

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
Навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту
Кафедра електропостачання

«На правах рукопису»
УДК _____

До захисту допущено:
Завідувач кафедри
_____ **Олена БОРИЧЕНКО**

« _____ » _____ 20 _____ р.

МАГІСТЕРСЬКА ДИСЕРТАЦІЯ

на здобуття ступеня магістра
за освітньо-професійною програмою «Енергетичний менеджмент та
енергоефективні технології»
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»
на тему: «Розробка підходів до управління попитом побутових
споживачів в умовах розвитку розподіленої генерації»

Виконала:

студентка II курсу, групи ГН-з41мп
Євдокімова Анастасія Володимирівна

Науковий керівник:

к.т.н., доц. Бориченко О.В

Консультант з нормоконтролю:

ас. Прокопенко І.Д

Рецензент:

*Посада, науковий ступінь, вчене звання,
Прізвище, ім'я, по батькові*

Засвідчую, що у цій магістерській
дисертації немає запозичень з праць інших
авторів без відповідних посилань.
Студентка _____

Київ – 2025 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту
Кафедра електропостачання

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
_____Олена БОРИЧЕНКО
«___»___20__р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську дисертацію студентці Євдокімовій Анастасії Володимирівни

1. Тема дисертації «Розробка підходів до управління попитом побутових споживачів в умовах розвитку розподіленої генерації», науковий керівник дисертації к.т.н. доц. Бориченко Олена Володимирівна затверджені наказом по університету від 03 листопада 2025 р. №4750-с

2. Термін подання студентом дисертації : 17 грудня 2025 року.

3. Об'єкт дослідження: побутові споживачі електричної енергії в умовах інтеграції розподіленої генерації (сонячні панелі, системи зберігання енергії).

4. Предмет дослідження: методи, моделі та інструменти управління попитом (Demand Side Management, Demand Response) побутових споживачів із урахуванням особливостей роботи розподіленої генерації та тарифних механізмів.

5. Перелік завдань, які потрібно розробити: 1)Провести аналітичний огляд літературних джерел, міжнародних стандартів та нормативно-правової бази з питань управління попитом (Demand Side Management, DSM) і розподіленої генерації.2) Визначити теоретичні засади управління попитом побутових

споживачів в умовах цифровізації енергетики та інтеграції ВДЕ. 3) Проаналізувати сучасний стан і тенденції розвитку розподіленої генерації (сонячних панелей, систем зберігання енергії, мікрогенерації) в Україні та країнах ЄС. 4) Дослідити особливості споживання електричної енергії домогосподарствами та поведінкові чинники, що впливають на формування попиту. 5) Розробити математичну модель управління попитом побутових споживачів із урахуванням інтеграції розподілених джерел енергії, тарифних механізмів і технічних обмежень. 6) Виконати моделювання сценаріїв функціонування інтелектуальних систем керування та оцінити їх вплив на графік споживання. 7) Здійснити економічну оцінку ефективності застосування систем управління попитом та визначити потенціал зниження витрат споживачів. 8) Розробити концепцію стартап-проєкту або бізнес-моделі комерціалізації інтелектуальної системи управління попитом для побутових користувачів.

6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу : структурні схеми ринку електричної енергії та місця побутового споживача в ньому, схеми конфігурації дахової СЕС і домашніх накопичувачів, а також алгоритми роботи HEMS/BEMS. Окрему групу становлять добові та сезонні графіки електроспоживання і генерації, погодинні профілі кінцевого споживання, діаграми розподілу самоспоживання, заряду АКБ та продажу надлишків у мережу, а також графіки грошових потоків, показника NPV, відносної економії витрат і підсумкова SWOT-діаграма порівняння сценаріїв управління попитом.

7. Орієнтовний перелік публікацій

- Наука і технології XXI століття: Матеріали XXIV Міжнародної онлайн-конференції з досліджень і розробок для студентів та молодих дослідників, 23 листопада 2023 року. Київ, 2023. Частина I. 200 с.
- Наука і технології XXI століття: Матеріали XXIII Міжнародної онлайн-конференції з досліджень і розробок для студентів та молодих дослідників, 15 грудня 2022 року. Київ, 2022, Частина 1. 140 с. ;
- New Horizons in Scientific Research: Challenges and Solutions "Організація збутової діяльності» (2024 рік)" (2024 рік)

▪ .XXIII Міжнародної науково-практичної конференції " «Розвиток підприємництва як фактор зростання національної економіки» – «Вплив реформування ринку електроенергії на розвиток підприємництва в Україні» (2024)

▪ "Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – PEMS 2025"

8. Консультанти розділів дисертації

Нормоконтроль

ас. Прокопенко І.Д

9. Дата видачі завдання 01 вересня 2025 року.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Отримання завдання	01.09.2025	Вик.
2	Аналіз літературних джерел та нормативної бази	01.09.2025 – 08.09.2025	Вик.
3	Формування теоретичних основ управління попитом побутових споживачів	08.09.2025 – 22.09.2025	Вик.
4	Аналіз стану та тенденцій розвитку розподіленої генерації в Україні та ЄС	22.09.2025 – 28.09.2025	Вик.
5	Дослідження особливостей споживання електроенергії домогосподарствами	29.09.2025 – 12.10.2025	Вик.
6	Моделювання сценаріїв управління попитом із використанням HEMS/BEMS	13.10.2025 – 27.10.2025	Вик.
7	Оцінка економічної ефективності застосування систем управління попитом	27.10.2025 – 09.11.2025	Вик.
8	Розробка концепції та алгоритму оптимального управління навантаженням	10.11.2025 – 24.11.2025	Вик.
9	Розробка концепції стартап-проекту	24.11.2025 – 30.11.2025	Вик.
10	Оформлення основного тексту дисертації	01.12.2025 – 07.12.2025	Вик.
11	Підготовка реферату, графічного матеріалу та презентації	07.12.2025 – 14.12.2025	Вик.
12	Передзахист магістерської дисертації	17.12.2025	Вик.
13	Захист магістерської дисертації	22.12.2025	Вик.

Студент

Анастасія ЄВДОКІМОВА

Науковий керівник

Олена БОРИЧЕНКО

РЕФЕРАТ

Структура та обсяг роботи. Магістерська дисертація складається зі вступу, 4 розділів, висновків та додатків. Загальний обсяг роботи — 160 сторінок. У роботі міститься 21 рисунок, 57 таблиць. Список використаних джерел включає 83 найменувань та 1 додаток.

Актуальність теми. Сучасні тенденції розвитку енергетики характеризуються активною децентралізацією виробництва електроенергії, поширенням відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) та цифровізацією енергетичних процесів. В умовах інтеграції України до європейського енергетичного простору, а також зростання ролі побутових споживачів як активних учасників енергоринку, питання ефективного управління попитом (Demand Side Management, DSM) набуває особливої актуальності. Розвиток розподіленої генерації (сонячних панелей, систем зберігання енергії) створює нові можливості для оптимізації споживання, зниження навантаження на мережу та підвищення енергетичної стійкості домогосподарств. Проте впровадження таких технологій потребує розробки нових математичних моделей та інтелектуальних систем керування, здатних забезпечити баланс між економічною вигодою, технічною надійністю та екологічною ефективністю.

Метою дослідження є розроблення підходів до управління попитом побутових споживачів України в умовах розвитку розподіленої генерації та післявоєнного відновлення енергосистеми на основі моделювання роботи домогосподарств із даховими сонячними електростанціями, системами зберігання енергії та системами управління енергією в домогосподарстві.

Для досягнення поставленої мети в магістерській дисертації були вирішені такі основні завдання:

1. Проаналізувано теоретичні та практичні аспекти управління попитом на електричну енергію в побутовому секторі України.
2. Сформувані та обґрунтовані методологічні підходи, моделі й алгоритми управління попитом побутових споживачів з урахуванням можливостей розподіленої генерації та систем зберігання енергії.

3. Розроблені та реалізовані модельні сценарії роботи домогосподарств із даховими СЕС, АКБ і HEMS, проведено кількісну оцінку їх економічної ефективності за показником NPV для різних тарифних режимів.
4. Оцінено вплив розроблених сценаріїв управління попитом на рівень витрат домогосподарств, пікові навантаження та умови балансування об'єднаної енергосистеми України.
5. На основі результатів моделювання запропоновано концепцію стартап-проєкту інтелектуальної системи керування електроспоживанням побутових споживачів на основі AI.

Об'єкт дослідження. Процес управління попитом побутових споживачів в енергосистемі з інтегрованими джерелами розподіленої генерації та системами зберігання енергії.

Предмет дослідження. Методи, алгоритми та моделі оптимізації режимів енергоспоживання побутових користувачів із урахуванням роботи сонячних панелей, акумуляторних систем і змін тарифної політики.

Методи дослідження. У роботі застосовано методи системного аналізу для узагальнення теоретичних підходів до управління попитом і розподіленої генерації; методи аналізу та синтезу нормативно-правової та статистичної інформації щодо функціонування ринку електричної енергії та тарифоутворення в Україні; методи статистичної обробки даних для формування погодинних профілів споживання й генерації. Математичне моделювання та імітаційне моделювання використано для побудови сценаріїв роботи домогосподарств із СЕС, акумуляторними системами та HEMS, а засоби оптимізації (зокрема рішення задач у середовищі Excel Solver) – для визначення раціональної кількості панелей і параметрів обладнання. Оцінка економічної доцільності здійснюється на основі дисконтування грошових потоків і розрахунку NPV, доповнених сценарним аналізом та SWOT-оцінкою варіантів управління попитом.

Наукова новизна: Розроблено комплексну модель управління попитом побутових споживачів із урахуванням інтеграції розподіленої генерації та систем зберігання енергії. Запропоновано математичну постановку задачі оптимізації

режимів споживання з урахуванням економічних і технічних обмежень. Удосконалено підхід до прогнозування та регулювання попиту з використанням алгоритмів штучного інтелекту (AI).

Практичне значення. Результати дослідження можуть бути використані для:

- підвищення ефективності енергоспоживання побутових користувачів;
- зменшення пікових навантажень у локальних мережах;
- інтеграції розподіленої генерації у баланс енергосистеми;
- створення комерційних продуктів у сфері енергетичного менеджменту на базі штучного інтелекту;

Апробація результатів.

"Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – REMS 2025"-
«Бар'єри та перспективи впровадження систем управління попитом в Україні»

Публікації.

1. Наука і технології XXI століття: Матеріали XXIV Міжнародної онлайн-конференції з досліджень і розробок для студентів та молодих дослідників, 23 листопада 2023 року. Київ, 2023. Частина I. 200 с.- «Company EcoFlow and their products as energy-saving technologies»

2. Наука і технології XXI століття: Матеріали XXIII Міжнародної онлайн-конференції з досліджень і розробок для студентів та молодих дослідників, 15 грудня 2022 року. Київ, 2022, Частина 1. 140 с. ; - «App consumption dashboard»

3. Всеукраїнській студентській науково-практичній конференції “Визначні досягнення у науці та техніці” (Significant Achievements in Science and Technology) “Визначні досягнення у науці та техніці” (Significant Achievements in Science and - Technology) (11 листопада 2020)- «Kinetic quick-charge battery»

4. New Horizons in Scientific Research: Challenges and Solutions - «Організація збутової діяльності» (2024 рік)

5. .XXIII Міжнародної науково-практичної конференції "Розвиток підприємництва як фактор зростання національної економіки" - "Вплив реформування ринку електроенергії на розвиток підприємництва в Україні"(2024)

6. "Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – PEMS 2025"-
«Бар'єри та перспективи впровадження систем управління попитом в Україні»

Ключові слова. УПРАВЛІННЯ ПОПИТОМ, РОЗПОДІЛЕНА ГЕНЕРАЦІЯ, СИСТЕМИ ЗБЕРІГАННЯ ЕНЕРГІЇ, ОПТИМІЗАЦІЯ, DSM, AI, ІНТЕЛЕКТУАЛЬНІ ЕНЕРГОСИСТЕМИ, ПОБУТОВІ СПОЖИВАЧІ, ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ, SMART GRID.

ABSTRACT

Structure and scope of the thesis. The master's thesis consists of an introduction, 4 chapters, conclusions and appendices. The total volume of the thesis is 160 pages. The thesis contains 21 figures and 57 tables. The list of references includes 83 sources and 1 appendix.

Relevance of the topic. Current trends in the development of the energy sector are characterised by active decentralisation of electricity generation, the expansion of renewable energy sources (RES) and the digitalisation of energy processes. Under the conditions of Ukraine's integration into the European energy area and the growing role of household consumers as active participants in the electricity market, the issue of effective demand-side management (DSM) becomes particularly important. The development of distributed generation (solar PV panels, energy storage systems) creates new opportunities for optimising consumption, reducing the load on the grid and increasing the energy resilience of households. However, the implementation of such technologies requires the development of new mathematical models and intelligent control systems capable of ensuring a balance between economic benefits, technical reliability and environmental performance.

The aim of the research is to develop approaches to demand-side management for household consumers in Ukraine under conditions of distributed generation development and post-war recovery of the power system, based on modelling the operation of households with rooftop solar PV systems, energy storage systems and home energy management systems.

In order to achieve this aim, the following main tasks were solved in the master's thesis:

1. Theoretical and practical aspects of demand-side management for electricity in the residential sector of Ukraine were analysed.

2. Methodological approaches, models and algorithms for demand-side management of household consumers were developed and substantiated, taking into account the capabilities of distributed generation and energy storage systems.

3. Model scenarios of the operation of households with rooftop PV systems, battery storage and HEMS were developed and implemented; a quantitative assessment of their economic efficiency in terms of NPV was carried out for different tariff regimes.

4. The impact of the proposed demand-side management scenarios on household expenditure, peak loads and the conditions for balancing the Integrated Power System of Ukraine was evaluated.

5. Based on the modelling results, a concept of a start-up project for an AI-based intelligent control system for household electricity consumption was proposed.

Object of the research. The process of demand-side management for household consumers in a power system with integrated distributed generation sources and energy storage systems.

Subject of the research. Methods, algorithms and models for optimising household energy consumption modes, taking into account the operation of solar panels, battery systems and changes in tariff policy.

Research methods. The thesis applies systems analysis methods to generalise theoretical approaches to demand-side management and distributed generation; methods of analysis and synthesis of regulatory and statistical information on the functioning of the electricity market and tariff formation in Ukraine; and statistical data-processing methods to form hourly consumption and generation profiles. Mathematical modelling and simulation were used to construct scenarios of the operation of households with PV systems, battery storage and HEMS, while optimisation tools (in particular solving problems in the Excel Solver environment) were applied to determine the optimal number of panels and equipment parameters. The economic feasibility assessment is based on discounting cash flows and calculating NPV, supplemented by scenario analysis and SWOT assessment of demand-side management options.

Scientific novelty. A comprehensive model of demand-side management for household consumers has been developed, taking into account the integration of distributed generation and energy storage systems. A mathematical formulation of the optimisation problem for consumption modes has been proposed, considering economic and technical

constraints. The approach to demand forecasting and control using artificial intelligence (AI) algorithms has been improved.

Practical significance. The research results can be used to:

- increase the efficiency of energy consumption by household users;
- reduce peak loads in local grids;
- integrate distributed generation into the power system balance;
- create commercial products in the field of energy management based on artificial intelligence.

Approval of the results. "Energy Management: State and Prospects of Development – PEMS 2025" – paper «Barriers and Prospects for the Implementation of Demand-Side Management Systems in Ukraine».

Publications.

1.Science and Technologies of the XXI Century: Proceedings of the XXIV International Online Conference on Research and Development for Students and Young Researchers, 23 November 2023, Kyiv, 2023, Part I, 200 p. – «Company EcoFlow and their products as energy-saving technologies».

2.Science and Technologies of the XXI Century: Proceedings of the XXIII International Online Conference on Research and Development for Students and Young Researchers, 15 December 2022, Kyiv, 2022, Part I, 140 p. – «App consumption dashboard».

3.All-Ukrainian Student Scientific and Practical Conference “Significant Achievements in Science and Technology” (11 November 2020) – «Kinetic quick-charge battery».

4.New Horizons in Scientific Research: Challenges and Solutions – «Організація збутової діяльності» (2024).

5.XXIII International Scientific and Practical Conference "Development of Entrepreneurship as a Factor of National Economic Growth" – «Вплив реформування ринку електроенергії на розвиток підприємництва в Україні» (2024).

6."Energy Management: State and Prospects of Development – PEMS 2025" – «Бар’єри та перспективи впровадження систем управління попитом в Україні».

Keywords. DEMAND-SIDE MANAGEMENT, DISTRIBUTED GENERATION, ENERGY STORAGE SYSTEMS, OPTIMISATION, DSM, AI, INTELLIGENT ENERGY SYSTEMS, HOUSEHOLD CONSUMERS, ENERGY EFFICIENCY, SMART GRID

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

ШІ - штучний інтелект

ВДЕ - відновлювані джерела енергії

DR (Demand Response) – реакція споживачів на зміну попиту або ціни на електроенергію

HEMS (Home Energy Management System) – система управління енергією в домогосподарстві

BEMS (Building Energy Management System) – система управління енергією будівлі

VPP (Virtual Power Plant) – віртуальна електростанція

IoT (Internet of Things) – Інтернет речей

AI (Artificial Intelligence) – штучний інтелект

MILP (Mixed Integer Linear Programming) – змішане цілочисельне лінійне програмування

RL (Reinforcement Learning) – навчання з підкріпленням

GA (Genetic Algorithm) – генетичний алгоритм

PSO (Particle Swarm Optimization) – оптимізація рою частинок

CNN (Convolutional Neural Network) – згорткова нейронна мережа

LSTM (Long Short-Term Memory) – нейронна мережа з довготривалою пам'яттю

ARIMA (Autoregressive Integrated Moving Average) – авторегресійна інтегрована модель ковзного середнього

Smart Grid – інтелектуальна енергетична мережа

ESS (Energy Storage System) – система зберігання енергії

ToU (Time-of-Use Tariff) – тариф, диференційований за часом доби

ЗМІСТ

ВСТУП.....	17
1 ТЕОРЕТИЧНІ ТА ПРАКТИЧНІ АСПЕКТИ УПРАВЛІННЯ ПОПИТОМ НА ЕЛЕКТРИЧНУ ЕНЕРГІЮ	20
1.1 Поняття та сутність Demand Side Management (DSM).....	20
1.2 Особливості споживання електроенергії в побутовому секторі.....	28
1.3 Розвиток відновлюваної енергетики та розподіленої генерації.....	38
1.4 Огляд нормативно-правового регулювання.....	50
1.5 Проблеми та бар'єри управління попитом у сучасних умовах.....	51
Висновки до розділу 1.....	54
2 МЕТОДОЛОГІЧНІ ПІДХОДИ ДО УПРАВЛІННЯ ПОПИТОМ ПОБУТОВИХ СПОЖИВАЧІВ	56
2.1 Класифікація методів регулювання попиту.....	56
2.2 Алгоритми оптимізації режимів споживання.....	62
2.3 Використання прогнозування навантажень і моделювання профілю споживання.....	67
2.4 Інтелектуальні системи керування попитом.....	70
Висновки до розділу 2.....	73
РОЗДІЛ 3. РОЗРОБКА ПІДХОДІВ ДО УПРАВЛІННЯ ПОПИТОМ В УМОВАХ РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ	75
3.1 Постановка задачі оптимізації режимів роботи побутового споживача	75
3.1.1. Склад домогосподарств, локація та енергетичний контекст	75
3.1.2 Профілі навантаження: джерела, побудова та перевірка	76
3.1.3 Встановлення розподілених джерел у домогосподарстві: конфігурації, підбір та розрахунки	83
3.2 Сценарне моделювання роботи домогосподарств.....	101
3.2.1 Моделювання сценарію 1.1 (Самозабезпечення будинку).....	103
3.2.2 Моделювання сценарію 1.2.1 (Продаж надлишків з арбітражем)	110
3.2.3 Моделювання сценарію 1.2.2 (Продаж надлишків без накопичувача)	114

	15
3.2.4 Моделювання сценарію 2.1 (Самозабезпечення квартири)	117
3.2.5 Моделювання сценарію 2.2 (Квартирний арбітраж (продаж з накопичувача))	119
3.3 Результати моделювання.....	119
Висновки до розділу 3.....	128
РОЗДІЛ 4. СТАРТАП-ПРОЄКТ: «ІНТЕЛЕКТУАЛЬНА СИСТЕМА УПРАВЛІННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЄЮ НА ОСНОВІ AI»	131
4.1 Опис ідеї проєкту.....	131
4.1.1 Зміст ідеї	131
4.1.2 Можливі напрямки застосування	132
4.1.3. Основні вигоди для користувача	133
4.1.4. Відмінність від існуючих аналогів і конкурентів	133
4.2 Технологічний аудит ідеї проєкту.....	135
4.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап -проєкту.....	137
4.3.1 Попередня характеристика потенційного ринку	137
4.3.2 Характеристика потенційних клієнтів	138
4.3.3 SWOT-аналіз стартап-проєкту.....	138
4.4 Розроблення ринкової стратегії проєкту.....	142
4.4.1 Вибір цільових груп потенційних споживачів.....	142
4.4.2 Визначення базової стратегії розвитку	143
4.4.3 Визначення базової стратегії конкурентної поведінки	143
4.4.4 Визначення стратегії позиціонування	144
4.5 Розробка маркетингової програми стартап-проєкту.....	144
4.5.1 Визначення ключових переваг концепції потенційного товару	144
4.5.2 Формування трирівневої маркетингової моделі товару	145
4.5.3 Визначення меж встановлення цін	145
4.5.4 Формування системи збуту.....	146
4.5.5 Концепція маркетингових комунікацій	146
Висновки до розділу 4.....	147
ВИСНОВКИ.....	149

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	152
--	------------

ВСТУП

Повномасштабна агресія російської федерації проти України радикально змінила умови функціонування вітчизняної енергосистеми. Масовані ракетні та дроніві удари по генерувальних об'єктах і мережевій інфраструктурі призвели до втрати значної частини встановлених потужностей та обмеження пропускної здатності мереж. У результаті в осінньо-зимові періоди почали систематично запроваджуватися аварійні, а згодом і планові обмеження споживання, що стало прямим наслідком дефіциту електроенергії та необхідності підтримувати стійкість об'єднаної енергосистеми. Особливо гостро ця проблема проявилася взимку 2024–2025 років, коли через низькі температури й підвищене електроспоживання відключення світла, у тому числі багатогодинні, фактично перетворилися для домогосподарств на повсякденну реальність.

У таких умовах українські побутові споживачі змушені були самостійно шукати рішення для забезпечення базових енергетичних потреб. На ринку стрімко зросла пропозиція резервних джерел живлення: портативних станцій і літій-іонних накопичувачів, бензинових та дизельних генераторів, малих дахових сонячних електростанцій, гібридних інверторів тощо. Для більшості домогосподарств первинною мотивацією інвестицій у такі технології була не економія коштів, а підвищення енергетичної безпеки, здатність підтримувати критичні навантаження під час відключень, зберегти комфорт і життєво важливі функції житла. Фактично за кілька років сформувався значний децентралізований парк генерувального й накопичувального обладнання, що належить приватним споживачам і функціонує поза межами традиційних схем планування й управління енергосистемою.

Очевидно, що після стабілізації безпекової ситуації та відновлення інфраструктури масштабні аварійні відключення будуть поступово зведені до мінімуму, а централізована система електропостачання повернеться до більш прогнозованого режиму роботи. Водночас придбані в період війни дахові СЕС, домашні накопичувачі та інші резервні рішення залишаться в розпорядженні домогосподарств. Для значної частини користувачів постане питання: яким чином ці активи можуть бути інтегровані в повсякденну експлуатацію, щоб не

перетворитися на «мертвий капітал», а забезпечувати тривалий економічний та системний ефект. Саме в цьому контексті особливої актуальності набуває концепція управління попитом (Demand Side Management, DSM) та перехід від «пасивного» споживача до активного просюмера, який здатен гнучко реагувати на цінові сигнали, формувати власний графік споживання й взаємодіяти з ринком електроенергії.

З наукової та практичної точок зору наявність у побутових споживачів розподіленої генерації й накопичувачів відкриває низку можливостей. По-перше, це потенціал зменшення пікових навантажень на енергосистему завдяки перенесенню частини споживання на години власної генерації або нічного тарифу. По-друге, це можливість використання акумуляторів і дахових СЕС як інструментів коротко- та середньострокового балансування, зокрема шляхом участі в програмах керованого навантаження, тарифному та ціновому арбітражі, продажі надлишкової електроенергії. По-третє, це підвищення стійкості енергосистеми в цілому, оскільки децентралізовані ресурси гнучкості можуть зменшувати потребу у дорогих пікових потужностях і резерві. Для реалізації цього потенціалу необхідно перейти від хаотичного використання побутових систем до їх цілеспрямованого проектування й експлуатації на основі моделей DSM, HEMS та ринкових механізмів.

Водночас для домогосподарств ключовим залишається питання економічної доцільності: які конфігурації дахових СЕС та домашніх накопичувачів забезпечують найкраще співвідношення між капітальними витратами, економією на рахунках та потенційним доходом від продажу надлишків; як змінюються результати залежно від тарифної політики, структури цін на електроенергію й режиму використання обладнання; який ефект матиме перехід від фіксованого побутового тарифу до більш ринкової моделі ціноутворення. Умови повоєнного відновлення лише посилюють ці питання, адже обмежені ресурси як держави, так і домогосподарств потребують максимально раціонального використання, а прийняття інвестиційних рішень має спиратися на довгострокові фінансові та системні оцінки.

З огляду на викладене, головною ідеєю даної роботи є обґрунтування підходів до управління попитом побутових споживачів в Україні в умовах широкого розповсюдження розподіленої генерації та домашніх накопичувачів, сформованого під час війни. У центрі дослідження – питання, як перетворити резервні джерела живлення, придбані переважно з міркувань безпеки, на активний елемент енергоринку й інструмент підтримки балансування системи, забезпечивши при цьому прийнятні фінансові результати для домогосподарств. Для цього в роботі поєднуються аналіз реальних режимів побутового споживання, моделювання різних сценаріїв використання СЕС/АКБ, оцінка їхнього впливу на графік навантаження та комплексний фінансовий аналіз на основі показника NPV з урахуванням ескалації цін і деградації обладнання.

1 ТЕОРЕТИЧНІ ТА ПРАКТИЧНІ АСПЕКТИ УПРАВЛІННЯ ПОПИТОМ НА ЕЛЕКТРИЧНУ ЕНЕРГІЮ

1.1 Поняття та сутність Demand Side Management (DSM).

Сучасний розвиток енергетичних систем супроводжується зростанням навантаження на електричні мережі, збільшенням частки відновлюваних джерел енергії та потребою у забезпеченні надійності та гнучкості енергопостачання. У цих умовах особливого значення набуває концепція управління попитом на електричну енергію (Demand Side Management, DSM), яка передбачає активний вплив не лише з боку виробників, а й з боку споживачів.

Управління попитом на електроенергію (Demand Side Management, DSM) — це стратегія, яку застосовують енергетичні компанії для контролю попиту шляхом стимулювання споживачів змінювати рівень та режим використання електроенергії. Вона включає комплекс заходів: від підвищення енергоефективності обладнання до гнучких тарифів і систем реального часу для регулювання попиту. У науковій літературі DSM описується як своєрідний «портфель заходів» для покращення енергосистеми на стороні споживання, що охоплює як довгострокові рішення (енергоефективність, енергозбереження), так і динамічні підходи (demand response, управління навантаженнями, використання розподілених ресурсів) [1]

Основні цілі впровадження DSM охоплюють:

- зменшення пікових навантажень — відмова від запуску дорогих резервних електростанцій у години максимального споживання
- економія енергії та коштів — стимулювання енергоефективної поведінки та обладнання.
- забезпечення гнучкості енергосистеми — що особливо важливо за умов інтеграції відновлюваних джерел енергії (ВДЕ);
- зменшення викидів CO₂ та екологічний ефект — перехід до більш «чистої» енергетики через зниження потреби у викопному паливі

DSM відіграє ключову роль у сучасному енергетичному переході, адже саме воно є відповіддю на виклики, що виникають через зростання частки відновлюваних джерел, розвиток електромобільності та поширення розподіленої генерації, які ускладнюють балансування енергосистеми. По-перше, DSM дає змогу відтермінувати або взагалі уникнути будівництва нових електростанцій та мережевих потужностей, знижуючи капітальні витрати. По-друге, воно сприяє інтеграції локальної генерації та споживання, що водночас зменшує втрати на передачі. По-третє, управління попитом перетворює саме навантаження на інструмент керування енергосистемою — через віртуальні електростанції, резерви частоти та залучення гнучких споживачів.

З огляду на наведене, обґрунтовано виділити такі ключові переваги DSM :

- зниження цін на електроенергію для споживачів завдяки перенесенню споживання на години «позапіку»;
- підвищення надійності енергопостачання та зменшення ризику відключень;
- скорочення витрат енергетичних компаній на придбання електроенергії чи будівництво нових потужностей;
- екологічний ефект – скорочення шкідливих викидів завдяки зменшенню споживання викопних джерел енергії;
- позитивний соціальний ефект – забезпечення сталого та доступного енергопостачання для суспільства [2]

З урахуванням наведених визначень, цілей та переваг, управління попитом доцільно розглядати не лише як загальну концепцію, але й як набір конкретних інструментів, що реалізуються на практиці. Одним із найпоширеніших підходів є формування добового графіка споживання, яке ґрунтується на класичних техніках Demand Side Management зображених на рисунку 1.1



Рисунок 1.1 Класичні техніки формування добового графіка в рамках Demand Side Management [3]

У рамках DSM традиційно виділяють шість базових технік, які визначають, яким чином можна змінювати або оптимізувати профіль навантаження:

1. Energy Efficiency (Енергоефективність) – постійне зменшення споживання завдяки модернізації обладнання, утепленню будівель чи переходу на більш ефективні технології.

2. Peak Clipping (Зрізання піків) – обмеження максимального навантаження у години пікового попиту шляхом тимчасового відключення або зменшення роботи окремих пристроїв.

3. Valley Filling (Заповнення провалів) – перенесення частини навантаження на години з мінімальним споживанням для більш рівномірного розподілу енергії протягом доби.

4. Load Shifting (Перенесення навантаження) – зміщення споживання з дорогих або навантажених годин на періоди з дешевшою енергією чи меншою завантаженістю мережі.

5. Strategic Conservation (Стратегічне енергозбереження) – свідоме зменшення споживання за рахунок зміни поведінки користувачів та раціонального використання енергії.

6. Flexible Load Shape (Гнучке формування графіка) – динамічне керування споживанням у режимі реального часу (наприклад, через системи автоматизації чи інтеграцію з ВДЕ).

Якщо Demand Side Management охоплює широкий спектр стратегій впливу на споживання енергії, то Demand Response є його ключовим інструментом, що забезпечує короткострокову гнучкість попиту. Саме завдяки DR теоретичні засади DSM отримують практичне втілення у вигляді оперативної реакції споживачів на сигнали енергосистеми.

Demand Response (DR) — це зміна електроспоживання з боку кінцевих користувачів у відповідь на цінові сигнали, стимули чи команди оператора системи. Мета DR — тимчасово знизити або змістити навантаження, щоб збалансувати енергосистему, уникнути пікових перевантажень і зменшити витрати.

У науковій літературі DR визначається як усі цілеспрямовані модифікації споживчої поведінки, які змінюють рівень, момент або загальний обсяг електроспоживання .[4] За даними ІЕА, попитове реагування розглядається як ключовий інструмент для забезпечення гнучкості енергосистеми у процесі переходу до відновлюваної енергетики, оскільки воно допомагає інтегрувати джерела з нестабільною генерацією, наприклад сонячну та вітрову енергію [5].

Основна логіка роботи DR ґрунтується на кількох принципах.

1. Динамічне ціноутворення. Тарифи змінюються залежно від часу доби та навантаження (time-of-use, critical peak pricing, real-time pricing).

2.Добровільна участь споживачів. Клієнти отримують економічну вигоду від гнучкості — зниження рахунків або прями виплати.

3.Автоматизація. Використання смарт-лічильників, систем енергоменеджменту та “розумних” приладів, які можуть автоматично реагувати на сигнали оператора.

3.Гнучкість і балансування. DR дозволяє згладити добову криву навантаження, вирівняти попит і генерацію, що особливо важливо у країнах з

високою часткою відновлюваних джерел .

4.Програмність. DR може реалізовуватись як економічні програми (реакція на ціни), так і як операційні (пряма команда на зниження споживання під час критичних ситуацій)

Важливо наголосити, що хоча Demand Response є складовою DSM, відмінність між ними полягає саме у часовому горизонті впливу. DSM орієнтований на довготривалі структурні зміни, тоді як DR діє у короткостроковій перспективі, забезпечуючи негайну реакцію на зміну умов ринку чи роботи системи [2].

Практичні приклади DR наочно демонструють його роль у гнучкому управлінні попитом. Так, побутові споживачі можуть переносити використання пральних машин чи бойлерів на нічний час, коли вартість електроенергії нижча. Промислові підприємства мають можливість тимчасово зменшувати виробниче навантаження у пікові години, отримуючи за це компенсацію від оператора. У комерційних будівлях автоматизовані системи кондиціонування можуть на кілька градусів підвищувати температуру в години пікового споживання, знижуючи навантаження без суттєвої втрати комфорту.

Розвиток попитового реагування (Demand Response, DR) та ширших практик управління попитом (DSM) набуває особливого значення у світовій енергетиці в умовах переходу до вуглецевої нейтральності. За даними Міжнародного енергетичного агентства (IEA), глобальний попит на електроенергію зростає швидше, ніж інфраструктура генерації та мереж, що зумовлює необхідність гнучких інструментів балансування системи. Саме тому DR розглядається як ключовий механізм інтеграції відновлюваних джерел та зменшення потреби у будівництві нових генеруючих потужностей [5].

Світовий досвід упровадження програм управління попитом (DSM) та попитового реагування (DR) демонструє суттєві результати у зниженні навантаження на енергосистеми. За даними IEA, у Сполучених Штатах програми

DR дозволяли знижувати пікове споживання на рівні 10–15%, а в окремих випадках і вище, що підтверджено результатами пілотних проектів у Каліфорнії та на ринку PJM [5]. У Європейському Союзі впровадження гнучких тарифів та цифрових технологій дало можливість не лише зменшити пікове навантаження, а й скоротити викиди CO₂ завдяки більш ефективному використанню відновлюваних джерел енергії. Це особливо помітно у Німеччині та Данії, де високий рівень проникнення вітрової енергетики потребує додаткових інструментів балансування.

У країнах Азії, зокрема в Китаї та Південній Кореї, акцент зроблено на підвищенні надійності енергопостачання в умовах стрімкого зростання попиту. Тут програми DSM/DR сприяють уникненню аварійних відключень і дозволяють оператору системи оперативно вирівнювати навантаження. У Південній Кореї, наприклад, діє потужна ринкова програма DR, яка охоплює як промислових споживачів, так і малий бізнес, і дає змогу щороку уникати перевантажень у мережі.

В Японії розвиток попитового реагування набув особливого значення після аварії на Фукусімі у 2011 році, коли система втратила значну частину генеруючих потужностей. Саме завдяки гнучкому попиту вдалося забезпечити стабільність енергопостачання без негайного будівництва нових електростанцій.

Одним із найяскравіших прикладів впровадження попитового реагування є досвід американського ринку PJM Interconnection, що охоплює 13 штатів США та округ Колумбія. Програми DR почали тут діяти з 2002 року, а у 2007-му вони були інтегровані до ринку потужності Reliability Pricing Model (RPM), де гнучкий попит отримав статус повноцінного ресурсу поряд із генерацією. Суть програми полягає в тому, що споживачі або агрегатори, які зобов'язуються скорочувати навантаження у пікові години чи під час надзвичайних ситуацій, отримують винагороду за принципом «плати за доступність», аналогічну генераторам. У рамках так званої Load Management Program PJM учасники можуть виходити на ринок як напряму, так і через агрегаторів, що зробило DR доступним не лише для великих промислових споживачів, а й для середнього бізнесу. За даними PJM, у

пікові роки програми попитового реагування мобілізували понад 10–12 ГВт гнучкого навантаження, що еквівалентно кільком великим електростанціям і доводить стратегічне значення DR як ресурсу для забезпечення надійності та економічної ефективності енергосистеми. [8]

У Європейському Союзі інтеграція попитового реагування та управління попитом відбувається у ширшому контексті політики енергоефективності. Важливу роль тут відіграє Директива з енергоефективності (Energy Efficiency Directive, 2023/1791/ЄС), переглянута у 2023 році. Вона вперше закріплює принцип «енергоефективність насамперед» як обов’язковий для всіх держав-членів, що означає врахування енергоефективності у всіх ключових політичних та інвестиційних рішеннях. Директива встановлює підвищені цілі зі скорочення споживання енергії, що є необхідною умовою досягнення кліматичної мети ЄС — зменшення викидів парникових газів щонайменше на 55% до 2030 року порівняно з 1990 роком. Її повна реалізація також покликана забезпечити виконання міжнародних зобов’язань, зокрема Global Pledge, щодо подвоєння темпів підвищення енергоефективності у світі до 2030 року. Таким чином, попитове реагування та DSM у ЄС інтегруються у систему заходів, які мають не лише економічний, але й стратегічний кліматичний вимір.[9]

Важливу координаційну роль відіграє IEA DSM Technology Collaboration Programme (TCP), у якому беруть участь понад 14 країн. Його завдання — розвиток технологій, методів та бізнес-моделей для управління попитом. Серед основних результатів програми відзначаються:

- підвищення надійності та безпеки енергетичних систем,
- скорочення викидів парникових газів,
- зниження системних витрат і цінової волатильності .

Крім того, програма DSM TCP охоплює низку завдань, що спрямовані на різні аспекти управління попитом, розвитку смарт-мереж та формування нових бізнес-моделей у сфері енергоефективності. Зокрема, Завдання 9 було присвячене ролі муніципалітетів у впровадженні заходів енергоефективності в умовах

лібералізованого енергетичного ринку; його результатом стали рекомендації щодо партнерства місцевих органів влади та енергетичних компаній для досягнення кліматичних і економічних цілей. Завдання 10, зосереджене на механізмах контрактів з гарантованим рівнем енергоефективності, дало змогу поширити моделі енергосервісних контрактів (ESCO) та розробити стандартизовані підходи до оцінки ризиків і вигод.

У свою чергу, Завдання 16 вивчало розвиток конкурентних енергосервісів, спрямованих на створення ефективного ринку енергетичних послуг. Результатом стала систематизація бар'єрів і пропозиції бізнес-моделей, які полегшують вихід нових компаній на цей ринок. Одним із найбільш масштабних було Завдання 17, присвячене інтеграції управління попитом із розподіленою генерацією, відновлюваними джерелами та накопичувачами енергії. У межах цього завдання були проведені як технічні дослідження, так і демонстраційні проєкти в країнах-учасницях, що підтвердили можливість використання гнучкого попиту для підтримки стабільності мережі та зниження витрат на балансування системи.

