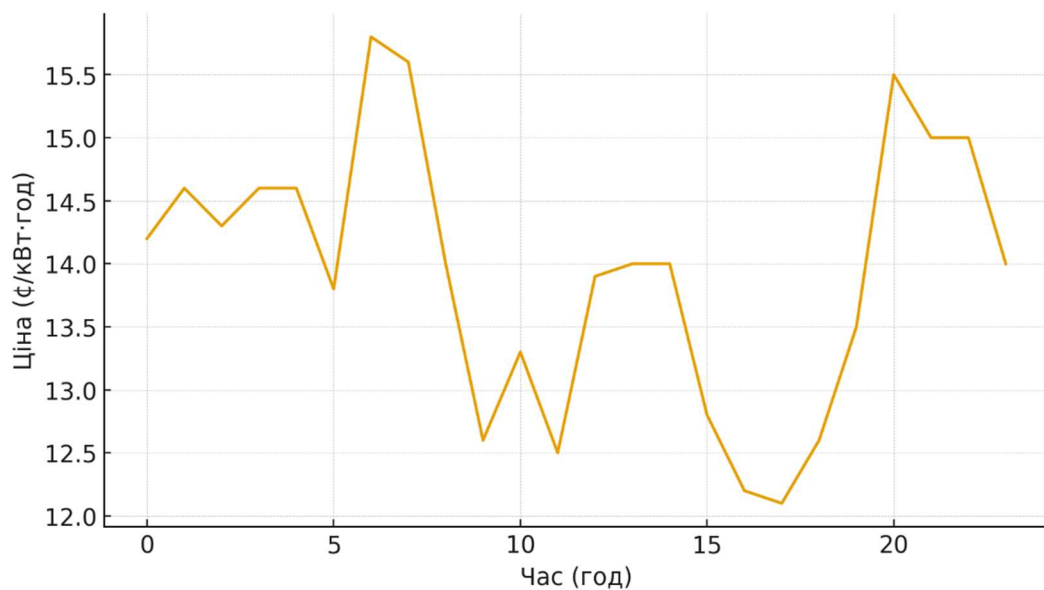


Рисунок 3.7 – Ціна очищення ринку спільноти

Таблиця 3.6 – Закуплена потужність покупцями з мережі (G) та на ринку спільноти (C)

t	j 1		j 2		j 3		j 4		j 5		j 6		j 7		j 8	
	G	C	G	C	G	C	G	C	G	C	G	C	G	C	G	C
0	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	2,33	0	0	2,91	0	2,85	0	2,74
1	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	2,33	0	2,74	0	2,61	0	2	0
2	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	2,33	0	2,74	0	2,61	0	2	0
3	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	2,33	0	0	2,91	0	2,85	0	2,74
4	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	2,33	0	2,74	0	2,61	0	2	0
5	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	2,33	0	2,74	0	2,61	0	2	0
6	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	0	2,96	0	2,91	0	2,85	0	2,74
7	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	2,33	0	2,74	0	2,61	0	2	0
8	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	2,33	0	2,74	0	2,61	0	0,28	1,24
9	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	0,264	0,086	0	2,91	0	2,85	0	2,74
10	5,58	0	4,89	0	0,958	0	0	0,976	0	2,96	0	2,91	0	2,85	0	2,74
11	0	0	0	0	0	3,07	0	3,02	0	2,96	0	2,91	0	2,85	0	2,74
12	5,58	0	2,226	0	0	3,07	0	3,02	0	2,96	0	2,91	0	2,85	0	2,74
13	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	2,33	0	0,39	2,35	0	2,85	0	2,74
14	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	2,33	0	0,716	2,024	0	2,85	0	2,74
15	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	2,33	0	0	2,91	0	2,85	0	2,74
16	5,58	0	4,89	0	0	3,07	0	3,02	0	2,96	0	2,91	0	2,85	0	2,74
17	5,58	0	4,89	0	0	3,07	0	3,02	0	2,96	0	2,91	0	2,85	0	2,74
18	5,58	0	4,89	0	0	3,07	0	3,02	0	2,96	0	2,91	0	2,85	0	2,74
19	5,58	0	4,89	0	0	3,07	0	3,02	0	2,96	0	2,91	0	2,85	0	2,74
20	5,58	0	4,89	0	2,55	0	0	3,02	0	2,96	0	2,91	0	2,85	0	2,74
21	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	2,33	0	2,74	0	2,61	0	2	0
22	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	0	2,33	0	2,74	0	2,61	0	2	0
23	5,58	0	4,89	0	2,55	0	2,48	3,02	2,33	2,96	0	2,91	0	2,85	0	2,74

