

**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ІННІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ**

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ

Завідувач кафедри

Інженерії енергосистем

(назва кафедри)

_____ Євген АНТИПОВ

(підпис)

”_____” _____ 2026 р.

БАКАЛАВРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему: **«Підвищення живучості системи енергозабезпечення
групи адміністративних будівель шляхом впровадження
локальних систем генерації та накопичення енергії»**

Спеціальність 141 "Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка"

Освітньо-професійна програма «Інжиніринг електроенергетичних
систем з відновлювальними джерелами»

02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 005 ПЗ

Гарант освітньої програми

К.Т.Н., доцент

(науковий ступінь та вчене звання)

_____ (Підпис)

Світлана МАКАРЕВИЧ

(ПІБ)

Керівник

К.Т.Н., доцент

(науковий ступінь та вчене звання)

_____ (Підпис)

Євген АНТИПОВ

(ПІБ)

Виконав

_____ (Підпис)

Ян ЯНКОВ

(ПІБ студента)

КИЇВ – 2026

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ННІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Інженерії енергосистем

к.т.н., доц. _____ Євген АНТИПОВ

”_____” _____ 2026 р.

ЗАВДАННЯ

НА ВИКОНАННЯ БАКАЛАВРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

здобувачу

Янкову Яну Михайловичу

Спеціальність: 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка"

Тема бакалаврської кваліфікаційної роботи: «Розробка системи керування зарядом акумуляторних батарей для гібридної енергосистеми»,

затверджена наказом ректора НУБіП України від «30» жовтня 2025 р. № 2606 "С"

Термін подання завершеного проєкту на кафедру «29» травня 2026 р.

Вихідні дані до бакалаврської кваліфікаційної роботи:

житловий будинок із встановленою потужністю теплових насосів 84 кВт (чотири агрегати по 12, 18, 24 і 30 кВт), максимальним електричним навантаженням 113,4 кВт, вимогами до автономності електропостачання 8 год для навантажень класів А і В та 72 год для навантажень класу А, тривалістю опалювального сезону 187 діб і кліматичними умовами Київської області.

Перелік питань, які потрібно вирішити:

виконати аналіз електричних навантажень житлового будинку з визначенням розрахункової потужності та класифікацією споживачів за пріоритетністю електропостачання; обґрунтувати вибір типу та розрахувати параметри акумуляторної батареї, фотоелектричної системи; розробити структурну схему гібридної системи та алгоритм управління тепловими насосами; виконати імітаційне моделювання режимів роботи системи та оцінити техніко-економічні показники проєкту з розробленням заходів з пожежної безпеки і охорони праці.

Перелік графічних документів: презентація виконана в Microsoft PowerPoint

Дата видачі завдання: 30 жовтня 2025 р.

Керівник бакалаврської кваліфікаційної роботи

к.т.н., доцент

(науковий ступінь та вчене звання)

(Підпис)

Євген АНТИПОВ

(ПІБ)

Завдання прийняв до виконання _____ Ян ЯНКОВ

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота бакалавра на тему «Гібридна система електропостачання житлового будинку з оптимізацією споживання теплових насосів»: 112 с., 18 рис., 36 табл., 69 джерел.

Об'єкт — система електропостачання житлового будинку з тепловими насосами та фотоелектричною системою. Предмет — методи оптимізації споживання електроенергії тепловими насосами у складі гібридної системи. Мета — розроблення гібридної системи з алгоритмічним управлінням тепловими насосами, що мінімізує витрати на електроенергію при дотриманні вимог надійності та теплового комфорту.

Виконано аналіз навантажень об'єкта: максимальна розрахункова потужність 113,4 кВт, вимоги до автономності — 8 год для класів А і В та 72 год для класу А. Обґрунтовано вибір LFP-акумулятора 900 А·год у конфігурації 3S3P з корисною ємністю 559 кВт·год за критерієм вартості зберігання 0,14 USD/кВт·год. Розраховано ФЕС потужністю 160 кВт і ДГ потужністю 220 кВт. Розроблено алгоритм управління тепловими насосами на основі тарифної оптимізації, максимізації самоспоживання ФЕС і теплового акумулювання. Моделювання підтвердило економію витрат на теплопостачання 44–72% із річним ефектом 5 629 грн. Капітальні витрати — 708 000 грн, термін окупності — 3,4 року.

Ключові слова: гібридна система електропостачання, тепловий насос, фотоелектрична система, акумуляторна батарея lfp, система енергетичного менеджменту, алгоритм оптимізації, острівний режим, сор, теплове акумулювання, дизельний генератор.

ABSTRACT

Bachelor's qualification thesis on the topic "Hybrid Power Supply System for a Residential Building with Heat Pump Consumption Optimization": 112 p., 18 fig., 36 tabl., 69 references.

The object of research is the power supply system of a residential building with heat pumps and a photovoltaic system. The subject of research is the methods of optimizing heat pump electricity consumption within a hybrid power supply system. The purpose of the work is to develop a hybrid power supply system with algorithmic heat pump control that minimizes electricity costs while meeting reliability requirements and thermal comfort standards.

An analysis of the facility's electrical loads was performed: the maximum calculated power demand is 113.4 kW, with autonomy requirements of 8 hours for load classes A and B and 72 hours for class A loads. The selection of an LFP battery with a capacity of 900 Ah in a 3S3P configuration with a usable capacity of 559 kWh was justified based on a storage cost criterion of 0.14 USD/kWh. A photovoltaic system of 160 kW and a diesel generator of 220 kW were calculated. An algorithm for heat pump control was developed based on tariff optimization, maximization of PV self-consumption, and thermal storage in building structures. Simulation confirmed a reduction in heating costs of 44–72% with an annual economic effect of 5,629 UAH. Capital investment amounts to 708,000 UAH with a simple payback period of 3.4 years.

Keywords: hybrid power supply system, heat pump, photovoltaic system, LFP battery, energy management system, optimization algorithm, island mode, COP, thermal storage, diesel generator.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	7
ВСТУП	8
РОЗДІЛ 1. ЕНЕРГЕТИЧНИЙ ПРОФІЛЬ ГРУПИ АДМІНІСТРАТИВНИХ БУДІВЕЛЬ ТА ПОБУДОВА ГРАФІКІВ НАВАНТАЖЕННЯ	11
1.1. Особливості енергоспоживання групи адміністративних будівель в опалювальний та літній періоди.....	11
1.2. Розрахунок електричної потужності теплових насосів «повітря–вода» для забезпечення мікроклімату.....	16
1.3. Формування графіка максимального навантаження для системи живлення	21
1.4. Обґрунтування необхідної автономності та технічні вимоги до мікромережі	24
Висновки до розділу 1	28
РОЗДІЛ 2. ПРОЄКТУВАННЯ ТА РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ГІБРИДНОЇ СИСТЕМИ ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ	30
2.1. Техніко-економічне обґрунтування вибору літій-залізо-фосфатних акумуляторів для тривалого резервування.....	30
2.2. Розрахунок необхідної ємності та конфігурації системи накопичення енергії з урахуванням глибини розряду.....	33
2.3. Визначення потужності фотоелектричної системи та резервного паливного генератора для підтримки енергобалансу.....	39
2.4. Розрахунок балансу генерації та споживання за найнесприятливіших погодних умов	44
Висновки до розділу 2	47
РОЗДІЛ 3. СХЕМА ІНТЕГРАЦІЇ ОБЛАДНАННЯ ТА АЛГОРИТМИ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ	49
3.1. Розробка структурно-принципової схеми інтеграції складових системи автономного енергозабезпечення.....	49

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Янков Я.М.			Підвищення живучості системи енергозабезпечення групи адміністративних будівель шляхом впровадження локальних систем генерації та накопичення енергії	Літ.	Арк.	Акрушів
Перевір.		Антипов Є.О.					5	112
						група		
Н. Контр.								
Затверд.								