Важливим для соціально-поведінкового аспекту стало Завдання 24, яке вивчало, як саме змінюється поведінка користувачів у контексті попитового реагування та які комунікаційні стратегії й стимули найбільш ефективні для залучення споживачів. Результатом стали практичні рекомендації для політиків і компаній щодо підвищення рівня участі населення у програмах DR. Нарешті, Завдання 25 було спрямоване на розробку бізнес-моделей, що забезпечують комерціалізацію рішень у сфері управління попитом і енергосервісів. Його ключовим здобутком стало формування концепцій «агрегаторів попиту» та платформ для інтеграції споживачів у енергетичні ринки.

Таким чином, результати завдань DSM TCP охоплюють як технічні рішення, пов'язані з інтеграцією гнучкого попиту, так і інституційні та поведінкові аспекти, що разом створюють основу для розвитку нової моделі енергосистеми, у якій споживач стає активним учасником енергетичного ринку.[6]

Додатковим майданчиком для аналізу глобальних трендів є Users TCP (Technology Collaboration Programme on User-Centred Energy Systems). У звіті за 2024–25 роки визначено стратегічні цілі:

- розвиток гнучких енергетичних ринків,
- залучення споживачів як активних учасників енергосистеми,
- створення нових бізнес-моделей у сфері управління попитом [7].

Виконання цих цілей відслідковується через проєкти, що фокусуються на інтеграції гнучких споживачів у локальні енергосистеми, тестуванні моделей «енергії як послуги» та розробці цифрових інструментів для управління попитом.

Таким чином, міжнародний досвід показує, що DR та DSM поступово перетворюються з експериментальних програм у структурний елемент енергетичної політики. Їхня ефективність підтверджується не лише економічними вигодами, але й внеском у кліматичні цілі, зокрема скорочення викидів та підвищення частки відновлюваної енергетики у структурі виробництва.

1.2 Особливості споживання електроенергії в побутовому секторі.

Повномасштабна війна, що розпочалася в Україні у 2022 році, суттєво вплинула на всі сфери економічної та соціальної діяльності, включно з енергетикою. За даними Міжнародного енергетичного агентства, відтоді чисельність населення скоротилася приблизно на 15%, причому серед тих, хто виїхав за кордон, значну частку становлять люди з високим рівнем освіти. Це призвело до дефіциту робочої сили: близько трьох чвертей роботодавців повідомляють про нестачу кадрів. Економічна ситуація також ускладнилася через інфляційні процеси: у 2022 році інфляція досягла піку на рівні 26%, згодом знизившись до 13%, але існує ризик нового зростання в умовах масштабної післявоєнної відбудови.

Додатковим чинником стала глибока девальвація національної валюти, яка втратила майже 50% своєї вартості від початку війни. [10] Сукупність цих факторів безпосередньо позначилася на структурі енергоспоживання, оскільки зменшення кількості населення та його доходів трансформує попит у побутовому секторі.

Водночас промисловість зазнала руйнівних втрат, особливо в металургії та хімічній галузі, що традиційно формували значну частку електроспоживання.

Необхідно наголосити, що через воєнний стан значна частина офіційної статистики закрита у відкритому доступі. Тому аналіз структури споживання можливий лише на основі обмежених даних, переважно за 2022 рік або навіть за попередні періоди. Це ускладнює формування повної картини, проте дозволяє окреслити ключові тенденції та порівняти відносні пропорції між секторами. Графічне відображення такої структури подано на рисунку 1.2.



Побудовано автором за даними [11]

Рисунок 1.2 Структура кінцевого споживання електроенергії за основними категоріями споживачів (2022 р.)

Кругова діаграма ілюструє співвідношення між ключовими секторами кінцевого споживання. Найбільшу частку займає промисловість (38%), яка попри руйнування та скорочення виробництва все ще зберігає провідну позицію у формуванні попиту на електроенергію. Побутовий сектор посідає друге місце з показником у 34%, що свідчить про вагомий вплив домогосподарств на енергетичний баланс країни. Для порівняння, комунально-побутові споживачі забезпечують лише 12%, інші непромислові – 7%, тоді як будівництво, транспорт і

сільське господарство разом формують лише 1–2% кожен. Така структура вказує, що, хоча промисловість залишається основним драйвером попиту, роль населення в умовах війни істотно зростає. Це пояснюється тим, що саме домогосподарства є відносно стабільним споживачем, тоді як промислові показники значною мірою залежать від перебігу воєнних дій та економічного відновлення. Тенденції, описані вище, відображені на рисунку 1.3

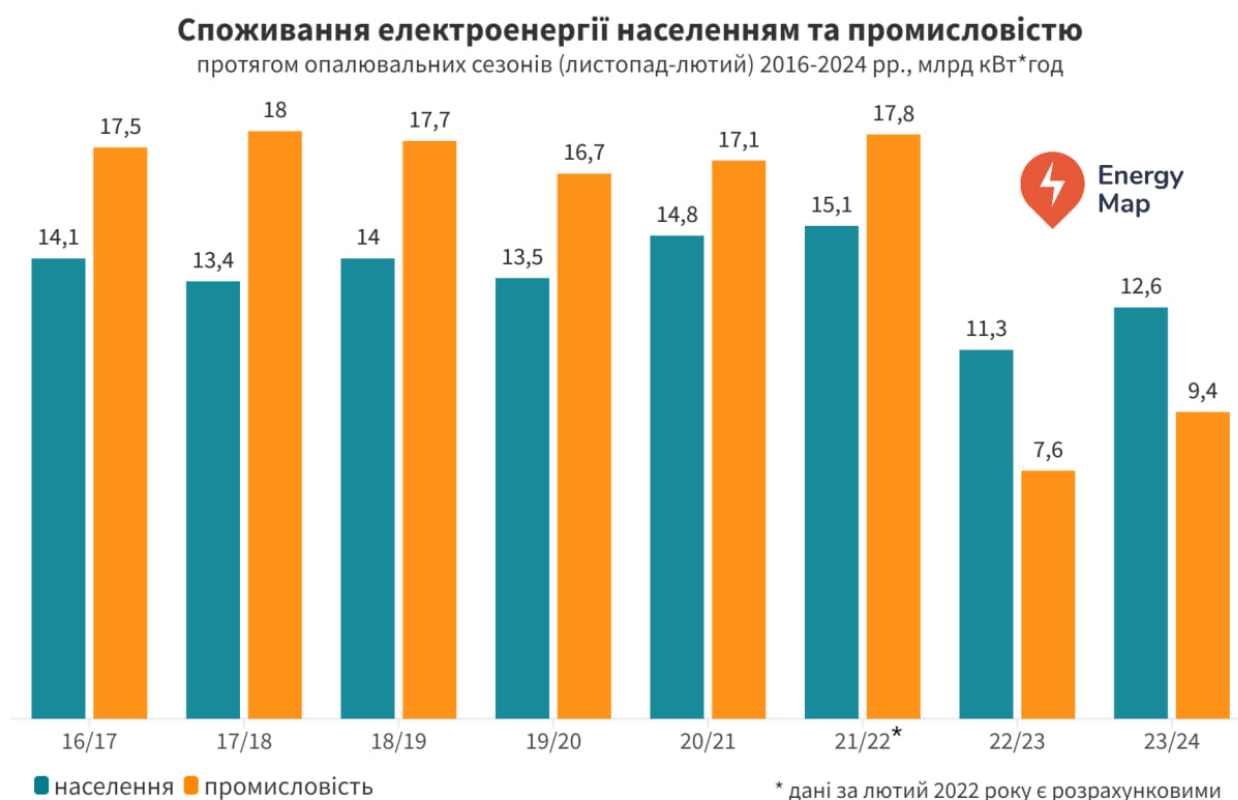


Рисунок 1.3 Динаміка споживання електроенергії населенням та промисловістю протягом опалювальних сезонів 2016–2024 рр.[12]

Порівняльний аналіз показує, що протягом тривалого часу промисловість стабільно залишалася найбільшим споживачем електроенергії у країні. Так, у сезоні 2017/18 рр. промисловий сектор спожив майже 18 млрд кВт·год, тоді як населення – 13,4 млрд кВт·год. Подібна тенденція зберігалася до 2021/22 рр., коли промисловість продовжувала перевищувати побутових споживачів за обсягами енергоспоживання.

Однак із 2022 року, коли почалася повномасштабна війна, структура почала змінюватися. Руйнування промислових підприємств, скорочення виробництва та

логістичні проблеми призвели до різкого зниження промислового попиту. Це особливо помітно у сезоні 2022/23 рр., коли споживання промисловості впало до 7,6 млрд кВт·год, тоді як населення використало 11,3 млрд кВт·год. Фактично вперше за багато років домогосподарства вийшли на перше місце серед кінцевих споживачів електроенергії.

У сезоні 2023/24 рр. ситуація дещо стабілізувалася: промислове споживання піднялося до 9,4 млрд кВт·год, тоді як населення використало 12,6 млрд кВт·год. Важливо підкреслити, що навіть в умовах війни та економічної кризи побутовий сектор залишається відносно стійким споживачем, тоді як промисловість виявилася набагато більш вразливою до зовнішніх шоків.

При цьому необхідно враховувати, що наведені дані відображають саме опалювальні сезони (листопад–лютий), які традиційно характеризуються підвищеним рівнем енергоспоживання. Незважаючи на цю сезонну специфіку, результати мають вагомое аналітичне значення, адже відображають сумарні обсяги електроспоживання в критичні періоди року, що найбільш навантажують енергосистему. Саме тому вони можуть слугувати достовірним індикатором як для оцінки структури споживання, так і для визначення потенціалу програм управління попитом.

Таким чином, аналіз динаміки підкреслює важливість розгляду побутового сектора у контексті політики управління попитом. Споживання населенням електроенергії є лише трохи меншим за промислове (а подекуди навіть більшим), що свідчить про величезний потенціал впливу цього сегмента на енергетичний баланс країни. Запровадження програм Demand Side Management (DSM) саме для домогосподарств дозволить не лише вирівнювати добові графіки навантаження, але й підвищити гнучкість енергосистеми, що особливо актуально в умовах воєнного стану та обмежених ресурсів. Логіку цих міркувань добре ілюструє рисунок 1.4, на якому показано зміну загального споживання електроенергії в Україні за 2016–2024 рр

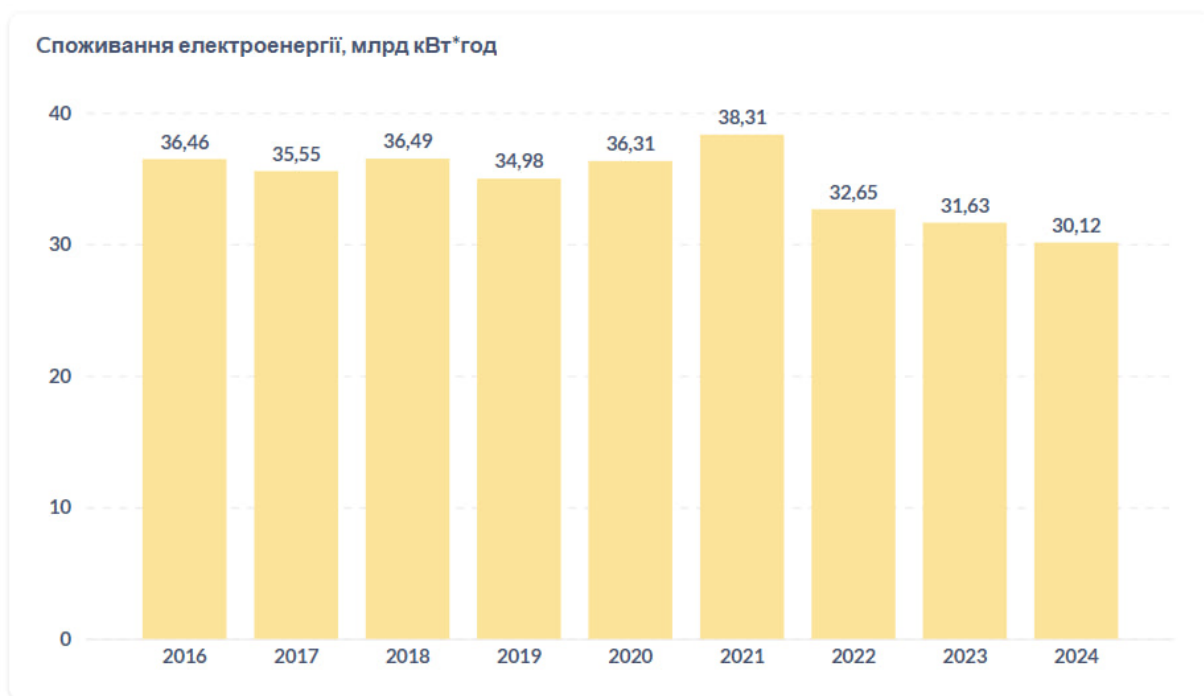


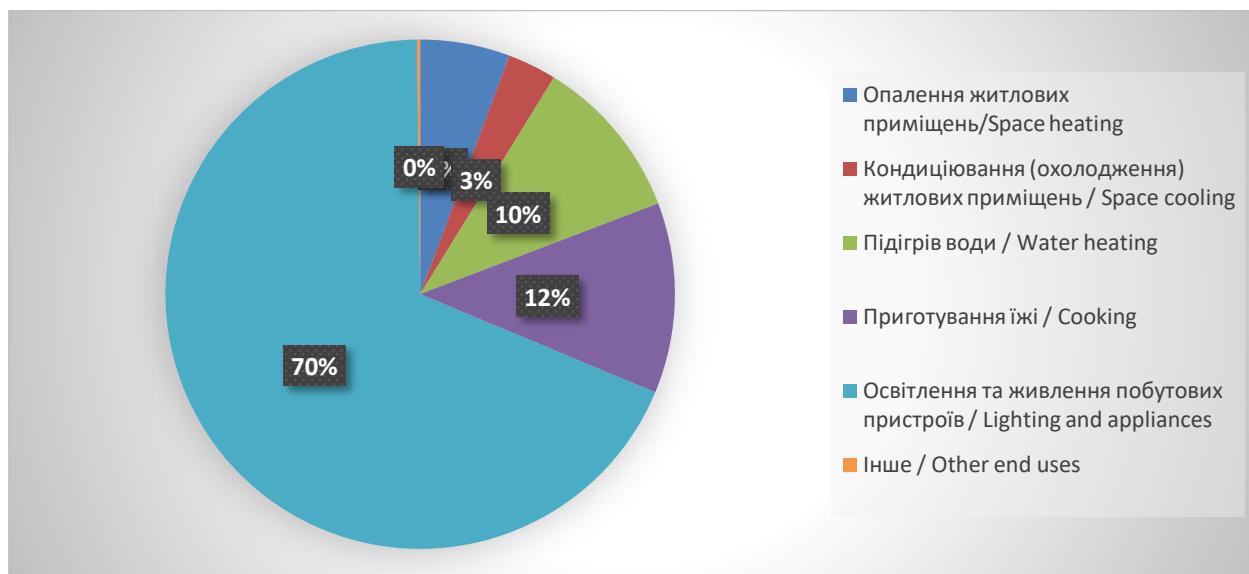
Рисунок 1.4 Динаміка загального споживання електроенергії в Україні у 2016–2024 рр..[13]

Представлений графік демонструє зміну сумарного кінцевого споживання електроенергії за останні вісім років. У 2016–2021 рр. показники залишалися відносно стабільними на рівні 35–38 млрд кВт·год, із піковим значенням у 2021 році – 38,31 млрд кВт·год. Проте вже з 2022 року відбувається різке скорочення, що пов'язане з воєнними діями, руйнуванням інфраструктури та зниженням економічної активності.

У 2022 році обсяг споживання впав до 32,65 млрд кВт·год, у 2023-му – до 31,63 млрд кВт·год, а за даними 2024 року він становить лише 30,12 млрд кВт·год. Це найнижчий показник за досліджуваний період, що наочно демонструє наслідки одних і тих самих факторів, які раніше було відзначено при аналізі структури за секторами: зменшення промислового виробництва, міграція населення та зниження купівельної спроможності домогосподарств.

Таким чином, загальна тенденція вказує на стале зниження споживання, що потребує перегляду підходів до управління енергосистемою та підвищує актуальність програм управління попитом як для промислових підприємств, так і для побутового сектора.

Як продемонстрували попередні графіки, частка побутового сектору у загальному балансі електроспоживання України є співмірною з промисловістю, а в окремі періоди навіть її перевищує. Тому детальніший аналіз внутрішньої структури споживання домогосподарств має принципове значення, адже саме він дозволяє визначити ключові напрями формування попиту та потенціал для програм управління енергоспоживанням. Візуалізація отриманих результатів представлена на рисунку 1.5.



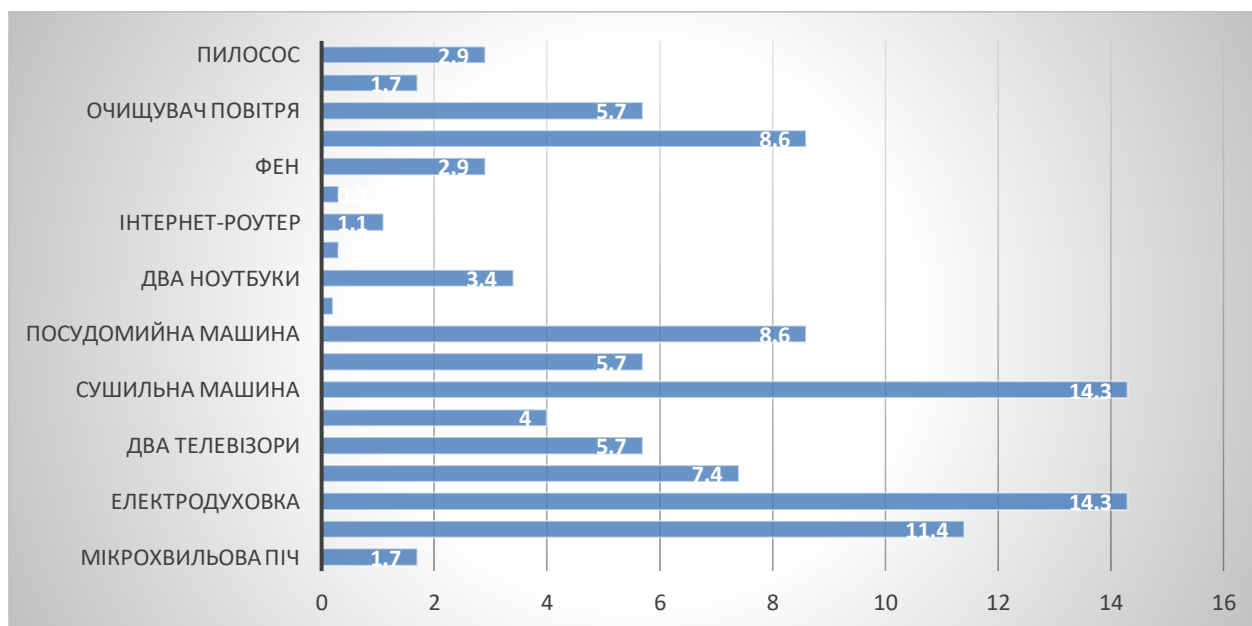
Побудовано автором за даними [14]

Рисунок 1.5 Структура кінцевого споживання електроенергії домогосподарствами за цілями використання (2020 р.)

Кругова діаграма демонструє розподіл електроспоживання домогосподарствами України за основними напрямками використання. Абсолютно домінуючим видом є освітлення та живлення побутових приладів, яке формує близько 70% загального попиту. Це пояснюється тим, що в більшості домогосподарств електроенергія є основним джерелом для забезпечення повсякденних потреб – від роботи освітлювальних систем до функціонування великої та дрібної побутової техніки. На другому місці перебуває приготування їжі (12%), тоді як на підігрів води припадає 10%. Значно менші частки мають кондиціонування приміщень (3%) та опалення (3%), тоді як інші кінцеві потреби становлять менше 1% від загального споживання.

Попри те, що наведені дані стосуються 2020 року, їх використання є виправданим і науково релевантним. Відсоткова структура споживання залишається відносно сталою навіть за умови значних коливань загальних обсягів, оскільки вона визначається фундаментальними потребами домогосподарств. Зміни у балансі можливі лише поступово – наприклад, унаслідок масового впровадження енергоефективної техніки чи переходу на альтернативні джерела опалення, однак різких зрушень у пропорціях не спостерігається. Саме тому відсотковий розподіл, зафіксований у 2020 році, дозволяє коректно окреслити основні напрями побутового електроспоживання, які залишаються актуальними і сьогодні.

Як було показано на попередній круговій діаграмі, структура кінцевого електроспоживання домогосподарств значною мірою формується за рахунок освітлення та побутових приладів. Однак для більшої деталізації важливо розглянути не лише агреговані категорії, а й окремі пристрої, що забезпечують щоденне функціонування побуту. Дану інформацію можна побачити на рисунку 1.6



Побудовано автором за даними [15]

Рисунок 1.6 Розподіл середнього добового споживання електроприладів у домогосподарстві (%)

Аналіз наведених вище графіків показав, що побутові споживачі становлять вагому частину кінцевого попиту на електроенергію в Україні, а структура їхнього використання значною мірою визначається енергоємними побутовими приладами. Водночас, як підкреслюється в [16] обсяги споживання у домогосподарствах залежать не лише від технічних характеристик приладів, але й від цілого комплексу чинників. Передусім це будівельні параметри – теплоізоляція, розмір житлової площі, кількість кімнат та тип опалення. Саме від них значною мірою залежить потреба у додатковому використанні електроенергії для опалення, кондиціонування чи освітлення.

Другим важливим блоком виступають соціально-демографічні характеристики населення: кількість мешканців у квартирі чи будинку, їхній вік, рівень доходів та освітній статус. Відомо, що більші сім'ї з дітьми споживають більше електроенергії через постійне використання пральних машин, комп'ютерів та освітлення, тоді як домогосподарства з літніми людьми демонструють інші профілі попиту.

Не менш суттєвим чинником є наявність і кількість побутових приладів, що підтверджується й нашою попередньою діаграмою: значна частина енергії витрачається саме на великі нагрівальні пристрої – електродуховки, сушильні машини, електроплити та обігрівачі. Водночас дрібні прилади (роутери, телефони, принтери) формують незначну частку, але при їх масовому використанні вони також можуть накопичувати відчутний вплив.

Особливе місце займають поведінкові фактори, які, здатні пояснити відмінності у споживанні навіть між технічно подібними домогосподарствами. До таких належать частота використання приладів, звички вимикати світло чи залишати техніку в режимі очікування, а також тривалість перебування мешканців удома. Наша попередня кругова діаграма підтвердила цю тезу: основні напрями споживання (освітлення, приготування їжі, нагрівання води) прямо залежать від повсякденних практик користувачів.

Крім того, дослідження наголошує на ролі ціннісних орієнтацій і ставлення до енергозбереження. Ті споживачі, які усвідомлюють необхідність економії або прагнуть знизити рахунки за електроенергію, частіше інвестують у LED-освітлення, енергоефективні прилади чи розробляють власні стратегії зменшення витрат. Це вказує на прямий зв'язок між освітнім рівнем, культурою споживання та фактичними обсягами електроспоживання.

Таким чином, комплексний підхід Huebner [16] підтверджує, що споживання електроенергії у побутовому секторі не може бути пояснене лише кількістю чи потужністю приладів. Воно формується на перетині будівельних характеристик, соціально-демографічних умов, технічного оснащення домогосподарств та повсякденних моделей поведінки. У контексті України це набуває особливого значення, адже, як засвідчили попередні дані, побутовий сектор уже порівнянний із промисловістю за масштабами споживання. Це означає, що впровадження програм управління попитом (DSM), орієнтованих саме на домогосподарства, може дати значний ефект у зниженні навантаження на енергосистему, особливо в умовах воєнного стану та дефіциту генеруючих потужностей.

Як було показано у попередньому аналізі, споживання електроенергії у домогосподарствах формується під впливом комплексу будівельних, соціально-демографічних, технічних та поведінкових чинників. Саме ці змінні визначають не лише загальні обсяги використання електроенергії, але й добові коливання навантаження. Тому наступним кроком є розгляд реальних профілів споживання у різних домогосподарствах, що дозволяє побачити, як зазначені фактори проявляються у практиці щоденного використання енергії. Графічне відображення цих даних наведено на рисунку 1.7.

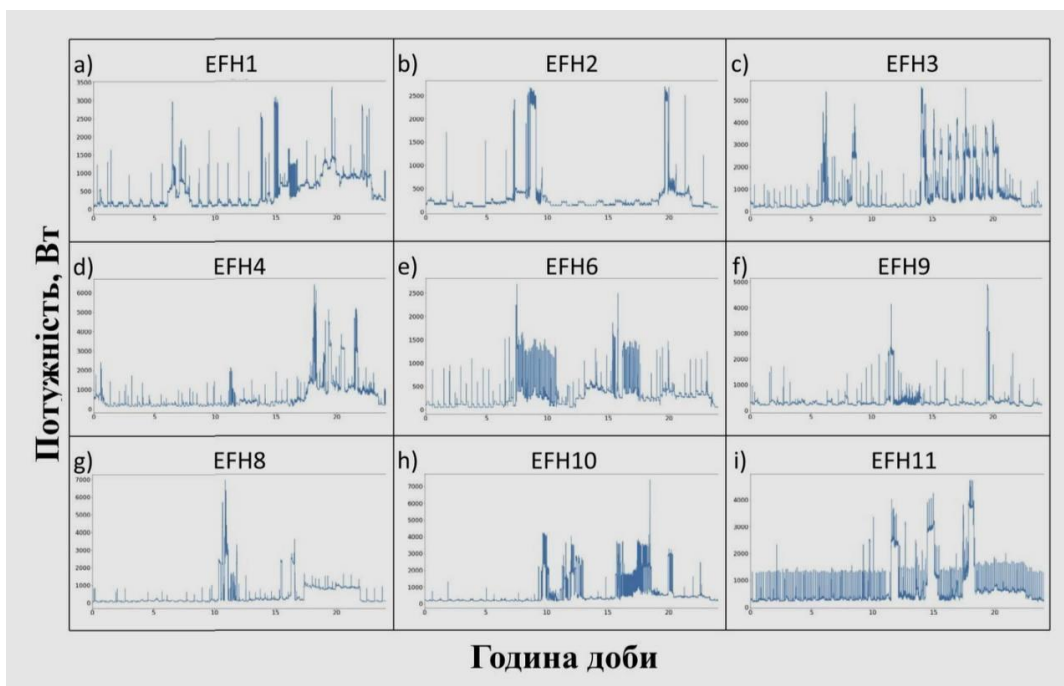


Рисунок 1.7 Добові графіки електричного навантаження 9 домогосподарств[17]

Наведені графіки демонструють значну різноманітність профілів добового споживання електроенергії у домогосподарствах. Кожен з них відображає унікальні звички та потреби мешканців, а також різні технічні та соціально-демографічні умови.

Частина домогосподарств (наприклад, EFH2, EFH4, EFH8) характеризується чітко вираженими піками у ранкові та вечірні години. Це може бути пов'язано з типовим робочим ритмом сімей: приготуванням їжі та користування побутовою технікою перед виходом на роботу та після повернення додому.

Інші графіки демонструють більш рівномірний розподіл навантаження протягом доби (зокрема, EFH6, EFH10, EFH11). Такий профіль характерний для домогосподарств, де мешканці перебувають удома більшу частину часу (наприклад, пенсіонери, сім'ї з маленькими дітьми, віддалена робота).

Домогосподарства EFH3 та EFH9 показують значні та повторювані пікові навантаження у денні години, що свідчить про інтенсивне використання енергоємних приладів (духовки, пральні чи сушильні машини) протягом дня. Натомість EFH1 вирізняється великою кількістю короткочасних імпульсів, що може бути пов'язано з частим вмиканням невеликих побутових пристроїв.

Зіставляючи ці результати з попереднім аналізом (Huebner et al., 2016), можна зробити висновок, що на відмінності у профілях споживання впливають одразу кілька чинників: технічне оснащення житла, соціально-демографічні особливості мешканців, набір побутових приладів та індивідуальні поведінкові звички. Наприклад, сім'ї з активним робочим графіком демонструють концентровані піки навантаження вранці й увечері, тоді як домогосподарства з постійною присутністю людей удома формують рівномірніший розподіл.

Таким чином, наведені графіки підтверджують, що побутове енергоспоживання є високоваріативним та індивідуалізованим, а отже, моделі управління попитом мають враховувати різноманітність поведінкових патернів і технічних умов. Це ще раз підкреслює важливість адаптивних програм DSM, які дозволяють врахувати специфіку кожної групи домогосподарств.

1.3 Розвиток відновлюваної енергетики та розподіленої генерації.

Розвиток відновлюваної енергетики та розподіленої генерації є одним із ключових напрямів сучасної енергетичної трансформації, спрямованої на підвищення енергоефективності та зменшення впливу на довкілля. У всьому світі спостерігається стійка тенденція до децентралізації енергетичних систем, що зумовлена зростанням ролі малих генерацій на базі сонячної, вітрової та біоенергетики. Використання відновлюваних джерел енергії дозволяє знизити залежність від імпорту палива та підвищити енергетичну безпеку держави. Розподілена генерація стає важливим елементом гнучкої енергосистеми, яка поєднує локальне виробництво, споживання та зберігання енергії. У контексті глобальних кліматичних викликів перехід до відновлюваної енергетики набуває не лише економічного, а й стратегічного значення для сталого розвитку країн.

Сучасна енергетика переживає безпрецедентний перехід до відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), який визначає нову парадигму сталого розвитку у світі. Згідно з аналітичним звітом IEA Renewables 2024 (International Energy Agency, 2024), відновлювані джерела вже стали найдинамічніше зростаючим сегментом світової енергетики, забезпечуючи понад 30% приросту глобального виробництва

електроенергії. Основним драйвером цього процесу є розвиток сонячної фотоелектричної енергетики (Solar PV), темпи зростання якої перевищують усі інші технології.[18] Підтвердження даного факту зображено на рисунку 1.8.

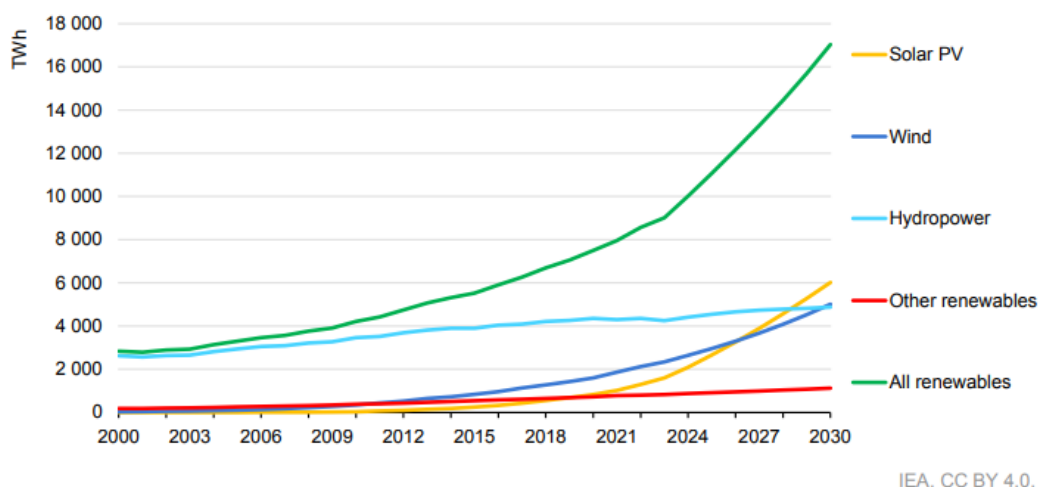


Рисунок 1.8 Динаміка світового виробництва електроенергії з відновлюваних джерел за технологіями у 2000–2030 рр. [19]

На графіку чітко простежується різкий підйом виробництва електроенергії з відновлюваних джерел після 2020 року. Якщо у 2000-х роках домінувала гідроенергетика (Hydropower), то після 2015 року стрімко зростає частка сонячної та вітрової енергетики. За прогнозом Міжнародної енергетичної агенції, до 2030 року глобальне виробництво електроенергії з ВДЕ може перевищити 17 000 ТВт·год, причому саме сонячна енергетика стане провідною технологією, випередивши вітрову (Wind) і гідроенергетику. Таке зростання зумовлене зниженням вартості фотоелектричних модулів, розширенням державних стимулів і розвитком децентралізованих енергетичних рішень [19].

Крім того, за даними Міжнародної енергетичної агенції [18], протягом 2023–2028 років світова встановлена потужність ВДЕ зросте майже на 2 400 ГВт, що еквівалентно сумарній потужності Китаю. При цьому понад 95% приросту нових електрогенеруючих потужностей у світі буде припадати саме на відновлювані джерела, де сонячна енергетика становитиме більше 60%. У контексті цих глобальних тенденцій особливий інтерес становить структура використання

відновлюваних джерел енергії в Європі. Частку відновлюваної енергії у валовому кінцевому споживанні окремих країн ЄС подано на рисунку 1.9

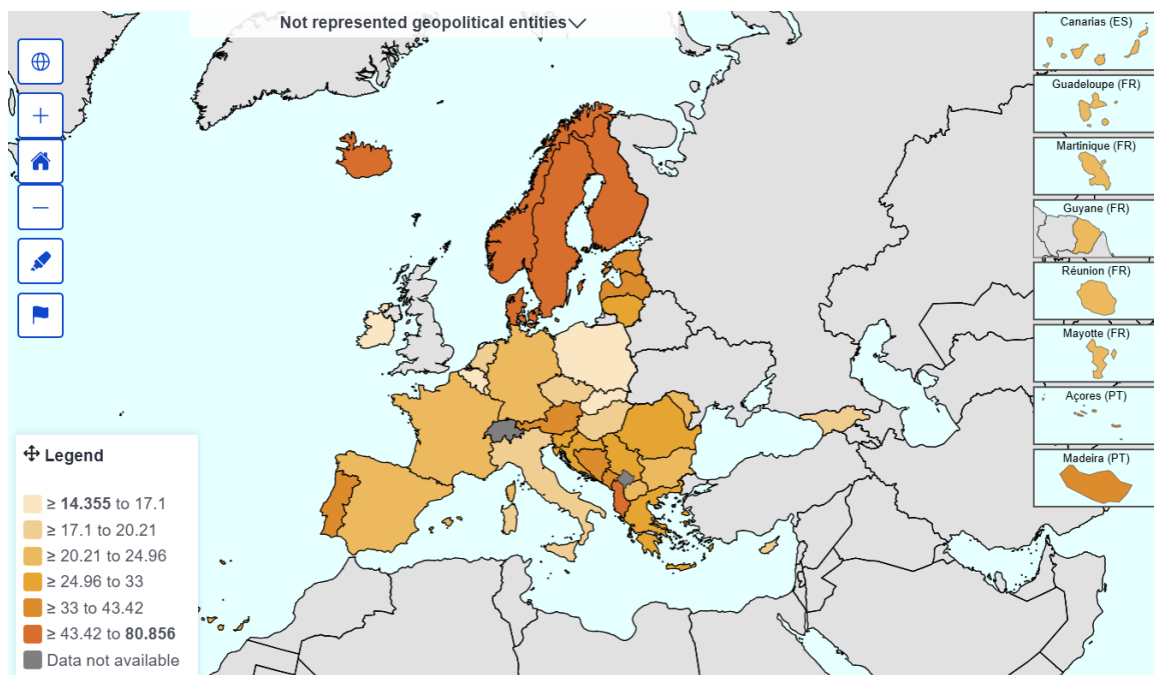


Рисунок 1.9 – Частка відновлюваної енергії у валовому кінцевому споживанні енергії в країнах Європи, 2023 р.[20]

Важливо також відзначити просторові відмінності у структурі ВДЕ в Європі. На карті “Share of renewable energy in gross final energy consumption by sector” (Eurostat, 2024) видно, що найвищий рівень частки відновлюваної енергії спостерігається у північних країнах ЄС — Швеції, Фінляндії, Норвегії та Ісландії, де ВДЕ становлять понад 50% кінцевого споживання енергії. Водночас у країнах Центральної Європи (Чехія, Угорщина, Польща) цей показник коливається в межах 17–25%, що демонструє потенціал для подальшого розвитку. У країнах Південної Європи (Іспанія, Португалія, Греція) помітно зростає роль сонячної енергетики, тоді як на півночі Європи ключову роль відіграє біоенергетика та гідроенергія.

Отже, світові та європейські тенденції розвитку ВДЕ свідчать про перехід від централізованих енергетичних систем до розподілених і гнучких моделей генерації, які поєднують локальне виробництво, споживання та зберігання енергії. Така енергетична еволюція не лише сприяє декарбонізації, але й підвищує енергетичну безпеку держав та стійкість енергосистем до кризових викликів.

Таким чином, стрімке зростання виробництва електроенергії з відновлюваних джерел є не лише наслідком технологічного прогресу, а й передумовою ширших змін у глобальній енергетиці. Розвиток ВДЕ стимулює перехід до більш електрифікованої економіки, у якій чисті джерела енергії поступово витісняють викопне паливо. Саме цей чистий енергетичний перехід стає головним рушієм зростання попиту на електроенергію у світі.

Згідно з доповіддю World Energy Outlook 2024 (IEA, 2024), чистий енергетичний перехід стає ключовим фактором зростання глобального попиту на електроенергію. В умовах активної декарбонізації економіки електроенергія поступово заміщує викопне паливо у таких секторах, як транспорт, промисловість і житлово-комунальне господарство. Відбувається масштабна електрифікація споживання, яка підтримується швидким розвитком відновлюваних джерел енергії та зниженням вартості технологій.

Міжнародна енергетична агенція прогнозує, що у найближчі роки попит на електроенергію зростатиме у середньому на 3% щороку, що значно перевищує темпи зростання загального енергоспоживання. Основним рушієм цього процесу є розширення секторів “чистої енергетики” – електромобільність, виробництво водню на базі електролізу, теплові насоси, дата-центри та промислові технології з низьким вуглецевим слідом.

Зокрема, електроспоживання у транспортному секторі, за оцінками Міжнародної енергетичної агенції, зросте у 4–5 разів до 2030 року завдяки масовому впровадженню електромобілів. Водночас швидке збільшення кількості дата-центрів і штучного інтелекту створює нові виклики для енергетичної системи — у деяких країнах їхній внесок у зростання попиту на електроенергію може перевищити 5–8% від загального приросту.