Таблиця 3.7 - P2P-ціна (грн/кВт·год) та обсяг торгівлі (кВт)

t	Продавець i	Покупці (j)	Обсяг P2P, кВт	P2P-ціна, грн/кВт·год
8	1	j = 8	0,48	14,39
9	1	j = 5	1,98	14,39
10	1	j = 3, j = 4	1,59; 1,50	14,39
11	1	j = 1	1,70	12,43
11	2	j = 1, j = 2	3,88; 4,89	12,43
12	2	j = 2	2,66	12,43

Таблиця 3.8 - Швидкість збіжності запропонованої моделі в оригінальній (модифікованій) тестовій системі.

Дослідження випадку	Загальна кількість ітерацій	Час розв'язання (с)
I	160 (193)	11 (74)
II	385 (402)	180 (631)
III	412 (431)	211 (1067)

Невизначеність PV безпосередньо збільшила залежність споживачів від мережі та зменшила закупівлі в спільноті. Порівняно зі сценарієм лише з ціною-ризиком (розділ 3.3), у цьому сценарії з'являються нові відбори з мережі: наприклад, у $t = 10$ покупець №4 бере з мережі 0,976 кВт (було 0), а в $t = 12$ покупець №2 — 2,226 кВт (було 0) (таблиця 3.6). Обсяги P2P-угод також зменшуються: найбільша угода становить 2,66 кВт на користь продавця №2 у $t = 12$, тоді як у базовому сценарії одиничні P2P-закупівлі сягали 5,58 кВт (таблиця 3.7 та таблиця 3.4).

Фінансово подвійна невизначеність погіршує результат покупців і дещо зменшує вигреш продавців: сумарні прибутки становлять 304.46 грн для продавців і 1127 грн витрат для покупців (проти 347,14 грн та 1100,1 грн у сценарії II та 340,38 грн і 916,19 грн у сценарії I). При цьому обчислювальна стійкість моделі зберігається: для вихідної тестової системи досягнуто збіжності за 412 ітерацій із часом розв'язання 211 с; для модифікованої великої системи — 431 ітерація та 1067 с (таблиця 3.8). Сукупно це кількісно підтверджує, що невизначеність PV підвищує ринкову ціну, стискає P2P-торгівлю та нарощує відбір з мережі, водночас запропонована розподілена робастна модель масштабується без втрати збіжності.

Висновки до розділу 3

1. Експериментальні дослідження на тестовій системі (4 продавці, 8 покупців) підтвердили, що запропонована модель коректно відтворює взаємодію локального пулового ринку та P2P-угод у добовому циклі за реалістичних профілів мережесих цін і PV-генерації. У базовому сценарії (без урахування невизначеностей) P2P-торгівля концентрується у часовому вікні $t \in [8, 12]$ із сумарним обсягом близько 27,1 кВт·год, що призводить до зниження локальної ціни очищення до $\approx 12,0\text{--}12,5$ грн/кВт·год у полуденні години порівняно з ранковим піком $\approx 15,0$ грн/кВт·год. Водночас розподіл економічних вигід залишається асиметричним: сукупний прибуток продавців становить 340,38 грн, тоді як сукупний фінансовий результат покупців є від'ємним (−916,19 грн).

2. Урахування невизначеності мережесих цін (бюджет невизначеності 10) призводить до підвищення та «розтягування» добового профілю локальної ціни очищення: максимальні значення зростають до $\approx 15,7\text{--}15,8$ грн/кВт·год у пікові години ($t \approx 6\text{--}7$ та $t \approx 21$), тоді як мінімум утримується на рівні $\approx 12,5$ грн/кВт·год ($t \approx 10\text{--}11$). Структура закупівель частково зміщується від зовнішньої мережі до ринку спільноти у дорогі години, однак загальний суспільний добробут погіршується: прибуток продавців зростає до 347,14 грн (+2,0% відносно базового сценарію), тоді як фінансовий результат покупців знижується до −1100,1 грн (погіршення приблизно на 20%). Це свідчить, що ризик зростання мережесих цін переважно перекладається на споживачів, тоді як локальна PV-генерація лише частково пом'якшує цінові піки.