3.2. Створення алгоритму роботи системи для оптимізації споживання теплових насосів.....	52
3.3. Моделювання режимів роботи системи	57
Висновки до розділу 3	63
РОЗДІЛ 4. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ ТА ЗАХОДИ БЕЗПЕКИ ПРОЄКТУ	65
4.1. Розрахунок капітальних витрат на побудову пропонованої системи.....	65
4.2. Оцінка терміну окуповуваності проєкту	67
4.3. Заходи з пожежної безпеки при експлуатації великих масивів накопичувачів енергії	71
4.4. Охорона праці під час обслуговування систем локальної генерації та накопичення енергії	74
Висновки до розділу 4	79
ВИСНОВКИ.....	81
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	83

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АВР — автоматичне введення резерву

АКБ — акумуляторна батарея

БЖ — безперебійне живлення

БМС — система управління батареєю (див. BMS)

ГРЩ — головний розподільчий щит

ДГ — дизельний генератор

ДГ — дизельне паливо (у контексті розрахунку запасу палива)

ДРЕ — джерела розподіленої енергетики

EMS — система енергетичного менеджменту (Energy Management System)

ЕРС — електрорушійна сила

ЖБ — житловий будинок

КРЗ — режим критичного розряду акумуляторної батареї

КТП — комплектна трансформаторна підстанція

МРЖ — режим нормального живлення від мережі

ОСТ — острівний режим роботи гібридної системи

ПВЕ — поновлювані джерела енергії

ПКД — проектно-кошторисна документація

ПКС — перетворювач системи потужності (див. PCS)

ПФС — потужність фотоелектричної системи

СЕМ — система енергетичного менеджменту

СНЕ — система накопичення енергії

ТН — тепловий насос

ФЕС — фотоелектрична система

ЦФ — цільова функція оптимізації

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Надійність та безперервність електропостачання адміністративних будівель у сучасних умовах є одним із ключових чинників забезпечення стійкої роботи організацій, збереження інформаційної інфраструктури, функціонування систем зв'язку, безпеки, опалення, вентиляції та кондиціювання повітря. В умовах зростання частоти аварійних відключень, дефіциту потужності в енергосистемі та необхідності підвищення енергетичної автономності об'єктів особливої актуальності набуває впровадження локальних систем генерації та накопичення енергії, об'єднаних у структуру мікромережі.

Для групи адміністративних будівель проблема живучості системи енергозабезпечення є особливо важливою, оскільки навіть короточасне припинення подачі електричної енергії може призвести до порушення роботи інженерних систем, втрати цифрових даних, зниження комфортності перебування персоналу, а в окремих випадках — до повної зупинки основних функцій об'єкта. Тому традиційний підхід, що базується лише на централізованому електропостачанні та застосуванні окремого резервного генератора, уже не повною мірою відповідає сучасним вимогам до енергетичної стійкості, економічності та гнучкості керування навантаженням.

Перспективним напрямом розв'язання цієї проблеми є створення гібридної системи енергозабезпечення, яка поєднує зовнішню електричну мережу, фотоелектричну систему, резервний паливний генератор, акумуляторну систему накопичення енергії та інтелектуальні алгоритми керування режимами роботи. Додаткового значення набуває використання теплових насосів типу «повітря–вода», які дають змогу підвищити енергоефективність забезпечення мікроклімату та знизити проєктне електричне навантаження будівель за рахунок більш раціонального перетворення енергії.

Упровадження локальної генерації та накопичення енергії потребує комплексного підходу, який охоплює аналіз енергетичного профілю об'єкта, побудову графіків навантаження, розрахунок параметрів основного обладнання,

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

обґрунтування автономності, розроблення структурно-принципової схеми мікромережі, алгоритмів її функціонування та оцінювання техніко-економічної доцільності прийнятих рішень. Саме тому тема кваліфікаційної роботи є актуальною як з науково-прикладної, так і з інженерної точки зору.

Метою кваліфікаційної роботи є підвищення живучості системи енергозабезпечення групи адміністративних будівель шляхом упровадження локальних систем генерації та накопичення енергії з обґрунтуванням параметрів гібридної мікромережі та алгоритмів її функціонування.

Для досягнення поставленої мети в роботі необхідно розв'язати чотири завдання, кількість яких відповідає кількості розділів роботи:

- Проаналізувати енергетичний профіль групи адміністративних будівель, визначити особливості електроспоживання в опалювальний та літній періоди, розрахувати електричну потужність теплових насосів, сформувати графік максимального навантаження та обґрунтувати вимоги до автономності мікромережі.
- Виконати проектування та розрахунок параметрів гібридної системи енергозабезпечення, зокрема обґрунтувати вибір типу акумуляторів, визначити ємність системи накопичення, потужність фотоелектричної системи та резервного генератора, а також перевірити енергобаланс за несприятливих умов.
- Розробити структурно-принципову схему інтеграції елементів системи автономного енергозабезпечення, сформувати алгоритми інтелектуального керування та змодельовати основні режими роботи мікромережі.
- Визначити техніко-економічні показники запропонованого рішення, оцінити строк окуповуваності проєкту та розробити заходи з пожежної безпеки й охорони праці при експлуатації систем локальної генерації та накопичення енергії.

Об'єктом дослідження є система енергозабезпечення групи адміністративних будівель. Предметом дослідження є методи та технічні рішення

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

підвищення живучості системи енергозабезпечення адміністративних будівель на основі локальної генерації, накопичення енергії та інтелектуального керування режимами мікромережі.

У роботі використано такі методи дослідження: аналіз і узагальнення науково-технічних джерел; методи електротехнічних і енергетичних розрахунків; побудова та аналіз графіків електричних навантажень; порівняльний аналіз технічних рішень; елементи структурного та режимного моделювання мікромережі; техніко-економічне оцінювання ефективності запропонованої системи.

Практичне значення одержаних результатів полягає в можливості використання запропонованих підходів і розрахункових залежностей під час проєктування систем резервованого та автономного електропостачання груп адміністративних будівель, оснащених фотоелектричними модулями, акумуляторними батареями, резервними генераторами та тепловими насосами. Запропоновані рішення можуть бути використані для підвищення надійності електропостачання, зменшення залежності від зовнішньої мережі, оптимізації споживання електроенергії та зниження ризиків функціональних відмов у періоди аварійних відключень.

Кваліфікаційна робота складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел і додатків. У першому розділі досліджується енергетичний профіль групи будівель та формуються графіки навантаження, у другому — виконується розрахунок параметрів гібридної системи енергозабезпечення, у третьому — розробляється схема інтеграції обладнання та алгоритми керування, у четвертому — визначаються техніко-економічні показники та заходи безпеки проєкту.

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 1. ЕНЕРГЕТИЧНИЙ ПРОФІЛЬ ГРУПИ АДМІНІСТРАТИВНИХ БУДІВЕЛЬ ТА ПОБУДОВА ГРАФІКІВ НАВАНТАЖЕННЯ

1.1. Особливості енергоспоживання групи адміністративних будівель в опалювальний та літній періоди

Адміністративні будівлі належать до категорії громадських будівель з нормованим режимом роботи і характеризуються специфічним профілем електроспоживання, що суттєво відрізняється від промислових об'єктів. Основні відмінності пов'язані з чітким добовим і тижневим ритмом навантажень, домінуючою роллю кліматичного обладнання в структурі споживання, а також значною залежністю від сезонних кліматичних умов.

Група адміністративних будівель, що розглядається у цій роботі, охоплює об'єкти з діапазоном встановленої потужності від 10 до 30 кВт на одну будівлю. Електроспоживання кожного об'єкта формується такими основними групами споживачів: освітлення (загальне робоче, аварійне, зовнішнє); комп'ютерне та офісне обладнання (персональні комп'ютери, принтери, сервери, мережеве обладнання); системи забезпечення мікроклімату - у прийнятому рішенні теплові насоси типу «повітря–вода», що виконують функції опалення та охолодження; системи безпеки, зв'язку та автоматизації (охоронна та пожежна сигналізація, СКУД, відеоспостереження); допоміжне та господарське обладнання.