Такі тенденції вимагають масштабного розширення потужностей ВДЕ та розвитку розумних мереж (smart grids), які забезпечать стабільність та балансування системи. У звіті Міжнародної енергетичної агенції наголошується, що понад 90% нових електрогенеруючих потужностей до 2030 року мають бути відновлюваними, насамперед за рахунок сонячної та вітрової енергетики. Це є

необхідною умовою для досягнення глобальних кліматичних цілей і зменшення залежності від викопного палива.

Отже, чистий енергетичний перехід виступає не лише кліматичним чи технологічним трендом, а й фундаментальною економічною трансформацією, що змінює структуру попиту, інвестицій і споживання енергії у світі. Зростання ролі електроенергії в усіх секторах створює нові можливості для розвитку децентралізованих систем генерації, підвищення гнучкості енергоринку та інтеграції цифрових технологій в управління енергоспоживанням.[21]

Таким чином, глобальні процеси енергетичного переходу безпосередньо впливають і на Україну, яка поступово інтегрується до європейського енергетичного простору. Вітчизняний сектор відновлюваної енергетики розвивається у руслі світових тенденцій, проте його динаміка значною мірою визначається внутрішніми викликами, зокрема воєнними подіями та потребою післявоєнного відновлення. Саме тому доцільно розглянути поточний стан, структуру та перспективи розвитку відновлюваної енергетики в Україні до, під час і після війни.

До 2022 року Україна демонструвала стійке зростання сектора відновлюваної енергетики, який поступово інтегрувався в європейську енергосистему. Станом на кінець 2021 року загальна встановлена потужність ВДЕ сягнула 9,65 ГВт, з яких 7,59 ГВт припадало на сонячну енергетику. Найбільший розвиток спостерігався у домашніх сонячних електростанцій (СЕСд), які стали рушієм децентралізації енергосистеми. Дана динаміка проілюстрована на рисунку 1.10.

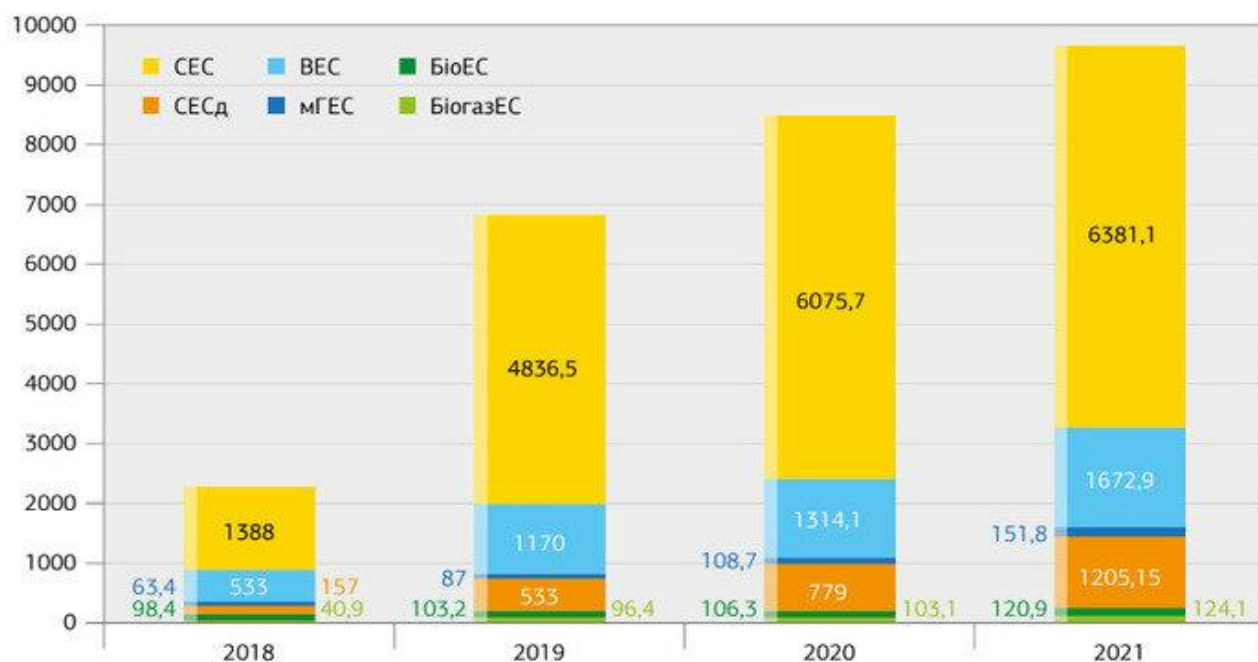


Рис. 1.10 Динаміка введення в експлуатацію потужностей ВДЕ в Україні у 2018–2021 роках [22]

На діаграмі чітко видно, що з 2018 по 2021 рік обсяги встановлених потужностей зростали майже у сім разів.

Сонячні електростанції (СЕС) — стали домінуючим видом генерації, забезпечуючи понад 75% усіх ВДЕ-потужностей у 2021 році.

Вітрові електростанції (ВЕС) демонстрували стабільне, але більш помірне зростання (з 533 МВт у 2018 р. до 1 672,9 МВт у 2021 р.).

Біоенергетика та малі ГЕС займали меншу частку, проте зберігали позитивну динаміку розвитку.

Такий розподіл потужностей відображає переважання сонячної генерації в структурі українських ВДЕ перед війною, що пояснюється сприятливими кліматичними умовами, спрощеною процедурою встановлення СЕС і популярністю “зеленого” тарифу.

Відновлювана енергетика України мала чітку регіональну концентрацію, що суттєво вплинуло на її вразливість у 2022 році. Даний факт наочно проілюстровано на рисунку 1.11

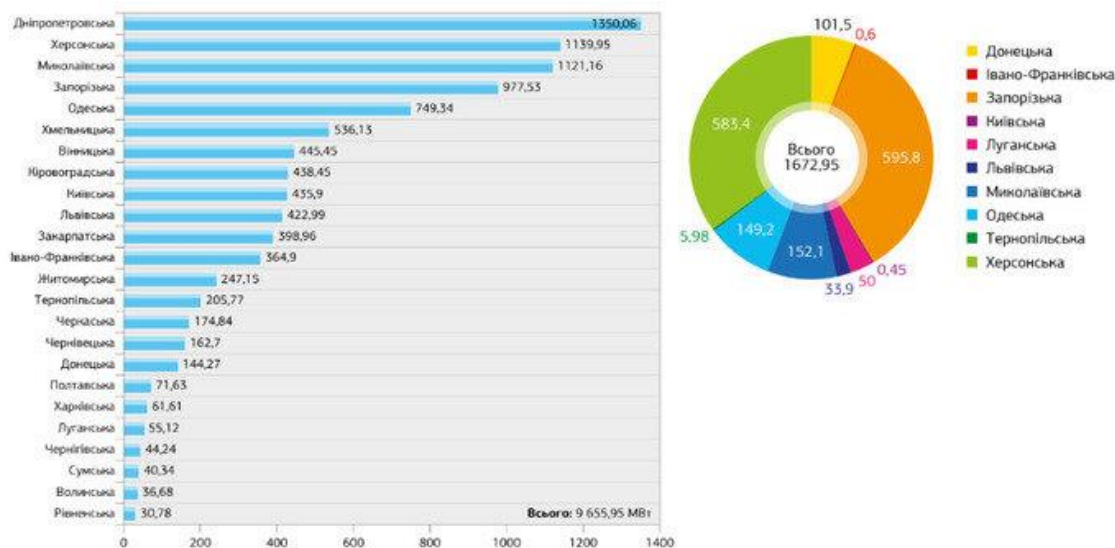


Рисунок. 1.11 Регіональний розподіл потужностей ВДЕ в Україні станом на 2021 рік[22]

На лівій частині діаграми показано, що найбільші обсяги встановлених потужностей зосереджувалися у:

- Дніпропетровській області — 1350 МВт,
- Херсонській — 1139 МВт,
- Миколаївській — 1121 МВт,
- Запорізькій — 978 МВт,
- Одеській — 749 МВт.

Ці регіони разом забезпечували понад 60% усієї генерації ВДЕ.

Колорова діаграма (праворуч) демонструє, що саме ці області стали головними “центрами сонячної енергетики”, тоді як західні регіони (Львівська, Івано-Франківська, Тернопільська) мали помірну, але зростаючу частку, переважно у біоенергетиці та мікроГЕС.

Ця структура зумовила вразливість сектора під час війни — частина найбільших об’єктів опинилася на окупованих територіях, що призвело до тимчасової втрати понад третини потужностей.

Після початку повномасштабного вторгнення у 2022 році приблизно 30–35% об’єктів ВДЕ опинилися в зоні бойових дій або на окупованих територіях. Це призвело до падіння виробництва електроенергії з ВДЕ майже вдвічі.

Були зафіксовані масштабні руйнування інфраструктури, особливо у Херсонській, Запорізькій та Миколаївській областях.

Фінансова ситуація також ускладнилася: рівень виплат “Гарантованого покупця” у 2022 році впав до 45%, що зменшило інвестиційну привабливість галузі.

Утім, домашні СЕС та невеликі об’єкти у західних регіонах частково компенсували дефіцит електроенергії в періоди пікових навантажень, довівши ефективність розподіленої генерації.

Сучасні прогнози вказують, що відновлення ВДЕ стане ключовим напрямом післявоєнної енергетичної трансформації України.

Одним із найперспективніших напрямів є розвиток офшорної вітроенергетики на Чорному морі. Тенденції, описані вище, відображені на рисунку 1.12.

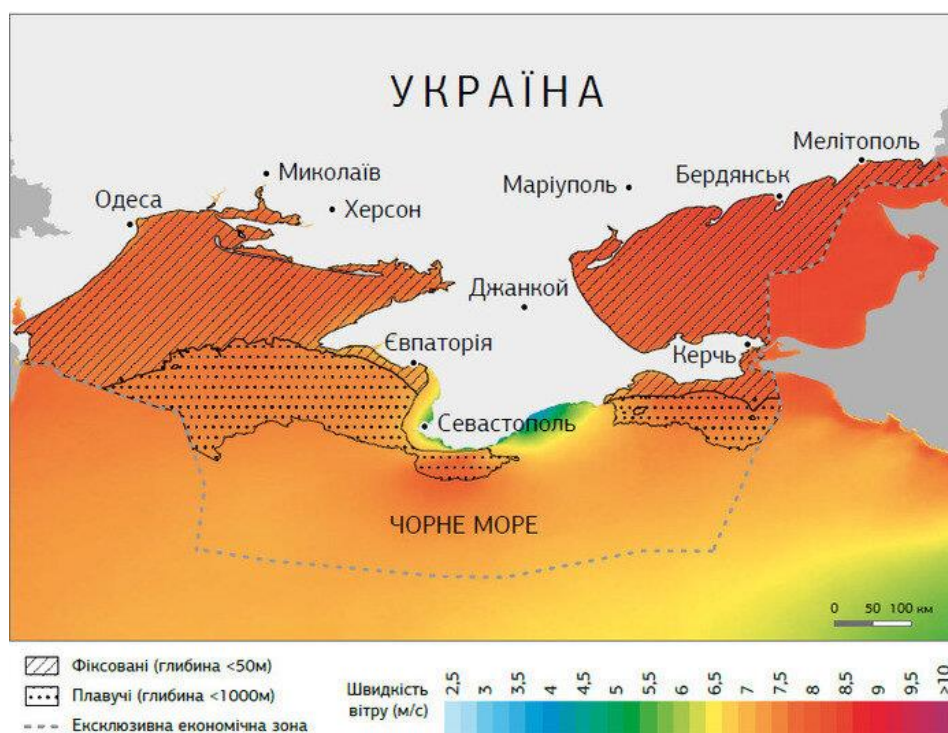


Рисунок 1.12 Потенціал розвитку офшорної (морської) вітроенергетики України у Чорному морі [22]

Карта відображає швидкість вітру на різних глибинах акваторії:

- Найсприятливіші умови — у північно-західній частині Чорного моря (біля Одеси, Миколаєва, Бердянська),
- Потенційна встановлена потужність — до 250 ГВт,

- Можливість спорудження фіксованих (до 50 м) і плавучих (до 1000 м) турбін.

Реалізація таких проєктів дозволить Україні інтегруватися до європейського енергоринку як експортер “зеленої” електроенергії, підвищити енергетичну незалежність та створити умови для сталого розвитку прибережних регіонів. [22]

У доповіді Міжнародної енергетичної агенції (МЕА) за 2024 [23] рік представлено десятикроковий план відновлення та зміцнення енергетичного сектору України. Одним із ключових напрямів цього плану, зазначеним у третьому пункті, є «Розширення та децентралізація енергопостачання». Основна ідея полягає у прискоренні розвитку локального та автономного виробництва електроенергії, яке зменшує вразливість системи до зовнішніх загроз.

МЕА пропонує не лише використовувати дизельні генератори як резервне джерело живлення, але й активно впроваджувати малі газові теплоелектроцентралі (потужністю до 40 МВт), сонячні та вітрові електростанції, а також технології зберігання енергії, зокрема акумуляторні системи.

Завдяки відповідним економічним та регуляторним стимулам такі рішення — особливо сонячні установки та системи зберігання енергії “за лічильником” — можуть бути впроваджені у короткі терміни, що дозволить підвищити надійність, гнучкість і стійкість української енергосистеми.

До 2022 року сектор ВДЕ в Україні переживав стрімке зростання, яке було зупинене війною, проте не зруйноване остаточно.

Попри втрати інфраструктури, відновлювана енергетика залишається стратегічним пріоритетом держави, а її подальший розвиток — невід’ємною частиною післявоєнного відновлення та інтеграції в європейський “зелений” курс (European Green Deal).

Для забезпечення стабільного відновлення та подальшого розвитку сектора ВДЕ необхідна системна державна підтримка, заснована на чітких правилах і довгостроковому стратегічному плануванні. Саме тому в Україні сформовано розгалужену нормативно-правову базу, яка регулює умови функціонування ринку

“зеленої” енергетики, стимулює інвестиції та узгоджується з європейськими стандартами у сфері енергоефективності та декарбонізації.

Державна політика України у сфері відновлюваної енергетики базується на комплексі законодавчих, нормативних та стратегічних документів, що визначають цілі енергетичної безпеки, декарбонізації та інтеграції з європейським енергетичним ринком. Основу цієї політики становлять такі акти, як Закон України “Про альтернативні джерела енергії”, Закон “Про ринок електричної енергії”, Закон “Про енергоефективність”, а також низка постанов і підзаконних актів, що регулюють механізми “зеленого” тарифу, аукціонів підтримки, сертифікації енергії з ВДЕ та приєднання малих генеруючих об’єктів [24]

Серед ключових стратегічних документів особливе місце займає Енергетична стратегія України до 2035 року “Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність”, яка визначає поступовий перехід до “зеленої” енергетики, зростання частки ВДЕ до 25% у кінцевому енергоспоживанні та розвиток децентралізованої генерації. Ці положення конкретизуються у Національному плані дій з відновлюваної енергетики та Національному плані з енергоефективності до 2030 року, ухваленому в рамках зобов’язань перед Енергетичним Співтовариством ЄС.[26]

Останній документ визначає стратегічні цілі щодо зниження енергоємності ВВП, модернізації систем теплопостачання, стимулювання енергоефективних технологій у промисловості, будівництві та транспорті, а також підвищення енергоефективності у державному секторі. План спрямований на досягнення до 2030 року скорочення первинного енергоспоживання щонайменше на 22% порівняно з базовим прогнозом, що відповідає середнім орієнтирам ЄС.[25]

Важливим етапом зближення України з європейським енергетичним простором стала синхронізація Об’єднаної енергетичної системи України з європейською мережею ENTSO-E, офіційно завершена у березні 2022 року. Це рішення, прийняте в умовах воєнного стану, забезпечило технічну інтеграцію української енергосистеми з європейською, відкривши можливості для експорту та

імпорту електроенергії, обміну резервами потужності та підвищення надійності системи.[28]

Синхронізація з ENTSO-E також стала важливим кроком до участі України у спільному енергетичному ринку ЄС, уніфікації правил балансування, добового та внутрішньодобового ринку, а також запровадження стандартів прозорості та звітності, характерних для країн-членів Євросоюзу.

У стратегічному вимірі Україна активно орієнтується на європейські практики, насамперед на цілі, визначені European Green Deal. Цей документ Європейської Комісії передбачає досягнення кліматичної нейтральності до 2050 року, поступове скорочення викидів на 55% до 2030 року (Fit for 55 Package), масштабне розгортання ВДЕ, систем зберігання енергії та розумних мереж. Україна інтегрує положення Green Deal у власну політику через гармонізацію законодавства, адаптацію системи енергетичного менеджменту, участь у програмах ЄС щодо декарбонізації промисловості та розвитку “зелених” технологій.[27]

Таким чином, державна енергетична стратегія України поступово трансформується від моделі підтримки через фіксовані “зелені” тарифи до ринково-орієнтованої системи, яка базується на конкурентних аукціонах, енергетичних громадах, гнучкому управлінні попитом і поступовому приєднанні до європейських механізмів торгівлі енергією та викидами CO₂.

Однією з основних проблем сучасної енергетики, особливо за умов швидкого зростання частки відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), є нестабільність сонячної та вітрової генерації, яка ускладнює процеси балансування енергосистеми. Як зазначається у звіті *ENTSO-E* [29], мінливість виробництва електроенергії з ВДЕ через погодні умови, сезонність та час доби призводить до суттєвих коливань потужності в енергомережі. Такі відхилення створюють необхідність постійного підтримання резервів, оперативного реагування операторів та розвитку більш гнучкої інфраструктури, здатної компенсувати короткострокові дисбаланси.

Значна частка сонячних і вітрових джерел також впливає на якість електроенергії, викликаючи гармонічні спотворення, коливання напруги,

перенапруги та інші відхилення, що можуть призвести до зниження надійності обладнання. Ці проблеми особливо проявляються у локальних мережах із високою концентрацією ВДЕ та відсутністю достатньої кількості накопичувачів енергії чи систем гнучкого споживання. [30]

Одним із найефективніших технічних рішень для подолання зазначених викликів є розвиток систем зберігання енергії (Energy Storage Systems, ESS). Саме застосування акумуляторних систем дозволяє акумулювати надлишкову електроенергію в години активної генерації (сонячні піки, сильний вітер) і використовувати її в періоди дефіциту. Це згладжує пікові навантаження, підвищує стабільність частоти та напруги й зменшує потребу у швидкодіючих резервних електростанціях. Найбільш поширеними є літій-іонні батареї, гідроакумулюючі системи та водневі сховища (Power-to-Gas), які поєднують зберігання та гнучке споживання енергії. [29]

Поряд із накопиченням, важливим інструментом стабілізації є впровадження систем управління попитом (Demand Side Management, DSM). Як зазначає Центр Разумкова [31] такі програми дають змогу споживачам активно брати участь у балансуванні енергосистеми, адаптуючи своє споживання відповідно до поточних умов ринку. Зокрема, механізми Demand Response (DR) дозволяють тимчасово зменшувати або переносити споживання електроенергії у години пікового навантаження, а динамічні тарифи (Dynamic Pricing) стимулюють використання енергії у періоди її надлишку. У поєднанні з технологіями “розумних мереж” (Smart Grids) це створює можливість автоматичного регулювання споживання побутовими приладами, тепловими насосами чи електромобілями в режимі реального часу.

Поєднання систем зберігання енергії з інструментами керування попитом формує інтегровану гнучку систему балансування, що забезпечує технічну стійкість, економічну ефективність та зниження потреби у традиційних резервних потужностях. Для України впровадження таких підходів є стратегічно важливим у контексті зростання частки ВДЕ та інтеграції до європейського енергетичного ринку ENTSO-E. Це дозволить не лише зменшити ризики дисбалансів, а й створити

передумови для формування енергосистеми нового покоління — гнучкої, децентралізованої та кліматично нейтральної.

1.4 Огляд нормативно-правового регулювання

Інтеграція розподіленої генерації в енергосистему України визначається поєднанням регуляторних вимог, технічних умов та бар'єрів, які виникають у процесі її практичного впровадження. Правові засади функціонування сектору формуються передусім у Законі України «Про ринок електричної енергії» (2017), що заклав модель конкурентного ринку відповідно до норм Третього енергопакета ЄС, а також у Законі України «Про альтернативні джерела енергії», де передбачено стимули розвитку відновлюваних технологій, зокрема запровадження «зеленого тарифу» та механізмів підтримки домогосподарств. Окремі положення щодо відновлюваної генерації та енергоефективності також містяться у Законі України «Про енергозбереження», у Кодексі системи передачі, Кодексі систем розподілу та у «Правилах приєднання електроустановок до електричних мереж».

Для домогосподарств із сонячними електростанціями та малою генерацією діє спрощена процедура приєднання, яка передбачає подання заявки оператору системи розподілу, отримання технічних умов та виконання монтажних робіт відповідно до встановлених вимог. Для більших проєктів необхідно виконати додаткові технічні зобов'язання, включаючи забезпечення параметрів релейного захисту, fault ride-through, відповідності стандартам якості електроенергії та узгодження з оператором системи передачі у випадку значних потужностей.

Разом з тим, в Україні існують суттєві технічні бар'єри для масової інтеграції розподіленої генерації. Серед них – обмежена пропускна здатність локальних електричних мереж, особливо у сільських регіонах, відсутність сучасних систем моніторингу й управління (smart grids), проблеми із якістю електроенергії у випадку високої концентрації малих сонячних станцій (флуктуації напруги, небаланси, гармоніки), а також потреба у використанні систем зберігання енергії чи гнучких споживачів для балансування.

З огляду на інтеграційний курс України до ЄС, технічні вимоги поступово гармонізуються із європейськими мережевими кодексами ENTSO-E. Це стосується, зокрема, «Requirements for Generators» (RfG), які висувають вимоги до генераторів щодо підтримки частоти, здатності працювати під час короткочасних збурень у мережі та дотримання стандартів диспетчеризації. У національному масштабі ключовими документами, що безпосередньо регулюють тему інтеграції розподіленої генерації, є:

- Закон України «Про ринок електричної енергії» (2017);
- Закон України «Про альтернативні джерела енергії»;
- Закон України «Про енергозбереження»;
- Кодекс системи передачі;
- Кодекс систем розподілу;
- «Правила приєднання електроустановок до електричних мереж»;
- Ліцензійні умови провадження господарської діяльності у сфері розподілу та постачання електричної енергії (НКРЕКП);
- Постанови НКРЕКП щодо «зеленого тарифу» та тарифів на приєднання.

Таким чином, нормативно-правова база України формально створює умови для інтеграції розподіленої генерації, однак у практичному вимірі її розвиток обмежується інфраструктурними і технічними бар'єрами. Гармонізація національних вимог із європейськими стандартами, розвиток розумних мереж і стимулювання використання систем зберігання є ключовими напрямками подальшого вдосконалення цього сектору.

1.5 Проблеми та бар'єри управління попитом у сучасних умовах.

У сучасних енергетичних системах, що активно переходять до моделі з високою часткою відновлюваних джерел енергії, управління попитом (Demand Side Management, DSM) та реагування на попит (Demand Response, DR) стають ключовими інструментами підвищення гнучкості та стабільності ринку. Проте, попри значний потенціал, впровадження цих механізмів стикається з низкою економічних, технічних і поведінкових бар'єрів, які уповільнюють їх розвиток як у світі, так і в Україні.

1. Економічні бар'єри

Одним із головних викликів є відсутність ефективних ринкових стимулів для споживачів, які могли б компенсувати участь у програмах управління попитом. Як зазначає *Міжнародне енергетичне агентство* [33], більшість споживачів не бачать прямої економічної вигоди від зміни своїх моделей споживання, оскільки тарифи не відображають реальних коливань вартості електроенергії. Додатковою проблемою є нерозвиненість тарифної політики, зокрема відсутність динамічного ціноутворення (time-of-use, real-time pricing), що дозволило б споживачам реагувати на зміну цін у режимі реального часу. У багатьох країнах Східної Європи, включаючи Україну, зберігається низький рівень лібералізації роздрібного ринку електроенергії, що зменшує можливості для появи активних споживачів та «прос'юмерів».

Згідно з аналітикою [31], в Україні відсутні чіткі економічні стимули для побутових і малих бізнес-споживачів, які б заохочували їх брати участь у програмах DR. Недостатня фінансова мотивація операторів систем розподілу також гальмує інвестиції у цифрові інфраструктури для управління попитом.

2. Технічні бар'єри

З технічного боку, основним обмеженням є нестача сучасної інфраструктури, здатної підтримувати автоматизований обмін даними між учасниками ринку. У звіті ENTSO-E [32] підкреслюється, що реалізація DR неможлива без розгортання інтелектуальних мереж (Smart Grids), розумних лічильників (smart meters) і платформ для обміну даними в реальному часі. Проте, рівень проникнення таких технологій у країнах, що розвиваються, залишається низьким.

Іншим викликом є нестача гнучкості на рівні генерації та споживання. Через високу частку непостійних ВДЕ та обмежену кількість систем зберігання енергії, оператори систем передачі змушені використовувати дорогі резервні потужності. Водночас, без інтеграції автоматизованих систем управління навантаженням (load control systems) потенціал DR залишається нереалізованим.

У дослідженні Smart Grid and Renewable Energy Journal [34] наголошується, що відсутність стандартів сумісності обладнання та централізованих систем

комунікації створює ризики фрагментованого розвитку технологій, які не можуть взаємодіяти між собою у єдиній мережі.

3. Поведінкові та соціальні бар'єри

Поведінкові фактори є не менш значущими, ніж технічні. Згідно з дослідженням Міжнародного енергетичного агентства [33], більшість споживачів не готові змінювати звички споживання енергії через низький рівень поінформованості, недовіру до ринку та страх перед новими технологіями.

Український контекст характеризується додатковими викликами — відсутністю освітніх кампаній і системи підтримки для кінцевих користувачів. Навіть серед потенційно зацікавлених споживачів існує нерозуміння принципів роботи програм DSM, що знижує рівень участі населення. Крім того, низький рівень цифрової грамотності та відсутність довіри до енергоринку залишаються ключовими перешкодами на шляху залучення побутових користувачів. [31]

4. Шляхи подолання бар'єрів

Для вирішення зазначених проблем експерти ENTSO-E [32] пропонують інтегрований підхід, який включає розвиток ринку гнучкості, стандартизацію цифрових рішень та створення рівних умов доступу до даних для всіх учасників. У свою чергу, Міжнародне енергетичне агентство [33] наголошує на необхідності перехідного періоду тарифної лібералізації — поступового впровадження динамічних тарифів, які б забезпечили фінансову зацікавленість споживачів без різких стрибків цін.

Українські експерти [31] рекомендують створення національної програми з управління попитом, яка б об'єднала операторів систем розподілу, споживачів та державні органи для розроблення нормативної бази, стимулів і інформаційних кампаній. Додатковим напрямом є розвиток пілотних проектів “розумних мереж” із залученням міжнародних партнерів та приватного бізнесу.

Технічні бар'єри можуть бути зменшені через розширення програм модернізації електромереж, інтеграцію систем зберігання енергії та автоматизованих платформ керування навантаженням, що забезпечують

прозорість і ефективність обміну енергетичними даними між споживачами та операторами.

Отже, успішна реалізація систем управління попитом потребує комплексного поєднання економічних стимулів, технологічних рішень і змін поведінки споживачів. Подолання існуючих бар'єрів можливе лише за умови тісної співпраці між державними органами, енергетичними компаніями та кінцевими користувачами, що відповідає європейському підходу до формування гнучкої, кліматично нейтральної енергосистеми.

Висновки до розділу 1

У першому розділі було розглянуто теоретичні та практичні аспекти управління попитом на електричну енергію (Demand Side Management, DSM), його роль у сучасній енергетичній системі та взаємозв'язок із розвитком розподіленої генерації. Визначено, що DSM є одним із ключових інструментів підвищення енергоефективності, зменшення пікових навантажень та інтеграції відновлюваних джерел енергії.

Аналіз особливостей побутового енергоспоживання показав, що поведінкові та технологічні фактори істотно впливають на форму добових графіків навантаження. Розвиток розподіленої генерації — зокрема, фотоелектричних систем і систем зберігання енергії — створює передумови для формування гнучких споживачів та локального балансування енергосистеми.

У розділі також проаналізовано нормативно-правові засади управління попитом у країнах ЄС та Україні. Європейські директиви (зокрема, Energy Efficiency Directive 2023/1791) визначають підвищення гнучкості попиту як пріоритет енергетичної політики, тоді як в Україні ця сфера перебуває на етапі становлення та потребує подальшого розвитку регуляторної бази.

Ідентифіковано основні бар'єри впровадження систем DSM: економічні (високі початкові витрати, відсутність стимулюючих тарифів), технічні (нестача інтелектуальних мереж і систем обліку) та поведінкові (низький рівень енергетичної свідомості споживачів). Водночас визначено потенційні шляхи їх

подолання — розвиток цифрової інфраструктури, використання смарт-технологій, інформаційні кампанії та впровадження динамічного тарифоутворення.

Загалом результати розділу підтверджують, що управління попитом є ключовим інструментом переходу до сталої, децентралізованої та кліматично нейтральної енергосистеми. Отримані висновки формують методологічну основу подальших розрахунків та моделювання енергетичних систем у наступних розділах роботи.

2 МЕТОДОЛОГІЧНІ ПІДХОДИ ДО УПРАВЛІННЯ ПОПИТОМ ПОБУТОВИХ СПОЖИВАЧІВ

2.1 Класифікація методів регулювання попиту

Управління попитом на електроенергію (Demand Side Management, DSM) є одним із ключових напрямів сучасної енергетичної політики, що базується на поєднанні економічних, технічних та поведінкових інструментів. За своєю сутністю ці методи є частиною загальної системи державного регулювання економіки, оскільки споживання електроенергії безпосередньо впливає на енергетичний баланс, ринкові ціни, екологічні показники та економічну стабільність держави. Саме тому при систематизації методів управління попитом доцільно використовувати аналогічний підхід, що застосовується у класичній економічній теорії для класифікації методів державного впливу. Сутність даного підходу продемонстровано на рисунку 2.1.



Рисунок 2.1 Класифікація методів державного регулювання економіки [35]

Як і в економічній системі загалом, у сфері енергетики можна виділити два основних типи регуляторного впливу – пряме та непряме.

Пряме регулювання охоплює правові, адміністративні або технологічні заходи, що мають обов'язковий характер і безпосередньо впливають на поведінку споживачів.

Непряме регулювання, навпаки, ґрунтується на створенні економічних, тарифних чи інформаційних стимулів, що формують мотивацію до зміни споживчої поведінки без адміністративного примусу.

Таким чином, принципова логіка державного регулювання економіки може бути перенесена на систему управління попитом електроенергії, що дозволяє структурувати існуючі механізми DSM за аналогією до економічної класифікації.

1. Пряме регулювання попиту на електроенергію

До цієї групи належать заходи, що мають примусовий або технологічно визначений характер. Вони спрямовані на безпосередню зміну режимів споживання електроенергії у відповідь на команди оператора системи або державні вимоги.

1.1 Правові та адміністративні інструменти реалізуються через законодавчі норми, стандарти енергоефективності, технічні регламенти, а також через державні програми стимулювання Smart Grid і обов'язкове впровадження інтелектуального обліку.

1.2 Технологічні рішення включають використання розумних лічильників, систем HEMS, IoT-платформ, що автоматично регулюють навантаження відповідно до сигналів енергосистеми.

1.3 Договірні механізми Demand Response передбачають укладання контрактів між оператором ринку чи агрегатором і споживачем, за якими останній зобов'язується зменшити навантаження у пікові години в обмін на винагороду.

Такі інструменти можна співвіднести з правовими та адміністративними методами прямого державного впливу, наведеними на рисунку: вони встановлюють обов'язкові правила, нормативи або технічні умови функціонування енергосистеми.

2. Непряме регулювання попиту на електроенергію

Непрямі методи орієнтовані на ринкові стимули, поведінкові та інформаційні інструменти, які створюють сприятливі умови для добровільної зміни споживчої поведінки.

2.1 Економічні інструменти включають динамічні тарифи, багатозонні лічильники, систему компенсацій чи премій за гнучкість, податкові пільги для побутових ВДЕ-систем. Вони формують економічну мотивацію до перенесення споживання у непікові години.

2.2 Інформаційно-поведінкові інструменти полягають у реалізації освітніх кампаній, програм енергоефективності, публічних інтерфейсів моніторингу споживання (наприклад, через мобільні додатки або HEMS-панелі).

Ці методи відповідають економічним та пропагандистським формам непрямого регулювання економіки, зображеним у класичній схемі. Їх ефективність базується не на адміністративному тиску, а на формуванні економічної доцільності та екологічної свідомості споживачів.

Ефективне регулювання попиту на електроенергію здійснюється за допомогою комбінації прямих та непрямих методів, які охоплюють законодавчі, адміністративні, економічні, технологічні та поведінкові інструменти. Така класифікація узгоджується з принципами державного регулювання економіки, коли прямі методи мають нормативно-обов'язковий характер, а непрямі – створюють стимули для добровільної участі споживачів у балансуванні енергосистеми.

До прямих методів належать заходи, що реалізуються через законодавчі акти, державні програми та адміністративні інструменти, які безпосередньо впливають на споживання енергії.

Базою для управління попитом в Україні є національне законодавство у сфері енергоефективності та енергетики. До основних документів належать:

1. Закон України «Про енергозбереження» (1994), який визначає загальні принципи державної політики щодо раціонального використання енергоресурсів;

2. Закон «Про ринок електричної енергії» (2017), що передбачає інтеграцію побутових споживачів у ринкові відносини, розвиток програм енергетичної гнучкості та участь у балансувальних ринках;

3. Закон «Про енергетичну ефективність» (2021), який впроваджує інструменти енергетичного менеджменту та енергосервісу на рівні житлових будинків і муніципалітетів.

Ці закони створюють нормативну основу для впровадження Demand Side Management (DSM), стимулюючи енергоощадну поведінку, модернізацію житлового фонду та розвиток інтелектуальних енергетичних систем [40].

Прямі методи реалізуються також через державні програми фінансової підтримки населення та об'єднань співвласників (ОСББ, ЖБК), що спрямовані на зменшення енергоспоживання і навантаження на електромережі:

1. Програма "Теплих кредитів" — надає державну компенсацію частини кредитів, взятих населенням або ОСББ на придбання енергоефективного обладнання, утеплення будинків, модернізацію систем освітлення і опалення. Програма функціонує з 2015 року і є одним із найуспішніших прикладів стимулювання енергозбереження серед домогосподарств [41].

2. Фонд енергоефективності та програма "Енергодім" — створені для підтримки модернізації житлового сектору, впровадження енергосервісних контрактів (ЕСКО) та проведення енергетичних аудитів. Згідно з даними Держенергоефективності [40], реалізація таких проектів дозволяє скоротити споживання електроенергії у багатоквартирних будинках до 30 %.

3. Енергосервіс (ESCO) — механізм, що передбачає залучення приватних компаній для реалізації енергомодернізаційних заходів із подальшою компенсацією інвестицій за рахунок досягнутої економії енергії. За інформацією Держенергоефективності [40], в Україні вже укладено понад 600 ЕСКО-контрактів у бюджетних установах і житловому секторі.

Такі програми мають безпосередній вплив на поведінку споживачів, оскільки знижують бар'єри до впровадження енергоефективних технологій, сприяють

масовій модернізації будинків та створюють інституційну основу для подальшої участі побутового сектору в системах DSM.

До прямого регулювання належить також технічне управління навантаженням через:

- дистанційне обмеження споживання електроенергії у години пікового попиту (на основі smart metering);
- диспетчеризацію побутових навантажень через агрегаторів;
- приєднання HEMS до систем управління операторів розподільчих мереж.

Як зазначено у дослідженні CIGRE-Україна [37], застосування таких рішень дозволяє зменшити пікові навантаження побутових споживачів до 1 ГВт, що еквівалентно 5–10 % загального навантаження Об'єднаної енергосистеми.

Ефективна реалізація непрямих методів регулювання попиту на електроенергію можлива через впровадження конкретних економічних, технологічних та поведінкових інструментів, які довели свою результативність у міжнародній практиці. За результатами аналітичних досліджень Міжнародного енергетичного агентства [36], сучасна політика енергоефективності поступово зміщується від директивних норм до ринково орієнтованих механізмів, що поєднують економічні стимули, тарифні сигнали та інформування споживачів. Саме така комбінація забезпечує гнучкість споживання і створює умови для інтеграції розподіленої генерації та відновлюваних джерел енергії у локальні енергосистеми.

Одним із найбільш поширених інструментів є динамічне тарифоутворення (Dynamic Pricing), коли ціна на електроенергію змінюється залежно від навантаження у системі або від ринкової ціни на добовому ринку. Такий підхід стимулює споживачів переносити енергомісткі процеси на години мінімального попиту, зменшуючи пікові навантаження та балансувальні витрати. Як зазначено у звіті IEA [36], у країнах ЄС та Північної Америки застосування time-of-use тарифів дозволило зменшити пікове навантаження в домогосподарствах у середньому на 10–15 %. В Україні реалізація подібних механізмів можлива через розширення

тризонних тарифів та узгодження їх з погодинними цінами ринку "на добу наперед", що відзначено і в аналітичному звіті СІГРЕ-Україна [37].

Іншим важливим елементом є впровадження інтелектуальних систем обліку (Smart Metering), які забезпечують прозорість енергоспоживання, можливість дистанційного моніторингу та адаптацію тарифів до реальних умов. Станом на 2020 рік в Україні налічувалося близько 17,2 млн побутових лічильників, з яких лише 1,7 млн (10 %) були інтелектуальними [37]. Подальший розвиток системи Smart Metering дозволить переходити від фіксованих тарифів до реального попиту, створюючи економічну мотивацію для учасників ринку самостійно регулювати навантаження.

Важливим напрямом непрямого регулювання є підтримка побутових систем енергоменеджменту (HEMS — Home Energy Management System).

Згідно з аналітикою GridX [39], HEMS — це цифрова система, яка координує виробництво, накопичення та споживання електроенергії в межах домогосподарства. Вона поєднує такі компоненти, як фотоелектричні панелі, зарядні станції для електромобілів, побутові прилади, системи акумуляування та мережеві інтерфейси. Завдяки алгоритмам оптимізації та елементам штучного інтелекту HEMS може:

- прогнозувати споживання на основі історичних даних і погодних умов;
- автоматично вмикати або вимикати пристрої відповідно до тарифних сигналів;
- підвищувати частку самоспоживання від локальної генерації;
- зменшувати викиди CO₂, оптимізуючи використання чистої енергії.

Таким чином, HEMS є практичним інструментом інтеграції розподіленої генерації, енергоефективності та DSM, який перетворює пасивного споживача на активного учасника енергоринку. У розвинених країнах HEMS активно інтегруються в структуру Smart Grid та поєднуються з технологіями Internet of Things (IoT), що забезпечує оперативне реагування на цінові сигнали та погодинні прогнози навантаження [36].