3. За подвійної невизначеності (мережесі ціни та PV-генерація) локальна ціна очищення коливається в діапазоні $\approx 12,1\text{--}15,8$ грн/кВт·год, зростає залежність споживачів від зовнішньої мережі та з'являються додаткові відбори електроенергії (зокрема, j_4 : 0,976 кВт у $t=10$; j_2 : 2,226 кВт у $t=12$). Одночасно обсяги P2P-торгівлі суттєво скорочуються: найбільша одинична угода зменшується до 2,66 кВт порівняно з 5,58 кВт у базовому сценарії. У фінансовому вимірі це призводить до

погіршення результатів покупців (≈ -1127 грн) та зменшення прибутку продавців до 304,46 грн. Таким чином, невизначеність PV-генерації підвищує локальні ціни, стискає P2P-торгівлю та зміщує покриття попиту в бік зовнішньої мережі.

4. Обчислювальні експерименти підтвердили збіжність і масштабованість запропонованої розподілено-робастної моделі. Для базової тестової системи досягнуто збіжності за 160 / 385 / 412 ітерацій із часом розв'язання 11 / 180 / 211 с у сценаріях I / II / III відповідно, тоді як для збільшеної системи (40 продавців, 80 покупців) — за 193 / 402 / 431 ітерацію та 74 / 631 / 1067 с. Для порівняння, централізований підхід у сценарії III потребує 2172 с. Отже, модель не лише адекватно відображає економіку локальних енергетичних ринків за різних джерел невизначеності, а й є практично придатною для розв'язання задач значно більшого масштабу.

ВИСНОВКИ

Відповідно до поставлених у вступі завдань у кваліфікаційній роботі отримано такі результати:

1. Узагальнено архітектуру об'єднаних локального та P2P-ринків зі схемою ролей менеджера спільноти (СМ), продавців і покупців та балансуванням через мережу; показано, що поєднання пулового клірингу з двосторонніми угодами створює керований простір координації, де СМ забезпечує єдиний ціновий індикатор і техніко-економічну узгодженість з мережею. Таке формулювання закладає передумови для подальшої децентралізації прийняття рішень і ризик-орієнтованого планування в межах спільноти.

2. Сформульовано математичну постановку максимізації суспільного добробуту спільноти з відповідними балансними обмеженнями, що відображають взаємодію пулового та P2P-механізмів і зовнішнього балансування з мережею. Така постановка дозволяє узгоджувати локальні інтереси агентів із глобальними цілями спільноти без втрати інтерпретованості цінових сигналів.

3. Лінійну цільову функцію переформульовано засобами Augmented Lagrange Relaxation і декомпозовано методом ADMM, що перетворило централізовану задачу на координацію трьох опуклих підзадач (для СМ, продавців і покупців). Показано, що оновлення зв'язувальних множників за цінами очищення зберігає приватність локальних даних, підвищує масштабованість і забезпечує контрольовану збіжність за належного вибору штрафного параметра.

4. Інтегровано робастну складову: невизначеності мережевих цін і PV-генерації змодельовано інтервальними множинами з бюджетами невизначеності на рівні агентів; мін–макс-постановки еквівалентно зведено до задач мінімізації на основі сильної двоїстості. Збережено розподілену структуру алгоритму, що дозволяє будувати узгоджені з критерієм суспільного добробуту ризик-орієнтовані стратегії.

5. Проведено імітаційні експерименти на тестовій системі (8 покупців, 4 продавці) для трьох досліджень випадку: (I) без невизначеностей; (II) з невизначеністю мережових цін; (III) з невизначеністю цін і PV-генерації (бюджети 10/5/10). Виявлено, що невизначеність системно зсовує структуру закупівель і ціноутворення (підвищення локальної ціни очищення, додаткові відбори з мережі в «вузьких місцях», стискання P2P-торгівлі) та змінює розподіл вигащів між групами учасників, за подвійної невизначеності витрати покупців зростають, а вигащ продавців помірно скорочується.

6. Оцінено збіжність і масштабованість: на базовій системі досягнуто збіжності приблизно за 160–412 ітерацій (орієнтовно 11–211 с), на збільшеній— 193–431 ітерація (близько 74–1067 с), що підтверджує придатність підходу для більших задач без втрати стійкості. Додатково показано, що централізована оптимізація суттєво повільніша в умовах подвійної невизначеності, що обґрунтовує переваги розподіленої реалізації.