Типова структура електроспоживання адміністративної будівлі за категоріями навантаження наведена у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1

Типова структура електроспоживання адміністративної будівлі за категоріями навантаження

№ з/п	Категорія споживача	Частка від загального споживання, %	Режим роботи	Клас навантаження
1	Освітлення (робоче та аварійне)	20–35	Робочий час; аварійне — цілодобово	В / А
2	Офісне та ІТ-обладнання	15–25	Робочий час	В

3	Теплові насоси «повітря–вода»	25–50	Опалювальний сезон; реверс влітку	В
4	Системи безпеки та зв'язку	3–5	Цілодобово	А
5	Допоміжне обладнання	5–10	Робочий час	С

Таблиця 1.1 показує, що найбільшу змінну складову навантаження формують теплові насоси, тоді як освітлення й ІТ-обладнання створюють відносно стабільне базове навантаження.

Опалювальний сезон в Україні, зокрема в Київській області, де розташовані розглядувані об'єкти, триває орієнтовно з жовтня по квітень (близько 187 діб). Розрахункова температура зовнішнього повітря для проєктування систем опалення становить мінус 22 °С . Характеристику зон добового графіка електроспоживання в опалювальний період наведено у таблиці 1.2.

Таблиця 1.2

Характеристика зон добового графіка електроспоживання в опалювальний період

Зона доби	Часовий інтервал	Рівень навантаження, % від P_{max}	Домінуючий споживач
Нічний мінімум	00:00–07:00	15–25	Системи безпеки, підтримання температури
Ранковий пік (розігрів)	07:00–09:00	85–100	ТН (форсований режим) + освітлення + ІТ
Денне плато	09:00–13:00	65–80	ТН (підтримання) + повне офісне навантаження
Обідній провал	13:00–14:00	50–65	ТН (підтримання), часткове зниження ІТ
Вечірній пік	14:00–18:00	70–85	ТН + повне офісне навантаження
Вечірнє зниження	18:00–24:00	20–35	ТН (нічний режим) + системи безпеки

Аналіз таблиці 1.2 показує, що в опалювальний період графік навантаження має двопіковий характер із ранковим та вечірнім піками і обіднім провалом. Нічний мінімум (до 25% від P_{max}) є найбільш сприятливим інтервалом для заряджання акумуляторної батареї.

Порівняльну характеристику електроспоживання групи будівель за сезонами наведено у таблиці 1.3.

Таблиця 1.3

Порівняльна характеристика електроспоживання групи будівель за сезонами

Показник	Опалювальний період (жовт.–квіт.)	Літній період (трав.– верес.)
Рівень максимального навантаження, % від $P_{\max}$	100	40–55
Частка ТН у загальному споживанні, %	40–50	0–15
Тривалість пікового навантаження, год/добу	4–6	2–3
Тривалість нічного мінімуму, год/добу	7–8	8–9
Відносна генерація ФЕС, % від $P_{\text{фес}}$	20–40	80–100
Можливість заряджання АКБ від ФЕС	Обмежена	Висока

Таблиця 1.3 підтверджує, що в літній період електричне навантаження групи будівель істотно зменшується, тоді як відносна генерація ФЕС зростає, що створює сприятливі умови для заряджання АКБ.

Коефіцієнти навантаження. Для формування розрахункового максимуму навантаження групи будівель застосовуються коефіцієнт попиту $K_{\text{п}}$ та коефіцієнт одночасності $K_{\text{од}}$. Розрахункова активна потужність окремої групи споживачів визначається за формулою:

$$P_{\text{розр.}i} = K_{\text{п.}i} \cdot P_{\text{уст.}i}$$

де $P_{\text{розр.}i}$ – розрахункова активна потужність i -ї групи споживачів, кВт;

$K_{\text{п.}i}$ – коефіцієнт попиту i -ї групи споживачів, в.о.;

$P_{\text{уст.}i}$ – встановлена потужність i -ї групи споживачів, кВт.

Сумарна розрахункова потужність однієї будівлі з урахуванням коефіцієнта одночасності роботи груп споживачів визначається за формулою:

$$P_{\text{буд}} = K_{\text{од}} \cdot \sum_{i=1}^n P_{\text{розр.}i}$$

де $P_{\text{буд}}$ – розрахункова потужність будівлі, кВт;

$K_{\text{од}}$ – коефіцієнт одночасності роботи груп споживачів, в.о.;

n – кількість груп споживачів у будівлі.

Прийняті для подальшого розрахунку значення коефіцієнтів навантаження наведено у таблиці 1.4.

Таблиця 1.4

Прийняті коефіцієнти навантаження для групи адміністративних будівель

№ з/п	Група споживачів	$K_{п, в.о.}$	Примітка
1	Освітлення	0,90	Безперервне навантаження
2	ІТ-обладнання	0,70	З урахуванням режиму сну пристроїв
3	Теплові насоси «повітря–вода»	1,00	Пікове кліматичне навантаження
4	Системи безпеки та зв'язку	1,00	Цілодобове критичне навантаження
5	Допоміжне обладнання	0,60	Неодночасне ввімкнення
–	Коефіцієнт одночасності групи будівель $K_{од}$	0,85	Неодночасність піків різних будівель

Аналіз таблиці 1.4 свідчить про те, що найвищий коефіцієнт попиту (1,00) застосовується до теплових насосів та систем безпеки, оскільки в пікових режимах вони працюють на повну потужність. Коефіцієнт одночасності групи будівель прийнято рівним 0,85, що відображає неодноразовість настання максимального навантаження на різних об'єктах групи .

Сумарна максимальна розрахункова потужність групи будівель визначається за формулою:

$$P_{гр} = K_{од} \cdot \sum_{j=1}^m P_{буд,j},$$

де $P_{гр}$ – сумарна розрахункова потужність групи будівель, кВт;

$K_{од}$ – коефіцієнт одночасності для групи будівель, в.о. ($K_{од} = 0,85$);

$P_{буд,j}$ – розрахункова потужність j -ї будівлі, кВт;

m – кількість будівель у групі.

З урахуванням добової та сезонної нерівномірності електроспоживання для групи адміністративних будівель доцільно виділяти базове, робоче та пікове навантаження. Саме пікові режими визначають вимоги до потужності джерел

живлення та системи накопичення енергії, тоді як базове навантаження є критичним з погляду резервування та забезпечення безперервності електропостачання [4, 6]

Для ілюстрації зміни структури навантаження впродовж доби доцільно навести рисунок 1.1.