Окрему групу становлять поведінкові заходи, спрямовані на формування енергетичної свідомості населення. Як підкреслює МЕА [36], надання побутовим споживачам детальної інформації про власне енергоспоживання у реальному часі може скоротити витрати електроенергії на 5–12 %. В Україні перспективним напрямом є створення мобільних платформ для енергомоніторингу, що дозволяють побачити щоденну статистику, порівнювати споживання з іншими користувачами, а також отримувати поради щодо енергоефективної поведінки.

Ще одним інструментом непрямого впливу виступають ринкові стимули для побутових прос'юмерів – споживачів, які одночасно виробляють та споживають електроенергію. У рамках Четвертого енергетичного пакету ЄС [38] передбачено створення гнучких механізмів участі таких споживачів у балансувальних ринках і програмах управління попитом. Наприклад, побутові власники фотоелектричних систем або систем зберігання енергії можуть продавати надлишки енергії або отримувати компенсації за відключення навантаження під час піків споживання. Це дозволяє створити ринок гнучкості, де кожен учасник отримує економічний стимул оптимізувати власний профіль споживання.

Таким чином, сучасна практика показує, що непрямі методи управління попитом у поєднанні з технологічними інноваціями (smart metering, HEMS, IoT) створюють основу для формування енергетично свідомого побутового споживача, здатного активно впливати на стабільність енергосистеми. Розвиток цих підходів в Україні потребує послідовного вдосконалення тарифної політики, інвестицій у цифрову інфраструктуру та інтеграції європейських стандартів енергетичної гнучкості.

2.2 Алгоритми оптимізації режимів споживання.

Оптимізація режимів споживання електроенергії є одним із ключових напрямів розвитку систем управління попитом (Demand Side Management), адже вона забезпечує підвищення ефективності використання енергоресурсів, зменшення пікових навантажень та досягнення балансу між виробництвом і споживанням. Зі зростанням частки розподілених джерел енергії, розвитком

побутового прос'юмерства та впровадженням інтелектуальних мереж потреба в ефективних алгоритмах оптимізації стає одним із пріоритетних завдань сучасної енергетичної системи [1], [42], [47].

Основою більшості алгоритмів оптимізації є математичне програмування, яке дозволяє формалізувати задачу мінімізації витрат або енергоспоживання з урахуванням технічних, економічних та часових обмежень. Цільова функція у загальному вигляді може бути описана як:

$$\min F(x) = \sum_{t=1}^T (C_t \cdot P_t + P_{\text{loss}} + P_{\text{shift}}) \quad (2.1)$$

де C_t – тариф на електроенергію у момент часу t , P_t – споживана потужність, P_{loss} – втрати енергії у системі, а P_{shift} – витрати, пов'язані з перенесенням навантаження у часі [42], [43]. Такий підхід використовується в системах, де необхідно узгодити добові профілі навантаження споживачів із тарифними зонами або виробничими можливостями генерації. Оптимізаційна задача враховує технічні параметри енергосистеми, обмеження потужності, комфорт споживача та ринкові сигнали. Для її розв'язання застосовуються методи лінійного, нелінійного, динамічного та стохастичного програмування, а також евристичні підходи, які забезпечують ефективність у складних багатовимірних моделях [44], [47].

Алгоритми управління споживанням поділяються на тарифоорієнтовані (price-based) та стимулюючі (incentive-based) [1]. Тарифоорієнтовані підходи передбачають зміну графіка роботи побутових приладів залежно від цінових сигналів, диференційованих тарифів або погодинного ринку електроенергії. Наприклад, у години нічного мінімуму алгоритм автоматично переносить роботу бойлера, пральної машини або зарядної станції для електромобіля на періоди з нижчим тарифом. Стимулюючі методи ґрунтуються на контрактах між споживачем і оператором ринку, де споживач отримує винагороду за участь у балансуванні системи, зменшуючи споживання у пікові години [32].

Особливої уваги заслуговують алгоритми мультикритеріальної оптимізації, які одночасно враховують економічні, технічні та екологічні параметри системи.

Такі підходи застосовуються у моделях активних споживачів, що поєднують локальну генерацію, накопичувачі енергії та інтеграцію з розподільчою мережею. У роботі [45] розглядається аналіз сумісної роботи різних типів розосереджених джерел електроенергії — сонячних, вітрових, дизельних та гідроустановок — і їх вплив на показники якості електроенергії, втрати потужності та стабільність напруги. Запропоновані авторами підходи базуються на принципах багатокритеріального вибору, коли при оптимізації враховується не лише мінімізація енергетичних витрат, але й підвищення надійності системи та ефективність використання встановлених потужностей.

Такі алгоритми дозволяють визначати раціональні режими роботи систем із різними джерелами генерації, узгоджуючи економічну доцільність їх експлуатації з технічною стабільністю мережі. У процесі оптимізації враховуються втрати енергії, тривалість циклів перемикавання, характеристики акумуляторів, а також екологічний ефект від залучення відновлюваних джерел. Завдяки цьому формується збалансований режим роботи системи, який мінімізує сумарні втрати енергії та підвищує ефективність взаємодії між споживачем і мережею [45]. Для реалізації подібних моделей широко застосовуються евристичні методи, що забезпечують гнучкість і здатність працювати в умовах великої кількості змінних і нелінійних залежностей. Евристичні методи оптимізації — це набір обчислювальних підходів, які дозволяють знаходити ефективні, хоча й не завжди абсолютно оптимальні, рішення у складних багатовимірних задачах, де традиційні математичні методи є занадто повільними або непридатними через нелінійність і велику кількість змінних [1], [42].

Одним із найпоширеніших евристичних методів є генетичні алгоритми (Genetic Algorithms, GA) — підхід, натхненний механізмами природного добору та еволюції. Замість пошуку оптимуму класичними обчисленнями, система створює «популяцію» можливих рішень і поступово покращує їх через операції відбору, схрещування та мутації [1]. У контексті управління попитом ці алгоритми дозволяють знаходити оптимальний розподіл навантаження або робочих режимів

побутових приладів, мінімізуючи витрати енергії та враховуючи обмеження тарифів і комфорту споживача .

Іншим прикладом є метод рою частинок (Particle Swarm Optimization, PSO), який базується на моделюванні поведінки зграї птахів або риб, що колективно шукають найкращу траєкторію руху до мети. У кожній ітерації «частинки» коригують своє положення в просторі рішень на основі власного досвіду та досвіду сусідів [41]. Такий підхід дозволяє ефективно оптимізувати графіки навантаження або керування енергетичними пристроями, де є велика кількість змінних і обмежень.

Ще один метод — алгоритм табу-пошуку (Tabu Search) — використовує ідею пам'яті про попередні рішення, щоб уникнути повторення неефективних варіантів і рухатися в напрямі покращення результатів [42]. Це забезпечує більшу стабільність і допомагає уникнути «локальних мінімумів», у які часто потрапляють класичні методи. У задачах DSM цей метод може застосовуватись для планування енергоспоживання або визначення послідовності вмикання пристроїв, коли потрібно враховувати часові обмеження, взаємозалежність приладів і цінові сигнали.

Ці підходи успішно застосовуються у моделюванні віртуальних електростанцій VPP (Virtual Power Plant — це віртуальна електростанція, тобто інтелектуальна система, яка об'єднує багато дрібних джерел енергії, накопичувачів і споживачів у єдиний керований комплекс.), де група малих споживачів і виробників діє як єдиний агрегований елемент енергосистеми. Алгоритми оптимізації у таких моделях дозволяють скоротити втрати, вирівняти профіль навантаження та підвищити якість напруги в розподільних мережах [45], [46].

Не менш важливою частиною процесу оптимізації є прогнозування енергоспоживання, що забезпечує планування на коротко- та середньострокову перспективу. Використовуються статистичні методи, регресійний аналіз і моделі машинного навчання. За даними [17], найвищу точність прогнозу демонструють гібридні нейронні моделі, до прикладу CNN. (Convolutional Neural Networks) Вони враховують погодні умови, час доби, день тижня, сезонність і соціальні фактори.

Подібні підходи описані у [47], де впровадження алгоритмів прогнозування дозволяє системам заздалегідь планувати оптимальний розподіл навантаження на рівні мікромереж.

Оптимізаційні алгоритми активно впроваджуються у системи управління енергією в домогосподарствах HEMS (Home Energy Management System) , які поєднують прогнозування, планування та керування обладнанням [42], [38], [43]. У таких системах реалізуються методи MILP(методи змішаного цілочисельного лінійного програмування (Mixed Integer Linear Programming)- це дозволяє моделювати пристрої, що мають обмежені стани (вимкнено/увімкнено), наприклад бойлери, кондиціонери або акумуляторні системи. MILP використовується для побудови оптимального графіка роботи таких пристроїв з урахуванням мінімізації тарифних витрат і обмежень споживаної потужності. А також можна назвати метод підкріпленого навчання (Reinforcement Learning, RL), у яких система «вчиться» на основі досвіду, отримуючи винагороду за прийняття корисних рішень і штрафи за неефективні дії . Наприклад, RL може самостійно визначати оптимальний момент заряджання акумулятора або включення приладу, виходячи з поточних тарифів, стану мережі та прогнозів споживання. Такі моделі мають здатність адаптуватися до нових умов без попереднього програмування, що робить їх особливо перспективними для Smart Grid і побутових енергосистем. [38].

Як зазначено у [38], HEMS дає змогу координувати роботу фотоелектричних панелей, акумуляторів, теплових насосів і зарядних станцій, забезпечуючи автоматичне зниження навантаження у пікові години без втрати комфорту. Реалізація подібних підходів у Європі дозволила зменшити річне споживання електроенергії домогосподарствами до 20 відсотків та підвищити рівень самоспоживання локальної генерації до близько 70 відсотків [38].

Дослідження [47] також свідчать, що використання стохастичного програмування в управлінні мікромережами забезпечує зниження пікових потужностей на 15-25 відсотків і стабілізацію напруги навіть за умов змін генерації від сонячних панелей або акумуляторів. Такі підходи формують основу концепції локальних енергетичних хабів, які є частиною архітектури Smart Grid.

Загалом, алгоритми оптимізації режимів споживання формують інтегровану систему, що поєднує математичне моделювання, елементи штучного інтелекту та практичні інструменти керування попитом. Їх результативність підтверджується даними [32], згідно з якими застосування подібних підходів у програмах DSM у країнах ЄС дозволяє зменшити пікові навантаження, скоротити середнє споживання електроенергії домогосподарствами та підвищити рівень гнучкості систем.

2.3 Використання прогнозування навантажень і моделювання профілю споживання.

Прогнозування навантажень і моделювання профілю споживання відіграють ключову роль у сучасних системах управління попитом (DSM). Ці процеси забезпечують аналітичну основу для ухвалення рішень щодо планування енергоспоживання, оптимізації роботи приладів і балансування розподіленої генерації. Точний прогноз споживання дозволяє енергетичним операторам зменшувати потребу у резервних потужностях, а споживачам — адаптувати власну поведінку до тарифних сигналів і поточного стану енергосистеми [17], [11].

Прогнозування електричного навантаження може базуватись на класичних статистичних, методах машинного навчання або гібридних моделях, які поєднують обидва підходи.

Класичні статистичні методи.

До традиційних підходів належать регресійний аналіз, ARIMA-моделі та метод ковзного середнього. Регресійний аналіз дозволяє виявляти залежності між навантаженням і зовнішніми факторами, такими як температура, день тижня чи соціально-економічна активність. ARIMA (Autoregressive Integrated Moving Average) моделює часові ряди споживання на основі їхніх історичних значень, тоді як ковзне середнє згладжує коливання для короткострокових прогнозів.

Перевагою статистичних моделей є простота реалізації та мала потреба у великих обсягах даних. Однак їх точність зменшується в умовах високої мінливості побутового споживання або появи нових факторів, що не враховані у базі даних [11].

Методи машинного навчання.

Для підвищення точності прогнозу все частіше застосовуються алгоритми нейронних мереж (LSTM, CNN), градієнтного підсилення та випадкових лісів (Random Forest).

LSTM (Long Short-Term Memory) ефективно відтворює часові залежності споживання, особливо при добових і тижневих циклах.

CNN (Convolutional Neural Networks) здатні автоматично виявляти закономірності у великих наборах даних, поєднуючи часові та поведінкові фактори.

Random Forest і градієнтне підсилення працюють із великою кількістю параметрів — погодних, соціально-економічних, цінкових — забезпечуючи високу стійкість до шуму в даних.

Методи машинного навчання демонструють точність прогнозу понад 90 % у короткостроковому горизонті, але вимагають великих навчальних вибірок і високих обчислювальних ресурсів [17].

Гібридні моделі.

Найсучаснішим напрямом є поєднання статистичних і штучно-інтелектуальних методів у гібридні моделі, які враховують переваги обох підходів. Наприклад, статистичні моделі ARIMA використовуються для виявлення базових трендів, тоді як нейронні мережі LSTM коригують прогноз, враховуючи нелінійні взаємозв'язки. Такий підхід дає змогу суттєво зменшити похибку прогнозування, особливо у побутовому секторі, де споживання залежить від поведінкових і погодних чинників [17], [11].

Моделювання профілю споживання полягає у побудові типових графіків навантаження (добових, тижневих, сезонних) для окремих категорій домогосподарств. Ці графіки відображають закономірності зміни електроспоживання протягом часу та слугують основою для алгоритмів DSM.

Профіль побутового споживача зазвичай поділяється на три основні зони:

базове навантаження – споживання постійно ввімкнених приладів (освітлення, холодильник, інтернет-обладнання);

змінне навантаження – робота приладів, що вмикаються за потреби (пральна машина, кондиціонер, бойлер);

пікове навантаження – короткочасні сплески споживання у ранкові та вечірні години [17].

Вплив на форму графіка мають час доби, тип житла, рівень автоматизації та соціальний склад сім'ї. У дослідженнях [17] вказано, що побутові домогосподарства із впровадженими системами HEMS характеризуються більш рівномірними профілями навантаження, тоді як традиційні користувачі мають виражені піки споживання.

Сучасні системи управління попитом використовують результати прогнозування та моделювання для оптимізації режимів споживання і балансування енергосистеми. Отримані прогнозні дані інтегруються у алгоритми оптимізації, що формулюють задачу мінімізації витрат або споживання енергії за визначених обмежень. Така задача описується математично у вигляді цільової функції, де враховуються тарифи, втрати енергії та витрати на перенесення навантаження [42], [43].

Завдяки точному прогнозу система DSM може заздалегідь визначати, у які години доцільно активувати побутові прилади або зарядні станції, а коли – зменшити споживання. Це дозволяє узгодити добові профілі навантаження з тарифними зонами, знизити пікові потужності та зменшити втрати в мережі.

Отримані прогнозні дані також використовуються у мультикритеріальних алгоритмах оптимізації, що поєднують економічні, технічні та екологічні критерії. У таких моделях враховується не лише мінімізація витрат на електроенергію, але й підвищення надійності системи, ефективність роботи акумуляторів і стабільність напруги [45]. Ці підходи лежать в основі інтелектуальних систем енергоменеджменту (HEMS), які координують роботу побутових пристроїв, фотоелектричних панелей і систем зберігання енергії.

Застосування прогнозних моделей у поєднанні з алгоритмами оптимізації дає змогу підвищити точність планування споживання, знизити енергетичні втрати та підвищити стійкість енергосистеми. Дослідження показують, що впровадження таких підходів дозволяє скоротити пікові навантаження на 10–20 %, а витрати домогосподарств на електроенергію – на 8–12 % [32], [38], [47].

Таким чином, прогнозування та моделювання профілю споживання є аналітичним ядром систем управління попитом. Вони забезпечують точність оптимізаційних алгоритмів, підвищують ефективність роботи HEMS і створюють передумови для інтеграції побутових споживачів у майбутні інтелектуальні енергетичні мережі Smart Grid.

2.4 Інтелектуальні системи керування попитом

Інтелектуальні системи керування попитом є основою сучасних енергетичних мереж, оскільки забезпечують інтеграцію цифрових технологій, аналітики та автоматизації в управлінні споживанням і генерацією електроенергії. Вони є ключовим елементом розвитку концепції Smart Grid, що поєднує інформаційно-комунікаційні технології, датчики, лічильники, контролери, локальні джерела енергії та хмарні платформи в єдину керовану інфраструктуру [48]. Smart Grid забезпечує двосторонню взаємодію між усіма учасниками енергетичного процесу — від побутових споживачів до операторів системи передачі — з метою підвищення енергоефективності, гнучкості та надійності енергосистеми.

Важливим технологічним елементом Smart Grid є Інтернет речей (Internet of Things, IoT), який створює цифрову комунікаційну основу для збору та передавання даних у реальному часі. Технологія IoT забезпечує безперервний обмін інформацією між фізичними пристроями — сенсорами, лічильниками, контролерами, накопичувачами енергії та джерелами генерації. Завдяки цьому енергосистема набуває властивостей кіберфізичної системи, де кожен елемент не лише споживає або виробляє електроенергію, а й постійно передає дані про свій стан, навантаження та режими роботи. Як зазначено у [49], саме IoT є фундаментом інтегрованих Smart Grid-мереж, бо дозволяє поєднати тисячі пристроїв у єдину

платформу моніторингу, що працює на базі хмарних обчислень і аналітики великих даних.

Одним із перших рівнів взаємодії споживача з інтелектуальною мережею є розумні лічильники (Smart Meters). Вони фіксують дані про споживання електроенергії в реальному часі й забезпечують двосторонній обмін інформацією між домогосподарством і оператором системи. Це дозволяє запроваджувати динамічне тарифоутворення (time-of-use pricing), а також залучати споживачів до програм Demand Response, у межах яких користувачі можуть скорочувати навантаження у пікові години в обмін на фінансову винагороду [38], [50]. Розробки компанії KTS-Intek [50] демонструють, що сучасні Smart Meters оснащуються NB-IoT, LoRaWAN або LTE-M модулями, які забезпечують стабільний бездротовий зв'язок із контролерами та хмарними серверами. Така технологія усуває необхідність у ручному зчитуванні показників, підвищує точність обліку і створює базу для автоматизованого керування навантаженням. У поєднанні з сенсорами, що фіксують температуру, вологість, рівень освітленості або рух, розумні лічильники формують комплексну систему моніторингу побутового енергоспоживання, яка допомагає ідентифікувати неефективні режими роботи приладів і підвищувати енергоощадність домогосподарств.

На наступному рівні інтелектуальної архітектури енергосистеми функціонують локальні контролери — системи HEMS (Home Energy Management System) та BEMS (Building Energy Management System). Вони виступають «мозковим центром» управління енергією в будинку чи будівлі, координуючи роботу всіх споживачів, генераторів і накопичувачів. Такі системи збирають дані зі Smart Meters і IoT-сенсорів, аналізують їх та приймають рішення щодо оптимального використання енергії. Наприклад, HEMS може автоматично переносити роботу пральної машини, бойлера чи зарядного пристрою для електромобіля на години з низьким тарифом або підвищеною генерацією від сонячних панелей. Як зазначено в [48], HEMS і BEMS забезпечують перехід від пасивного споживання до активної участі користувача у функціонуванні

енергосистеми, тобто реалізують модель прос'юмера (prosumer) — споживача, який одночасно є виробником енергії.

Функціонування HEMS/BEMS базується на алгоритмах змішаного цілочисельного лінійного програмування (Mixed Integer Linear Programming, MILP), які дозволяють моделювати роботу приладів з обмеженою кількістю станів (увімкнено/вимкнено), а також на методах підкріпленого навчання (Reinforcement Learning, RL), що забезпечують самонавчання системи шляхом постійного аналізу тарифів, погодних умов і рівня споживання. Завдяки цьому такі системи здатні адаптуватися до змін середовища без втручання користувача. За даними [38], використання HEMS дозволяє зменшити річне споживання електроенергії домогосподарством до 20 %, а рівень самоспоживання від локальної генерації підвищити до 70 %.

На макрорівні управління попитом забезпечується через агрегаторів або віртуальні електростанції (Virtual Power Plants, VPP). Агрегатори об'єднують тисячі малих споживачів, генераторів і систем зберігання енергії у єдиний «віртуальний пул», який функціонує як один великий енергетичний об'єкт. У таких системах дані, отримані від Smart Meters і HEMS, передаються у хмарні платформи, де за допомогою аналітики великих даних і штучного інтелекту визначається оптимальний режим роботи мережі. Це дозволяє координувати реакцію побутових споживачів на зміни ціни або навантаження в енергосистемі, забезпечуючи участь у ринку балансування або наданні допоміжних послуг [1], [48].

Оператори Demand Response виконують координаційну функцію між агрегаторами та системними операторами, реалізуючи механізми фінансового стимулювання споживачів за зниження або перенесення навантаження. У роботах [49], [32] зазначається, що такі системи базуються на використанні хмарних обчислень (Cloud Computing) і аналітики великих даних (Big Data), що забезпечує високу швидкість обробки інформації та прийняття рішень у реальному часі.

Згідно з дослідженнями [48]–[50], упровадження інтелектуальних технологій IoT, Smart Meters, HEMS/BEMS і VPP створює цілісну екосистему Smart Grid, у якій інформаційні потоки інтегровані з енергетичними. Це дозволяє знизити втрати

електроенергії на 8–12 %, скоротити пікові навантаження до 20 %, підвищити частку відновлюваних джерел енергії в балансі системи на 25–30 % і забезпечити більш стабільну роботу енергетичних мереж. Smart Grid, таким чином, перетворюється на цифрову енергетичну платформу, де ключову роль відіграє взаємодія між споживачем, оператором і джерелами генерації через інформаційно-комунікаційні технології. Така архітектура є основою для розвитку децентралізованої, гнучкої та стійкої енергетичної системи майбутнього, яка відповідає цілям Європейського зеленого курсу та забезпечує енергетичний перехід України й країн ЄС до сталого розвитку [32], [48]–[50].

Висновки до розділу 2

У другому розділі було систематизовано методологічні підходи до управління попитом побутових споживачів, що є ключовою складовою розвитку сучасних енергетичних систем. На основі аналізу наукових і практичних джерел визначено, що ефективне управління попитом забезпечується через поєднання економічних, технологічних та поведінкових механізмів, спрямованих на раціоналізацію споживання електроенергії, зниження пікових навантажень та інтеграцію відновлюваних джерел у побутовий сектор.

Доведено, що методи регулювання попиту можна умовно поділити на прямі (законодавчі, нормативні, програмні) та непрямі (економічні, тарифні, інформаційно-поведінкові). Прямі методи реалізуються через державні програми підтримки енергоефективності, такі як енергосервісні контракти та програма «Теплі кредити», що стимулюють інвестиції у модернізацію житлового фонду. Непрямі методи базуються на формуванні економічних стимулів і поведінкової мотивації споживачів, зокрема через впровадження диференційованих тарифів, інформаційних кампаній та підвищення енергетичної обізнаності населення.

Особливу увагу приділено алгоритмам оптимізації режимів споживання, які формують основу технологічного управління попитом. Наукові дослідження показали ефективність використання математичного програмування, мультикритеріальних моделей і евристичних методів (генетичних алгоритмів, PSO,

табу-пошуку, RL), що дозволяють мінімізувати витрати на електроенергію та підвищити стабільність роботи енергосистеми. Застосування таких підходів дає можливість координувати роботу побутових приладів, акумуляторів та локальної генерації відповідно до змін тарифів і навантаження.

Досліджено значення прогнозування навантажень і моделювання профілю споживання, які є аналітичним ядром систем DSM. Показано, що поєднання статистичних і машинних методів (ARIMA, LSTM, CNN, Random Forest) забезпечує точність прогнозу понад 90 %, дозволяючи оптимізувати графіки споживання та знизити пікові навантаження на 10–20 % . Моделювання добових і тижневих профілів побутових домогосподарств дає змогу адаптувати споживання до ринкових сигналів, враховуючи соціально-поведінкові та технічні фактори.

На основі аналізу технологічних рішень визначено, що подальший розвиток управління попитом пов'язаний із впровадженням інтелектуальних систем енергоменеджменту (HEMS/BEMS), розумних лічильників (Smart Meters), технологій Інтернету речей (IoT), а також віртуальних електростанцій (VPP) та агрегаторів гнучкості . Вони формують цифрову екосистему Smart Grid, у межах якої побутові споживачі можуть активно брати участь у балансуванні системи, продавати надлишкову електроенергію або надавати послуги з гнучкості.

У результаті дослідження встановлено, що управління попитом у побутовому секторі переходить від пасивного реагування на тарифи до активної участі споживача у функціонуванні енергосистеми, що відповідає принципам Європейського зеленого курсу та Директивам Четвертого енергетичного пакета ЄС. Інтелектуалізація енергетичних мереж, поєднання економічних стимулів і цифрових технологій створюють основу для формування децентралізованої, гнучкої та стійкої енергетичної системи, орієнтованої на активного користувача.

РОЗДІЛ 3. РОЗРОБКА ПІДХОДІВ ДО УПРАВЛІННЯ ПОПИТОМ В УМОВАХ РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ

3.1 Постановка задачі оптимізації режимів роботи побутового споживача

3.1.1. Склад домогосподарств, локація та енергетичний контекст

У подальшому моделюванні ми фіксуємо один тип родини — 3 особи (2 дорослі + 1 дитина) — і порівнюємо його споживчу поведінку у двох типах житла: міська квартира ≈ 70 м² та заміський будинок ≈ 130 м². Такий підхід ізолює вплив саме будівлі, планувальних і технічних можливостей (дах під PV, місце під АКБ, наявність насосів/рециркуляції тощо) без зміни демографії та побутових звичок. Вибір триособової сім'ї відповідає типовій структурі домогосподарств в Україні й водночас віддзеркалює нинішнє демографічне тло: з початку повномасштабної війни фіксується суттєве зниження народжуваності (за публічними даними новинних ресурсів і держаналітики), однак ці тенденції відіграють роль лише як фон і не є прямим драйвером параметрів моделі.

Локацією дослідження обрано м. Київ — столицю і найбільше місто країни. Це забезпечує доступ до репрезентативних погодинних кліматичних рядів (сонячна радіація, температура) та відповідає міському характеру споживання з великою часткою квартир. Водночас для Києва актуальною є тема надійності енергопостачання: ризики блекаутів формують як поведінкову, так і технологічну адаптацію домогосподарств (домашні акумулятори, портативні станції, інверторні рішення).

Далі в роботі для квартири 70 м² розглядаються 2 сценарії: (а) без АКБ; (б) з АКБ 1-3 кВт·год. Експорт електроенергії в мережу приймаємо 0 (типова міська практика), отже керування зосереджене на зміщенні навантажень у «дешеві» години (TOU/нічний тариф), підготовці до DR-подій (попередній заряд АКБ) та підвищенні стійкості до коротких відключень. Базове споживання формують «always-on» прилади (холодильник, роутер, стендбай), а ранково-вечірні піки — кухня, освітлення та відкладні прилади (ПММ/пральна).

Для будинку 130 м² моделюємо 3 сценарії: (а) без DER; (б) PV 3–13 кВт; (в) PV+АКБ 2–20 кВт·год (інвертор 3–10 кВт). На відміну від квартири, будинок має реалістну площу даху під PV і додаткові електронавантаження (бойлер ГВП, циркуляційні та водопровідні насоси, кондиціонер). У сценаріях PV+АКБ алгоритм керування зарядом/розрядом мінімізує закупівлю в пікові години, підвищує частку самоспоживання та зменшує «кліпінг» PV, забезпечуючи коректне порівняння ефектів для однакової родини у двох різних типах житла.

3.1.2 Профілі навантаження: джерела, побудова та перевірка

Ми працюємо з реальним заміським будинком (~130 м², 2 поверхи, 3 мешканці). Є фактичне помісячне споживання електроенергії (див. таблицю нижче). Воно стало «якорем» для калібрування добових і погодинних профілів.

Крок 1 — інвентаризація приладів. Складено перелік побутових приладів із параметрами: кількість, потужність (Вт), тривалість використання для 4 типів днів (зима/літо × будень/вихідний), частка днів, у які прилад узагалі працює, коефіцієнт завантаження в години роботи. Для кожного типу дня ми порахували добову енергію приладу за формулою:

$$E_{\text{day}} = Q_{\text{ty}} \times \frac{P}{1000} \times h_{\text{day}} \times c_{\text{active}} \times u_{\text{year}} \quad (3.1)$$

Потім просумували по приладах — отримали цільові добові суми (кВт·год/д) для 4 типів днів.

Таблиця 3.1 Зведена таблиця приладів (фрагмент для ключових полів)

Прилад	К-ть	Потужність, Вт	Зима, год/д (будень)	Літо, год/д (будень)	Зима, год/д (вихідн.)	Літо, год/д (вихідн.)	Використання у році, %	Коеф. активності	Добова енергія, кВт·год (зима буд.)	Літо буд.	Зима вих.	Літо вих.
Лампочки	74	10	6	4	7	4	100%	0,9	3,996	2,664	4,662	2,664
Холодильник	1	300	4	4	4	4	100%	0,8	0,96	0,96	0,96	0,96
Водонагрівач	1	2000	4	1,5	3	1,5	100%	0,9	7,2	2,7	5,4	2,7
Насос циркуляції опалення (ЕСМ)	1	40	20	0	18	0	100%	0,7	0,56	0	0,504	0
Насос свердловинний/тисковий	1	900	0,8	1	1	1,3	100%	0,6	0,389	0,486	0,486	0,632
Пральна машина	1	1700	3	3	3	3	50%	0,7	1,785	1,785	1,785	1,785
Посудомийна машина	1	1800	3	3	3	3	100%	0,8	4,32	4,32	4,32	4,32
Духова шафа	1	2500	1	1	1	1	25%	0,9	0,563	0,563	0,563	0,563
Фен	1	2000	0,25	0,25	0,25	0,25	25%	0,9	0,113	0,113	0,113	0,113
Кавоварка	1	1450	0,25	0,25	0,25	0,25	100%	0,9	0,326	0,326	0,326	0,326
Телевізор	2	200	1	1	1	2	50%	0,6	0,12	0,12	0,12	0,24
ПК	2	200	3	2	2	2	50%	0,6	0,36	0,24	0,24	0,24
Чайник	1	1200	0,17	0,17	0,17	0,17	100%	0,8	0,16	0,16	0,16	0,16
Кондиціонер	3	3000	0	2	0	2,5	50%	0,7	0	6,3	0	7,875
Праска	1	1000	0,25	0,25	0,3	0,3	25%	0,75	0,047	0,047	0,056	0,056
Пилосос	1	500	0,25	0,25	0,25	0,25	25%	0,9	0,028	0,028	0,028	0,028
Мультиварка	1	850	2	2	2	2	25%	0,7	0,298	0,298	0,298	0,298
Разом (кВт·год/добу)									≈21,2	≈21,1	≈20,0	≈23,0

Крок 2 — погодинні профілі.

Щоб з добових сум отримати 24-точкові ряди, застосовано метод «база + вікна активності»:

- ввели нічно-денну базу b (постійні «always-on»: холодильник, роутер/стендбай тощо), однакову для кожної години;
- залишок $R = E_{\text{ціль}} - 24b$ розподілили по вікнах активності: ранок 06–09, обід 12–14, вечір 18–22, а влітку — додатково денний блок 14–19 (кондиціонер);
- нормували так, щоб сума 24 год точно дорівнювала добовій цілі. Отримані погодинні значення (кВт·год/год) наведені нижче.

Таблиця 3.2 Погодинні профілі (кВт·год/год) — нормовані під добові суми

вище

Година	Зима будень	Літо будень	Зима вихідний	Літо вихідний
0	0,41	0,32	0,441	0,326
1	0,41	0,32	0,441	0,326
2	0,41	0,32	0,441	0,326
3	0,41	0,32	0,441	0,326
4	0,41	0,32	0,441	0,326
5	0,41	0,32	0,441	0,326
6	1,33	0,94	1,061	1,086
7	1,33	0,94	1,061	1,086
8	1,33	0,94	1,061	1,086
9	0,41	0,32	0,741	0,326
10	0,41	0,32	0,741	0,326
11	0,41	0,32	0,741	0,326
12	0,41	0,62	0,801	0,766
13	0,37	0,6	0,76	0,74
14	0,41	1,69	0,76	1,9
15	0,67	1,69	0,71	1,9
16	0,71	1,69	0,71	1,926
17	0,71	1,71	0,741	1,926
18	2,33	1,66	1,581	1,706
19	2,33	1,66	1,581	1,706
20	2,33	1,66	1,581	1,706
21	2,33	1,66	1,581	1,706
22	0,41	0,32	0,441	0,326
23	0,49	0,32	0,441	0,396
Сума, кВт·год/добу	21,249	21,066	19,89	22,982

Крок 3 — зв'язка з реальністю. Річний календар (кількість зимових/літніх буднів і вихідних) зібрали в один погодинний ряд і підсумували по місяцях. Далі порівняли з фактичними місячними даними будинку; середнє відхилення не перевищує 10 %. За потреби база b та ваги вікон коригувалися мінімально, щоб зберегти правдоподібну форму добових кривих і точну добову суму.

Таблиця 3.3. Помісячне споживання (реальні дані будинку)

Місяць	Рік	Споживання, кВт·год
Квітень	2024	690
Травень	2024	697,5
Червень	2024	720
Липень	2024	632,4
Серпень	2024	503,8
Вересень	2024	398,2
Жовтень	2024	674,1
Листопад	2024	1230
Грудень	2024	546,5
Січень	2025	467,2
Лютий	2025	771,5
Березень	2025	537,3
Разом		7 868,50

Проведено валідацію побудованих профілів: розрахункові добові/місячні обсяги, отримані «знизу-вгору» за переліком приладів, зіставлено з фактичним споживанням будинку. Для холодного періоду (жовтень–березень) розрахунок дав 624,672 кВт·год/міс проти реальних 660 кВт·год/міс (відхилення $\approx +5,35$ %), для теплого періоду (квітень–вересень) — 651,764 кВт·год/міс проти 648 кВт·год/міс ($\approx -0,58$ %). Отже, різниця зовсім невелика (порядку до ~ 5 %) і підтверджує коректність прийнятих припущень щодо тривалостей роботи, коефіцієнтів активного використання та форми погодинних профілів.

Застосований у дослідженні підхід — інвентаризація електропобутових приладів → обчислення добових енергетичних сум → формування погодинних профілів за схемою «стаціонарна база + вікна підвищеної активності» з подальшим нормуванням до цільових добових значень — послідовно репліковано також для типового міського житла площею ≈ 70 м². Відповідні параметри приладів і розраховані часові зведено в таблиці ; числові показники збережено ідентичними до вихідних, що забезпечує методологічну порівнюваність результатів між сценаріями квартири та індивідуального будинку.

Таблиця 3.4 Зведена таблиця приладів — квартира 70 м²

Прилад	К-ть	Потужність, Вт	Зима, год/д (будень)	Літо, год/д (будень)	Зима, год/д (вихідн.)	Літо, год/д (вихідн.)	Використання у році, %	Коеф. активного використання	Добова енергія, кВт·год (зима буд.)	Літо буд.	Зима вих.	Літо вих.
Лампочки	20	10	6	4	6	4	100%	0,90	1,080	0,720	1,080	0,720
Холодильник	1	300	4	4	4	4	100%	0,80	0,960	0,960	0,960	0,960
Пральна машина	1	1700	3	3	3	3	50%	0,70	1,785	1,785	1,785	1,785
Посудомийна машина	1	1800	3	3	3	3	100%	0,80	4,320	4,320	4,320	4,320
Духова шафа	1	2500	1	1	1	1	25%	0,90	0,563	0,563	0,563	0,563
Фен	1	2000	0,25	0,25	0,25	0,25	25%	0,90	0,113	0,113	0,113	0,113
Кавоварка	1	1450	0,25	0,25	0,25	0,25	100%	0,90	0,326	0,326	0,326	0,326
Телевізор	2	200	1	1	1	3	50%	0,60	0,120	0,120	0,360	0,360
ПК	2	200	3	2	2	2	50%	0,60	0,240	0,240	0,240	0,240
Чайник	1	1200	0,17	0,17	0,17	0,17	100%	0,80	0,160	0,160	0,160	0,160
Кондиціонер	3	3000	0	2	0	2,5	50%	0,70	0,000	2,100	0,000	2,625
Праска	1	1000	0,25	0,25	0,3	0,3	25%	0,75	0,047	0,047	0,056	0,056
Пилосос	1	500	0,5	0,25	0,25	0,25	25%	0,90	0,056	0,028	0,028	0,028
Мультиварка	1	850	2	2	2	2	25%	0,70	0,298	0,298	0,298	0,298
Разом (кВт·год/добу)									10,067	11,779	10,288	12,553

Таблиця 3.5 Погодинні профілі (кВт·год/год) — нормовані під добові суми

вище

Година	Зима (будень)	Літо (будень)	Зима (вихідний)	Літо (вихідний)
0	0,15	0,14	0,17	0,17
1	0,15	0,14	0,17	0,17
2	0,15	0,14	0,17	0,17
3	0,15	0,14	0,17	0,17
4	0,15	0,14	0,17	0,17
5	0,15	0,14	0,17	0,17
6	0,689	0,643	0,601	0,61
7	0,689	0,643	0,601	0,61
8	0,689	0,643	0,601	0,61
9	0,15	0,14	0,17	0,17
10	0,15	0,14	0,225	0,26
11	0,15	0,14	0,225	0,26
12	0,15	0,39	0,41	0,47
13	0,15	0,39	0,41	0,47
14	0,15	0,74	0,5	0,93
15	0,425	0,74	0,5	0,93
16	0,425	0,74	0,5	0,93
17	0,425	0,74	0,5	0,93
18	1,253	1,066	1,042	1,154
19	1,253	1,066	1,042	1,154
20	1,253	1,066	1,042	1,154
21	1,253	1,066	1,042	1,154
22	0,15	0,14	0,17	0,17
23	0,15	0,14	0,169	0,173
Сума, кВт·год/добу	10,454	11,473	10,77	13,159

Таблиця 3.6. Помісячне споживання (реальні дані квартири)

Місяць	Рік	Споживання, кВт·год
1	2	3
Квітень	2024	580
Травень	2024	249
Червень	2024	250
Липень	2024	450
Серпень	2024	400
Вересень	2024	256

Продовження таблиці 3.6

1	2	3
Жовтень	2024	245
Листопад	2024	420
Грудень	2024	300
Січень	2025	478
Лютий	2025	145
Березень	2025	245
Разом		4 018

Для квартири $\sim 70 \text{ м}^2$ також виконано звірку «розрахунок за приладами \rightarrow фактичні дані».

У холодний період (жовтень–березень) отримано 304,219 кВт·год/міс проти 305,500 кВт·год/міс фактично (відхилення $\approx 0,419 \%$).

У теплий період (квітень–вересень) — 361,106 кВт·год/міс проти 364,167 кВт·год/міс (відхилення $\approx 0,840 \%$).