Загалом поставлені завдання виконано: побудовано інтегровану архітектуру спільноти, сформульовано й розкладено на підзадачі робастну оптимізаційну модель, експериментально підтверджено її ефективність і обчислювальну придатність у сценаріях з різним рівнем невизначеності.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ:

1. D de São José, D., Faria, P., & Vale, Z. (2021). Smart energy community: A systematic review with metanalysis. *Energy Strategy Reviews*, 36, 100678. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2021.100678>
2. Liu, C., & Li, Z. (2022). Comparison of centralized and peer-to-peer decentralized market designs for community markets. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 58(1), 67–77.
3. Lilla, S., et al. (2020). Day-ahead scheduling of a local energy community: An alternating direction method of multipliers approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 35(2), 1132–1142. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2019.2940940>
4. Khorasany, M., Najafi-Ghalelou, A., & Razzaghi, R. (2021). A framework for joint scheduling and power trading of prosumers in transactive markets. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 12(2), 955–965.
5. Nguyen, D. H., Narikiyo, T., & Kawanishi, M. (2018). Optimal demand response and real-time pricing by a sequential distributed consensus-based ADMM approach. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(5), 4964–4974. <https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2676179>
6. Babagheibi, M., Jadid, S., & Kazemi, A. (2022). Distribution locational marginal pricing for congestion management of an active distribution system with renewable-based microgrids under a privacy-preserving market clearing approach and load models. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 32, 100935. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2022.100935>
7. Orozco, C., Borghetti, A., De Schutter, B., Napolitano, F., Pulazza, G., & Tossani, F. (2022). Intra-day scheduling of a local energy community coordinated with day-ahead multistage decisions. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 29, 100573. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2021.100573>

8. Coelho, A., Iria, J., Soares, F., & Lopes, J. P. (2023). Real-time management of distributed multi-energy resources in multi-energy networks. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 34, 101022. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2023.101022>
9. Nagpal, H., Avramidis, I. I., Capitanescu, F., & Madureira, A. G. (2022). Local energy communities in service of sustainability and grid flexibility provision: Hierarchical management of shared energy storage. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*.
10. Khojasteh, M., Faria, P., Lezama, F., & Vale, Z. (2022). Optimal strategy of electricity and natural gas aggregators in the energy and balance markets. *Energy*, 124753. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124753>
11. Ma, L., Liu, N., Zhang, J., & Wang, L. (2019). Real-time rolling horizon energy management for the energy-hub-coordinated prosumer community from a cooperative perspective. *IEEE Transactions on Power Systems*, 34(2), 1227–1242.
12. Jiang, X., Sun, C., Cao, L., Liu, J., Law, N. F., & Loo, K. H. (2023). Peer-to-peer energy trading in energy local area network considering decentralized energy routing. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 34, 100994. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2023.100994>
13. Pourakbari-Kasmaei, M., Asensio, M., Lehtonen, M., & Contreras, J. (2020). Trilateral planning model for integrated community energy systems and PV-based prosumers—A bilevel stochastic programming approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 35(1), 346–361.
14. Cui, S., Wang, Y. W., Shi, Y., & Xiao, J. W. (2020). An efficient peer-to-peer energy-sharing framework for numerous community prosumers. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 16(12), 7402–7412.
15. Mehdinejad, M., Shayanfar, H., Mohammadi-Ivatloo, B., & Nafisi, H. (2022). Designing a robust decentralized energy transactions framework for active prosumers in peer-to-peer local electricity markets. *IEEE Access*, 10, 26743–26755.