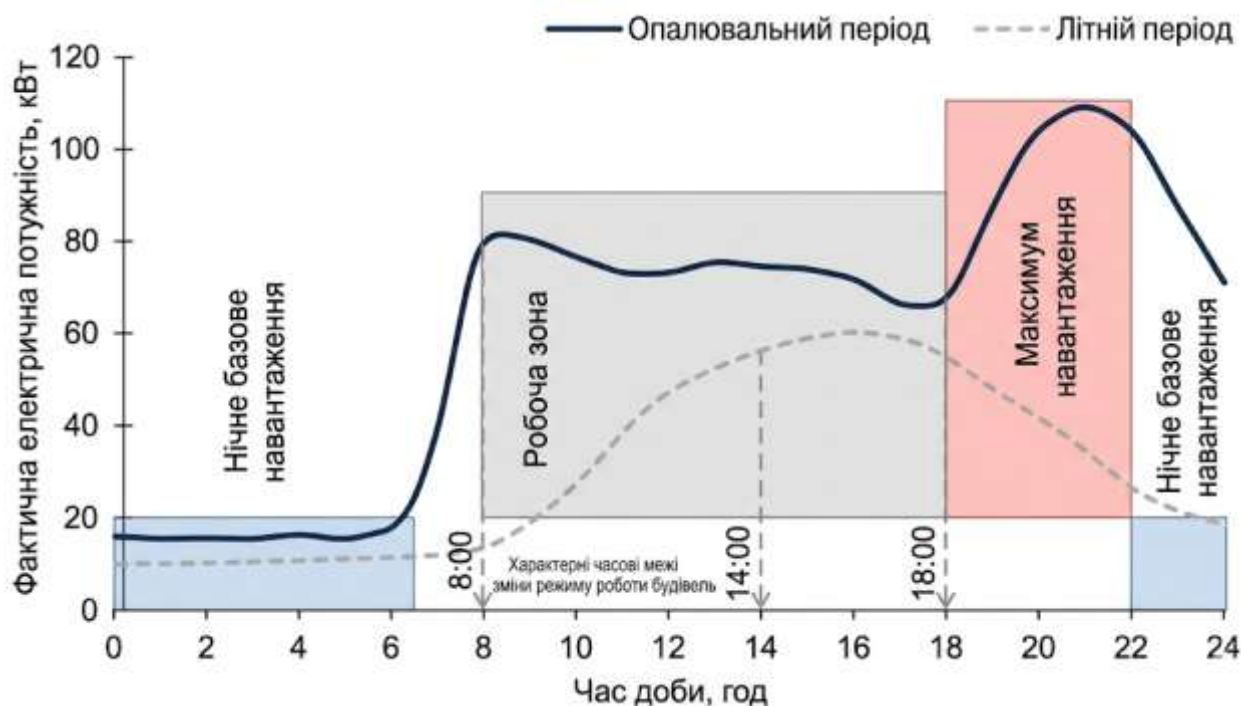


Рис. 1.1. Характерні добові графіки електричного навантаження групи адміністративних будівель в опалювальний та літній періоди

Рисунок 1.1 показує, що в зимовий період навантаження має більш контрастний характер через одночасне ввімкнення офісних споживачів та систем забезпечення мікроклімату, тоді як у літній період максимум навантаження зміщується на денний час, коли найінтенсивніше працюють системи охолодження й вентиляції. Така відмінність є принципово важливою для подальшого формування максимального графіка навантаження, оскільки саме сезонний максимум визначатиме потребу в потужності локальної генерації, ємності акумуляторних батарей і логіці роботи резервного генератора.[2, 10]

Для подальших розрахунків у роботі доцільно прийняти, що повне навантаження групи адміністративних будівель не повинно повністю переноситися на автономні джерела у випадку аварійного режиму. У структурі

енергоспоживання слід виділити критичні навантаження, які підлягають безперебійному живленню, та некритичні навантаження, що можуть бути частково обмежені або тимчасово відключені. До критичних доцільно віднести освітлення евакуаційних і чергових зон, мережеве та серверне обладнання, системи зв'язку, пожежної сигналізації, охоронні системи, автоматику, а також частину обладнання мікроклімату, необхідну для підтримання допустимих умов перебування персоналу й роботи технічних засобів.[6, 10]. У зв'язку з цим при аналізі енергетичного профілю групи будівель доцільно враховувати не лише сумарну встановлену або розрахункову потужність, а й часову структуру споживання, базову нічну складову, ступінь нерівномірності навантаження та частку критичних споживачів у загальному балансі. Саме такий підхід відповідає сучасним принципам проєктування мікромереж, у яких первинним етапом є детальний аналіз навантаження, розмежування критичних і некритичних споживачів, а також визначення пікових і середніх режимів роботи.[5, 12]

1.2. Розрахунок електричної потужності теплових насосів «повітря–вода» для забезпечення мікроклімату

Для підвищення живучості системи енергозабезпечення групи адміністративних будівель доцільним є впровадження теплових насосів типу «повітря–вода», які можуть забезпечувати опалення в холодний період року, а за наявності відповідної схеми — також охолодження в літній період. Застосування такого обладнання дає змогу зменшити споживання електричної енергії на потреби мікроклімату порівняно з прямим електричним нагрівом, оскільки тепла енергія не генерується безпосередньо з електроенергії, а переноситься від зовнішнього повітря до внутрішнього водяного контуру будівлі. Для комерційних повітряних теплових насосів характерні значення коефіцієнта перетворення COP орієнтовно в межах 2,5–5 залежно від температури зовнішнього повітря, параметрів теплоносія та режиму експлуатації.

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

На початковому етапі проєктування електрична потужність теплових насосів визначається з урахуванням прийнятого проєктного навантаження адміністративних будівель і заданої умови, за якою впровадження теплових насосів забезпечує зниження до 50% відповідного проєктного навантаження. У межах цієї роботи прийнято, що група складається з чотирьох будівель із розрахунковими навантаженнями 12, 18, 24 і 30 кВт відповідно, тобто сумарне навантаження групи становить 84 кВт. Для попереднього розрахунку електричної потужності теплонасосного обладнання застосовано коефіцієнт зниження навантаження $k_{\text{зн}} = 0,5$.

Розрахункова електрична потужність теплового насоса для кожної будівлі визначається за формулою

$$P_{\text{ТН},j} = k_{\text{зн}} \cdot P_{\text{буд},j}, j = 1, 2, \dots, m$$

де $P_{\text{ТН},j}$ – розрахункова електрична потужність теплового насоса для j -ї будівлі, кВт;

$k_{\text{зн}}$ – коефіцієнт зниження проєктного навантаження за рахунок застосування теплового насоса;

$P_{\text{буд},j}$ – розрахункова потужність j -ї будівлі, кВт;

m – кількість будівель у групі.

Тоді для кожної з будівель отримаємо такі значення розрахункової електричної потужності теплового насоса:

$$P_{\text{ТН},1} = 0,5 \cdot 12 = 6 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{ТН},2} = 0,5 \cdot 18 = 9 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{ТН},3} = 0,5 \cdot 24 = 12 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{ТН},4} = 0,5 \cdot 30 = 15 \text{ кВт}$$

Сумарна електрична потужність теплових насосів для всієї групи адміністративних будівель визначається як

$$P_{\text{ТН},\Sigma} = \sum_{j=1}^m P_{\text{ТН},j}$$

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

або після підстановки числових значень

$$P_{\text{TH},\Sigma} = 6 + 9 + 12 + 15 = 42 \text{ кВт}$$

Таким чином, для забезпечення мікроклімату чотирьох адміністративних будівель із прийнятими навантаженнями 12–30 кВт необхідно передбачити встановлення теплових насосів загальною електричною потужністю 42 кВт. Отримане значення в подальшому буде використано під час формування максимального графіка навантаження та вибору параметрів джерел резервного енергозабезпечення.

Результати виконаного розрахунку доцільно подати в таблиці 1.5.

Таблиця 1.5

Розрахунок електричної потужності теплових насосів для групи адміністративних будівель

№ будівлі	Розрахункова потужність будівлі, кВт	Коефіцієнт зниження навантаження	Електрична потужність теплового насоса, кВт
1	12	0,5	6
2	18	0,5	9
3	24	0,5	12
4	30	0,5	15
Разом	84	—	42

Як видно з таблиці 1.2, зі зростанням розрахункової потужності окремої адміністративної будівлі пропорційно збільшується й потрібна електрична потужність теплового насоса. При прийнятому коефіцієнті зниження навантаження 0,5 загальна потужність теплонасосного обладнання становить половину сумарного розрахункового навантаження групи будівель, що спрощує попередню оцінку потреб у силовому обладнанні мікромережі.

Для пояснення місця теплового насоса в системі забезпечення мікроклімату доцільно навести рисунок 1.2.