Таким чином, похибка не перевищує 1 % в обох сезонних зрізах, що підтверджує достатню точність прийнятих добових і погодинних профілів для подальших сценарних розрахунків.

3.1.3 Встановлення розподілених джерел у домогосподарстві: конфігурації, підбір та розрахунки

3.1.3.a Фотоелектрична система для будинку

Для проектування фотоелектричної системи обрано модуль JA Solar JAM54S31-440/LR серії Deep Blue 3.0 LR. Цей модуль створено на основі монокристалічної кремнієвої технології елементів, що забезпечує високий ККД та компактні розміри, роблячи його придатним для дахових установок з обмеженою площею. Панель має напівелементну (half-cell) архітектуру, яка підвищує продуктивність за часткового затінення та покращує надійність.

Таблиця 3.7 Ключові технічні характеристики панелі JA Solar JAM54S31-440/LR (Додаток А)

Параметри	Значення
1	
Номінальна потужність (P _{max})	440 W
ККД модуля	22.0%
Габарити (Д × Ш)	1762 × 1134 mm
Маса	20 kg
Напруга холостого ходу (V _{oc})	38.45 V
Напруга в точці максимальної потужності (V _{mp})	31.86 V
Струм у точці максимальної потужності (I _{mp})	13.81 A
Температурний коефіцієнт потужності	-0.35% /°C

Для визначення потенційної встановленої потужності фотоелектричної системи було виконано просторовий аналіз даху. Виходячи з геометричних параметрів панелі JA Solar JAM54S31-440/LR — з розмірами приблизно 1,76 м × 1,13 м, тобто площею 1,99 м² на модуль — ми оцінили максимально можливу кількість панелей, яку можна змонтувати в кожному сегменті даху.

Використовуючи супутникові знімки та цифрові макети покрівлі, придатну поверхню поділено на три монтажні зони, кожна з яких має власні параметри нахилу та орієнтації. З урахуванням міжмодульних відступів, запасів безпеки, потенційного затінення та схем формування стрінгів для інвертора, оцінена максимальна місткість панелей по кожній зоні, що зображені на рисунку 3.1



Рисунок 3.1 Сегментація даху на три монтажні зони

- зона 1 (орієнтація південь–південний захід): до 5 панелей.
- зона 2 (орієнтація південний схід): до 12 панелей.
- зона 3 (орієнтація північний захід, часткове затінення): до 17 панелей.

Наведені оцінки є практичною верхньою межею з урахуванням поточної геометрії даху та планувальних обмежень. Фактична кількість змонтованих модулів може бути незначно скоригована під час остаточного проєктування через особливості кріплень, проходів для обслуговування, а також оптимізації трасування кабелів і під'єднання до інвертора.

3.1.3.б Оцінка виробітку однієї панелі та всієї системи

Щоб визначити потенційну енерговиробітку однієї сонячної панелі, ми використали симулятор PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), розроблений Європейською Комісією. PVGIS дає змогу точно оцінювати виробництво сонячної енергії з огляду на географічне розташування, параметри системи та технічні характеристики фотомодулів.

У цьому аналізі застосовано панель JA Solar JAM54S31-440/LR із номінальною піковою потужністю 440 Вт (0,44 кВт_р) за стандартних умов

випробування (опромінення 1000 Вт/м^2 , температура $25 \text{ }^\circ\text{C}$). Це значення було використано як вхідний параметр у полі «Installed peak PV power» в PVGIS.

Симуляцію виконано для розташування будівлі з урахуванням фактичних умов монтажу — передусім орієнтації та нахилу даху. Геометрія даху є нестандартною, що не дозволяє рівномірно розмістити PV-модулі.

Тому доступну площу було поділено на три окремі сегменти, кожен із власними значеннями кута нахилу та азимуту. Узагальнені результати моделювання представлено на рисунках 3.2, 3.3, 3.4.

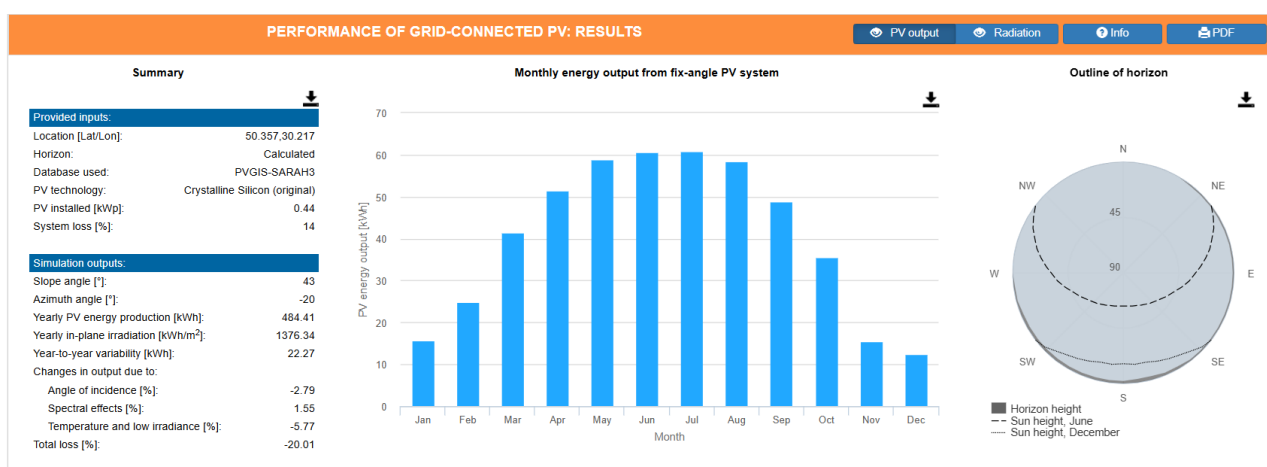


Рисунок 3.2 Місячна генерація та діаграма горизонту для Сегмента 1 (нахил 43° , азимут -20°). Джерело: PVGIS, розрахунок для 1 панелі $0,44 \text{ кВт}_p$.

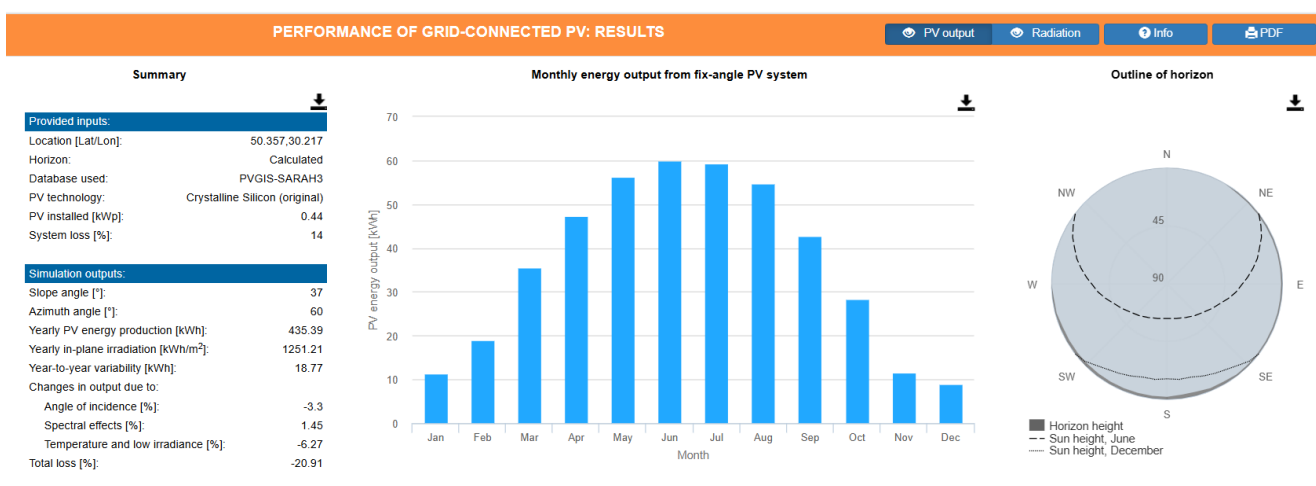


Рисунок 3.3 Місячна генерація та діаграма горизонту для Сегмента 2 (нахил 37° , азимут $+60^\circ$). Джерело: PVGIS, розрахунок для 1 панелі $0,44 \text{ кВт}_p$.

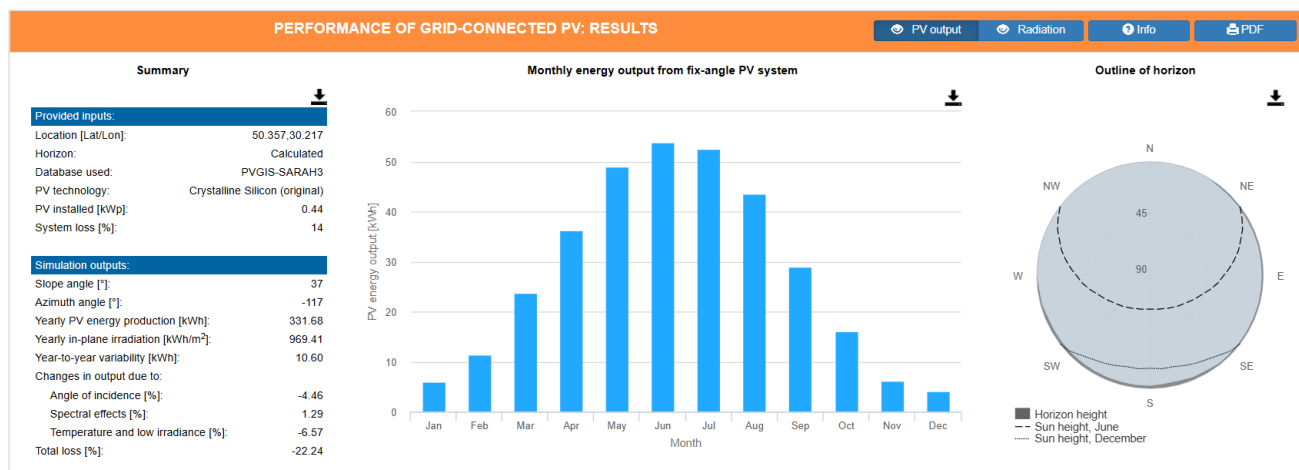


Рисунок 3.4 Місячна генерація та діаграма горизонту для Сегмента 3 (нахил 37° , азимут -117°). Джерело: PVGIS, розрахунок для 1 панелі 0,44 кВт_р.

У зв'язку з цим було виконано три окремі моделювання в PVGIS, кожне відповідало певному сегменту даху. У кожному випадку симуляція надавала середньодобовий і річний виробіток енергії від однієї панелі з урахуванням конкретних умов цієї зони.

Для побудови погодинних профілів споживання/генерації були опрацьовані вихідні дані за повний рік. Спочатку для кожного місяця розраховано середні добові значення у розрізі 24 годин. Отримані усереднені помісячні профілі для кожної зони наведені у додатках.

Після цього всі місяці поділено на два періоди: зимовий (жовтень–березень) та літній (квітень–вересень). Для кожної зони визначені окремі середні погодинні значення для холодного та теплого періоду року. Це дало змогу сформувати типові сезонні графіки, що відображають характерні зміни профілю протягом доби.

На основі цих значень складено узагальнену таблицю зимових і літніх профілів по трьох зонах. Таблиця використана для подальшої побудови графіків та розрахунку детальної економії.

Таблиця 3.8 Погодинний виробіток від однієї панелі за зонами

1	Зона 1		Зона 2		Зона 3	
	2	3	4	5	6	7
	Зима	Літо	Зима	Літо	Зима	Літо
0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0

Продовження таблиці 3.8

1	2		3		4	
2	0	0,000024	0	0	0	0,00002
3	0	0,003	0	0,0025	0	0,015
4	0,000017	0,032	0,00002	0,013	0,00002	0,067
5	0,012	0,096	0,002	0,029	0,012	0,131
6	0,043	0,163	0,010	0,044	0,034	0,175
7	0,100	0,218	0,029	0,101	0,055	0,198
8	0,133	0,251	0,066	0,162	0,065	0,198
9	0,142	0,251	0,097	0,200	0,062	0,176
10	0,123	0,237	0,101	0,221	0,047	0,149
11	0,111	0,201	0,108	0,215	0,039	0,114
12	0,077	0,174	0,096	0,220	0,030	0,081
13	0,041	0,124	0,073	0,195	0,018	0,055
14	0,012	0,068	0,039	0,161	0,007	0,040
15	0,001	0,024	0,010	0,118	0,001467	0,027
16	0	0,011	0	0,060	0	0,012
17	0	0,002	0	0,011	0	0,0024
18	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0

Далі були розраховані та отримані сезонні середні значення були використані для розрахунку потенційного місячного виробітку сонячних панелей для кожної з трьох зон. На основі їх встановленої потужності (2,2 kW, 5,28 kW та 7,48 kW відповідно) визначено орієнтовний обсяг генерації в кожному місяці року.

Таблиця 3.9 Місячний потенціал генерації СЕС для трьох зон залежно від встановленої потужності та кількості панелей

1	Зона 1	Зона 2	Зона 3	Максимальна кількість панелей на даху
	2,2 Kw = 5 панелей по 440W	5,28 Kw = 12 панелей по 440W	7,48 kW = 17 панелей по 440W	
2	3	4	5	
Січень	77,5	133,92	100,13	311,55
Лютий	124,6	228,48	195,16	548,24
Березень	207,7	427,8	405,79	1 041,29
Квітень	258	568,8	617,1	1 443,90
Травень	294,5	677,04	832,66	1 804,20

Продовження таблиці 3.9

1	2	3	4	5
Червень	303	720	912,9	1 935,90
Липень	305,35	710,52	890,63	1 906,50
Серпень	292,95	654,72	743,07	1 690,74
Вересень	244,5	514,8	489,6	1 248,90
Жовтень	176,7	338,52	274,04	789,26
Листопад	76,5	140,4	107,1	324,00
Грудень	62	107,88	68,51	238,39
Сумарно				13 282,87

Формування таблиці оптимальної кількості панелей

Для визначення необхідної та оптимальної кількості сонячних панелей у кожній зоні було застосовано інструмент Excel Solver. Метою розрахунків було встановити таку комбінацію кількості панелей, яка забезпечує покриття певної частки річного попиту домогосподарства (0,5; 0,75; 1; 1,25; 1,5), а також визначити максимально можливу кількість панелей, що може бути встановлена на доступній площі даху (приблизно відповідає частці 1,75 попиту).

У Solver цільовою функцією було задано досягнення конкретного значення річної генерації (у кВт·год), яке відповідає визначеній частці попиту. Змінними виступали кількості панелей у кожній з трьох зон даху.

Логіка розрахунку складалася з таких елементів:

- досягнення заданого обсягу генерації, необхідного для покриття вибраної частки споживання;
- рівномірний підбір кількості панелей у різних зонах, відповідно до їх доступної площі та реальної орієнтації;
- забезпечення цілочисельності та невід'ємності змінних.

У Solver були встановлені обмеження (згідно з вмістом таблиці та параметрами даху):

- кількість панелей у Зоні 1: ≤ 5
- кількість панелей у Зоні 2: ≤ 12
- кількість панелей у Зоні 3: ≤ 17
- усі змінні є невід'ємними (Make Unconstrained Variables Non-Negative)
- метод розв'язання — Simplex LP, оскільки задача є лінійною.

У результаті Solver знаходив оптимальну комбінацію панелей у трьох зонах, яка відповідає кожній частці попиту. Останній стовпець таблиці («Максимум панелей») відображає повне використання доступної площі даху — тобто граничну кількість панелей, яку фізично можливо встановити, що приблизно відповідає генерації на рівні близько 1,75 частки річного попиту домогосподарства.

Таким чином, таблиця демонструє, яку кількість панелей доцільно встановлювати для досягнення різного рівня енергетичної автономності домогосподарства та який є абсолютний технічний максимум.

Таблиця 3.10 Оптимальна кількість сонячних панелей у трьох зонах даху для покриття різних часток річного попиту домогосподарства

Частка попиту	0,5	0,75	1	1,25	1,5	Максимум панелей
		3 934,25	5 901,38	7 868,50	9 835,63	11 802,75
Кількість панелей						
Зона 1	5	5	5	5	5	5
Зона 2	3	8	12	12	12	12
Зона 3	0	0	1	7	13	17
	3 934,25	5 901,38	7 868,50	9 835,63	11 802,75	13 285,65

3.1.3.в Вибір інверторів

У якості базового модуля розглянуто панель JA Solar JAM54S31-440/LR з номінальною потужністю $P_{max} = 440W$, напругою холостого ходу при STC $U_{OC,STC} = 38,45V$, напругою в точці максимальної потужності $U_{mp,STC} = 31,86V$ та струмом короткого замикання $I_{SC,STC} \approx 14,5A$. З каталогу виробника також використано температурні коефіцієнти: для напруги холостого ходу $\beta_{Voc} = -0,275\% / ^\circ C$, для максимальної потужності (і відповідно напруги в MPP) $\gamma_{Pmax} \approx -0,35\% / ^\circ C$ та для струму короткого замикання $\alpha_{Isc} = +0,045\% / ^\circ C$. Просторова конфігурація даху та обмеження по площі задають максимально можливу кількість модулів у кожному з трьох монтажних сегментів, що надалі використано для побудови сценаріїв різної частки покриття попиту (0,5; 0,75; 1; 1,25; 1,5 та «максимум панелей»).

Першим кроком є попередній добір класу потужності інвертора за співвідношенням між сумарною DC-потужністю модулів та AC-потужністю перетворювача. У більшості практичних застосувань рекомендовано дотримуватися діапазону $P_{DC}/P_{AC} \approx 0,9-1,3$. Це дозволяє, з одного боку, уникати тривалого обмеження потужності інвертором (clipping), а з іншого – ефективно використовувати його у хмарні та зимові періоди. Для кожного сценарію розраховувалася сумарна встановлена потужність як $P_{DC} = N_{mod} \cdot 0,44$ кВт, де N_{mod} – кількість панелей. Наприклад, для 30 модулів (сценарій покриття 1,5 частки попиту) отримаємо $P_{DC} \approx 13,2$ кВт, що орієнтує вибір на інвертор класу 10–12 кВт AC.

Другим кроком є перевірка напругових обмежень інвертора та визначення допустимого діапазону кількості модулів у стрінгу. Для аналізу прийнято інвертор з максимальною вхідною напругою постійного струму $U_{DC,max} = 580$ В та мінімальною робочою напругою трекера MPPT $U_{MPPT,min} = 200$ В (характерні значення для побутових інверторів відповідного класу). Щоб забезпечити роботу в усьому діапазоні температур, напругу панелі було скориговано за температурними коефіцієнтами. Для холодного періоду використано температуру осередку $T_{min} = -25^\circ\text{C}$ (екстремально низький режим для запобігання перенапрузі), для теплого – $T_{max} = 70^\circ\text{C}$ (нагрів модуля влітку).

Коригування V_{oc} виконувалося за формулою:

$$U_{oc}(T_{min}) = U_{oc,STC} [1 + \beta_{voc} \cdot (T_{min} - T_{STC})], \quad (3.2)$$

де $T_{STC} = 25^\circ\text{C}$. Підставивши числові значення у формулу (3.2), отримуємо

$$U_{oc}(T_{min}) \approx 38,45 \cdot [1 + (-0,00275) \cdot (-50)] \approx 43,74 \text{ В.}$$

Тоді максимальна кількість модулів у стрінгу визначається як

$$N_{max} = \lfloor \frac{U_{DC,max}}{U_{oc}(T_{min})} \rfloor \quad (3.3)$$

Підставивши значення у формулу (3.3)

$$N_{max} = \lfloor \frac{580}{43,74} \rfloor = 13 \text{ шт.}$$

Аналогічно для напруги в точці максимальної потужності при високій температурі:

$$U_{mp}(T_{max}) = U_{mp,STC} [1 + \gamma_{Pmax} \cdot (T_{max} - T_{STC})], \quad (3.4)$$

Підставивши дані в формулу (3.4)

$$U_{mp}(T_{max}) \approx 31,86 \cdot [1 - 0,0035 \cdot 45] \approx 26,84 \text{ В.}$$

Щоб напруга стрінгу не виходила за нижню межу діапазону МРРТ, мінімальна кількість модулів визначається як

$$N_{min} = \lceil \frac{U_{MPPT,min}}{U_{mp}(T_{max})} \rceil \quad (3.5)$$

Підставивши дані в формулу (3.5)

$$N_{min} = \lceil \frac{200}{26,84} \rceil = 8 \text{ шт.}$$

Таким чином, для обраної панелі та параметрів інвертора допустимий діапазон кількості модулів у стрінгу становить від 8 до 13 шт. Всі подальші конфігурації стрінгів формувалися так, щоб відповідати саме цьому інтервалу.

Третім кроком є перевірка по струму трекера МРРТ. З урахуванням температурної залежності максимальний струм короткого замикання при високій температурі визначено за формулою:

$$I_{SC}(T_{max}) = I_{SC,STC} [1 + \alpha_{Isc} \cdot (T_{max} - T_{STC})] \quad (3.6)$$

Підставивши дані в формулу (3.6)

$$I_{SC}(T_{max}) \approx 14,5 \cdot [1 + 0,00045 \cdot 45] \approx 14,8 \text{ А.}$$

Припустивши, що максимально допустимий струм на вхід одного МРРТ становить $I_{MPPT,max} = 22\text{А}$, можна зробити висновок, що паралельне підключення двох повноцінних стрінгів до одного МРРТ призведе до наближення струму до 30 А, тобто до перевищення ліміту. Тому у всіх розрахованих конфігураціях прийнято

підхід «один стрінг на один МРРТ», що гарантує виконання умови $I_{MPPT} \approx 14,8 \text{ A} < I_{MPPT,max}$. [51]

На основі наведених обмежень (8–13 модулів у стрінгу та один стрінг на один МРРТ) було сформовано конфігурації для кожного сценарію частки покриття попиту. Для сценарію 0,5 частки попиту сумарна кількість панелей становить 8 шт., що природно відповідає одному стрінгу з 8 модулів і потребує інвертора класу приблизно 3–4 кВт з одним МРРТ. Для сценарію 0,75 частки попиту використано 13 модулів (один стрінг \times 13), що відповідає інвертору потужністю близько 5–6 кВт з одним МРРТ. У сценарії повного покриття (1,0) застосовано 18 панелей, які розподілено на два стрінги по 9 модулів; у цьому разі потрібен інвертор з не менше ніж двома незалежними МРРТ та номінальною АС-потужністю близько 8 кВт.

Подальше збільшення частки попиту до 1,25 передбачає встановлення 24 панелей. Вони згруповані у два стрінги по 12 модулів, що відповідає всім напруговим обмеженням. Для цієї конфігурації доцільно обрати дво-МРРТ інвертор класу 8–10 кВт. Сценарій 1,5 частки попиту передбачає 30 модулів, розбитих на три стрінги по 10 панелей; це вимагає наявності трьох МРРТ та орієнтовної потужності інвертора 10–12 кВт. Нарешті, у сценарії «максимум панелей» на даху розміщується 34 модулі, які конфігуровано як три стрінги з 12, 11 та 11 модулів відповідно. Сумарна DC-потужність такої системи становить близько 15 кВт, що виправдовує вибір інвертора класу 12–15 кВт з трьома незалежними МРРТ.

Таблиця 3.11 – Конфігурація стрінгів та рекомендовані параметри інвертора для різних сценаріїв покриття попиту

Варіант	Конфігурація стрінгів (к-ть панелей у стрінгу)	Перевірка по напрузі	К-ть МРРТ	Коментар по інвертору
1	2	3	4	5
0,5 (8 шт)	1 \times 8	8 \in [8;13]	≥ 1	Інвертор 3–4 кВт, ≥ 1 МРРТ

Продовження таблиці 3.11

1	2	3	4	5
0,75 (13 шт)	1×13	13 ∈ [8;13]	≥1	Інвертор ~5–6 кВт, ≥1 МРРТ
1 (18 шт)	2×9	9 ∈ [8;13]	≥2	Інвертор ~8 кВт, ≥2 МРРТ
1,25 (24 шт)	2×12	12 ∈ [8;13]	≥2	Інвертор 8–10 кВт, 2 МРРТ
1,5 (30 шт)	3×10	10 ∈ [8;13]	≥3	Інвертор 10–12 кВт, 3 МРРТ
Макс (34 шт)	3×(12+11+11)	11–12 ∈ [8;13]	≥3	Інвертор 12–15 кВт, 3 МРРТ

3.1.3.г Вибір ємності акумуляторної батареї

Вибір ємності акумуляторної батареї для домогосподарства в даній роботі здійснюється на основі аналізу погодинних профілів навантаження та генерації СЕС. Такий підхід дозволяє підібрати АКБ саме під реальні потреби споживача й уникнути як недовантаження, так і зайвих інвестицій у надто велику батарею.

Передусім формуються вхідні дані:

- погодинне споживання електроенергії домогосподарством (окремо для зимового та літнього періодів, для робочих і вихідних днів);
- погодинне вироблення однією панеллю та масштабоване вироблення для обраної кількості панелей у кожному сценарії (0,5; 0,75; 1 частка попиту тощо).

Для кожної години доби розраховується енергетичний баланс:

$$\Delta E_t = E_t^{\text{PV}} - E_t^{\text{load}}. \quad (3.7)$$

Якщо $\Delta E_t > 0$, маємо надлишок генерації, який потенційно може бути спрямований на заряд АКБ. Якщо $\Delta E_t < 0$, утворюється дефіцит, який за наявності батареї може покриватися її розрядом замість відбору з мережі.

Далі добу умовно поділяють на період заряджання (сонячні години) та період розряджання (вечірні та нічні години). Для кожного типового дня (окремо для зими та літа) підсумовуються:

- загальний обсяг надлишкової енергії за день

$$E^{\text{sur}} = \sum_{\Delta E_t > 0} \Delta E_t \quad (3.8)$$

- загальний обсяг дефіциту в години, коли передбачається робота від АКБ

$$E^{\text{def}} = \sum_{\Delta E_t < 0} |\Delta E_t| \quad (3.9)$$

Фактично батарея може «перенести» лише той обсяг енергії, який одночасно доступний для заряджання й потрібний для розряджання, тому розрахункова добова потреба в накопиченні визначається як

$$E^{\text{shift}} = \min(E^{\text{sur}}, E^{\text{def}}) \quad (3.10)$$

Саме це значення характеризує, скільки кВт·год енергії АКБ має накопичувати вдень та віддавати ввечері/вночі у вибраному сценарії.

Оскільки акумулятор не розряджають до нуля та існують втрати на заряд/розряд, розрахункову енергію переносять у необхідну номінальну ємність:

$$C_{\text{АКБ}} = \frac{E^{\text{shift}}}{\eta \cdot \text{DoD}} \quad (3.11)$$

де η – сумарний ККД циклу «заряд–розряд» (як правило 0,85–0,95), DoD – допустима глибина розряду (для літій-іонних АКБ зазвичай 0,8–0,9).

Наприклад, якщо для сценарію 0,5 частки попиту максимальний характерний добовий надлишок у літній період становить близько $E^{\text{shift}} \approx 8 \text{ кВт} \cdot \text{год}$, то за припущень $\eta = 0,9$ і $\text{DoD} = 0,8$ отримаємо необхідну номінальну ємність:

Підставивши значення у формулу (3.11)

$$C_{\text{АКБ}} \approx \frac{8}{0,9 \cdot 0,8} \approx 11 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Отже, з практичного погляду доцільно обирати комерційний модуль найближчої більшої ємності (наприклад 10–12 кВт·год).

Зазначений алгоритм застосовується окремо для кожного сценарію роботи домогосподарства (різні частки покриття попиту, наявність/відсутність продажу в мережу, різні стратегії заряджання). Спочатку на основі погодинних балансів формується добова потреба в накопиченні E^{shift} , а далі з урахуванням ККД та допустимої глибини розряду визначається необхідна паспортна ємність АКБ. Такий підхід забезпечує узгодженість розміру батареї з реальними режимами споживання та генерації, а також дозволяє порівнювати між собою економічну ефективність різних сценаріїв розвитку системи енергопостачання домогосподарства.

3.1.3.г Вхідні дані для побудову фінансової моделі Оцінка ставки дисконту. Модель оцінки капітальних активів (САРМ)

Формула для розрахунку очікуваної дохідності активу з урахуванням його ризику має вигляд [52]:

$$ER_i = R_f + \beta_i(ER_m - R_f) \quad (3.12)$$

де ER_i – очікувана дохідність інвестиції; R_f – безризикова ставка = 16 % [53] – на основі дохідності довгострокових державних облігацій; β_i – бета-коефіцієнт інвестиції = 0,6 [55]; $(ER_m - R_f)$ – премія за ринковий ризик = 20,35 % (значення для 2025 р.) [54].

Підставивши усі значення у формулу (3.12)

$$ER_i = 28,21\%$$

Отримана ставка дисконту 28,21 % є надзвичайно високою. Це зумовлено:

- дуже великою премією за ринковий ризик у розмірі 20,35 %, що відображає надзвичайні економічні та геополітичні ризики в Україні у 2025 році, переважно через триваючу війну, нестабільність та невизначеність;
- за такої високої ставки дисконту поточна вартість майбутніх грошових потоків істотно зменшується, що може призводити до заниження реальної привабливості потенційно життєздатних проєктів.

Для оцінки інвестицій або моделювання на рівні політики доцільно також розглядати більш збалансовану та прагматичну ставку дисконту, наприклад 20 %.

Таке значення відображає нормалізований довгостроковий рівень ризику і може бути використане для аналізу чутливості, а також для проєктів із зовнішніми гарантіями або донорською підтримкою.

Інші інвестиційні витрати

Таблиця 3.12 – Витрати на монтаж та супутні послуги для дахової сонячної електростанції в Україні

Стаття витрат	Опис	Орієнтовна вартість тис.грн	Загальна вартість, грн	Примітки
Монтажні роботи	Оплата праці за монтаж, прокладання кабелів, випробування	10–30	20 000,00	Середній ринковий рівень для домогосподарств
Транспортування	Доставка всього обладнання на об'єкт	4 –6	5 000,00	Залежить від регіону та відстані
Документація	Підготовка документів для приєднання до мережі, проєкт, погодження	6–10	8 000,00	Включає паспорт СЕС, схему приєднання до мережі (ОСР/обленерго)
Електротехнічна модернізація	Автоматичні вимикачі, запобіжники, заземлення, заміна/модернізація лічильника	2 –4	3 000,00	Залежить від стану існуючої електромережі, може бути опційною
Інші витрати	Засоби безпеки, монтажний інструмент, накладні витрати	2 –3	2 500,00	Часто входять у комплекс послуг установника
Разом			38 500,00	

Сталий середній показник вартості допоміжного обладнання, що залежить від кількості панелей

Окрім фіксованих витрат на монтаж, транспортування та оформлення документації (табл. 3.12), для дахових СЕС побутових споживачів існує змінна частина капітальних витрат, яка безпосередньо залежить від кількості

встановлених фотомодулів. До цієї групи належать елементи допоміжного обладнання, що масштабуються разом із потужністю станції:

- металеві несучі профілі, напрямні та кріплення для кожної панелі;
- постійноточкова кабельна мережа між панелями та до інвертора, конектори, роз'єми;
- комбінаторні бокси (string-бокси) з запобіжниками та відсікачами по струму;
- апаратура захисту по стороні постійного й змінного струму (автоматичні вимикачі, запобіжники, обмежувачі перенапруг);
- елементи заземлення, клеми, дрібний монтажний матеріал.

Аналіз відкритих прайс-листів кількох українських компаній-інсталяторів дахових СЕС та європейських оглядів структури інвестиційних витрат для систем малої потужності (3–15 кВт_р) показує, що витрати на таке змінне допоміжне обладнання зазвичай становлять приблизно 1 200–1 800 грн на одну панель (типово 400–450 Вт). Для розрахункової моделі в роботі приймається середнє наближене значення

$$c_{\text{aux,pan}} = 1\,500 \text{ грн/панель}$$

яке відповідає середньому рівню цін для обладнання класу JA Solar + стандартна покрівельна система кріплення.

Загальні витрати на змінне допоміжне обладнання для кожного сценарію визначаються за простою залежністю

$$C_{\text{aux,pan}} = c_{\text{aux,pan}} \cdot N_{\text{pan}}, \quad (3.13)$$

де N_{pan} – кількість встановлених фотомодулів у відповідному сценарії. Таким чином, при збільшенні кількості панелей (наприклад, при переході від варіанту з покриттям 0,5 частки попиту до варіанту з 1,5 частки) пропорційно зростають витрати на кріплення, кабельну інфраструктуру та захисну апаратуру, тоді як фіксовані монтажні витрати з табл. 3.12 залишаються незмінними. Прийняття сталого питомого показника 1 500 грн/панель дозволяє зберегти модель достатньо

простою, але водночас відобразити відмінності у капітальних витратах між сценаріями з різною кількістю модулів

Нормативні вимоги та документація

Для легального встановлення дахової фотоелектричної (сонячної) установки в Україні власник житла повинен виконати низку процедур згідно з чинним енергетичним законодавством .

Спочатку власник подає підтвердження права власності на об'єкт. Далі до місцевого оператора системи розподілу (ОСР) подається заявка на отримання технічних умов, у яких визначаються можливості та умови приєднання установки до електромережі. На основі цих умов ліцензований проєктант розробляє робочий проєкт, де зазначаються схема розміщення обладнання та технічні параметри СЕС.

Після монтажу виконуються випробування, за результатами яких сертифікований електрик видає акт/сертифікат відповідності вимогам електробезпеки. Далі власник укладає договір про приєднання до мережі з ОСР та забезпечує встановлення двонаправленого (бідірекційного) лічильника електроенергії для обліку як споживання з мережі, так і відпуску надлишкової генерації.

За наявності відповідних програм власник може оформити договір на зарахування надлишків (нет-метринг) або компенсацію за продану в мережу електроенергію . Зазначені вимоги базуються на Законі України «Про ринок електричної енергії» № 2019-VIII та постановках НКРЕКП, що регулюють діяльність малих виробників електроенергії .

Ескалація на ціну на електроенергію

Запровадження з 01.07.2019 нового ринку електричної енергії в Україні суттєво змінило механізм формування цін, однак для побутових споживачів досі зберігається адміністративно встановлений фіксований тариф. Така модель передбачає перехресне субсидювання за рахунок інших категорій споживачів і не може вважатися сталою в довгостроковій перспективі, особливо з огляду на поступову інтеграцію України до європейського енергетичного простору та вимоги

до ринкової лібералізації. Тому при економічному моделюванні доцільно враховувати можливу ескалацію тарифу для населення, орієнтуючись як на історичну динаміку регульованих цін, так і на поведінку оптових ринкових цін.

Для оцінки ескалації побутового тарифу проаналізовано зміну цін на електроенергію для домогосподарств за три періоди: 01.03.2017–31.05.2023 (1,68 грн/кВт·год), 01.06.2023–31.05.2024 (2,64 грн/кВт·год) та з 01.06.2024 (4,32 грн/кВт·год). Перше підвищення з 1,68 до 2,64 грн/кВт·год відбулося після більш ніж шести років дії незмінного тарифу: загальне зростання становить близько 57 %, що відповідає середньорічній ескалації приблизно 7,5 %. Другий крок – підвищення з 2,64 до 4,32 грн/кВт·год протягом одного року – означає вже разове зростання приблизно на 63,6 %. Якщо ж розглядати зміну тарифу в цілому за період 2017–2024 років (від 1,68 до 4,32 грн/кВт·год), сумарне підвищення становить близько 157 %, що відповідає середньорічній ескалації порядку 14 %.

Паралельно проаналізовано поведінку ринкових цін на електроенергію на ринку «на добу наперед» за індексом BASE-UA за період з 2019 по 2025 роки. Візуальний аналіз графіка показує перехід від рівнів близько 40–50 EUR/МВт·год у перші роки функціонування нового ринку до значень понад 100 EUR/МВт·год у 2024–2025 роках. Це відповідає середньорічному темпу зростання в діапазоні 12–14 %, що є співставним із розрахованою ескалацією побутового тарифу за весь період 2017–2024 років. Таким чином, два незалежні джерела даних – регульований тариф для населення та оптові ринкові ціни – демонструють схожий порядок зростання, який можна охарактеризувати як 10–15 % на рік у середньостроковому горизонті.

З огляду на високу волатильність останніх років і ризик «зламати» модель завищеними припущеннями, у даній роботі для розрахунку грошових потоків домогосподарства приймається консервативне значення річної ескалації ціни електроенергії на рівні 10 %. Такий підхід, з одного боку, узгоджується з фактично спостережуваними темпами зростання цін, а з іншого – є більш обережним порівняно з екстремальним підвищенням 2023–2024 років, не переоцінює

економічний ефект від впровадження дахової СЕС та систем акумулювання і може бути використаний як базове припущення для подальшого аналізу чутливості проєкту.

Горизонт фінансової моделі

У фінансовій моделі розрахунки проводяться на горизонті 20 років. Технічний ресурс сонячних панелей зазвичай становить 25 і більше років, однак довгострокові фінансові прогнози (ціни на електроенергію, інфляція, регуляторні зміни) стають надто невизначеними після 20-річного періоду. Саме 20 років найчастіше використовуються в банківській та інвестиційній практиці як стандартний термін оцінки проєктів ВДЕ для домогосподарств, оскільки за цей період повертається основна частина інвестицій і формується реалістична оцінка NPV та строку окупності. Таким чином, вибір 20-річного горизонту є компромісом між реальним строком служби обладнання й надійністю фінансових припущень.

Урахування деградації обладнання

У моделі також враховується річна деградація фотоелектричних модулів на рівні 0,6 %, що приводить до поступового зменшення річного вироблення електроенергії. Обране значення спирається на паспортні дані виробника панелей JA Solar та публікації щодо експлуатаційних характеристик кремнієвих модулів, де типовий діапазон деградації становить 0,4–0,8 % на рік. Отже, 0,6 %/рік є наближеним середнім значенням: з одного боку, воно не занижує втрати генерації (як оптимістичні 0,3–0,4 %), з іншого – не є надто консервативним. Такий підхід дозволяє більш коректно оцінити фактичний обсяг вироблення СЕС та грошові потоки впродовж усього періоду моделювання.

3.2 Сценарне моделювання роботи домогосподарств

У цьому підрозділі формується система сценаріїв, на основі яких надалі буде поставлено та розв'язано модель управління попитом домогосподарств із використанням дахових та квартирних накопичувачів електроенергії. Всі сценарії базуються на однаковому вхідному наборі даних: погодинних профілях споживання (зима/літо, робочі/вихідні дні), погодинних профілях генерації однієї

панелі, результатах оптимального добору кількості панелей за допомогою Solver та заданій тарифній/ціновій кривій. Різниця між сценаріями полягає в типі обладнання (гібридний чи мережевий інвертор, наявність або відсутність АКБ) та у застосованій техніці DSM, тобто в тому, як саме перерозподіляється навантаження впродовж доби.