16. Mehdinejad, M., Shayanfar, H., & Mohammadi-Ivatloo, B. (2022). Peer-to-peer decentralized energy trading framework for retailers and prosumers. *Applied Energy*, 308, 118310.
17. Javadi, M. S., Gough, M., Nezhad, A. E., Santos, S. F., Shafie-khah, M., & Catalão, J. P. (2022). Pool trading model within a local energy community considering flexible loads, photovoltaic generation and energy storage systems. *Sustainable Cities and Society*, 79, 103747. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2022.103747>
18. Zhang, K., Troitzsch, S., Hanif, S., & Hamacher, T. (2020). Coordinated market design for peer-to-peer energy trade and ancillary services in distribution grids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 11(4), 2929–2941. <https://doi.org/10.1109/TSG.2020.2966216>
19. Vespermann, N., Hamacher, T., & Kazempour, J. (2021). Access economy for storage in energy communities. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(3), 2234–2250.
20. Ullah, M. H., & Park, J. D. (2021). Peer-to-peer energy trading in transactive markets considering physical network constraints. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 12(4), 3390–3403. <https://doi.org/10.1109/TSG.2021.3063960>
21. Crespo-Vazquez, J. L., AlSkaif, T., González-Rueda, A. M., & Gibescu, M. (2021). A community-based energy market design using decentralized decision-making under uncertainty. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 12(2), 1782–1793.
22. Cui, S., Wang, Y. W., Li, C., & Xiao, J. W. (2020). Prosumer community: A risk aversion energy sharing model. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 11(2), 828–838.
23. Yang, X., et al. (2021). Flexibility provisions in active distribution networks with uncertainties. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 12(1), 553–567.
24. Wang, L., Hou, C., Ye, B., Wang, X., Yin, C., & Cong, H. (2021). Optimal operation analysis of integrated community energy system considering the uncertainty of demand response. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(4), 3681–3691.

25. Zhang, Z., Li, R., & Li, F. (2020). A novel peer-to-peer local electricity market for joint trading of energy and uncertainty. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 11(2), 1205–1215.
26. Lu, X., Liu, Z., Ma, L., Wang, L., Zhou, K., & Feng, N. (2020). A robust optimization approach for optimal load dispatch of community energy hub. *Applied Energy*, 259, 114195. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114195>
27. Khojasteh, M., Faria, P., & Vale, Z. (2022). A robust model for aggregated bidding of energy storages and wind resources in the joint energy and reserve markets. *Energy*, 238, 121735. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121735>
28. Ding, T., & Bie, Z. (2017). Parallel augmented Lagrangian relaxation for dynamic economic dispatch using diagonal quadratic approximation method. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(2), 1115–1126. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2572060>
29. Kou, X., et al. (2020). A scalable and distributed algorithm for managing residential demand response programs using alternating direction method of multipliers (ADMM). *IEEE Transactions on Smart Grid*, 11(6), 4871–4882.
30. Khojasteh, M., Faria, P., & Vale, Z. (2021). Energy-constrained model for scheduling of battery storage systems in joint energy and ancillary service markets based on the energy throughput concept. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 133, 107213.
31. Ruiz, C., & Conejo, A. J. (2009). Pool strategy of a producer with endogenous formation of locational marginal prices. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(4), 1855–1866. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2030378>
32. Бубнюк Н. Розподілено-робастне керування енергетичними спільнотами // Матеріали X Міжнародної студентської конференції «Наука сьогодні: від досліджень до стратегічних рішень». – Луцьк, 2025. – С. 240–241.
33. Бубнюк Н.В. Розподілено-робастне управління проектом енергоспільноти з пуловим та P2P-ринками: кількісний аналіз результатів. III Всеукраїнська науково-практична конференція студентів, аспірантів та молодих

вчених «Інтелектуальні комп'ютерні системи та мережі» (ІКСМ осінь 2025), м. Тернопіль, ЗУНУ, 25 листопада 2025 р. С.207-208.

34. Комар М. П., Саченко А.О., Васильків Н.М., Загородня Д.І. Методичні рекомендації до виконання кваліфікаційної роботи з освітньо-професійної програми «Комп'ютерні науки» спеціальності 122 «Комп'ютерні науки» за другим (магістерським) рівнем вищої освіти. – Тернопіль: ЗУНУ, 2024. – 32 с.

Додаток А
Апробація отриманих результатів

МАТЕРІАЛИ X МІЖНАРОДНОЇ
СТУДЕНТСЬКОЇ НАУКОВОЇ
КОНФЕРЕНЦІЇ

СУЧАСНІ АСПЕКТИ ТА
ПЕРСПЕКТИВНІ НАПРЯМКИ
РОЗВИТКУ НАУКИ



М. ЛУЦЬК, УКРАЇНА

**24 ЖОВТНЯ
2025 РІК**



УДК 082:001
С 89



Голова оргкомітету: Корзник І.О.
Заратка Бєлаус Т.В.
Дизайн: Бондаренко І.В.

Рекомендовано до видання Вченою Радою Інституту науково-технічної інтеграції та співпраці. Протокол № 42 від 23.10.2025 року.



Конференцію зареєстровано Державною науковою установою «УкрІНТЕІ» в базі даних науково-технічних заходів України та бюлетені «План проведення наукових, науково-технічних заходів в Україні» (Повідомлення № 453 від 10.06.2025).