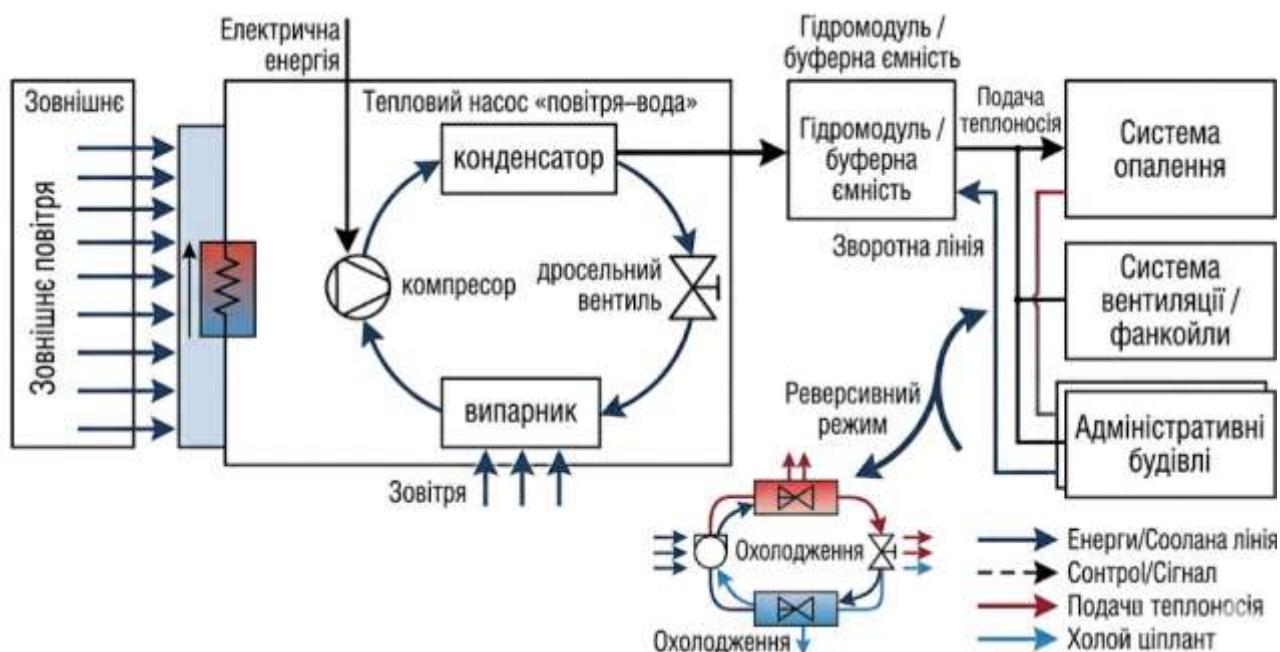


Рис. 1.2. Схема інтеграції теплового насоса типу «повітря–вода» в систему забезпечення мікроклімату адміністративної будівлі

Рисунок 1.2 показує, що тепловий насос є проміжною ланкою між зовнішнім джерелом низькопотенційної теплоти та внутрішнім контуром будівлі, причому основна частина корисної теплової енергії надходить із навколишнього середовища, а електрична енергія витрачається переважно на роботу компресора та допоміжних елементів. Це пояснює, чому за однакової теплової продуктивності теплонасосна система може мати меншу потребу в електричній потужності порівняно з електронагрівальними установками прямої дії.

Для оцінювання енергоефективності теплового насоса застосовують коефіцієнт перетворення COP, який визначається як відношення корисної теплової потужності до споживаної електричної потужності. У загальному вигляді це можна записати так:[3]

$$COP = \frac{Q_T}{P_{\text{ел}}}$$

де Q_T – теплова потужність, що передається в систему мікроклімату, кВт;

$P_{\text{ел}}$ – споживана електрична потужність теплового насоса, кВт.

Звідси теплова потужність, яку може забезпечити теплонасосне обладнання, визначається як

$$Q_T = COP \cdot P_{\text{ел}}$$

Якщо для попередньої оцінки прийняти середнє значення $COP = 3,5$, що відповідає типовому робочому діапазону для комерційних повітряних теплових насосів, тоді сумарна теплова потужність теплонасосної системи становитиме

$$Q_{T,\Sigma} = 3,5 \cdot 42 = 147 \text{ кВт}$$

Отже, при сумарній електричній потужності 42 кВт теплонасосна система може забезпечувати орієнтовно 147 кВт теплової потужності за середніх розрахункових умов. Це підтверджує доцільність використання теплових насосів у складі гібридної системи енергозабезпечення, оскільки відносно невелика електрична потужність дає змогу отримати значно більший тепловий ефект.

Для наочного зіставлення електричної та теплової потужності доцільно навести рисунок 1.3.

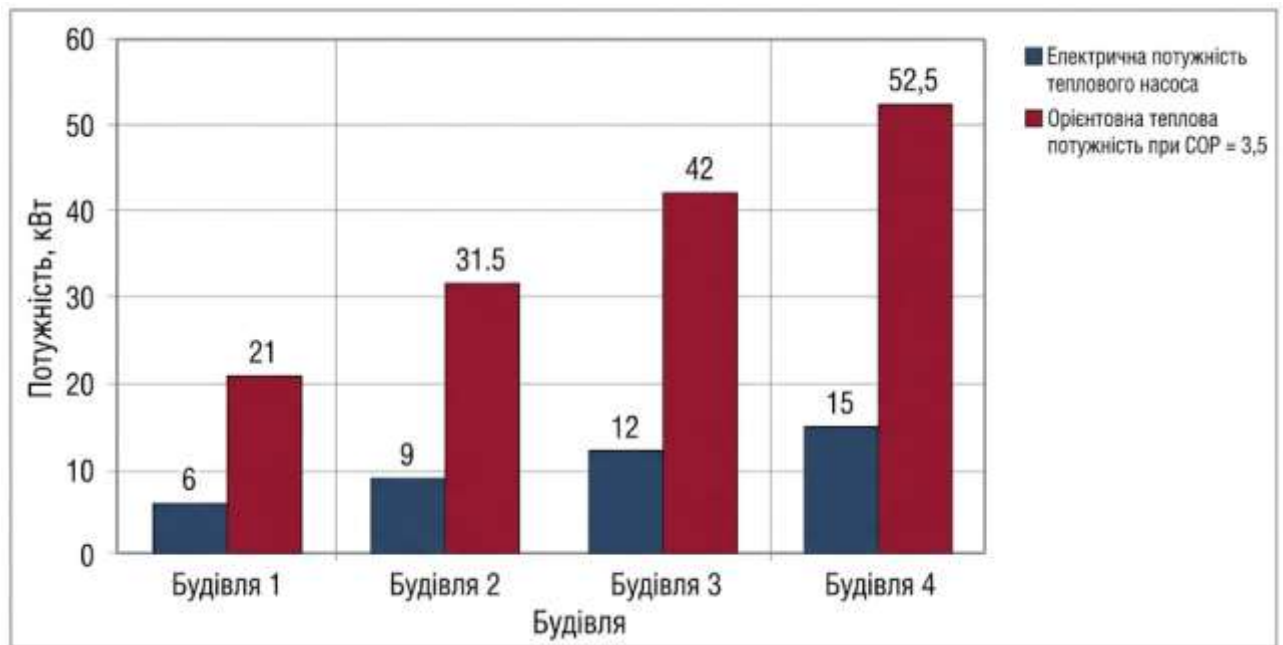


Рис. 1.3. Співвідношення електричної потужності теплових насосів та їх орієнтовної теплової потужності

Рисунок 1.3 наочно показує, що навіть за помірного значенні коефіцієнта перетворення теплова потужність системи істотно перевищує її електричну потужність. Це є важливою перевагою теплових насосів при побудові мікромережі адміністративних будівель, оскільки дає змогу зменшити

навантаження на акумуляторні батареї, резервний генератор та інверторне обладнання у порівнянні з варіантами електроопалення прямої дії.[5]

1.3. Формування графіка максимального навантаження для системи живлення

Після визначення структури енергоспоживання групи адміністративних будівель та розрахунку електричної потужності теплових насосів наступним етапом є формування графіка максимального навантаження для системи живлення. Такий графік є основою для вибору номінальної потужності елементів мікромережі, зокрема інверторного обладнання, систем накопичення енергії, резервного генератора, а також для перевірки роботи системи в аварійних і післяаварійних режимах. Аналіз профілю електричного навантаження є обов'язковою складовою проєктування мікромережі, оскільки саме він дозволяє визначити, які навантаження мають бути покриті в періоди нормальної експлуатації, добового максимуму та автономної роботи.

Розрахункове максимальне навантаження системи живлення доцільно визначати з урахуванням коефіцієнта одночасності роботи електроприймачів. У загальному вигляді максимальна потужність групи будівель визначається за формулою

$$P_{\max} = k_{\text{од}} \cdot \sum_{j=1}^m P_j$$

де $P_{\max}$ – максимальна розрахункова потужність системи живлення, кВт;

$k_{\text{од}}$ – коефіцієнт одночасності роботи навантажень;

P_j – потужність j -го навантаження або групи навантажень, кВт;

m – кількість навантажень або об'єктів у групі.