Описані сценарії формують базовий набір варіантів для моделювання. На їх основі у подальших підрозділах буде побудована погодинна модель енергетичного балансу домогосподарств, що дозволяє оцінити вплив вибору конфігурації обладнання та стратегії управління попитом на показники самозабезпеченості, пікові навантаження, обсяги експорту/імпорту електроенергії та економічну ефективність для кінцевого споживача. Короткі відомості про сценарії, заведені в таблицю 3.13

Таблиця 3.13 – Основні сценарії моделювання роботи домогосподарств із СЕС, АКБ та системами DSM

№ сценарію	Назва сценарію	Об'єкт	Обладнання	Основна ідея / роль СЕС та АКБ	Техніки DSM
1	2	3	4	5	6
1.1	Самозабезпечення будинку	Приватний будинок	Гібридний інвертор + АКБ	СЕС покриває 0,5–1 частку попиту; денні надлишки заряджають АКБ, ввечері/вночі будинок живиться з батареї замість мережі.	Зниження піку (peak clipping), енергозбереження
1.2.1	Продаж надлишків з арбітражем			СЕС (1,25–макс. панелей) + АКБ великий; заряд від СЕС та мережі в «дешеві» години, розряд і продаж у дорогі години.	Заповнення провалу (valley filling), зміщення піку (load shifting)
1.2.2	Продаж надлишків без накопичувача		Мережевий інвертор, без АКБ	СЕС максимально покриває денне споживання; надлишок продається в мережу, частково зменшуючи денні піки відбору.	Енергозбереження, часткове зниження піку

Продовження таблиці 3.13

1	2	3	4	5	6
2.1	Самозабезпечення квартири	Квартира	Домашній накопичувач + HEMS	АКБ заряджається вночі за низьким тарифом, вдень покриває частину навантаження квартири, зменшуючи денний відбір з мережі.	Зміщення піку (ніч → день), зниження піку
2.2	Квартирний арбітраж (продаж з накопичувача)			АКБ заряджається вночі при низькій ціні, у денні/вечірні піки енергія продається в мережу; власне споживання другорядне.	Заповнення провалу, зниження піку, гнучкий графік навантаження

3.2.1 Моделювання сценарію 1.1 (Самозабезпечення будинку)

Перший блок сценаріїв стосується будинку з даховою сонячною електростанцією. У сценарії 1.1 «Самозабезпечення будинку» розглядається діапазон потужності СЕС, який відповідає покриттю 0,5–1 частки річного попиту. Будинок оснащується гібридним інвертором та акумуляторною батареєю. У денні години сонячна генерація в першу чергу спрямовується на покриття поточного споживання, а погодинний надлишок енергії накопичується в АКБ. Увечері та вночі споживання максимально забезпечується з батареї, що дозволяє зменшити відбір електроенергії з мережі та зрізати вечірні піки навантаження. З позицій DSM даний сценарій реалізує техніки зниження пікового навантаження (peak clipping) та енергозбереження через зниження річного споживання з мережі.

Сценарій 1.1-0,5 - частка річного вироблення СЕС = 0,5 річного споживання домогосподарством

У подальшому аналізі для сценарію 1.1 розглядається приклад домогосподарства, в якому річне вироблення дахової СЕС становить 0,5 від річного споживання електроенергії. На основі побутового погодинного профілю навантаження та погодинного профілю генерації однієї панелі було сформовано базовий графік споживання (без СЕС) та графік вироблення. На рисунку 3.5 синя

крива відображає початкове добове навантаження, помаранчева – генерацію СЕС, а заштрихована область між ними показує погодинний надлишок, який може бути акумульований у батареї.

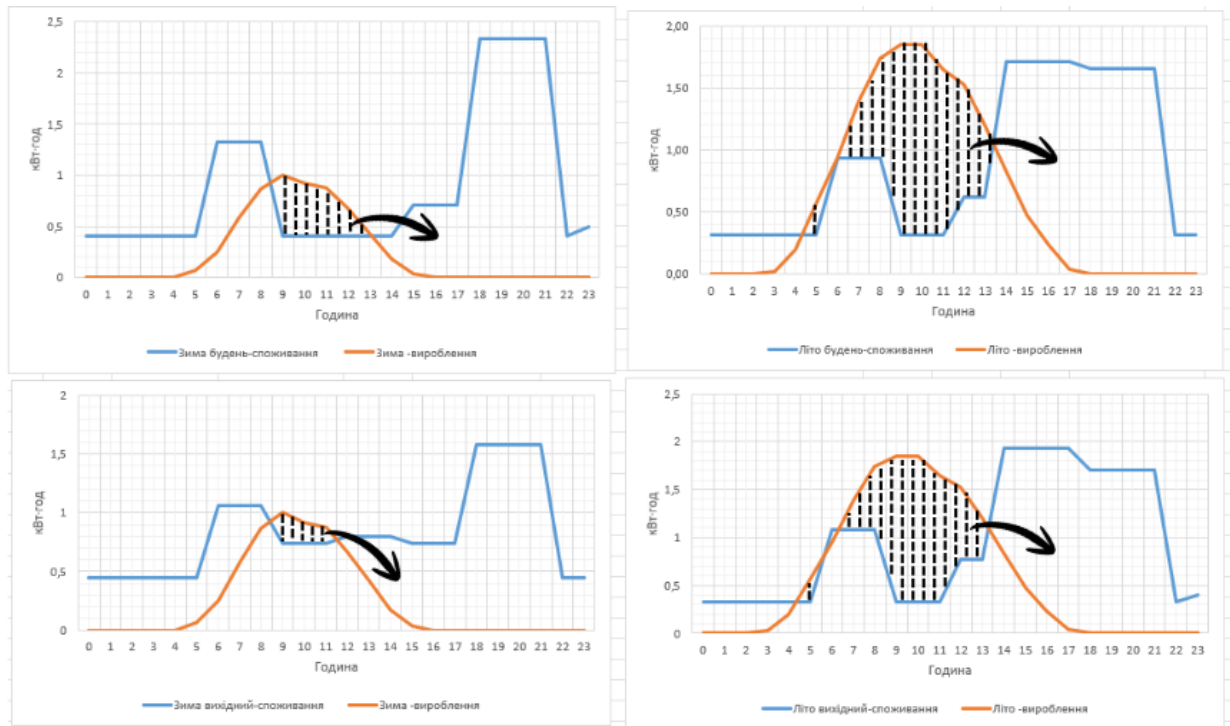


Рисунок 3.5 – Зміна погодинного профілю споживання домогосподарства під впливом роботи дахової СЕС та АКБ (сценарій 1.1, річне вироблення 0,5 частки попиту)

У денні години будніх днів зимового періоду сонячна генерація частково перекриває базове навантаження, проте сформований надлишок є відносно невеликим, що обмежує потенціал акумулювання. У літній період, навпаки, спостерігається ширший часовий інтервал перетину кривих споживання та вироблення, а заштрихована площа істотно зростає – саме вона характеризує потенційний обсяг зарядження АКБ за добу. Для вихідних днів графіки демонструють більшу нерівномірність навантаження, однак логіка залишається аналогічною: денний надлишок вироблення може бути перенесений на вечірні години.

На рисунку 3.6 наведені результуючі графіки «кінцевого споживання» після роботи СЕС та АКБ. Тут синя крива вже відображає не початкове навантаження, а той обсяг електроенергії, який домогосподарство фактично відбирає з мережі. Помітно, що в денні години споживання з мережі знижується майже до нуля, а частина вечірніх піків навантаження також згладжується за рахунок енергії, попередньо накопиченої в АКБ. Таким чином, сценарій 1.1 реалізує техніку зниження пікового навантаження (peak clipping) та енергозбереження: річне споживання з мережі скорочується, а найвищі пікові значення добового графіка зменшуються.

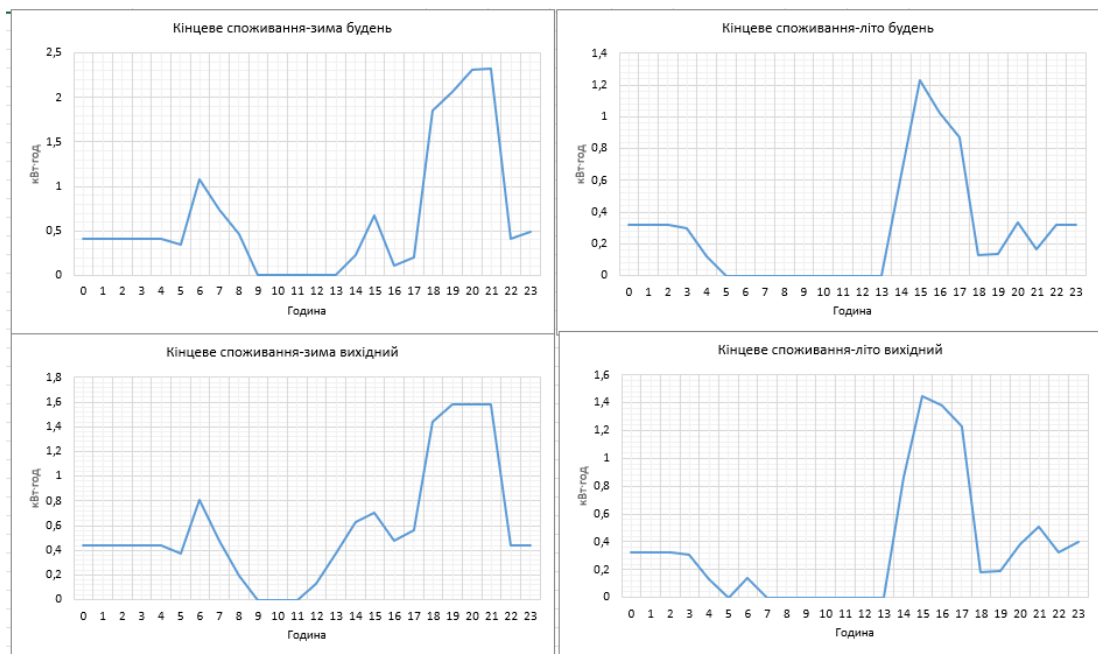


Рисунок 3.6-Кінцеві погодинні профілі споживання електроенергії домогосподарства після реалізації сценарію 1.1 (частка попиту 0,5)

Описана вище процедура формування графіків «вироблення–споживання–надлишок–кінцеве споживання» є загальною логікою для всіх підсценаріїв сценарію 1.1 (для часток попиту 0,5; 0,75 та 1). Для кожної частки окремо масштабується річне вироблення СЕС, будується відповідний погодинний профіль генерації, розраховуються надлишки та остаточний відбір з мережі, після чого порівнюються результати щодо зменшення піків і річного споживання.

Отримані погодинні криві «кінцевого споживання» є вхідними даними для економічної моделі. На їх основі визначається обсяг електроенергії, що купується

в мережі у робочі та вихідні дні, в зимовий та літній періоди, з урахуванням діючих тарифів. Порівняння цих величин з базовим сценарієм без СЕС дозволяє оцінити річну економію витрат домогосподарства. Далі ця економія використовується як грошовий потік у розрахунку показника NPV: до моделі додаються початкові інвестиційні витрати на встановлення СЕС, інвертора та АКБ, витрати на експлуатацію і технічне обслуговування, а також, за потреби, витрати на заміну обладнання протягом строку служби. У результаті оцінюється економічна доцільність впровадження кожного з підсценаріїв 1.1 та чутливість показника NPV до зміни тарифів, вартості обладнання і частки покриття попиту.

На основі отриманих погодинних кривих споживання та генерації було підсумовано річні обсяги електроенергії для зимового й літнього періодів окремо, а також для року в цілому. Для базового варіанта без СЕС визначено річне споживання на рівні 7 751,32 кВт·год. Далі, шляхом інтегрування ділянок, де генерація перевищує споживання, розраховано річний обсяг «вироблення-економії» – 3 726,92 кВт·год, тобто ту частину енергії, яку домогосподарство перестав відбирати з мережі завдяки роботі СЕС. Відповідно, «кінцеве споживання» з мережі скорочується до 4 024,40 кВт·год на рік. Різниця між цією величиною та вихідним фактичним споживанням становить лише близько 1,5 %, що підтверджує адекватність побудованої моделі та дозволяє використовувати ці дані як базу для подальших економічних розрахунків.

Наступна зведена таблиця параметрів фінансово-економічної моделі узагальнює вихідні припущення для сценарію 1.1. Вона містить тривалість проєкту (25 років), ставку дисконту (20 %), річне споживання домогосподарства та річне виробництво електроенергії СЕС, а також конфігурацію системи: 8 панелей сумарною встановленою потужністю близько 3,5 кВт. Виходячи з цієї потужності, для моделі обрано орієнтовний діапазон потужності інвертора 3–4 кВт, що забезпечує роботу станції без перевантаження обладнання. За результатами аналізу погодинних надлишків генерації та вечірнього навантаження розраховано, що для сценарію самозабезпечення доцільно використовувати акумуляторну батарею

ємністю близько 11 кВт·год, яка дозволяє акумулювати денні надлишки та покривати основну частину вечірнього споживання. У таблиці також наведено орієнтовні капітальні витрати: вартість панелей, інвертора, АКБ, допоміжного обладнання (кріплення, кабельна інфраструктура, захисна апаратура) та інших інвестиційних витрат. Грошові оцінки цих позицій узяті як усереднені ринкові значення за результатами аналізу комерційних пропозицій і профільних джерел [56-58] і надалі використовуються як початкові інвестиції у розрахунку NPV для обраного сценарію.

Таблиця 3.14 - Основні входні параметри фінансової моделі для сценарію 1.1-0,5 «Самозабезпечення будинку»

Параметр	Значення	Одиниця вимірювання
Тривалість проєкту	25	років
Дисконтна ставка	20,00%	–
Річне споживання електроенергії	7 751,32	кВт·год/рік
Річне виробництво електроенергії	3726,921	кВт·год/рік
Загальна кількість панелей	8	шт.
Вартість однієї панелі	4 000	грн
Загальна вартість панелей	32 000	грн
Інвертор	25 000	грн
Акумулятор	70 000	грн
Допоміжне обладнання (вартість за 1 панель)	1 500	грн
Загальна сума на допоміжне обладнання	12 000	
Інші інвестиційні витрати	38 500	грн
Загальний обсяг інвестицій	177 500,00	грн
Річна ескалація тарифу на електроенергію	10,00%	–
Річна деградація системи	0,60%	–
Тариф на електроенергію	5,2	грн/кВт·год

Сценарій 1.1-0,75 - частка річного вироблення СЕС = 0,5 річного споживання домогосподарством

У подальшому моделюванні для підсценаріїв 1.1-0,75 та 1.1-1 застосовується та сама методика, що була детально описана для варіанта з покриттям 0,5 частки попиту. Зберігається погодинний підхід: на основі вихідних кривих споживання домогосподарства та погодинного вироблення СЕС визначається чисте

навантаження, далі враховується робота акумуляторної батареї й формується профіль «кінцевого споживання» після СЕС та АКБ.

Відмінність цих підсценаріїв полягає насамперед у зміні літніх графіків. За рахунок збільшеної встановленої потужності СЕС у літній період денне вироблення електроенергії перевищує добове споживання будинку. Це призводить до того, що в багатьох годинах чисте навантаження стає нульовим або від'ємним: поточне споживання повністю покривається генерацією, а надлишок спрямовується на заряд АКБ. Як наслідок, вечірній та нічний відбір електроенергії з батареї зменшується, а глибина розряду скорочується: замість глибоких розрядів до умовних 20 % залишкової ємності батарея зазвичай розряджається лише до рівня близько 50 %. Це означає меншу кількість повних циклів і менш глибокі цикли розряду протягом року, що підвищує ефективність використання та подовжує ресурс акумулятора, одночасно зберігаючи високий рівень самоспоживання сонячної електроенергії. Сутність даної методики продемонстровано на рисунку 3.7

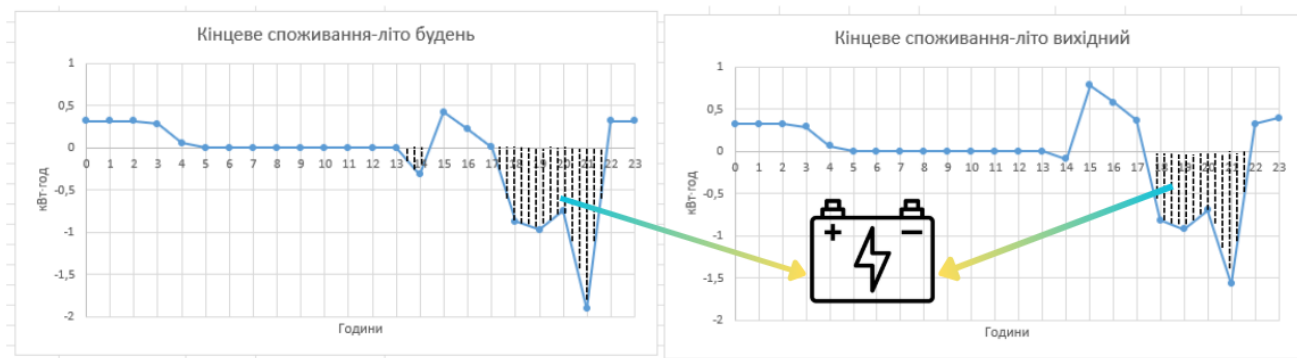


Рисунок 3.7 – Вплив збільшення генерації СЕС на літні профілі кінцевого споживання та глибину розряду АКБ для сценарію 1.1.

Таблиця 3.15 – Сезонне споживання та економія електроенергії домогосподарства при роботі PV-станції для сценарію 1.1-0,75

	Споживання (без PV)	Вироблення-економія
Зима	3796,624	1642,145
Літо	3954,700	4259,341
<i>Сума</i>	7751,324	5901,486
Різниця від реального споживання	1,49	
Різниця від вироблення	0,00	

Таблиця 3.16- Основні змінні вхідні параметри фінансової моделі для сценарію 1.1-0,75 «Самозабезпечення будинку»

Параметр	Значення	Одиниця вимірювання
Річне виробництво електроенергії	5 901,486	кВт·год/рік
Загальна кількість панелей	13	шт.
Загальна вартість панелей	52 000	грн
Інвертор	30 000	грн
Акумулятор	150 000	грн
Загальна сума на допоміжне обладнання	19 500	грн
Інші інвестиційні витрати	38 500	грн
Загальний обсяг інвестицій	290 000,00	грн

Сценарій 1.1-1- частка річного вироблення СЕС = 0,5 річного споживання домогосподарством

Як уже зазначалося раніше, всі розрахунки в даній роботі виконувалися за єдиною логікою та на основі однакових методичних підходів, що забезпечує порівнюваність отриманих результатів між різними сценаріями та сезонними періодами. Вихідні та розрахункові дані, використані для подальшого аналізу споживання, вироблення й кінцевого балансування електричної енергії домогосподарства, узагальнено та наведено в таблицях 3.16–3.17, які слугують основою для подальших висновків у розділі.

Таблиця 3.17 – Сезонне споживання та економія електроенергії домогосподарства при роботі PV-станції для сценарію 1.1-1

	Споживання (без PV)	Вироблення-економія
Зима	3796,624	2168,422
Літо	3954,700	5803,870
Сума	7751,324	7972,292
Різниця від реального споживання	1,49	
Різниця від реального вироблення	2,77	

Таблиця 3.18- Основні вхідні параметри фінансової моделі для сценарію 1.1-1 «Самозабезпечення будинку»

Параметр	Значення	Одиниця вимірювання
Річне виробництво електроенергії	7972,292	кВт·год/рік
Загальна кількість панелей	18	шт.
Загальна вартість панелей	72 000	грн
Інвертор	60 000	грн
Акумулятор	220 000	грн
Загальна сума на допоміжне обладнання	27 000	грн
Інші інвестиційні витрати	38 500	грн
Загальний обсяг інвестицій	417 500,00	грн

3.2.2 Моделювання сценарію 1.2.1 (Продаж надлишків з арбітражем)

Сценарій 1.2 описує варіанти, коли встановлена потужність СЕС перевищує потужність, необхідну для самозабезпечення, і наближається до 1,25–максимальної кількості панелей, допустимої з огляду на геометрію даху та технічні обмеження. У підсценарії 1.2.1 передбачається гібридний інвертор у поєднанні з акумулятором більшої ємності. АКБ заряджаються від СЕС. У періоди високих цін та дефіциту в енергосистемі енергія з батареї частково спрямовується на покриття власного попиту, а частково продається в мережу, реалізуючи ціновий арбітраж(([англ. arbitrage](#)) — це одночасна купівля та продаж одного і того ж активу на різних ринках з метою отримання прибутку від невеликих відмінностей

у зареєстрованій ціні активу. Він використовує короточасні коливання цін на ідентичні або подібні фінансові інструменти на різних ринках або в різних формах.[59]). Така конфігурація відповідає технікам DSM «заповнення провалу» (valley filling) за рахунок нічного/позапикового заряджання та «зміщення пікового навантаження» (load shifting) через розряд у години максимального навантаження.

У сценаріях арбітражу надлишкової електроенергії передбачається, що в літній період виробіток дахової СЕС у поєднанні з акумуляторною батареєю повністю покриває власне споживання домогосподарства у денні години. Погодинні розрахунки показують наявність істотних залишків енергії після задоволення потреб будинку, які можуть бути спрямовані на продаж у мережу. У моделі прийнято, що така енергія реалізується на ринку «на добу наперед» за середньою літньою ціною, обчисленою для відповідних годин. Продаж здійснюється у вечірній та нічний період з 18:00 до 24:00, коли існує підвищений ризик дефіциту потужності в системі та спостерігаються максимальні рівні цін на електроенергію. При цьому вважається, що сумарний добовий залишок, накопичений у АКБ, продається рівномірно протягом зазначених семи годин (тобто обсяг залишків ділиться на 7). Така гіпотеза дозволяє уникнути штучної концентрації продажу в одній–двох годинах з екстремальною ціною, не перевантажувати мережу миттєвими піковими відпусками, зменшити циклічне навантаження на акумулятор та спростити розрахунок очікуваного доходу. Відповідно, модель формує стабільний та консервативний грошовий потік від арбітражних операцій, який не переоцінює економічний ефект від участі домогосподарства в ринку.

Таблиця 3.19 – Розраховані середні річні ціни РДН в літній період (2024)

Години	Ціна-літо
18	6,62
19	7,87
20	8,06
21	8,18
22	8,18
23	8,18
24	8,18

Сценарій 1.2.1-1,25

Таблиця 3.20 – Сезонне споживання та економія електроенергії домогосподарства при роботі PV-станції для сценарію 1.2.1-1,25

	Споживання (без PV)	Вироблення	Кінцеве споживання	Економія	Продаж
Зима	3796,624	2574,246	1222,378	2574,246	0,000
Літо	3954,700	7384,972	0,000	3954,700	3430,273
Сума	7751,324	9959,218	1222,378	6528,945	3430,273
Різниця від реального споживання			1,49		
Різниця від реального вироблення			1,24		

Таблиця 3.21- Основні змінні вхідні параметри фінансової моделі для сценарію 1.2.1-1,25 «Продаж надлишків з арбітражем»

Параметр	Значення	Одиниця вимірювання
Річна економія електроенергії	6528,945	кВт·год/рік
Загальна кількість панелей	24	шт.
Загальна вартість панелей	96 000	грн
Інвертор	50 000	грн
Акумулятор	250 000	грн
Допоміжне обладнання (вартість за 1 панель)	1 500	грн
Загальна сума на допоміжне обладнання	36 000	грн
Інші інвестиційні витрати	38 500	грн
Загальний обсяг інвестицій	470 500,00	грн

Сценарій 1.2.1-1,5

Таблиця 3.22 – Сезонне споживання та економія електроенергії домогосподарства при роботі PV-станції для сценарію 1.2.1-1,5

	Споживання (без PV)	Вироблення	Кінцеве споживання	Економія	Продаж
Зима	3796,624	2980,069	816,555	2980,069	0,000
Літо	3954,700	8966,074	0,000	3954,700	5011,374
Сума	7751,324	11946,143	816,555	6934,769	5011,374
Різниця від реального споживання			1,49		
Різниця від реального вироблення			1,20		

Таблиця 3.23- Основні змінні вхідні параметри фінансової моделі для сценарію 1.2.1-1,5 «Продаж надлишків з арбітражем»

Параметр	Значення	Одиниця вимірювання
Річна економія електроенергії	6934,769	кВт·год/рік
Загальна кількість панелей	30	шт.
Загальна вартість панелей	120 000	грн
Інвертор	60 000	грн
Акумулятор	500 000	грн
Загальна сума на допоміжне обладнання	45 000	грн
Інші інвестиційні витрати	38 500	грн
Загальний обсяг інвестицій	763 500,00	грн

Сценарій 1.2.1-макс

Таблиця 3.24 – Сезонне споживання та економія електроенергії домогосподарства при роботі PV-станції для сценарію 1.2.1-макс

	Споживання (без PV)	Вироблення	Кінцеве споживання	Економія	Продаж
Зима	3796,624	3250,618	546,006	3250,618	0,000
Літо	3954,700	10020,142	0,000	3954,700	6065,442
<i>Сума</i>	7751,324	13270,760	546,006	7205,318	6065,442
Різниця від реального споживання			1,49		
Різниця від реального вироблення			-0,11		

Таблиця 3.25- Основні змінні вхідні параметри фінансової моделі для сценарію 1.2.1-макс «Продаж надлишків з арбітражем»

Параметр	Значення	Одиниця вимірювання
Річна економія електроенергії	7205,318	кВт·год/рік
Загальна кількість панелей	34	шт.
Вартість однієї панелі	4 000	грн
Загальна вартість панелей	136 000	грн
Інвертор	70 000	грн
Акумулятор	700 000	грн
Загальна сума на допоміжне обладнання	51 000	
Інші інвестиційні витрати	38 500	грн
Загальний обсяг інвестицій	995 500,00	грн

3.2.3 Моделювання сценарію 1.2.2 (Продаж надлишків без накопичувача)

У підсценарії 1.2.2 розглядається мережевий інвертор без акумулятора. СЕС функціонує як класичний генератор, підключений до мережі: в денні години генерація максимально покриває власне споживання, а надлишок продається оператору системи або постачальнику за ринковою ціною. Відбір з мережі зменшується насамперед у сонячні години, що, за умови збігу системних піків з денними годинами, частково знижує пікове навантаження на мережу. З точки зору DSM цей сценарій реалізує в першу чергу енергозбереження (зменшення сумарного споживання з мережі) та часткове зниження піку.

У цьому підсценарії в мережу продаються саме ті обсяги електроенергії, які в конкретну годину не були використані домогосподарством. Спочатку у кожній годині доби генерація СЕС спрямовується на покриття власного навантаження, а лише залишок, що формується після віднімання споживання, вважається надлишком і відпускається в мережу. Аналіз погодинних профілів показує, що в зимовий період такі надлишки здебільшого виникають у денний час приблизно з 7-ї до 14-ї години, тоді як у літній період, за рахунок вищої генерації, надлишкові обсяги електроенергії спостерігаються ширше – орієнтовно з 4-ї до 14-ї години. На відміну від підсценарію з арбітражем на основі акумулятора, де основний акцент робився на літній період із найбільшими денними надлишками, у мережевій конфігурації продаж надлишкової електроенергії відбувається як влітку, так і взимку.

Для оцінки доходу у фінансовій моделі приймається, що реалізація надлишків здійснюється за ринковою ціною на ринку «на добу наперед» (РДН). Використовуються середні погодинні ціни РДН за 2024 рік, окремо для зимового та літнього періодів; відповідні значення подані далі в таблицях. Такий підхід дозволяє узгодити розрахунок із реальною ціною кон'юнктурую ринку та отримати наближену до практики оцінку потенційного доходу домогосподарства від продажу надлишкової електроенергії у мережу.

Таблиця 3.26 – Розраховані середні річні ціни РДН в літній період (2024)

Години	Ціна- зима	Ціна- літо
	грн за кВт*год	
1	3,34	4,47
2	2,90	4,14
3	2,59	3,76
4	2,29	3,69
5	2,36	3,70
6	2,76	3,87
7	3,07	4,21
8	4,20	5,43
9	4,92	5,44
10	4,92	4,77
11	4,48	3,44
12	3,57	2,02
13	3,29	1,73
14	3,37	1,79
15	3,62	2,31
16	3,98	2,98
17	4,44	3,89
18	6,62	6,62
19	7,00	7,87
20	6,83	8,06
21	6,54	8,18
22	6,54	8,18
23	6,54	8,18
24	6,54	8,18

Сценарій 1.2.2-1,25

Таблиця 3.27 – Сезонне споживання та економія електроенергії домогосподарства при роботі PV-станції для сценарію 1.2.2-1,25

	Споживання (без PV)	Вироблення	Кінцеве споживання	Економія	Продаж
Зима	3796,624	2574,246	2643,155	1153,469	1420,777
Літо	3954,700	7384,972	2028,735	1925,965	5459,008
Сума	7751,324	9959,218	4671,890	3079,434	6879,784
Різниця від реального споживання			1,49		
Різниця від реального вироблення			1,24		

Таблиця 3.28- Основні змінні вхідні параметри фінансової моделі для сценарію 1.2.2-1,25 «Продаж надлишків без накопичувача»

Параметр	Значення	Одиниця вимірювання
Річна економія електроенергії	3079,434	кВт·год/рік
Загальна кількість панелей	24	шт.
Загальна вартість панелей	96 000	грн
Інвертор	50 000	грн
Акумулятор	0	грн
Загальна сума на допоміжне обладнання	36 000	грн
Інші інвестиційні витрати	38 500	грн
Загальний обсяг інвестицій	220 500,00	грн

Сценарій 1.2.2-1,5

Таблиця 3.29 – Сезонне споживання та економія електроенергії домогосподарства при роботі PV-станції для сценарію 1.2.2-1,5

	Споживання (без PV)	Вироблення	Кінцеве споживання	Економія	Продаж
Зима	3796,624	2980,069	2576,586	1220,038	1760,031
Літо	3954,700	8966,074	1988,636	1966,064	7000,010
Сума	7751,324	11946,143	4565,222	3186,102	8760,041
Різниця від реального споживання				1,49	
Різниця від реального вироблення				1,20	

Таблиця 3.30- Основні змінні вхідні параметри фінансової моделі для сценарію 1.2.2-1,5 «Продаж надлишків без накопичувача»

Параметр	Значення	Одиниця вимірювання
Річна економія електроенергії	3186,102	кВт·год/рік
Загальна кількість панелей	30	шт.
Загальна вартість панелей	120 000	грн
Інвертор	60 000	грн
Загальна сума на допоміжне обладнання	45 000	грн
Інші інвестиційні витрати	38 500	грн
Загальний обсяг інвестицій	263 500,00	грн

Сценарій 1.2.2-макс

Таблиця 3.31 – Сезонне споживання та економія електроенергії домогосподарства при роботі PV-станції для сценарію 1.2.2-макс

	Споживання (без PV)	Вироблення	Кінцеве споживання	Економія	Продаж
Зима	3796,624	3250,618	2540,299	1256,325	1994,293
Літо	3954,700	10020,142	1965,056	1989,644	8030,498
<i>Сума</i>	<i>7751,324</i>	<i>13270,760</i>	<i>4505,354</i>	<i>3245,969</i>	<i>10024,791</i>
Різниця від реального споживання			1,49		
Різниця від реального вироблення			-0,11		

Таблиця 3.32- Основні змінні вхідні параметри фінансової моделі для сценарію 1.2.2-макс «Продаж надлишків без накопичувача»

Параметр	Значення	Одиниця вимірювання
Річна економія електроенергії	3245,969	кВт·год/рік
Загальна кількість панелей	34	шт.
Загальна вартість панелей	136 000	грн
Інвертор	70 000	грн
Загальна сума на допоміжне обладнання	51 000	грн
Інші інвестиційні витрати	38 500	грн
Загальний обсяг інвестицій	295 500,00	грн

3.2.4 Моделювання сценарію 2.1 (Самозабезпечення квартири)

Другий блок стосується квартири, де використовується стаціонарний домашній накопичувач у поєднанні з системою керування навантаженням HEMS. У сценарії 2.1 «Самозабезпечення квартири» акумулятор заряджається в нічні години за зниженим тарифом. Вдень накопичена енергія використовується для покриття частини побутового навантаження, що дозволяє обмежити денний відбір із мережі. Таким чином реалізується класичне зміщення навантаження з пікових годин на нічні (load shifting) та зниження пікового навантаження для енергосистеми.

У межах сценарію 2.1 аналізується використання декількох варіантів домашніх акумуляторних станцій з номінальною вихідною потужністю приблизно

800 Вт, 1800 Вт та 3600 Вт, які відрізняються між собою корисною ємністю та вартістю (узагальнені характеристики наведено в табл. 3.31). Виробники декларують для таких пристроїв ресурс понад 3000 повних циклів «заряд–розряд», що дозволяє розглядати їх як довгостроковий елемент інфраструктури HEMS. З огляду на це в моделі приймається режим помірною, «плавного» заряджання з потужністю близько 400 Вт, який не створює надмірних пікових навантажень на внутрішню мережу квартири та сприяє зменшенню деградації елементів батареї.

Для забезпечення тривалого строку служби також обмежується глибина розряду акумулятора: передбачається, що в експлуатації використовується не більше ніж 80 % його повної ємності, тобто мінімальний рівень заряду не опускається нижче приблизно 20 %. За такого режиму щоденне використання накопичувача відповідає близько одному циклу на добу, а ресурс у 3000+ циклів еквівалентний орієнтовно 10 рокам роботи. Саме цей період і приймається як розрахунковий горизонт для сценарію 2.1. Початковими інвестиціями в моделі виступає ринкова вартість обраних акумуляторних станцій, без додаткових витрат на монтаж (оскільки йдеться про готові до підключення побутові пристрої). Усі зазначені припущення щодо потужності, корисної ємності, режимів заряджання/розряджання та вартості акумуляторів узагальнено у табл. 3.31 і надалі використовуються як вихідні дані для розрахунку економічної доцільності сценарію самозабезпечення квартири.

Таблиця 3.33 – Параметри акумуляторних станцій та розрахункові припущення для сценарію 2.1

<i>Інформація про АКБ</i>				<i>Життєвий цикл</i>	<i>Дисконтна ставка</i>	<i>Річна ескалація тарифу на електроенергію</i>
Місткість (КВт*год)	0,768	1,024	4,096	3000+ зарядів/розрядів		
Загальна потужність (Вт)	800	1800	3600			
Ціна грн	30 000	40 000	100 000			
Час зарядки (год)	1,536	2,048	8,192	10 років	20%	10%
Розряд до 20%-Реальне використання 80% (КВт*год)	0,6144	0,8192	3,2768			

3.2.5 Моделювання сценарію 2.2 (Квартирний арбітраж (продаж з накопичувача))

У сценарії 2.2 «Продаж з квартири (ціновий арбітраж)» домашній акумулятор орієнтований насамперед на роботу за ціновими сигналами. Зарядження здійснюється в нічні години, коли навантаження системи та ціна електроенергії є мінімальними, тоді як у денні та вечірні піки енергія виводиться в мережу з метою максимізації доходу. Власне споживання квартири відіграє другорядну роль і може забезпечуватися як з батареї, так і безпосередньо з мережі. З позицій DSM реалізується комбінація технік заповнення провалу за рахунок нічного заряджання, зниження пікового навантаження в години розряду акумулятора та формування гнучкого графіка навантаження домогосподарства.

У цьому підсценарії всі вихідні припущення щодо технічних характеристик АКБ, строку служби, ставки дисконту та ескалації тарифу залишаються ідентичними до сценарію 2.1 (табл. 3.31). Відмінність полягає у постановці фінансової моделі: замість максимізації економії на рахунках за електроенергію основним результатом стає отримання доходу від продажу електроенергії на ринку. Витрати на купівлю електроенергії з мережі в такому разі будуть вищими, ніж у сценарії 2.1, проте вони компенсуються виручкою від реалізації електроенергії в години пікових цін. При цьому в розрахунках чистого грошового потоку обов'язково враховується оподаткування отриманого прибутку: для України ставка податку на прибуток становить 20 %, що зменшує чистий дохід від арбітражних операцій і має бути враховано при оцінці показника NPV.

3.3 Результати моделювання

У підрозділі «Результати моделювання» аналіз здійснюється на основі показника чистої приведеної вартості (NPV), який обчислюється як сума дисконтованих грошових потоків проєкту за весь строк його реалізації. Для кожного року t (від 0 до T) спочатку визначається дисконтований грошовий потік DCF_t , після чого обчислюється сумарний результат:

$$NPV = \sum_{t=0}^T DCF_t, \quad (3.14)$$

$$DCF_t = \frac{CF_t}{(1+r)^t}, \quad (3.15)$$

де CF_t – грошовий потік у році t , r – ставка дисконту, а T – тривалість проєкту в роках.

У всіх сценаріях додатково враховується ескалація ціни електроенергії. Для цього тариф у кожному році t перераховується за формулою геометричної прогресії:

$$Tariff_t = Tariff_0 \cdot (1+g)^t, \quad (3.16)$$

де $Tariff_0$ – початковий тариф для побутового споживача, g – річний темп зростання (ескалації) тарифу.

Окремо в роботі було проаналізовано варіант, за якого у перспективі фіксований побутовий тариф може бути скасований, а домогосподарства оплачуватимуть електроенергію за ринковою ціною, подібно до непобутових споживачів. Для цього було сформовано умовний «ринковий тариф для населення» за методикою, що застосовується до підприємств.

$$Tariff^{mkt} = \frac{T_{trans} + T_{dist} + P_{RDN}}{1000} + \left(\frac{P_{RDN}}{1000}\right) * m \quad (3.17)$$

Де $Tariff^{mkt}$ – повна вартість 1 кВт·год електроенергії для споживача за ринковою моделлю, грн/кВт·год; T_{trans} – тариф оператора системи передачі, грн/МВт·год; T_{dist} – тариф оператора системи розподілу (2 клас напруги), грн/МВт·год; P_{RDN} – середня ринкова ціна електроенергії на РДН, грн/МВт·год; m – маржа постачальника (у роботі прийнято $m = 0,05$, тобто 5 % від ринкової ціни).

Вихідні дані та структура тарифу взяті з офіційних публікацій щодо цін для промислових споживачів: до повної вартості кВт·год входили тариф оператора системи передачі (для НЕК «Укренерго» – 686,23 грн/МВт·год), тариф оператора системи розподілу 2 класу напруги (для ПрАТ «ДТЕК Київські регіональні

електромережі» – 1707,13 грн/МВт·год), [60] ринкова ціна електроенергії за результатами торгів на РДН у 2024 році, а також маржа постачальника, прийнята на рівні 5 % від ринкової вартості. У підсумку розрахований середній «повний» тариф для домогосподарства склав орієнтовно 6,89 грн/кВт·год у зимовий період та 7,38 грн/кВт·год у літній період. Надалі ці значення використовуються для порівняння результатів моделювання з базовим сценарієм фіксованого побутового тарифу та для оцінки чутливості показника NPV до можливого переходу домогосподарств на ринкове ціноутворення.