Матеріали конференції знаходяться у відкритому доступі на умовах ліцензії Creative Commons Attribution-ShareAlike 4.0 International License (CC BY-SA 4.0).

С 89 Сучасні аспекти та перспективні напрямки розвитку науки: матеріали X Міжнародної студентської наукової конференції, м. Луцьк, 24 жовтня, 2025 рік / ГО «Молодіжна наукова ліга». — Вінниця: ТОВ «УКРЛОГОС Груп», 2025. — 412 с.

ISBN 978-617-8312-98-5
DOI 10.62732/liga-Inter-24.10.2025

Викладено матеріали учасників X Міжнародної мультидисциплінарної студентської наукової конференції «Сучасні аспекти та перспективні напрямки розвитку науки», яка відбулася 24 жовтня 2025 року у місті Луцьк, Україна.

УДК 082:001

ISBN 978-617-8312-98-5

© Колектив учасників конференції, 2025
© ГО «Молодіжна наукова ліга», 2025
© ТОВ «УКРЛОГОС Груп», 2025

Бубняк Надія, здобувачка вищої освіти
факультету комп'ютерних інформаційних технологій
Західноукраїнський національний університет, Україна

РОЗПОДІЛЕНО-РОБАСТНЕ КЕРУВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИМИ СПІЛЬНОТАМИ

Енергетичні спільноти та P2P-торгівля формують нову архітектуру локальних ринків, де просомери й споживачі можуть погоджувати обсяги та ціни безпосередньо, а менеджер спільноти (СМ) очищує пуловий ринок за критерієм суспільного добробуту. Метою цього короткого огляду є стислий виклад підходів, що лежать в основі розподілено-робастного керування такими ринками, і узагальнення кількісних ефектів, отриманих у нашому дослідженні (розділи 2–3).

Таблиця 1

Ключові підходи й результати для керування спільнотами

Публікація/підхід	Основний внесок / переваги
ADMM для P2P-ринків [1]	Децентралізація, приватність даних, лінійна масштабованість за числом агентів.
Робастна оптимізація цім мережі [2]	Ризик-орієнтовані стратегії за найгірших реалізацій тарифів; передбачуваність витрат.
Пуловий ринок спільноти [3]	Очищення за соціодоброботу; прозорий локальний ціновий сигнал.
Стохастична послідовна модель «Day-Ahead-RT» [4]	Угодження рішень між ринками, врахування сценаріїв ВДЕ.
Наше дослідження (ALR+ADMM+RO)	Єдина розподілено-робастна модель для пулового й P2P-ринків; кількісні результати: діапазон локальних цім 12.0–15.8 є/кВт·год; прибуток продажів у сценаріях I–III: 340.38 → 347.14 → 304.46 є; витрати покупок: -916.19 → -1100.1 → -1127 є; збіжність 160–412 ітерацій (11–211 с) та 431 ітерація (1067 с) на розширеній системі.

Аналіз показує, що поєднання ALR (для диференційовності цільової функції), ADMM (для декомпозиції) та RO (для контролю ризику) надає спільнотам стійкі механізми ціноутворення й планування під невизначеністю. Робастні бюджети зменшують чутливість до волатильних мережевих тарифів і стохастичної PV-генерації, а децентралізація зберігає приватність та пришвидшує розв'язання. Кількісні експерименти (три сценарії) підтвердили: підвищення невизначеності піднімає очищувальну ціну (до ~15.8 є/кВт·год), скорочує P2P-обсяги та зсуває закупівлі в мережу, однак модель зберігає збіжність і масштабованість.

Отже, розподілено-робастний підхід є перспективним інструментом практичного енергоменеджменту спільнот: він забезпечує керований компроміс між ефективністю, стійкістю до ризику й обчислювальною придатністю, що важливо для впровадження у реальних платформах локальних ринків.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ:

1. Cui, S., Wang, Y. W., Shi, Y., & Xiao, J. W. (2020). An efficient peer-to-peer energy-sharing framework for numerous community prosumers. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 16(12), 7402–7412.
2. Mehdinejad, M., Shayanfar, H., Mohammadi-Ivatloo, B., & Nafisi, H. (2022). Designing a robust decentralized energy transactions framework for active prosumers in peer-to-peer local electricity markets. *IEEE Access*, 10, 26743–26755.
3. Javadi, M. S., Gough, M., Nezhad, A. E., Santos, S. F., Shafiq-khah, M., & Catalão, J. P. (2022). Pool trading model within a local energy community considering flexible loads, photovoltaic generation and energy storage systems. *Sustainable Cities and Society*, 79, 103747. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2022.103747>
4. Crespo-Vazquez, J. L., AlSkaf, T., González-Rueda, A. M., & Gibescu, M. (2021). A community-based energy market design using decentralized decision-making under uncertainty. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 12(2), 1782–1793.

ЗАХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
 ФАКУЛЬТЕТ КОМП'ЮТЕРНИХ ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
 КАФЕДРА КОМП'ЮТЕРНОЇ ІНЖЕНЕРІЇ



Комп'ютерна
Інженерія



**III ВСЕУКРАЇНСЬКА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА
 КОНФЕРЕНЦІЯ СТУДЕНТІВ, АСПІРАНТІВ ТА
 МОЛОДИХ ВЧЕНИХ
 «ІНТЕЛЕКТУАЛЬНІ КОМП'ЮТЕРНІ СИСТЕМИ ТА
 МЕРЕЖІ»**

**ІКСМ
 ОСІНЬ 2025**

25 ЛИСТОПАДА 2025



KI.WUNU.EDU.UA/CONFERENCE/

**ТЕРНОПІЛЬ
 2025**



<i>Пархомчук Я.І.</i>	
Модель та засоби системи розумного будинку з використанням стохастичних мереж Петрі	201
<i>Ділай Р.І.</i>	
Гібридний метод виявлення об'єктів на основі зіставлення ознак зображень.....	203
<i>Дідух Д. Р.</i>	
Модель інтеграції мовних технологій у програмну систему для навчання іноземним мовам.....	205
<i>Бубнюк Н.В.</i>	
Розподілено-робастне управління проектом енергоспільноти з пуловим та P2P-ринками: кількісний аналіз результатів	207
<i>Черній І.Р.</i>	
Застосування машинного навчання в управлінні закупівельними проектами для виявлення змовницької поведінки	209

Бубнюк Н.В.
 магістр 2 курсу ФКІТ ЗУНУ
 Науковий керівник к.т.н., доцент Лендюк Т.В., кафедра ІОСУ ЗУНУ

РОЗПОДІЛЕНО-РОБАСТНЕ УПРАВЛІННЯ ПРОЄКТОМ ЕНЕРГОСПІЛЬНОТИ З ПУЛОВИМ ТА P2P-РИНКАМИ: КІЛЬКІСНИЙ АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ

Вступ. Зростання частки розподілених енергетичних ресурсів і поява локальних енергетичних спільнот зумовлюють необхідність перегляду підходів до управління проєктами у сфері енергоменеджменту. Поєднання пулового (локального) ринку енергоспільноти з одноранговою (P2P) торгівлею створює додаткові можливості для ефективного використання локальної генерації, однак суттєво ускладнює процес координації рішень між учасниками, особливо в умовах невизначеності цін мережі та фотоелектричної (PV) генерації [1].

Постановка задачі. Об'єкт дослідження – процеси управління проєктами створення та функціонування локальних систем розподілу енергетичних ресурсів територіальних громад. Предмет дослідження – розподілено-робастна модель управління енергетичним проєктом на основі інтеграції пулового ринку та P2P-торгівлі. Головна мета даного дослідження полягає у практичній реалізації та кількісному аналізі ефективності розподілено-робастної моделі управління проєктом створення системи розподілу енергії громади. Такий підхід має на меті забезпечення стійкого, масштабованого та економічно ефективного середовища для розподілу енергоресурсів в умовах невизначеності цін мережі та фотоелектричної (PV) генерації.

Основний матеріал. Зростання частки відновлюваних джерел енергії та поява енергетичних спільнот відіграють ключову роль у сучасній енергетиці, проте створюють значні виклики для координації рішень. Класичні централізовані моделі управління не забезпечують належної масштабованості та конфіденційності даних, що вимагає переходу до розподілених підходів. Ефективне впровадження та управління енергоспільнотою здійснюється за допомогою розподіленого алгоритму оптимізації ADMM та методів робастного планування (RO).

Практична реалізація моделі виконана для добової тестової системи, що складається з 8 покупців і 4 продавців, які взаємодіють через координатора спільноти (CM). Очікувані значення PV-генерації мають пікові значення у часовому інтервалі 9–15 год, з максимальним випуском понад 12 кВт у найбільш сприятливому сценарії. Очікувані ціни купівлі електроенергії з мережі протягом доби змінюються в діапазоні $\approx 11,7$ – $15,0$ €/кВт·год, з характерними ранковими та вечірніми піками.