Для даної роботи доцільно прийняти коефіцієнт одночасності $k_{\text{од}} = 0,9$, оскільки не всі навантаження всіх будівель працюють одночасно на повну потужність, але адміністративні об'єкти мають близькі режими функціонування, що зумовлює достатньо високий рівень суміщення максимумів. За умови, що

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

сумарне розрахункове навантаження групи будівель разом із теплонасосним навантаженням становить

$$P_{\Sigma} = 84 + 42 = 126 \text{ кВт},$$

отримаємо

$$P_{\max} = 0,9 \cdot 126 = 113,4 \text{ кВт}.$$

Отже, розрахункова максимальна потужність системи живлення для групи адміністративних будівель становить 113,4 кВт.

Для відображення характеру зміни навантаження впродовж доби доцільно подати таблицю 1.3.

Таблиця 1.3

**Розрахунковий добовий графік навантаження системи живлення
групи адміністративних будівель**

Часовий інтервал	Характерний режим роботи	Навантаження будівель без ТН, кВт	Навантаження теплових насосів, кВт	Сумарне навантаження, кВт
00:00–06:00	Нічний базовий режим	18	8	26
06:00–08:00	Підготовка до робочого дня	32	20	52
08:00–12:00	Початок робочого дня	68	32	100
12:00–16:00	Денний максимум	76	37,4	113,4
16:00–18:00	Стабільна робота	70	30	100
18:00–22:00	Завершення робочого дня	42	18	60
22:00–24:00	Перехід до нічного режиму	24	10	34

Таблиця 1.3 показує, що добовий максимум системи живлення формується в інтервалі 12:00–16:00, коли одночасно працює більшість офісних споживачів і теплові насоси з навантаженням, близьким до номінального. Мінімальне навантаження спостерігається в нічний період, коли в роботі залишаються лише базові споживачі та обмежена частина обладнання забезпечення мікроклімату. Рисунок 1.4 дозволяє наочно встановити часове положення максимуму та оцінити

ступінь нерівномірності електроспоживання впродовж доби. Це важливо не лише для вибору встановленої потужності джерел живлення, а й для побудови алгоритмів керування, які в подальшому повинні забезпечувати згладжування навантаження, часткове перенесення споживання та раціональне використання акумуляторної системи.



Рис. 1.4. Розрахунковий добовий графік максимального навантаження системи живлення групи адміністративних будівель

Крім абсолютного максимуму навантаження, для характеристики режиму роботи системи живлення доцільно визначити коефіцієнт навантаження, який показує ступінь використання максимуму в межах розрахункового періоду

У загальному вигляді коефіцієнт навантаження визначається як [\[13\]\[9\]](#)

$$k_n = \frac{P_{\text{сер}}}{P_{\text{max}}}$$

де $P_{\text{сер}}$ – середнє навантаження за розрахунковий період, кВт;

P_{max} – максимальне навантаження за той самий період, кВт.

За даними таблиці 1.3 середнє добове навантаження можна орієнтовно визначити як

$$P_{\text{сер}} = \frac{26 \cdot 6 + 52 \cdot 2 + 100 \cdot 4 + 113,4 \cdot 4 + 100 \cdot 2 + 60 \cdot 4 + 34 \cdot 2}{24}$$

$$P_{\text{сер}} = \frac{156 + 104 + 400 + 453,6 + 200 + 240 + 68}{24} = \frac{1621,6}{24} = 67,57 \text{ кВт}$$

Тоді коефіцієнт навантаження становитиме

$$k_{\text{н}} = \frac{67,57}{113,4} = 0,596$$

Отримане значення $k_{\text{н}} \approx 0,60$ свідчить про достатньо виражену нерівномірність добового споживання, що є типовим для офісних та адміністративних будівель із денним характером роботи. З інженерної точки зору це означає, що система енергозабезпечення має працювати в умовах суттєвої різниці між середнім і піковим навантаженням, а отже, застосування системи накопичення енергії є доцільним не лише з позиції резервування, а й з точки зору покриття пікових режимів.[\[13\]](#)

Особливу увагу при формуванні графіка максимального навантаження слід приділити виділенню критичної частини споживачів, яка повинна зберігати живлення навіть при відсутності напруги зовнішньої мережі. Для адміністративних будівель до таких навантажень доцільно віднести серверне обладнання, засоби зв'язку, пожежну автоматику, охоронні системи, аварійне освітлення, чергову вентиляцію та частину навантаження теплонасосного обладнання, необхідну для підтримання допустимих умов експлуатації. У подальших розрахунках це дасть змогу перейти від повного графіка навантаження до графіка критичного навантаження, який є базовим для вибору параметрів акумуляторної батареї та резервного генератора.[\[12\]\[3\]\[5\]\[4\]](#)

1.4. Обґрунтування необхідної автономності та технічні вимоги до мікромережі

Визначення необхідної автономності системи енергозабезпечення є логічним завершенням енергетичного аналізу групи будівель, проведеного у підрозділах 1.1–1.3. Отримані значення максимального навантаження групи будівель (113,4 кВт у піковому режимі та 67,57 кВт із урахуванням коефіцієнта попиту) є вихідними для формування вимог до системи резервування.

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Автономність мікромережі — це здатність системи забезпечувати живлення визначеного переліку споживачів без зовнішньої електричної мережі протягом заданого часу.

Для групи адміністративних будівель визначено три основні сценарії відключення зовнішнього електропостачання, що наведені у таблиці 1.6.

Таблиця 1.6

Сценарії відключення зовнішнього електропостачання та вимоги до автономності

№	Сценарій	Тривалість відключення	Ймовірність	Необхідна реакція системи
1	Планове відключення (графікові обмеження)	4–8 год	Висока	Автономна робота від АКБ + ФЕС
2	Аварійне відключення (пошкодження мережі)	8–24 год	Середня	АКБ + ФЕС + резервний генератор
3	Тривале відключення (масштабна аварія)	24–72 год	Низька	Генератор + АКБ, тільки клас А

Для організації керування мікромережею в аварійних режимах усі споживачі групи будівель розподіляються за трьома класами пріоритетності. Розподіл навантажень за класами наведено у таблиці 1.7.

Таблиця 1.7

Класифікація навантажень групи адміністративних будівель за пріоритетністю резервування

Клас	Назва	Склад навантаження	Частка від P_{max} , %	Умова відключення
А	Критичне	Системи безпеки, пожежна сигналізація, СКУД, відеоспостереження, аварійне освітлення, сервери	10–15	Не відключається ніколи
В	Важливе	Робоче освітлення, ІТ робочих місць, ТН у режимі підтримання мінімальної температури +10 °С	35–45	Відключається при SOC АКБ < 20%
С	Некритичне	Допоміжне обладнання, зовнішнє освітлення, вентиляція підсобних приміщень	40–55	Відключається першим при переході в острівний режим

Аналіз таблиці 1.7 показує, що критичне навантаження класу А становить лише 10–15% від максимальної потужності групи будівель. Теплові насоси у

режимі підтримання мінімальної температури (+10 °С) віднесено до класу В, оскільки повна зупинка системи опалення в зимовий період може призвести до пошкодження інженерних комунікацій. Некритичне навантаження класу С відключається першим при переході системи в острівний режим, що суттєво знижує споживану потужність і подовжує час автономної роботи від АКБ .

Розрахункова потужність навантажень, що забезпечуються в автономному режимі, визначається як сума навантажень класів А та В:

$$P_{\text{кр}} = (K_A + K_B) \cdot P_{\text{max}},$$

де $P_{\text{кр}}$ – розрахункова потужність критичних і важливих навантажень групи будівель, кВт;

K_A – частка навантаження класу А від максимальної потужності групи, в.о. ($K_A = 0,15$);

K_B – частка навантаження класу В від максимальної потужності групи, в.о. ($K_B = 0,40$);

P_{max} – максимальна розрахункова потужність групи будівель, кВт ($P_{\text{max}} = 113,4$ кВт).