Подальший розрахунок грошових потоків CF_t відрізняється залежно від сценарію.

Сценарії 1.1 та 2.1 (самозабезпечення без продажу електроенергії)

Для версій 1.1 (будинки із СЕС та АКБ) і 2.1 (квартира з домашнім накопичувачем) грошовий потік формується як різниця між базовими витратами на електроенергію без заходів DSM та витратами після їх упровадження. Узагальнено:

$$CF_t = (-E_t^{base} + Sav_t) \cdot Tariff_t, \quad (3.18)$$

де E_t^{base} – річне споживання електроенергії домогосподарством у базовому випадку (без СЕС або без АКБ), Sav_t – річна економія (у кВт·год або у грошовому вираженні), отримана завдяки зменшенню відбору з мережі.

У сценарії 1.1 економія Sav_t складається як з енергетичної компоненти (менший відбір з мережі завдяки СЕС та АКБ), так і з фінансової (зменшення річних витрат при зростаючому тарифі). У сценарії 2.1 економія має переважно фінансовий характер: у частині годин навантаження покривається з АКБ, а в частині – з мережі, тому сумарне річне споживання з мережі може змінюватися не так суттєво, як структура витрат у часі.

Сценарії 1.2.1 та 1.2.2 (самоспоживання + продаж надлишків)

Для підсценаріїв 1.2.1 (гібридний інвертор з великою АКБ) та 1.2.2 (мережевий інвертор без АКБ) до грошового потоку додається дохід від продажу електроенергії, а також враховується податок на прибуток:

$$CF_t = (-E_t^{base} + Sav_t + Rev_t - Tax_t) \cdot Tariff_t, \quad (3.19)$$

де Rev_t – дохід від продажу надлишкової електроенергії на ринку (наприклад, за цінами РДН), Tax_t – податкові відрахування з отриманого прибутку від продажу (для України прийнято ставку 20 %).

При цьому обсяги Sav_t і Rev_t відрізняються між 1.2.1 та 1.2.2 через різні конфігурації системи: у випадку гібридного інвертора частина енергії йде через АКБ і може використовуватися для арбітражу в години високих цін, тоді як при мережевому інверторі надлишки продаються в моменти їх фактичного виникнення.

Сценарій 2.2 (чистий ціновий арбітраж з квартири)

Для сценарію 2.2 основний акцент робиться на ціновому арбітражі: додаткове споживання в нічні години здійснюється з метою подальшого продажу цієї енергії у пікові години. У цьому випадку грошовий потік можна записати так:

$$CF_t = -E_t^{base} - E_t^{add} - Tax_t + Rev_t, \quad (3.20)$$

де E_t^{add} – додаткове річне споживання електроенергії для заряджання АКБ в нічний період, Rev_t – дохід від продажу електроенергії в денні та вечірні пікові години, Tax_t – податок на прибуток від такого продажу.

У цьому сценарії економія має суто фінансовий характер: загальне річне споживання електроенергії з мережі може навіть зростати, проте, завдяки різниці між нічними та піковими тарифами, формується позитивний грошовий потік CF_t , який і аналізується через показник NPV .

Таким чином, для кожного сценарію розрахунок NPV базується на одних і тих самих принципах дисконтованих грошових потоків та ескалації тарифу, але

структура річного CF_t відрізняється залежно від того, чи забезпечує сценарій лише самоспоживання, самоспоживання з продажем надлишків, чи чистий ціновий арбітраж.

Таблиця 3.34- Результати фінансового аналізу усіх сценаріїв. Значення NPV.

	Сценарій 1.1			Сценарій 1.2.1			Сценарій 1.2.2		
	0,5	0,75	1	1,25	1,5	Макс.	1,25	1,5	Макс.
Тариф для населення	-391 160	-399 010	-426 855	-337 980	-514 040	-668 070	-249 820	-227 840	-215 160
Ринковий тариф	-467 430	-433 970	-422 380	-364 530	-534 250	-684 060	-339 560	-315 740	-302 000

	Сценарій 2.1			Сценарій 2.2		
	1	2	3	1	2	3
Тариф для населення	-151 530	-160 250	-204 950	-152 275	-164 050	-206 420
Ринковий тариф	-264 040	-271 210	-304 550	-270 955	-280 400	-340 680

Як видно з таблиці 3.32, у всіх розглянутих сценаріях значення NPV є від'ємними. Такий результат є цілком очікуваним і економічно логічним, оскільки початкові капітальні вкладення (CAPEX) для домогосподарства є дуже значними, тоді як річна економія витрат на електроенергію або додатковий дохід від продажу електроенергії залишаються порівняно невеликими. Відповідно, повне покриття первісних капітальних інвестицій за рахунок грошових потоків проєкту для типових побутових установок на сучасному рівні цін є практично недосяжним. Тому подальший аналіз доцільно зосередити не на пошуку абсолютно позитивного NPV, а на порівнянні сценаріїв між собою та виборі тих рішень, які забезпечують найменші збитки (мінімально від'ємне NPV) і, відповідно, найкращий з можливих фінансових результатів для споживача.

У методах оцінки інвестиційних проєктів важливим є поняття безповоротних (sunk) витрат. У класичній інтерпретації до них належать витрати, які здійснюються один раз і не можуть бути повернуті навіть у випадку повного припинення діяльності в даному напрямку. Після того як рішення про інвестування

прийнято і кошти витрачені, ці витрати перестають бути альтернативними: фірма вже втратила можливість використати їх в іншому проєкті, а отже, вони не враховуються при подальшому порівнянні поточних доходів і витрат, а розглядаються лише як історичний факт. [61]

У нашому дослідженні аналогічна логіка застосовується до домогосподарств, що інвестували в автономні або резервні енергетичні рішення в умовах війни (дахові СЕС, акумуляторні системи, портативні станції). Якщо розглядати період повоєнного відновлення, коли енергосистема працюватиме стабільно й потреба в аварійному живленні зменшиться, початкові витрати на таке обладнання з позицій економічної теорії також стають безповоротними. Однак це не означає, що ці інвестиції «втрачають сенс»: за умови правильного управління попитом та використання можливостей продажу надлишкової електроенергії домогосподарство може не лише зменшувати свої поточні витрати, а й отримувати додатковий дохід, частково або повністю компенсуючи раніше понесені безповоротні витрати.

Саме з цієї позиції в роботі проаналізовано ефект від переходу від суто резервного використання СЕС/АКБ до їх інтеграції у ринкові механізми (самоспоживання, арбітраж, продаж надлишків). У відповідній таблиці далі подано частку економії коштів домогосподарства (у % до базового сценарію без інвестицій), яка демонструє, наскільки раціональне використання вже придбаного обладнання дає змогу перетворити безповоротні витрати на джерело довгострокового фінансового ефекту.

Таблиця 3.35 – Частка економії річних витрат на електроенергію у % до базового варіанту.

	Сценарій 1.1			Сценарій 1.2.1			Сценарій 1.2.2		
	0,5	0,75	1	1,25	1,5	Макс.	1,25	1,5	Макс.
Тариф для населення	43,30	68,56	92,6	129,62	159,1	178,8	90,61	107,1	118,4
Ринковий тариф	43,91	69,56	94,01	115,5	138,1	153,2	75,99	88,3	96,7

	Сценарій 2.1			Сценарій 2.2		
	1	2	3	1	2	3
Тариф для населення	3,05	4,07	16,27	2,45	1,04	15,10
Ринковий тариф	4,02	5,18	16,11	1,18	1,41	1,29

Для інтерпретації отриманих результатів доцільно застосовувати комплексний підхід, який поєднує як розраховані фінансові показники (NPV, обсяги економії/прибутку, частку зниження витрат), так і технічні, поведінкові та регуляторні аспекти функціонування сценаріїв. З цією метою в подальшому аналізі буде використано метод SWOT-аналізу, який дозволяє системно оцінити сильні сторони, слабкі місця, можливості та загрози для кожного розглянутого варіанта впровадження СЕС та систем управління попитом у домогосподарстві.

Таблиця 3.36– SWOT-аналіз сценарію 1.1 «Самозабезпечення будинку»

Strengths (S)	Weaknesses (W)
Дає значну економію витрат домогосподарства: за різних конфігурацій (0,5–1 частка попиту) річна економія становить приблизно 43–93 % від базового сценарію (для ринкового тарифу – до ~94 %).	Фінансовий ефект нижчий порівняно зі сценаріями 1.2.1 та 1.2.2, оскільки відсутній зарібок на продажу електроенергії.
Дуже позитивно впливає на енергосистему: зрізає вечірні піки навантаження та зменшує річний відбір з мережі, добре відповідає підходам DSM (peak clipping + енергозбереження).	Значна частка інвестицій припадає на акумулятор, який підвищує вартість системи, але не генерує додаткового доходу.
Підвищує енергетичну автономність будинку та стійкість до перебоїв електропостачання.	
Opportunities (O)	Threats (T)
Подальше зростання тарифів для населення збільшуватиме відносну економію, наближаючи її до 100 % і вище.	У разі збереження штучно низьких/фіксованих тарифів відносний фінансовий вигравш буде меншим, ніж технічний ефект.
Може бути стартовою конфігурацією, яку надалі легко доповнити функцією продажу надлишків (перехід до 1.2.1 / 1.2.2).	Прискорена деградація АКБ або потреба їх ранньої заміни може зменшити фактичну частку економії.

Таблиця 3.37 – SWOT-аналіз сценарію 1.2.1 «Гібридний інвертор + велика АКБ (арбітраж)»

Strengths (S)	Weaknesses (W)
Поєднує самозабезпечення й активну участь у ринку: є і економія на рахунках, і дохід від арбітражу.	Потребує найбільших інвестицій (велика СЕС + велика АКБ), тому співвідношення «заробіток / вкладений капітал» гірше, ніж у 1.2.2.
Для потужностей 1,25–максимум панелей частка економії становить орієнтовно 130–180 % від базових витрат, тобто домогосподарство не лише повністю перекриває своє споживання, а й отримує додатковий заробіток.	
Реалізує техніки DSM «заповнення провалу» (нічне зарядження) та «зміщення пікового навантаження» (розряд у години максимуму).	
Opportunities (O)	Threats (T)
Посилення добової диференціації цін (дешевша ніч, дорожчий пік) може ще більше збільшити частку економії понад 180 %.	Регуляторні обмеження на арбітраж для домогосподарств або ліміти на обсяги продажу з боку малих СЕС можуть зменшити дохід.
Може стати базою для участі в програмах керування попитом та наданні допоміжних послуг системі через агрегаторів.	Технічні обмеження низьковольтних мереж (надлишкова денна генерація) можуть вимагати додаткових мережевих інвестицій.

Таблиця 3.38 – SWOT-аналіз сценарію 1.2.2 «Мережевий інвертор без АКБ»

Strengths (S)	Weaknesses (W)
1	2
Має найкращий баланс «ефект/інвестиції»: при 1,25–максимальній кількості панелей частка економії становить приблизно 90–120 %, тобто домогосподарство не лише економить, а й отримує додатковий прибуток від продажу надлишків.	Вплив на пікові навантаження менший, ніж у сценаріях з АКБ: вечірні піки фактично не знижуються.
Капітальні витрати нижчі, ніж у 1.2.1, оскільки немає АКБ; система простіша в монтажі та експлуатації.	Ефект сильно залежить від профілю сонячної генерації та збігу системних піків з годинами високої генерації.
Забезпечує енергозбереження за рахунок мінімізації власного відбору в години сонячної генерації.	
Opportunities (O)	Threats (T)
Запровадження механізмів net metering / net billing і спрощених правил для «просюмерів» може забезпечити стабільну дохідність при відносно низьких CAPEX.	Масове впровадження мережевих СЕС без накопичувачів здатне поглибити денні «провали» навантаження й ускладнити балансування системи.

Продовження таблиці 3.38

1	2
Технічно наймасштабованіший варіант для залучення великої кількості побутових споживачів до ринку електроенергії.	Можлива реакція регулятора у вигляді додаткових мережевих зборів або лімітів на приєднання домогосподарств із великою генерацією.

Таблиця 3.39 – SWOT-аналіз сценарію 2.1 «Самозабезпечення квартири»

Strengths (S)	Weaknesses (W)
Реалізує класичне load shifting: нічний заряд за зниженим тарифом, денний розряд для часткового покриття навантаження.	Фінансовий ефект значно менший, ніж у «сонячних» сценаріях для будинку; економія обмежена різницею між нічним і денним тарифом.
Для різних ємностей АКБ частка економії становить приблизно 3–16 % (для ринкового тарифу – близько 4–16 %), що дає відчутне, хоча й помірне зменшення річних витрат.	Річне споживання електроенергії практично не скорочується – змінюється лише розподіл у часі.
Сприяє вирівнюванню навантаження енергосистеми та підвищує надійність живлення квартири.	
Opportunities (O)	Threats (T)
Поглиблення диференціації тарифів (дешевша ніч, дорожчий пік) здатне суттєво збільшити частку економії.	Зменшення або скасування нічних знижок по тарифу практично нівелює економічний ефект.
Є «міським» аналогом гнучкого навантаження для квартир, де неможливо встановити дахову СЕС.	Можливі обмеження на встановлення великих АКБ у багатоквартирних будинках (пожежні вимоги, позиція керуючої компанії).

Таблиця 3.40 – SWOT-аналіз сценарію 2.2 «Продаж з квартири (ціновий арбітраж)»

Strengths (S)	Weaknesses (W)
1	2
Дозволяє перетворити нічне споживання на інструмент заробітку: купівля вночі, продаж у денний та вечірній пік.	Річне споживання електроенергії зростає через додаткове нічне заряджання; економія досягається лише завдяки різниці цін купівлі/продажу.

Продовження таблиці 3.40

1	2
Частка економії / додаткового доходу в грошовому вираженні становить орієнтовно 1–15 % від базових витрат (залежно від потужності АКБ і тарифу), тобто сценарій дає помірний, але відчутний фінансовий ефект порівняно з 2.1.	Необхідність сплачувати податок на прибуток (20 %) зменшує чистий фінансовий результат і робить сценарій слабшим, ніж 1.2.1–1.2.2.
Формує гнучкий графік навантаження квартири й може частково знижувати пікові навантаження на систему.	
Opportunities (O)	Threats (T)
За появи розвинених механізмів участі домогосподарств у ринку гнучкості та арбітражу (через агрегаторів, програми DSM) частка доходу може зрости.	Зменшення різниці між нічними й денними цінами або посилення податкового навантаження може зробити модель малопривабливою.
Цікавий варіант для технічно підготовлених користувачів, які прагнуть поєднати резервне живлення та можливість невеликого заробітку.	За відсутності чітких правил для дрібних «просюмерів» існує ризик регуляторної невизначеності та зміни умов гри.

Висновки до розділу 3

У висновках до розділу 3 слід відзначити, що в роботі було здійснено повний перехід від теоретичних підходів до управління попитом до їх практичної реалізації на рівні конкретних домогосподарств. Сформульовано задачу оптимізації режимів роботи побутового споживача в умовах розвитку розподіленої генерації, визначено склад типових домогосподарств, їхнє розташування та енергетичний контекст. На основі детального переліку електроприладів та їх режимів роботи побудовано погодинні профілі навантаження для будинку та квартири у зимовий і літній періоди, окремо для робочих і вихідних днів. Це забезпечило реалістичну базу для подальшого сценарного моделювання.

У розділі було сформовано декілька конфігурацій розподілених джерел енергії, які відображають найімовірніші рішення для українських побутових споживачів у післявоєнний період: дахові СЕС з різною кількістю панелей, гібридні

та мережеві інвертори, стаціонарні та портативні системи зберігання енергії, а також домашні HEMS-системи. Для кожної конфігурації проведено розрахунок встановленої потужності, річного виробітку електроенергії, допоміжного обладнання та інвестиційних витрат, включно з оцінкою деградації фотомодулів та акумуляторів, ескалації тарифу на електроенергію та строку служби проєкту.

У межах сценарного моделювання розглянуто п'ять основних сценаріїв поведінки домогосподарств. Для будинку з даховою СЕС змодельовано варіанти самозабезпечення (сценарій 1.1) та продажу надлишків з використанням акумулятора (1.2.1) і без нього (1.2.2). Показано, що сценарій 1.1 забезпечує помітне зменшення річного споживання з мережі та ефективно знижує вечірні піки навантаження завдяки акумуляції денних надлишків. Сценарій 1.2.1 дозволяє доповнити ефект самоспоживання реалізацією цінового арбітражу, вирівнює графік навантаження енергосистеми (нічний заряд – денний розряд) і, за рахунок продажу енергії в години високих цін, демонструє найбільший потенціал економії коштів та отримання доходу. Мережевий варіант 1.2.2 є технічно простішим і дешевшим, забезпечує високі відсотки економії за рахунок активного продажу надлишків, проте гірше сприяє зниженню пікових навантажень, оскільки не має накопичувача.

Другий блок сценаріїв стосувався квартири з домашнім накопичувачем і HEMS. У сценарії 2.1 відпрацьовано класичну схему «нічний заряд — денне самоспоживання», яка дозволяє частково розвантажити денні години та забезпечує помірну економію за рахунок різниці між нічним і денним тарифами. У сценарії 2.2 акцент зміщено на ціновий арбітраж: акумулятор використовується для купівлі електроенергії за мінімальною нічною ціною та продажу в денні й вечірні піки. Продемонстровано, що за таких умов можливе не лише зниження витрат, а й формування стабільного додаткового грошового потоку для домогосподарства, хоча це супроводжується вищим обсягом операцій із мережею та необхідністю сплати податку на прибуток.

У розділі виконано фінансове оцінювання кожного сценарію на основі показника чистої приведеної вартості (NPV), розрахованого як суму дисконтованих грошових потоків з урахуванням ескалації тарифів, деградації обладнання та різних варіантів тарифоутворення (фіксований побутовий тариф і умовний ринковий тариф для домогосподарства). Порівняння результатів показало, що за поточних рівнів CAPEX і тарифів повне покриття інвестицій для більшості побутових конфігурацій є малоймовірним, однак низка сценаріїв (насамперед 1.2.1, 1.2.2 та 2.2) забезпечує суттєву частку економії річних витрат, а в окремих випадках — понад 100 % економії відносно базового варіанту, тобто перехід від простого зменшення витрат до формування доходу.

Додатково проведений SWOT-аналіз дозволив оцінити сильні й слабкі сторони кожного сценарію не лише з позицій економіки домогосподарства, а й з огляду на вплив на енергосистему в цілому. Показано, що сценарії з акумуляцією (1.1, 1.2.1, 2.1, 2.2) мають кращий системний ефект завдяки зниженню піків та заповненню «провалів» навантаження, тоді як чисто мережеві рішення (1.2.2) є вигіднішими для споживача, але можуть посилювати денні піки генерації з ВДЕ. У підсумку розділ 3 сформував комплексне уявлення про те, як поєднання розподіленої генерації, систем зберігання та інтелектуального управління попитом може трансформувати роль домогосподарств із пасивних споживачів у активних учасників ринку, що створюють гнучкість і додану вартість як для себе, так і для енергосистеми. Отримані результати стали основою для подальшої розробки стартап-проєкту AI-DSM, представленого в четвертому розділі роботи.

РОЗДІЛ 4. СТАРТАП-ПРОЄКТ: «ІНТЕЛЕКТУАЛЬНА СИСТЕМА УПРАВЛІННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЄЮ НА ОСНОВІ AI»

4.1 Опис ідеї проєкту

4.1.1 Зміст ідеї

Стартап-проєкт «AI-DSM: інтелектуальна система керування попитом на електроенергію» орієнтований на розвиток технологічної платформи, що поєднує штучний інтелект, інтернет речей (IoT) та смарт-метеринг для автоматизованого прогнозування, аналізу й оптимізації споживання електроенергії. Його ключова мета — забезпечити побутових і малих комерційних споживачів інструментами, які дозволяють керувати попитом, зменшувати витрати та підвищувати енергоефективність без втрати комфорту користування енергією [1], [4], [21].

Таблиця 4.1. Опис ідеї стартап-проєкту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача
Використання штучного інтелекту для персоналізованого управління електроспоживанням у реальному часі.	Домогосподарства, ОСББ, малий бізнес, «розумні» будівлі.	Економія 5–15 % витрат на електроенергію, зниження пікових навантажень, підвищення енергетичної незалежності.
Інтеграція з розумними лічильниками (AMI) та пристроями IoT для автоматичного виконання рекомендацій системи.	Пілотні енергоефективні громади, проєкти Smart City, енергосервісні компанії.	Автоматичний контроль та балансування навантаження, зменшення технічних втрат у мережі.
Створення цифрової платформи зв'язку між споживачем і постачальником (DataHub).	Енергопостачальні компанії, DSO, оператори ринку.	Прозора передача даних для формування рахунків, покращення прогнозів балансування.
Використання агрегованої гнучкості попиту як товару на ринку балансування.	Постачальники універсальних послуг, незалежні агрегатори.	Додатковий дохід від участі у програмах Demand Response.

Ідея базується на сучасних тенденціях цифровізації енергосектору ЄС, закріплених у Directive (EU) 2019/944 та Directive (EU) 2023/1791, що гарантують споживачам право на доступ до динамічного ціноутворення та інтелектуальні

енергетичні сервіси [62], [63].
Відповідно до європейських орієнтирів, побудова гнучкої системи споживання розглядається як ключ до інтеграції ВДЕ та енергетичної безпеки [5], [32].

Платформа AI-DSM пропонує користувачеві «енергетичного помічника», який аналізує добові та тижневі профілі споживання, зіставляє їх із прогнозами цін на ринку «на добу наперед» (РДН) і пропонує індивідуальні рекомендації: коли краще вмикати або відключати енергоємні прилади, заряджати електромобіль, запускати бойлер чи пральну машину. Завдяки алгоритмам машинного навчання (LSTM, GRU, LightGBM) [79], [82] система вчиться на історичних даних лічильника, кліматичних показниках та поведінкових патернах користувача.

Додатковою функцією є «автопілот» — можливість автоматичного застосування рекомендацій через IoT-розетки або модулі HEMS (Home Energy Management System) [38]. Таким чином, AI-DSM діє як інтегрована екосистема: дані з лічильника → прогноз → рекомендація → автоматичне керування → звіт/балансування.

4.1.2 Можливі напрямки застосування

Розробка насамперед орієнтована на побутових споживачів (домогосподарства з цифровими лічильниками) та малі комерційні об'єкти, які мають керовані електроприлади або власну генерацію (сонячні панелі, теплові насоси).

У середньостроковій перспективі система може бути масштабована до рівня ОСББ, житлових комплексів та муніципалітетів — через модульну архітектуру та відкриті API [50].

Для операторів систем розподілу (DSO) AI-DSM є інструментом гнучкого балансування, що дає змогу зменшити витрати на утримання пікових резервів і полегшити інтеграцію ВДЕ [29], [37].

В Україні розвиток АМІ-інфраструктури та цифрових платформ типу DataHub уже перебуває у стадії реалізації під координацією НЕК «Укренерго» [77]

і підтримкою міжнародних донорів (Energy Community, DiXi Group) [74], [20]. Тому запуск пілотних проєктів AI-DSM цілком можливий на базі великих міст — Києва, Львова або Вінниці — де існують передумови для інтеграції розумних лічильників.

4.1.3. Основні вигоди для користувача

Вигоди від впровадження AI-DSM мають багатовимірний характер:

Економічні: скорочення витрат на електроенергію на 5–15 % завдяки динамічному тарифу та оптимізації часу споживання [70], [71];

Енергетичні: зниження пікових навантажень і втрат у мережах, підвищення надійності системи [29];

Екологічні: зменшення викидів CO₂ через ефективніше використання генерації та зниження необхідності пікових станцій [5], [19];

Соціальні: розвиток культури енергозбереження, підвищення залученості споживачів у ринкові процеси («prosumer engagement») [64];

Цифрові: прозорий облік і контроль споживання через мобільний застосунок, аналітику та персональні звіти [79].

4.1.4. Відмінність від існуючих аналогів і конкурентів

На європейському ринку вже діють компанії-піонери, такі як Tibber і Ostrom, що пропонують динамічні тарифи та енергетичні застосунки [70], [71]. Проте їхні продукти зосереджені на країнах із розвинутою АМІ-мережею, мають обмежену локалізацію та не враховують особливостей української тарифної системи, сезонності та поведінкових моделей споживачів. AI-DSM відрізняється від них тим, що:

- поєднує функції прогнозування, рекомендації та автоматичного виконання;
- розробляється з урахуванням українського ринку, нормативної бази (Закон «Про ринок електричної енергії» [76]) і даних реальних побутових лічильників;
- має модуль агрегування гнучкості для участі в балансуванні [77];
- забезпечує дотримання вимог безпеки та конфіденційності даних відповідно до GDPR та національного законодавства [75].

Таблиця 4. 2. Визначення сильних, слабких та нейтральних характеристик ідеї проєкту

Техніко-економічні характеристики ідеї	Наш проєкт (AI-DSM)	Конкурент 1 (Tibber)	Конкурент 2 (Ostrom)	Конкурент 3 (GridX HEMS)	W	N	S
Локалізація для українського ринку	Так, повна адаптація	Ні	Ні	Часткова			S
Можливість автоматичного керування навантаженнями (IoT)	Є	Обмежено	Обмежено	Є			S
Алгоритми AI для прогнозування споживання	LSTM, GRU, RL	Базові моделі	Обмежені	Глибинні моделі			S
Інтеграція з українськими лічильниками АМІ	Передбачено	Немає	Немає	В процесі			S
Пояснюваність моделей (Explainable AI)	Передбачена	Відсутня	Обмежена	Частково			S
Рівень цифрової безпеки та шифрування	AES-256, TLS 1.3	AES-128	AES-128	Подвійний рівень		N	
Маркетингова локалізація та підтримка українською	Так	Ні	Ні	Ні			S
Вартість підписки	Низька (Freemium → Pro)	Середня	Середня	Висока		N	
Агрегація гнучкості та участь у ринку балансування	Є	Немає	Немає	Пілотні функції			S
Відповідність GDPR і Закону України «Про захист персональних даних»	Так	Так	Так	Так		N	

Отримані результати показують, що більшість техніко-економічних характеристик AI-DSM належать до категорії **сильних (S)**, що свідчить про конкурентоспроможність ідеї як на внутрішньому, так і на регіональному рівні. Основні переваги полягають у локалізації, інтелектуальному керуванні навантаженнями та можливості інтеграції з балансуючим ринком. Слабкі сторони наразі майже відсутні, однак нейтральними залишаються питання вартості підписки та рівня кібербезпеки (їх необхідно посилити на етапі MVP).

4.2 Технологічний аудит ідеї проєкту

Метою цього підрозділу є оцінка технічної здійсненності стартап-проєкту «AI-DSM: інтелектуальна система управління електроенергією», зокрема визначення, які технології необхідні для його реалізації, наскільки вони є доступними авторам проєкту та чи потребують адаптації до українського ринку.

Основу проєкту становлять цифрові технології енергоменеджменту, IoT-інфраструктура та алгоритми штучного інтелекту, які забезпечують збір, обробку та аналіз даних споживання електроенергії з метою оптимізації навантажень і підвищення енергоефективності [38], [49], [82].

Таблиця 4.3. Технологічна здійсненність ідеї проєкту

Ідея проєкту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій авторам проєкту
1	2	3	4
Інтелектуальний аналіз даних споживання та прогнозування навантаження	Алгоритми штучного інтелекту (Machine Learning, Reinforcement Learning, Neural Forecasting); бібліотеки TensorFlow, PyTorch, LightGBM	Технології наявні, відкриті (open-source)	Повністю доступні авторам; потребують адаптації під українські дані
Передача даних із розумних лічильників	AMI-інфраструктура, протоколи MQTT, Modbus TCP/IP, API від постачальників	Частково доступні в Україні; потребують інтеграції з DataHub НЕК «Укренерго» [77]	Доступні авторам у межах партнерства з енергопостачальниками

Продовження таблиці 4.3

1	2	3	4
Візуалізація даних та взаємодія з користувачем	Хмарна архітектура (AWS, Azure, або локальні дата-центри), веб-платформа (React, Node.js), мобільний застосунок (Flutter)	Технології наявні та широко застосовуються	Повністю доступні авторам, використовуються у пілотній розробці
Автоматичне керування навантаженнями	IoT-модулі керування (розумні розетки, сенсори), інтеграція з HEMS/BEMS [38]	Наявні на ринку (KTS-Intek, Shelly, Tapo)	Частково доступні; потребують локалізації для українських умов
Забезпечення кібербезпеки та захисту даних	TLS 1.3, AES-256, сертифікація ISO 27001, GDPR-сумісність [64]	Технології доступні та апробовані в енергетичних компаніях ЄС [65], [67]	Повністю доступні, використовуються у розробці MVP

Обрана технологія реалізації ідеї проєкту: поєднання відкритих інструментів машинного навчання (TensorFlow, LightGBM) із хмарною платформою AWS IoT Core, інтегрованою з локальними АМІ-рішеннями через АРІ «Укренерго» та KTS-Intek.

Результати аналізу підтверджують високий рівень технологічної здійсненності проєкту. Усі базові компоненти системи — алгоритми прогнозування, смарт-метеринг, IoT-модулі та платформи аналітики — є наявними на ринку та мають відкриту або ліцензійну доступність для реалізації в Україні [49], [50], [58].

Ключовими завданнями на етапі розробки MVP є:

- інтеграція українських лічильників АМІ у платформу через АРІ з урахуванням вимог НКРЕКП [75];
- розроблення власного алгоритму адаптивного прогнозування, навчання якого відбуватиметься на українських профілях споживання з урахуванням погодних та поведінкових факторів [79];
- тестування інтерфейсу користувача в пілотних домогосподарствах для визначення рівня прийняття технології (user acceptance).

Серед потенційних викликів — обмежена доступність стандартизованих АМІ-пристроїв в Україні та потреба у створенні захищеного шлюзу передачі даних відповідно до принципів «Єдиного енергетичного DataHub», який розвиває НЕК «Укренерго» спільно з Energy Community [74], [77].

Таким чином, проєкт AI-DSM технологічно реалізований на базі сучасних цифрових інструментів і може бути впроваджений без розроблення фундаментально нових технологій. Необхідні лише адаптація та локалізація існуючих європейських рішень до умов українського ринку, що робить цей стартап економічно доцільним і практично здійсненним [66], [68].

4.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап -проєкту

Метою аналізу є визначення стану, привабливості та перспектив розвитку ринку для стартап-проєкту AI-DSM — інтелектуальної системи управління електроспоживанням на основі штучного інтелекту, а також оцінка конкурентного середовища та потенційних бар'єрів виходу на ринок України й ЄС.

4.3.1 Попередня характеристика потенційного ринку

Технології керування попитом (Demand-Side Management) у ЄС стрімко розвиваються в межах «зеленої» трансформації енергетики, що підтримується Директивами (EU) 2019/944 і 2023/1791 [62], [63]. На українському ринку попит на цифрові рішення енергоменеджменту формується під впливом таких факторів: зростання цін на електроенергію, розвиток розподіленої генерації (ВДЕ), інтеграція з ENTSO-E і поява смарт-лічильників [28], [76].

Таблиця 4. 4 Попередня характеристика потенційного ринку стартап-проєкту

Показник стану ринку	Характеристика
1	2
Кількість головних гравців	6–8 основних постачальників та декілька IT-агрегаторів (DiXi Group, KTS-Intek, D.Trading)
Загальний обсяг продажу	≈2,5 млрд грн/рік для сегмента енергоефективних сервісів

Продовження таблиці 4.4

1	2
Динаміка ринку	Зростає (10–15 % щорічно до 2030 р.) [55]
Обмеження для входу	Ліцензування, вимоги НКРЕКП, інтеграція з DataHub
Вимоги до сертифікації	ISO 27001, GDPR, вимоги SAEE
Середня рентабельність	18–25 %

Ринок цифрових енергетичних сервісів в Україні є зростаючим і технологічно привабливим, але вимагає високого рівня кібербезпеки та відповідності нормативам ЄС.

4.3.2 Характеристика потенційних клієнтів

Основними споживачами продукту AI-DSM є побутові користувачі, об'єднання співвласників (ОСББ), малі підприємства, енергосервісні компанії та оператори систем розподілу. Ключова мотивація користувачів — зниження витрат на електроенергію, автоматизація керування навантаженням та зменшення пікових платежів [5], [71].

Таблиця 4.5. Характеристика потенційних клієнтів стартап-проєкту

Потреба, що формує ринок	Цільова аудиторія	Відмінності у поведінці	Вимоги споживачів
Економія витрат і контроль споживання	Домогосподарства, ОСББ	Висока чутливість до ціни, помірний рівень цифрової грамотності	Простий інтерфейс, прозорі тарифи
Автоматизація енергоменеджменту	Малий бізнес, муніципальні об'єкти	Сезонна варіативність споживання	Надійність, інтеграція з обліком
Агрегація гнучкості	Постачальники, DSO	Потребують точних даних у реальному часі	API-доступ, аналітичні звіти

4.3.3 SWOT-аналіз стартап-проєкту

SWOT-аналіз стартап-проєкту «AI-DSM: інтелектуальна система управління електроспоживанням» дозволяє комплексно оцінити внутрішні сильні та слабкі

сторони проєкту, а також зовнішні можливості та загрози ринкового середовища. Такий підхід використовується у стратегічному плануванні стартапів для формування конкурентних переваг, обґрунтування бізнес-моделі та вибору стратегії ринкового входження [33], [66].

Таблиця 4.6 SWOT-аналіз стартап-проєкту

Сильні сторони (Strengths)	Слабкі сторони (Weaknesses)
1. Використання штучного інтелекту для прогнозування споживання (LSTM, GRU, RL-алгоритми) забезпечує високу точність оптимізації навантажень [79], [82].	1. Потреба у значному масиві даних (data-driven learning), що обмежує швидкий старт у регіонах без АМІ-інфраструктури [49].
2. Локалізація продукту під українські реалії тарифоутворення, вимоги НКРЕКП і поведінкові профілі споживачів [76].	2. Обмежене фінансування для масштабування системи та хмарних потужностей.
3. Модульна архітектура з відкритими API дозволяє інтеграцію з DataHub і системами постачальників [77].	3. Низький рівень обізнаності населення щодо DSM-технологій, потреба в маркетинговій просвітницькій роботі [31].
4. Підвищена енергоефективність: економія 5–15 % витрат, зниження пікових навантажень [5], [70].	4. Високі початкові витрати на розробку та сертифікацію програмного продукту.
5. Потенціал участі у ринку допоміжних послуг та балансуванні — новий джерело прибутку для споживачів [29], [77].	5. Необхідність створення служби технічної підтримки 24/7.
Можливості (Opportunities)	Загрози (Threats)
1. Державна політика цифровізації енергетики (GNDEW, §14a EnWG) та інтеграція України до ENTSO-E [65], [67].	1. Регуляторна невизначеність щодо статусу агрегаторів гнучкості та механізмів участі в балансуєчому ринку [75].
2. Фінансування через програми ЄС (Horizon Europe, CEF Energy, USAID Energy Security) [66], [74].	2. Потенційні кібератаки або витоки персональних даних, що знижують довіру споживачів [80].
3. Зростання попиту на розумні лічильники й енергосервісні платформи — очікуване охоплення 80 % домогосподарств до 2030 р. [63], [66].	3. Висока конкуренція з боку європейських застосунків (Tibber, Ostrom, GridX HEMS), які можуть вийти на український ринок.
4. Можливість партнерства з енергопостачальниками та ОСББ для спільного пілотування рішень [20], [74].	4. Обмежена купівельна спроможність населення під час воєнного стану.
5. Тенденція до ESG-інвестування в «зелені» цифрові рішення [21].	5. Затримка у впровадженні нових нормативних актів ЄС в Україні.

SWOT-аналіз показує, що стартап-проєкт AI-DSM має високу інноваційну та ринкову перспективність, особливо у контексті інтеграції України до європейського енергетичного простору. Його сильні сторони (інтелектуальні алгоритми, адаптація до локального ринку,

потенціал DataHub-інтеграції) здатні компенсувати слабкі (нестача фінансування та низька обізнаність споживачів) за рахунок грантових програм і державної підтримки цифровізації енергетики [65], [66]. Водночас для мінімізації загроз необхідно забезпечити відповідність міжнародним вимогам кібербезпеки, просування серед кінцевих користувачів і поступове масштабування через пілотні партнерства з постачальниками електроенергії.

Отже, проєкт є технологічно здійсненним і конкурентоспроможним у середньостроковій перспективі (3–5 років) та може стати основою для створення першої української AI-платформи керування попитом.

4.3.4 Аналіз конкурентного середовища

Таблиця 4.7. Ступеневий аналіз конкуренції на ринку

Особливості середовища	Прояв	Вплив на діяльність
Тип конкуренції	Монополістична	Необхідність інновацій та унікального позиціонування
Рівень боротьби	Національний	Важливість локалізації продукту
Галузева ознака	IT + енергетика	Міжгалузеві стандарти та сертифікації
Вид товару	Товаро-родовий	Порівняння з HEMS-платформами (GridX, Tibber)
Характер переваг	Технологічні	Перевага у прогнозуванні та зручності
Інтенсивність	Помірна	Можливість входу через партнерство

4.3.5 Альтернативи ринкового впровадження

Таблиця 4.8 Альтернативи ринкового впровадження стартап-проектів

Альтернатива	Ймовірність отримання ресурсів	Строки реалізації
Пілот у партнерстві з енергопостачальником	Висока	1 рік
Масштабування через грантове фінансування ЄС	Середня	2–3 роки
Комерційне впровадження через ОСББ-сегмент	Висока	1,5 року

Найдоцільнішим етапом для старту є пілотна інтеграція з енергопостачальною компанією та залучення фінансування через міжнародні програми підтримки цифровізації енергетики [66], [74].