Для оцінювання впливу невизначеностей розглянуто три сценарії:

- Сценарій I — без урахування невизначеностей;
- Сценарій II — невизначеність мережевих цін з бюджетом $\Phi = 10$;
- Сценарій III — комбінована невизначеність мережевих цін і PV-генерації з бюджетами $\Phi = 10/5/10$ для покупців, продавців і CM відповідно.

Крок ітерацій ADMM становив 0,005, критерій збіжності — $\epsilon = 0,05$, варіації невизначених параметрів — 5% від очікуваних значень.

У сценарії без невизначеностей (Сценарій I) результати демонструють чітку добову структуру закупівель. У години пікової PV-генерації (≈ 10 – 14 год) обсяги закупівлі електроенергії з мережі для окремих покупців зменшуються до 0–0,3 кВт, тоді як до 100% потреб покривається за рахунок локального та P2P-ринків.

Ціна очищення локального ринку в цей період знижується до рівня ≈ 7 – 9 €/кВт·год, що є істотно нижчим за мережеву ціну купівлі. Це дозволяє зменшити середні витрати покупців і мінімізувати втрати від «злиття» надлишкової PV-генерації, підтверджуючи ефективність інтеграції P2P-торгівлі в управління проєктом енергоспільноти [1].

За умов невизначеності мережевих цін (Сценарій II) спостерігається системний перехід до більш консервативних стратегій. Середня ціна очищення локального ринку зростає на 6–9% порівняно з базовим сценарієм, а частка енергії, що закуповується з мережі в пікові години, збільшується на ≈ 10 – 15% .

Обсяги P2P-торгівлі зменшуються, що призводить до зростання сукупних витрат покупців, водночас доходи продавців залишаються відносно стабільними за рахунок підвищення внутрішньої ціни. Така поведінка системи відповідає очікуванню властивостям робастної оптимізації, орієнтованої на захист від несприятливих сценаріїв [3].

Найбільш виражені кількісні ефекти зафіксовано у Сценарії III. Подняття невизначеності цін і PV-генерації призводить до:

- зростання очищувальної ціни спільноти на $\approx 12\text{--}18\%$;
- скорочення обсягів P2P-торгівлі до $30\text{--}40\%$ від базового сценарію;
- збільшення середніх витрат покупців на $\approx 15\text{--}20\%$;
- помірного зниження прибутків продавців на $\approx 5\text{--}8\%$.

Попри це, модель забезпечує повне дотримання балансних і технічних обмежень, що свідчить про її здатність підтримувати стабільну реалізацію проєкту навіть у найгірших сценаріях невизначеності.

Алгоритм демонструє стабільну збіжність у всіх сценаріях. Для базової системи збіжність досягається за ≈ 412 ітерацій, що відповідає ≈ 211 с обчислювального часу. Для збільшеної системи кількість ітерацій зростає незначно — до ≈ 431 , а час виконання становить ≈ 1067 с, що підтверджує прийнятну масштабованість і практичну придатність підходу для реальних проєктів громадської енергетики.

Висновки. Результати підтверджують, що розподілено-робастна модель є ефективним інструментом управління проєктом енергоспільноти. Інтеграція пулового та P2P-ринків забезпечує зниження витрат у сприятливих умовах, тоді як робастна оптимізація гарантує передбачуваність і стійкість рішень за наявності невизначеностей. Запропонований підхід є практично придатним для впровадження в цифрові платформи енергоменеджменту громад і може слугувати основою для масштабування таких проєктів.

Список літератури

1. Parag, Y., & Sovacool, B. K. (2016). Electricity market design for the prosumer era. *Nature Energy*, 1, Article 16032. <https://doi.org/10.1038/nenergy.2016.32>
2. Boyd, S., Parikh, N., Chu, E., Peleato, B., & Eckstein, J. (2011). Distributed optimization and statistical learning via the alternating direction method of multipliers. *Foundations and Trends® in Machine Learning*, 3(1), 1–122. <http://dx.doi.org/10.1561/22000000016>
3. Bertsimas, D., & Sim, M. (2004). The price of robustness. *Operations Research*, 52(1), 35–53. <https://doi.org/10.1287/opre.1030.0065>