Підставляючи числові значення у формулу (1.10), отримаємо:

$$P_{\text{кр}} = (0,15 + 0,40) \cdot 113,4 = 0,55 \cdot 113,4 = 62,4 \text{ кВт.}$$

Необхідна енергія для забезпечення автономної роботи системи протягом заданого часу визначається за формулою:

$$W_{\text{авт}} = P_{\text{кр}} \cdot T_{\text{авт}},$$

де $W_{\text{авт}}$ – необхідна енергія для забезпечення автономної роботи, кВт·год;

$P_{\text{кр}}$ – розрахункова потужність навантажень класів А та В, кВт;

$T_{\text{авт}}$ – розрахункова тривалість автономної роботи, год.

Для базового сценарію ($T_{\text{авт}} = 8$ год):

$$W_{\text{авт.баз}} = 62,4 \cdot 8 = 499,2 \approx 500 \text{ кВт·год.}$$

Для граничного сценарію (лише клас А, $K_A = 0,15$, $T_{\text{авт.гр}} = 72$ год):

$$W_{\text{авт.гр}} = 0,15 \cdot 113,4 \cdot 72 = 17,0 \cdot 72 = 1224 \text{ кВт·год.}$$

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Значення $W_{\text{авт.гр}} = 1224$ кВт·год у граничному сценарії забезпечується спільною роботою АКБ та резервного паливного генератора, параметри яких визначаються у розділі 2. Система АКБ розраховується на покриття базового сценарію (500 кВт·год), а резервний генератор — на підтримку роботи системи в граничному сценарії при мінімальному навантаженні класу А.

На підставі проведеного аналізу енергетичного профілю, класифікації навантажень і сценаріїв відключення сформовано технічні вимоги до мікромережі групи адміністративних будівель, що наведені у таблиці 1.8.

Таблиця 1.8

Технічні вимоги до мікромережі групи адміністративних будівель

№	Параметр	Вимога	Нормативна підстава
1	Номінальна напруга змінного струму	0,4 кВ (три фази + нейтраль)	ДБН В.2.5-23:2010
2	Напруга шини постійного струму	48 В або 400 В DC	ІЕС TS 62898-3-2:2024
3	Режими роботи	«Мережа є» / «Острівний режим» / «Критичний розряд»	ІЕС TS 62898-3-1:2020
4	Час переходу в острівний режим	Не більше 20 мс (автоматичний АВР)	ДБН В.2.5-23:2010
5	Тривалість автономності (базовий сценарій)	Не менше 8 год, класи А+В, $W_{\text{авт}} = 500$ кВт·год	Завдання на проектування
6	Тривалість автономності (граничний сценарій)	Не менше 72 год, клас А, генератор + АКБ	Завдання на проектування
7	Якість електроенергії	Відхилення напруги $\pm 5\%$, частоти $\pm 0,2$ Гц	ДСТУ EN 50160:2014
8	Система моніторингу та керування	EMS з контролем SOC, потужності ФЕС, стану мережі	ІЕС TS 62898-3-4:2023
9	Захист від КЗ та перевантаження	Автоматичні вимикачі та реле захисту на всіх рівнях	ПУЕ 2017
10	Система заземлення	TN-C-S, блискавкозахист II рівня	ДСТУ Б В.2.5-38:2008

Взаємозв'язок між сценаріями відключення зовнішньої мережі, класами навантажень і джерелами їх покриття відображено на рисунку 1.6.

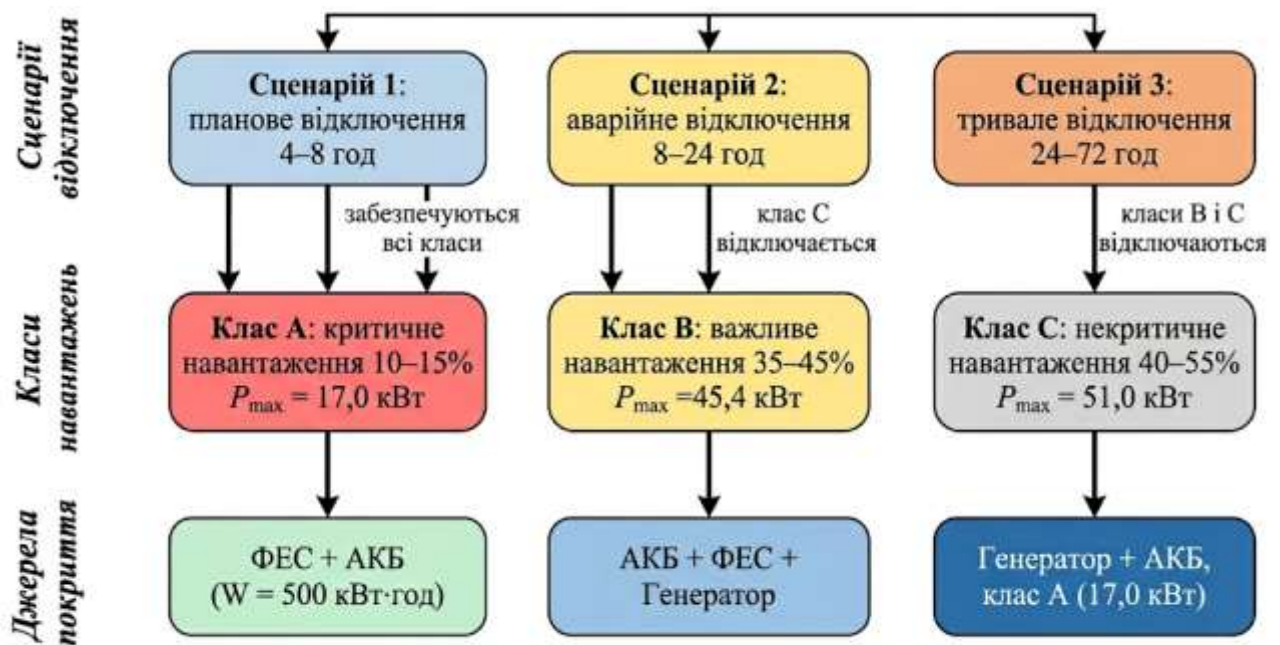


Рис. 1.6. Взаємозв'язок сценаріїв відключення зовнішньої мережі, класів навантажень і джерел їх покриття

Аналіз рисунка 1.6 підтверджує ієрархічну логіку управління навантаженням: у міру зростання тривалості відключення перелік забезпечуваних навантажень скорочується від усіх трьох класів (сценарій 1, джерело — ФЕС + АКБ) до виключно критичного класу А (сценарій 3, джерело — генератор + АКБ). Саме ця логіка є основою алгоритму керування мікромережею, що детально розробляється у розділі 3.

Висновки до розділу 1

- Аналіз енергетичного профілю групи адміністративних будівель засвідчив, що електроспоживання має яскраво виражений сезонний та добовий характер: в опалювальний період графік навантаження є двопіковим із максимумом 113,4 кВт у діапазоні 12:00–16:00, тоді як у літній період навантаження знижується на 45–60% від зимового максимуму. Впровадження теплових насосів типу «повітря–вода» замість традиційного електричного опалення забезпечує зниження проєктного електричного навантаження на 40–50% завдяки коефіцієнту перетворення теплоти $COP \geq$

3,5, що є принциповою передумовою для зменшення необхідної потужності всіх елементів гібридної системи енергозабезпечення.