4.3.6 Аналіз за моделлю М. Портера

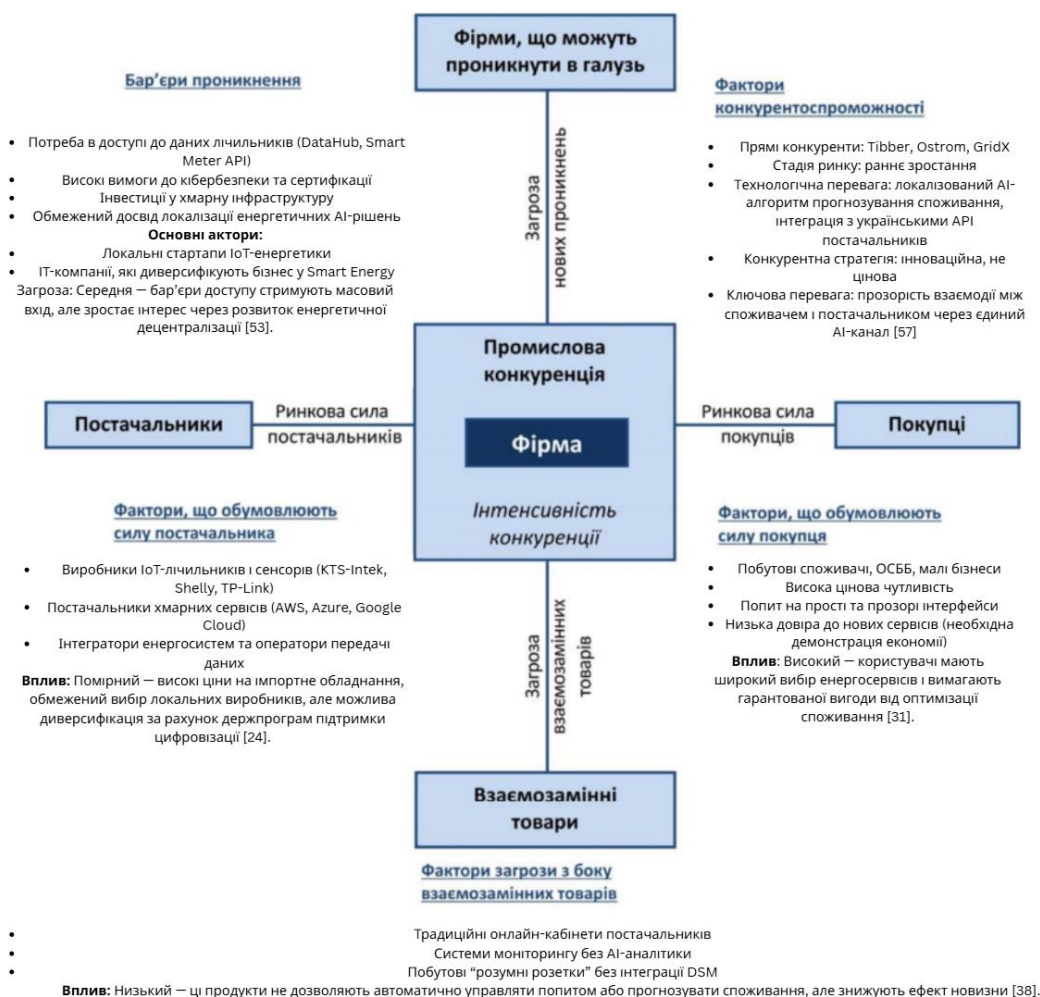


Рисунок 4.1 Аналіз конкуренції в галузі за моделлю «5 сил Портера» [83]

Ринок характеризується помірною конкуренцією, проте бар'єри входу невисокі через відкритість даних і державну політику цифровізації [63], [64], [65].

4.4 Розроблення ринкової стратегії проєкту

4.4.1 Вибір цільових груп потенційних споживачів

Першим етапом формування ринкової стратегії є визначення цільових груп потенційних споживачів, їх готовності прийняти новий продукт і особливостей конкуренції в межах кожного сегмента. Для стартапу AI-DSM визначено три ключові групи:

1. Побутові споживачі (домогосподарства, квартири, приватні будинки);
2. ОСББ та невеликі бізнес-центри;
3. Малі підприємства, які прагнуть оптимізувати витрати на електроенергію.

Таблиця 4.9 Вибір цільових груп потенційних споживачів

Опис профілю цільової групи клієнтів	Готовність споживачів сприйняти продукт	Орієнтовний попит у межах цільової групи (сегмента)	Інтенсивність конкуренції в сегменті	Простота входу у сегмент
Домогосподарства, власники smart-лічильників	Висока – зростаючий інтерес до економії енергії	Середній, з потенціалом до розширення	Середня	Висока
ОСББ і житлові комплекси з централізованими вузлами обліку	Середня – потребують технічної підтримки	Високий	Помірна	Середня
Малі офіси, кав'ярні, магазини з фіксованими тарифами	Середня	Середній	Низька	Висока

Обрана цільова група: домогосподарства та ОСББ як найбільш перспективні сегменти для пілотного запуску.

4.4.2 Визначення базової стратегії розвитку

Для виходу на обрані сегменти ринку доцільно сформуванати базову стратегію розвитку, яка узгоджується з цілями стартапу — підвищенням енергоефективності та залученням користувачів через технологічну інноваційність.

Таблиця 4.10 Визначення базової стратегії розвитку

Обрана альтернатива розвитку проєкту	Стратегія охоплення ринку	Ключові конкурентоспроможні позиції відповідно до обраної альтернативи	Базова стратегія розвитку
Запуск MVP-версії для обмеженого кола користувачів	Концентрований маркетинг (один сегмент – домогосподарства)	Локалізована AI-аналітика, інтеграція з ENTSO-E API, спрощений UX	Стратегія диференціації

Висновок: стартап розвивається за стратегією диференціації, пропонуючи унікальний інтелектуальний продукт, відмінний від стандартних систем моніторингу енергоспоживання.

4.4.3 Визначення базової стратегії конкурентної поведінки

Після визначення базової стратегії розвитку формується стратегія конкурентної поведінки. Для стартапу AI-DSM найбільш доцільною є стратегія наслідування лідеру, що відповідає етапу входу на ринок високих технологій.

Таблиця 4.11. Визначення базової стратегії конкурентної поведінки

Чи є проєкт «першопрохідцем» на ринку?	Чи буде компанія шукати нових споживачів, або забирати існуючих у конкурентів?	Чи буде компанія копіювати основні характеристики конкурентів, та які?	Стратегія конкурентної поведінки
Ні, існують аналоги на європейському ринку (Tibber, GridX, Ostrom)	Переважно шукати нових користувачів через адаптацію сервісу до українських реалій	Так, адаптація кращих практик лідерів: прозорість тарифів, мобільна аналітика, прогнозування	Стратегія наслідування лідеру

Пояснення: стратегія наслідування лідеру дозволяє мінімізувати фінансові ризики стартапу на початковому етапі, використовуючи ефект “навчання через приклад” та поступову локалізацію функцій.

4.4.4 Визначення стратегії позиціонування

Позиціонування стартапу AI-DSM базується на поєднанні стратегії наслідування лідеру з зайняттям вузької конкурентної ніші, орієнтованої на енергоефективних користувачів та ОСББ. Мета позиціонування — створення у споживачів асоціації з технологічною надійністю, зручністю управління споживанням і реальним зниженням витрат.

Таблиця 4.12. Визначення стратегії позиціонування

Вимоги до товару цільової аудиторії	Базова стратегія розвитку	Ключові конкурентоспроможні позиції власного стартап-проєкту	Вибір асоціацій, які мають сформувати комплексну позицію власного проєкту (три ключових)
Простота користування, надійність прогнозів, локалізація українською	Диференціація	<ul style="list-style-type: none"> - AI-прогнозування навантаження - Інтеграція з ENTSO-E API - Зручний UX-дизайн 	<ol style="list-style-type: none"> 1. «Розумна енергія — під контролем користувача» 2. «AI-аналітика замість марнотратства» 3. «Технологія довіри»

4.5 Розробка маркетингової програми стартап-проєкту

Маркетингова програма стартап-проєкту визначає ключові параметри товару, цінову політику, систему збуту та комунікаційну стратегію. Її метою є формування стабільного попиту на продукт AI-DSM через підвищення довіри користувачів, прозорість та зручність у використанні.

4.5.1 Визначення ключових переваг концепції потенційного товару

На основі аналізу конкурентоспроможності (розділ 4.3) визначено головні потреби користувачів і переваги продукту, які створюють його унікальність на ринку.

Таблиця 4.13. Визначення ключових переваг концепції потенційного товару

Потреба	Вигода, яку пропонує товар	Ключові переваги перед конкурентами
Зниження витрат на електроенергію	Оптимізація споживання через AI-прогнозування	Прогнозування на основі машинного навчання (до 15 % економії)
Контроль та зручність управління	Керування приладами з додатку	Інтуїтивний інтерфейс, локалізація українською
Прозорість тарифів та надійність даних	Автоматичне збирання статистики	Інтеграція з ENTSO-E API та системами НЕК «Укренерго»

4.5.2 Формування трирівневої маркетингової моделі товару

Розроблення моделі товару дозволяє деталізувати його структуру — від основної ідеї до додаткових функцій, що підсилюють конкурентні позиції.

Таблиця 4.14. Опис трьох рівнів моделі товару

Рівні товару	Сутність та складові
I. Товар за задумом	Задоволення потреби в енергозбереженні й контролі споживання. <i>Ключова функція</i> — надання рекомендацій щодо оптимізації електроспоживання.
II. Товар у реальному виконанні	<i>Характеристики:</i> мобільний застосунок, інтеграція з “розумним” лічильником, функція дистанційного вимкнення приладів, прогнози споживання. <i>Якість</i> — стабільна робота при низькому інтернет-з’єднанні. <i>Пакування</i> — цифровий продукт з онлайн-підтримкою користувача. <i>Марка</i> — AI-DSM Energy Control .
III. Товар з підкріпленням	Гарантія кіберзахисту даних, технічна підтримка 24/7, регулярні оновлення AI-алгоритмів. Захист від копіювання — власна модель прогнозування, зареєстрований алгоритм обробки даних.

4.5.3 Визначення меж встановлення цін

Цінова стратегія формується з урахуванням доходів цільової групи, рівня цін на товари-аналоги та субституту (наприклад, Tibber або GridX).

Таблиця 4.15 Визначення меж встановлення цін

Рівень цін на товари-замінники	Рівень цін на товари-аналоги	Рівень доходів цільової групи споживачів	Верхня та нижня межі встановлення цін на товар/послугу
10–15 €/міс (підписка Tibber)	8–12 €/міс	Середній рівень (20–25 тис. грн/міс)	250–350 грн/міс за базову підписку AI-DSM

Висновок: обрано помірну цінову політику, орієнтовану на середній сегмент користувачів із можливістю розширення функцій у преміум-версії.

4.5.4 Формування системи збуту

Для ефективного просування продукту визначено оптимальні канали збуту, які поєднують прямий онлайн-продаж і партнерство з енергопостачальниками.

Таблиця 4.16 Формування системи збуту

Специфіка закупівельної поведінки цільових клієнтів	Функції збуту, які має виконувати постачальник товару	Глибина каналу збуту	Оптимальна система збуту
Домогосподарства здійснюють купівлю онлайн через мобільні додатки	Надання тестового доступу, онлайн-оплати, технічної підтримки	Прямий (виробник → користувач)	Власна система збуту через сайт і додаток
ОСББ купують через угоди з енергопостачальниками	Демонстрації, корпоративні тарифи, технічна інтеграція	Дворівневий (виробник → партнер → клієнт)	Партнерський канал через енергокомпанії та постачальників “розумних” лічильників

4.5.5 Концепція маркетингових комунікацій

Завершальним етапом є формування концепції комунікацій, що підтримує позиціонування бренду AI-DSM як технологічного, надійного та клієнтоорієнтованого рішення.

Таблиця 4.17 Концепція маркетингових комунікацій

Специфіка поведінки цільових клієнтів	Канали комунікацій	Ключові позиції, обрані для позиціонування	Завдання рекламного повідомлення	Концепція рекламного звернення
Домогосподарства — активні користувачі соцмереж, шукають прості рішення для економії	Соцмережі (Facebook, Instagram), таргетована реклама, YouTube-огляди	Зручність, економія, автоматизація	Пояснити простоту інтеграції та користі від AI-сервісу	“AI-DSM — твоя енергія під контролем”
ОСББ — орієнтовані на раціональні рішення, потребують аналітики	Професійні виставки, онлайн-вебінари, співпраця з партнерами	Надійність, аналітика, економічний ефект	Підкреслити довгострокову вигоду й технічну підтримку	“AI-DSM — аналітика, що зберігає кошти громади”

Висновки до розділу 4

У розділі представлено комплексну розробку стартап-проєкту «Інтелектуальна система управління електроенергією на основі AI (AI-DSM)», що охоплює всі етапи від формування ідеї до створення ринкової та маркетингової стратегії.

На першому етапі визначено концепцію продукту — систему керування попитом для побутових споживачів та ОСББ, яка завдяки алгоритмам машинного навчання забезпечує персоналізовані рекомендації з оптимізації енергоспоживання та дозволяє зменшити витрати електроенергії до 15 %. Проведений техніко-економічний аудит підтвердив можливість реалізації проєкту з використанням наявних технологій IoT, smart-лічильників і хмарних сервісів.

Ринковий аналіз за моделлю М. Портера засвідчив помірну інтенсивність конкуренції та високу чутливість споживачів до ціни, що визначає потребу в поєднанні стратегій спеціалізації та наслідування лідеру. Розроблена стратегія позиціонування базується на асоціаціях «розумна енергія під контролем», «AI-

аналітика для економії» та «технологія довіри», які формують позитивне сприйняття бренду.

Маркетингова програма включає три рівні товару, цінову політику (250–350 грн/міс), канали онлайн-збуту та цифрові комунікації через соціальні мережі й партнерські компанії.

У підсумку проєкт AI-DSM є технологічно здійсненим і ринково перспективним рішенням для цифровізації українського енергетичного сектору, спрямованим на підвищення енергоефективності та інтеграцію з європейським енергоринком [24; 36; 68; 83].

ВИСНОВКИ

Узагальнюючи результати виконаної магістерської роботи, слід відзначити, що поставлена мета – розробити підходи до управління попитом побутових споживачів в умовах розвитку розподіленої генерації – досягнута. У роботі послідовно розкрито теоретичні засади DSM, проаналізовано сучасний стан побутового споживання та децентралізованої генерації в Україні й ЄС, побудовано математичну модель домогосподарства з різними конфігураціями СЕС/АКБ та виконано економічну оцінку запропонованих сценаріїв. Окремим результатом стала розробка концепції стартап-проєкту на основі AI-платформи управління попитом, що демонструє практичну застосовність отриманих напрацювань у бізнес-середовищі.

У теоретичній частині систематизовано існуючі підходи до класифікації методів DSM і Demand Response, уточнено понятійний апарат «гнучкості попиту» та «просюмера», узагальнено досвід впровадження HEMS/BEMS та програм керування попитом у країнах ЄС. Показано, що для України ключовими бар'єрами залишаються регуляторна невизначеність, відсутність повноцінних цінових сигналів для побутових споживачів, низький рівень проникнення смарт-лічильників і обмежений доступ домогосподарств до ринків гнучкості. Водночас, з огляду на курс на інтеграцію до ENTSO-E, поступове зростання частки ВДЕ й наслідки війни для енергосистеми, розвиток DSM для побутового сегмента розглядається як один із критично важливих напрямів забезпечення стійкості та безпеки енергопостачання.

У прикладній частині сформовано репрезентативні профілі навантаження приватного будинку та квартири, здійснено підбір техніко-економічних параметрів дахових СЕС і накопичувачів енергії, враховано особливості українських тарифів і ринкових цін. Побудовано п'ять базових сценаріїв: самозабезпечення будинку (1.1), продаж надлишків з арбітражем (1.2.1), продаж надлишків без АКБ (1.2.2), самозабезпечення квартири (2.1) та квартирний арбітраж (2.2). Для кожного з них змодельовано погодинну роботу домогосподарства в зимовий і літній періоди,

оцінено вплив на графік навантаження енергосистеми (peak clipping, valley filling, load shifting), а також розраховано NPV з урахуванням деградації обладнання, ескалації цін на електроенергію та різних підходів до тарифоутворення (фіксований тариф для населення й умовний «ринковий» тариф, сформований як сума складових).

З фінансової точки зору показано, що за поточних цінових і регуляторних умов окупність інвестицій у комплексні рішення СЕС+АКБ для побутових споживачів залишається обмеженою: значні капітальні витрати лише частково компенсуються економією на рахунках за електроенергію. Водночас порівняльний аналіз виявив сценарії з кращими відносними результатами. Для будинку найбільш вигідними виявилися варіанти з підвищеною часткою генерації та продажем надлишків (1.2.1–1.2.2), які забезпечують найбільшу частку економії або навіть перехід від чисто «захисної» моделі до моделі з потенційним заробітком. Для квартири сценарій 2.1 доцільно розглядати як інструмент підвищення надійності та часткової економії коштів, тоді як 2.2 відкриває можливості арбітражу за умови достатньої різниці між нічними й денними цінами. Важливо, що навіть за відносно стриманих фінансових результатів усі сценарії демонструють позитивний системний ефект у вигляді зниження піків навантаження, заповнення провалів у нічні години та підвищення гнучкості енергосистеми.

Суттєвим науково-практичним результатом роботи є запропонований комплексний підхід до проектування побутових рішень DSM: поєднання детального аналізу профілів навантаження, оптимізації конфігурацій СЕС/АКБ, сценарного моделювання, фінансових показників (NPV, економія витрат, частка покриття попиту) та якісного SWOT-аналізу. Такий підхід дозволяє не лише оцінювати окремі інвестиційні проекти, а й порівнювати різні стратегії поведінки домогосподарства на енергоринку – від «чистого споживача» до активного просюмера-учасника ринків гнучкості. Розроблена концепція стартап-проекту на базі AI-платформи управління попитом демонструє, як ці методологічні напрацювання можуть бути інтегровані у цифровий сервіс для домогосподарств,

постачальників і операторів систем розподілу, створюючи додаткову вартість для всіх учасників.

Отримані результати дають підстави сформулювати низку рекомендацій. Для державних органів та регулятора доцільним є подальший розвиток нормативної бази щодо просюмерів, запровадження гнучких тарифів, механізмів net-billing/net-metering, правового статусу агрегаторів попиту та стимулів до впровадження HEMS/BEMS. Для енергопостачальних компаній і операторів системи розподілу перспективним є використання побутової гнучкості в балансуванні та зниженні пікових навантажень, у тому числі через цифрові платформи та пілотні програми DSM. Для самих домогосподарств робота показує, що інвестиції в СЕС і накопичувачі сьогодні слід насамперед розглядати як інструмент підвищення енергетичної безпеки та гнучкості, а їхня повна фінансова окупність стає реальною за умови подальшого зростання цін, удосконалення правил торгівлі надлишками та доступу до ринку гнучкості.

Таким чином, магістерська дисертація зробила свій внесок у формування теоретичних і практичних засад управління попитом побутових споживачів у контексті розвитку розподіленої генерації в Україні. Запропоновані підходи та отримані висновки можуть бути використані при розробці національних програм DSM, підготовці регуляторних рішень, плануванні інвестицій у домашні енергосистеми, а також при подальших наукових дослідженнях у сфері інтеграції просюмерів до ринку електроенергії та розвитку цифрових сервісів на основі штучного інтелекту.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Palensky P., Dietrich D. Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems and Smart Loads. IEEE Transactions on Industrial Informatics. 2011. Vol. 7, No. 3. URL: <https://palensky.org/pdf/Palensky2011.pdf>
2. What is Demand Side Management? // EnelX. URL: <https://corporate.enelx.com/en/question-and-answers/what-is-demand-side-management>
3. Demand Side Management. // Collidu.com. URL: <https://www.collidu.com/presentation-demand-side-management>
4. Gayathri N., Vineeth V.V., Radhika N. A Novel Approach in Demand Side Management for Smart Home. Procedia Technology, 2015.
5. Demand Response. // International Energy Agency. URL: <https://www.iea.org/energy-system/energy-efficiency-and-demand/demand-response>
6. IEA DSM TCP. Demand Side Management Technology Collaboration Programme. URL: <https://nachhaltigwirtschaften.at/en/iea/technologyprogrammes/dsm/>
7. Users TCP. Annual Report 2024–25. URL: <https://userstcp.org/wp-content/uploads/2023/11/USERS-TCP-2024-ANNUAL-REPORT.pdf>
8. PJM Interconnection. Demand Response. URL: <https://pjm.com/markets-and-operations/demand-response>
9. Energy Efficiency Directive. // European Commission. URL: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-efficiency-targets-directive-and-rules/energy-efficiency-directive_en
10. Unlocking Ukraine’s Hydrogen Opportunity: A Roadmap. // International Energy Agency. URL: <https://www.iea.org/reports/unlocking-ukraines-hydrogen-opportunity-a-roadmap/taking-stock-of-the-effect-of-war>
11. Енергетичні дані України. // Energy Map of Ukraine. URL: <https://map.ua-energy.org/uk/datasets/742384e9-83c7-44f4-8c0b-0cd74b56561b#download>

12. Споживання електроенергії зросло на 16% у минулий осінньо-зимовий період. // UA-Energy.org. URL: <https://ua-energy.org/uk/posts/spozhyvannia-elektroenerhii-v-mynulyi-osinno-zymovy-period-zroslo-na-16>

13. Енергетичний дашборд України. // Energy Map of Ukraine. URL: <https://map.ua-energy.org/uk/dashboard/7>

14. State Statistics Service of Ukraine (Ukrstat). URL: <https://www.ukrstat.gov.ua/>

15. Щоденне споживання електроенергії в домогосподарстві. // Energy2Store.hr. URL: <https://www.energy2store.hr/uk/%D1%8F%D0%BA%D0%B5-%D1%89%D0%BE%D0%B4%D0%B5%D0%BD%D0%BD%D0%B5-%D1%81%D0%BF%D0%BE%D0%B6%D0%B8%D0%B2%D0%B0%D0%BD%D0%BD%D1%8F-%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82%D1%80%D0%BE%D0%B5%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D1%96%D1%97-%D0%B2-%D0%B4%D0%BE%D0%BC%D0%BE%D0%B3%D0%BE%D1%81%D0%BF%D0%BE%D0%B4%D0%B0%D1%80%D1%81%D1%82%D0%B2%D1%96/>

16. Huebner G., Shipworth D., Hamilton I., Chalabi Z., Oreszczyn T. Understanding electricity consumption: A comparative contribution of building factors, socio-demographics, appliances, behaviours and attitudes. *Applied Energy*. 2016. Vol. 177, P. 692–702. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.04.075>

17. Proedrou E. A Comprehensive Review of Residential Electricity Load Profile Models. *IEEE Access*. 2021. Vol. 9, P. 12114–12133. DOI: [10.1109/ACCESS.2021.3050074](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3050074)

18. Global Renewable Capacity Set to Grow Strongly Driven by Solar PV. // International Energy Agency. URL: <https://www.iea.org/news/global-renewable-capacity-is-set-to-grow-strongly-driven-by-solar-pv>

19. Renewables 2024 Report. // IEA. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/17033b62-07a5-4144-8dd0-651cdb6caa24/Renewables2024.pdf>

20. Share of Renewable Energy in Gross Final Energy Consumption. // Eurostat Database. URL: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/sdg_07_40/default/map?lang=en&category=t_nrg.t_nrg_sdg_07
21. World Energy Outlook 2024. // IEA. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/140a0470-5b90-4922-a0e9-838b3ac6918c/WorldEnergyOutlook2024.pdf>
22. Сектор відновлюваної енергетики України до, під час та після війни. // Центр Разумкова. 2024. URL: https://razumkov.org.ua/statti/sector-vidnovlyuvanoyi-energetyky-ukrayiny-do-pid-chas-ta-pislya-viyny#_ftn43
23. Ukraine's Energy Security and the Coming Winter. // IEA. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/cec49dc2-7d04-442f-92aa-54c18e6f51d6/UkrainesEnergySecurityandtheComingWinter.pdf>
24. Нормативно-правова база відновлюваної енергетики. // Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України (SAEE). URL: <https://saee.gov.ua/diialnist/vidnovliuvalna-enerhetyka/normatyvno-pravova-baza>
25. Міністерство енергетики України. Національний план з енергоефективності до 2030 року. 2023. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1803-2021-0440>
26. Відновлювана енергетика України. // Вікіпедія. URL: https://uk.wikipedia.org/wiki/Відновлювана_енергетика_України
27. European Commission. The European Green Deal. URL: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en
28. ENTSO-E. One Year Anniversary of Ukraine and Moldova Synchronisation with Continental Europe. News Release, 16 March 2023. URL: <https://www.entsoe.eu/news/2023/03/16/synchronisation-anniversary/>
29. ENTSO-E. Balancing and Intraday Issues in Systems with Renewable Energy Sources. Brussels, 2011. URL:

https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/position_papers/111104_RESBalancing_final.pdf

30. Quality Energy. Power Quality Issues in Renewable Energy Systems. 2024. URL: <https://www.qualityenergy.com.au/power-quality-issues-in-renewable-energy-systems>

31. Центр Разумкова. Впровадження системи управління попитом електроенергії в Україні (частина 1: огляд світових практик). 2024. URL: <https://razumkov.org.ua/statti/vprovadzhenia-systemy-upravlinnia-popytom-elektroenergii-v-ukraini-chastyna-1-ogliad-svitovykh-praktyk>

32. ENTSO-E. Demand Side Response Policy Paper. Brussels, 2021. URL: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/entsoe_pp_dsr_web.pdf

33. OECD/IEA. Empowering Customer Choice in Electricity Markets: Demand Response and Smart Grids. Paris, 2011. URL: https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2011/10/empowering-customer-choice-in-electricity-markets_g17a2030/5kg3n27x4v41-en.pdf

34. Siano P. Demand Response and Smart Grids — A Survey. Smart Grid and Renewable Energy. 2012. Vol. 3(4), P. 391–400. URL: https://www.scirp.org/pdf/SGRE20120400013_39342756.pdf

35. Класифікація методів державного регулювання економіки. Електронний підручник з економіки. URL: https://pidru4niki.com/1152090438395/ekonomika/klasifikatsiya_metodiv_derzhavnogo_regulyuvannya International Energy Agency. *The Evolution of Energy Efficiency Policy to Support Clean Energy Transitions*. Paris: IEA, 2023.

36. CIGRE Ukraine. *Потенціал управління попитом споживачів в балансуванні енергосистеми України*. Київ, 2023.

37. *Стимулювання розподіленої генерації в Четвертому Енергетичному Пакеті ЄС*.

38. GridX. *Home Energy Management System (HEMS): How They Work and Why They Matter*. 2024.
39. Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України (SAEE). *Енергосервіс: механізм залучення інвестицій в енергоефективність*. Київ, 2024. URL: <https://saee.gov.ua/diialnist/enerhoefektyvnist/enerhoservis>
40. SAEE. *Державна програма “Теплих кредитів” та підтримка ОСББ*. Київ, 2024. URL: <https://saee.gov.ua/spozhyvacham/derzhavna-pidtrymka-enerhozberezhennia-prohrama-teplykh-kredytiv>
41. *A Comprehensive Review of Residential Electricity Load Profile Models*. IEEE Access, 2021.
42. *Smart Home Energy Management Systems: Concept, Configurations, and Scheduling Strategies*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016.
43. *Інформаційне та нормативне забезпечення організації мультиагентного керування електроенергетичної системи із активним споживачем*. ІТтаКІ, 2016. URL: <https://ela.kpi.ua/server/api/core/bitstreams/ea8e7d64-b124-4a02-b37b-68d49adcd2ab/content>
44. Базюк Т. М., Золотоверха І. В. *Використання активного споживача з точки зору оптимізації графіків навантаження*. Енергетика. Екологія. Людина, 2013.
45. Денисюк С. П., Базюк Т. М., Дерев'янюк Д. Г. *Оцінка ефективності сумісної роботи розосереджених джерел генерації електроенергії, включаючи відновлювальні, в електроенергетичних системах*. Вісник Кременчуцького національного університету ім. М. Остроградського, №3 (80), 2013. [//visnikkrnu.kdu.edu.ua/statti/2013-3\(80\)/54.pdf](http://visnikkrnu.kdu.edu.ua/statti/2013-3(80)/54.pdf)
46. Денисюк С. П., Базюк Т. М. *Аналіз впливу джерел розосередженої генерації на електромережу та побудова віртуальних електростанцій*. Електрифікація транспорту, №4, 2012, с. 23–29. <file:///C:/Users/%D0%90%D0%BD%D0%B4%D1%80%D0%B5%D0%B9%20%D0%>

91%D0%B0%D0%B1%D0%B5%D0%BD%D0%BA%D0%BE/Downloads/eltr_2012_4_6.pdf

47. *Методи оптимізації режимів енергопостачання мікромереж*. Вісник ВНТУ, 2022. URL: <https://visnyk.vntu.edu.ua/index.php/visnyk/article/view/2678/2516>

48. Інтелектуальні електроенергетичні системи: розвиток, принципи побудови, елементи та технології : монографія / за ред. О. В. Кириленка. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. – 356 с. – Режим доступу: <https://ela.kpi.ua/server/api/core/bitstreams/2f12a6fb-bc97-47bb-b856-48f7e8fb1f60/content>.

49. Використання технологій Інтернету речей (IoT) у керуванні розподіленими енергетичними системами та Smart Grid : наукове дослідження / В. В. Кравченко, С. І. Поліщук, І. П. Діденко [та ін.]. – Вінниця : Вінницький національний аграрний університет, 2022. – 112 с. – Режим доступу: <https://repository.vsau.org/getfile.php/25077.pdf>.

50. KTS-Intek. Smart Grid Solutions: Smart Meters, IoT Sensor Networks and Digital Infrastructure : технічні матеріали компанії. – К.: KTS-Intek, 2024. – Режим доступу: <https://kts-intek.com/resources-2/brochures/>.

51. Ausinet. Max Voc and Min Vmp Calculator. URL: https://ausinet.com.au/max_voc_min_vmp/

52. Kenton W. Capital Asset Pricing Model (CAPM): Definition, formula, and assumptions. Investopedia, 1 липня 2024 р. URL: <https://www.investopedia.com/terms/c/capm.asp>

53. Moody's Analytics. Average Long-Term Government Bond Yield – Ukraine. URL: <https://www.economy.com/ukraine/average-long-term-government-bond>

54. Damodaran A. Country Default Spreads and Risk Premiums. NYU Stern School of Business. URL: https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html

55. Wall Street Prep. Levered and Unlevered Beta (β): Formula + Calculator,. URL: <https://www.wallstreetprep.com/knowledge/beta-levered-unlevered/>

56. Epicentrk. Акумулятори для сонячних електростанцій. URL: <https://epicentrk.ua/shop/akb-dlya-solnechnykh-elektrostantsiy/>
57. SolarGarden. Акумулятори для сонячних електростанцій. URL: <https://www.solargarden.com.ua/ru/product-category/akkumulyatory/>
58. SolarGarden. Інвертори для сонячних електростанцій. URL: <https://www.solargarden.com.ua/ru/product-category/gybrydnye-ynvertory/>
59. Вікіпедія. Арбітраж (економіка). URL: [https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D1%80%D0%B1%D1%96%D1%82%D1%80%D0%B0%D0%B6_\(%D0%B5%D0%BA%D0%BE%D0%BD%D0%BE%D0%BC%D1%96%D0%BA%D0%B0\)](https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D1%80%D0%B1%D1%96%D1%82%D1%80%D0%B0%D0%B6_(%D0%B5%D0%BA%D0%BE%D0%BD%D0%BE%D0%BC%D1%96%D0%BA%D0%B0))
60. Index Minfin. Тарифи на електроенергію для промислових споживачів. 2025. URL: <https://index.minfin.com.ua/ua/tariff/electric/prom/>
61. Відповіді на питання з економічної теорії. 1.1.5. Безповоротні витрати. Одес. нац. політехн. ун-т; електронний ресурс Studfile. 2016. URL: <https://studfile.net/preview/5171787/page:5/>
62. Directive (EU) 2019/944 on common rules for the internal market for electricity. EUR-Lex. 2019. URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj/eng>
63. Directive (EU) 2023/1791 on energy efficiency (recast). EUR-Lex. 2023. URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2023/1791/oj/eng>
64. European Commission. Protecting and empowering energy consumers. URL: https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/energy-consumers-and-prosumers/protecting-and-empowering-energy-consumers_en
65. BMWK (Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action). Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW). Berlin, 2023. URL: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Artikel/Service/Gesetzesvorhaben/neustart-der-digitalisierung-der-energiewende.html>
66. FfE (Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft). The Smart Meter Rollout in Germany and Europe. Munich, 2023. URL: <https://www.ffe.de/en/publications/the-smart-meter-rollout-in-germany-and-europe/>

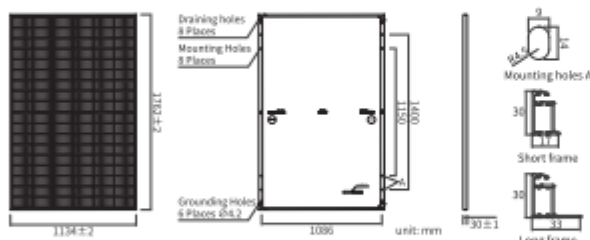
67. ESIG (Energy Systems Integration Group). Germany's §14a EnWG — Controllable Consumption Devices. 2025. URL: <https://www.esig.energy/germanys-paragraph-14a-enwg/>
68. GridX. Paragraph 14a EnWG: Implications for DSOs and Consumers. 2024. URL: <https://www.gridx.ai/knowledge/paragraph-14a-enwg?>
69. Bundesnetzagentur (BNetzA). Monitoringbericht Energie 2024. Bonn, 2024. URL: <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2024.pdf>
70. Tibber. Dynamic Tariffs for Households. Official Website. URL: <https://tibber.com/en>
71. Ostrom. Dynamic Pricing (SimplyDynamic). 2024–2025. URL: <https://www.ostrom.de/en/dynamic-pricing>
72. Entelios GmbH. HTGF Portfolio Profile. URL: <https://www.htgf.de/en/portfolio/htgffamily/entelios-3/>
73. Entelios GmbH. Official Website. URL: <https://www.entelios.de/en/>
74. Energy Community. Annual Implementation Report 2024 — Ukraine. URL: https://www.energy-community.org/dam/jcr:a4f6d762-c1d6-49bf-bf39-a2dfbaf0171f/IR2024_Ukraine.pdf
75. НКРЕКП. Правила роздрібного ринку електричної енергії № 312 від 14.03.2018 (зі змінами). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0312874-18>
76. Закон України «Про ринок електричної енергії» № 2019-VIII. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/2019-19>
77. НЕК «Укренерго». Balancing Market (EN). URL: https://ua.energy/for_market_participants/balancing-market-2/
78. НЕК «Укренерго». Балансуючий ринок та ринок допоміжних послуг (UA). URL: https://ua.energy/uchasnikam_rinku/balansuyuchyj-rynok-ta-rynok-dopomizhnyh-poslug/

79. MDPI Energies. Review of Family-Level Short-Term Load Forecasting and HEMS. 2023. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/15/5809>
80. arXiv. Data Poisoning: An Overlooked Threat to Power Grid Resilience. 2024. URL: <https://arxiv.org/pdf/2407.14684>
81. Computers & Security. A Black-Box Adversarial Attack on Demand-Side Management and Energy Price Forecasting. 2024. URL: <https://discovery.ucl.ac.uk/id/eprint/10212405/1/1-s2.0-S0098135424000991-main.pdf>
- Vázquez-Canteli J.R., Nagy Z. Reinforcement Learning for Demand Response: A Review. Applied Energy, 2019. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261918317082>
82. MDPI Applied Sciences. AI-Driven Smart Home Energy Management and STLF. 2024. URL: <https://www.mdpi.com/2076-3417/14/10/3971>
83. Розроблення стартап-проєкту [Електронний ресурс] : методичні рекомендації до виконання розділу магістерських дисертацій для студентів інженерних спеціальностей / за заг. ред. О. А. Гавриша. – Київ : НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського», 2016. – 28 с. – Режим доступу: <https://drive.google.com/file/d/1i211uIHfSAOcqP-2JtTCSgvVC-O7N8X-/view>

ДОДАТКИ

Додаток А

JAM54S31 LR p-type Monofacial Modules



MECHANICAL PARAMETERS

Cell	Mono
Weight	20kg
Dimensions	1762±2mm×1134±2mm×30±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC), 12 AWG(UL)
No. of cells	108(6×18)
Junction Box	IP68, 3diodes
Connector	QC4.10-35I/ MC4-EVO2A
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-) Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Front Glass	2.8mm
Packaging Configuration	36pcs/Pallet, 936pcs/40ft Container

Remark: customized frame color and cable length available upon request

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

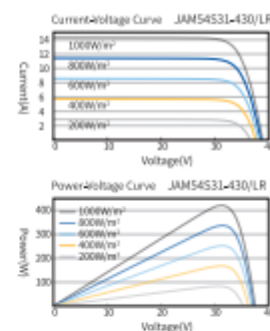
TYPE	JAM54S31 415/LR	JAM54S31 420/LR	JAM54S31 425/LR	JAM54S31 430/LR	JAM54S31 435/LR	JAM54S31 440/LR
Rated Maximum Power(P _{max}) [W]	415	420	425	430	435	440
Open Circuit Voltage (V _{oc}) [V]	37.55	37.73	37.91	38.09	38.27	38.45
Maximum Power Voltage(V _{mp}) [V]	30.92	31.11	31.30	31.49	31.68	31.86
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	14.17	14.25	14.33	14.42	14.50	14.58
Maximum Power Current(I _{mp}) [A]	13.42	13.50	13.58	13.65	13.73	13.81
Module Efficiency [%]	20.8	21.0	21.3	21.5	21.8	22.0
Power Tolerance	0~+3%					
Temperature Coefficient of I _{sc} (α_{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of V _{oc} (β_{Voc})	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of P _{max} (γ_{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

TYPE	JAM54S31 415/LR	JAM54S31 420/LR	JAM54S31 425/LR	JAM54S31 430/LR	JAM54S31 435/LR	JAM54S31 440/LR
Rated Max Power(P _{max}) [W]	314	318	322	326	329	333
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	35.53	35.70	35.87	36.04	36.21	36.38
Max Power Voltage(V _{mp}) [V]	29.26	29.44	29.62	29.80	29.98	30.15
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	11.33	11.40	11.47	11.53	11.60	11.67
Max Power Current(I _{mp}) [A]	10.74	10.80	10.86	10.92	10.99	11.05
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G					

CHARACTERISTICS



OPERATING CONDITIONS

Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse Rating	25A
Maximum Static Load, Front	5400Pa(112 lb/ft ²)
Maximum Static Load, Back	2400Pa(50 lb/ft ²)
NOCT	45±2°C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1/Class C

Headquarters

No. 8 Building, Nuode Center, No. 1 Courtyard, East Auto Museum Road,
Fengtai District, Beijing
Tel: +86 10 6361 1888 Fax: +86 10 6361 1999
E-mail: sales@jasolar.com marketing@jasolar.com www.jasolar.com

Specifications subject to technical changes and tests.
JA Solar reserves the right of final interpretation.

Version No.: Global-EN-20240716A