2. Розрахунок електричної потужності теплових насосів типу «повітря–вода» для чотирьох будівель із опалюваними площами 12, 18, 24 та 30 кВт показав, що сумарна встановлена теплова потужність системи становить 84 кВт, а сумарна електрична потужність ТН із урахуванням коефіцієнта зниження 0,5 — 42 кВт; при $COP = 3,5$ теплова потужність, що виробляється системою, складає 147 кВт, що повністю покриває розрахункові тепловтрати групи будівель за розрахункової зовнішньої температури мінус 22 °С.
3. Формування графіка максимального навантаження групи будівель із урахуванням коефіцієнтів попиту для кожної категорії споживачів та коефіцієнта одночасності $k = 0,60$ дало змогу визначити розрахунковий максимум сумарного навантаження на рівні 67,57 кВт у годинному інтервалі та абсолютний пік 113,4 кВт у діапазоні 12:00–16:00; саме ці значення є вихідними для розрахунку параметрів усіх елементів гібридної системи у розділі 2.
4. Обґрунтування необхідної автономності мікромережі на основі трьох сценаріїв відключення зовнішнього електропостачання та класифікації навантажень за трьома класами пріоритетності (А — критичне 10–15%, В — важливе 35–45%, С — некритичне 40–55% від P_{max}) дозволило встановити технічні вимоги до системи: базова автономність — не менше 8 годин для класів А і В із потребою в енергії 500 кВт·год; гранична автономність — не менше 72 годин для класу А від резервного генератора та АКБ; час переходу в острівний режим — не більше 20 мс; якість електроенергії — відповідно до ДСТУ EN 50160:2014.

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 2. ПРОЄКТУВАННЯ ТА РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ГІБРИДНОЇ СИСТЕМИ ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

2.1. Техніко-економічне обґрунтування вибору літій-залізо-фосфатних акумуляторів для тривалого резервування

Вибір типу акумуляторних батарей є одним із ключових проєктних рішень при створенні стаціонарної системи накопичення енергії. Для обґрунтованого вибору необхідно провести порівняльний аналіз зазначених технологій за сукупністю технічних і економічних показників.

Порівняльну характеристику трьох технологій акумуляторів за основними параметрами наведено у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1

Порівняльна характеристика технологій акумуляторів для стаціонарних систем накопичення енергії

Параметр	Свинцево-кислотні (AGM)	NMC (LiNiMnCoO ₂)	LFP (LiFePO ₄)
Номінальна напруга комірки, В	2,0	3,6–3,7	3,2
Питома енергоємність, Вт·год/кг	35–40	150–220	90–160
Допустима глибина розряду (DoD), %	50	80	80–90
Ресурс циклів при DoD 80%, циклів	300–750	1 000–2 000	3 000–6 000
Температура початку теплового розгону, °С	–	~210	~270–500
ККД заряду/розряду, %	75–85	93–97	95–98
Саморозряд на місяць, %	15–30	2–5	< 3
Необхідність обслуговування	Висока	Низька	Низька
Наявність кобальту у складі	Ні	Так	Ні
Орієнтовна вартість системи (встановлена), USD/кВт·год	150–250	300–450	280–580

Вартість однієї одиниці накопиченої та відданої енергії протягом усього ресурсу акумулятора - питома вартість циклу $C_{\text{цикл}}$ - є більш об'єктивним економічним показником, ніж початкова вартість, і визначається за формулою:

$$C_{\text{цикл}} = \frac{C_{\text{уст}}}{N_{\text{цикл}} \cdot \text{DoD} \cdot \eta}, \quad (2.1.)$$

де $C_{\text{цикл}}$ – питома вартість одного циклу на кВт·год використовуваної ємності, USD/кВт·год;

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$C_{уст}$ – встановлена вартість системи накопичення, USD/кВт·год номінальної ємності;

$N_{цикл}$ – гарантований ресурс циклів при заданому DoD, циклів;

DoD – прийнята глибина розряду, в.о.;

η – ККД заряду/розряду акумулятора, в.о.

Розраховані за формулою (2.1) значення питомої вартості циклу для трьох технологій при типових параметрах наведено у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2

Порівняльний розрахунок питомої вартості циклу для трьох технологій акумуляторів

Технологія	$C_{уст}$, USD/кВт·год	$N_{цикл}$, циклів	DoD, в.о.	η , в.о.	$C_{цикл}$, USD/кВт·год
Свинцево-кислотна (AGM)	200	500	0,50	0,80	1,00
NMC	380	1 500	0,80	0,95	0,33
LFP	430	4 000	0,80	0,97	0,14

Аналіз таблиці 2.2 наочно підтверджує економічну перевагу LFP: попри вищу початкову вартість (\$430 USD/кВт·год проти \$200 для AGM), питома вартість циклу для LFP становить лише \$0,14/кВт·год — у 7,1 раза нижче, ніж для свинцево-кислотних (\$1,00/кВт·год), і у 2,4 раза нижче, ніж для NMC (\$0,33/кВт·год). Це означає, що загальна вартість зберігання енергії протягом усього терміну служби системи є найнижчою саме для LFP.

З урахуванням проведеного аналізу, порівняльну характеристику трьох технологій за інтегральним показником придатності для стаціонарної мікромережі адміністративних будівель наведено у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3

Інтегральна оцінка технологій акумуляторів за критеріями вибору для стаціонарної мікромережі

Критерій	Вага критерію	AGM	NMC	LFP
Безпека експлуатації у приміщенні	0,25	2	3	5
Ресурс (термін служби)	0,25	1	3	5
Питома вартість циклу	0,20	1	3	5

Глибина допустимого розряду	0,15	2	4	5
Простота обслуговування	0,10	2	4	5
Екологічність та утилізація	0,05	3	2	5
Зважена сума балів	1,00	1,70	3,10	5,00

Примітка. Оцінювання за п'ятибальною шкалою: 5 – відмінно, 4 – добре, 3 – задовільно, 2 – незадовільно, 1 – неприйнятно.

Результати порівняльного аналізу технологій накопичення за інтегральними балами наведено на рисунку 2.1.

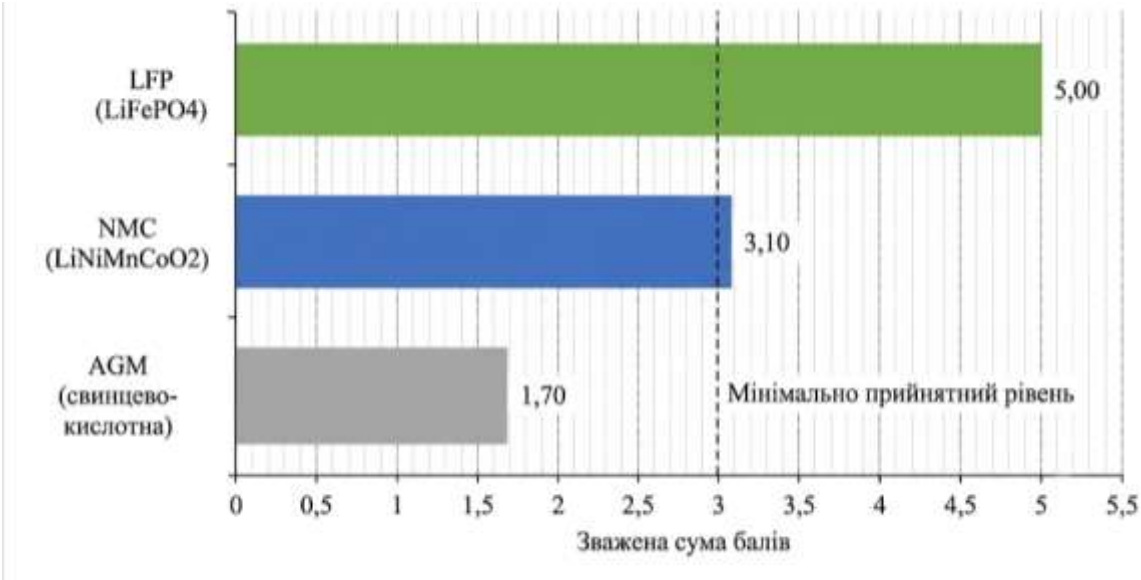


Рис. 2.1. Інтегральна оцінка технологій акумуляторів для стаціонарної мікромережі адміністративних будівель

Аналіз рисунка 2.1 наочно підтверджує, що лише LFP-технологія перевищує умовну межу прийнятності (3,00 балів) із значним відривом, тоді як NMC перебуває на межі, а AGM — суттєво нижче прийнятного рівня за умов щоденного інтенсивного циклювання у складі мікромережі.

Таким чином, за сукупністю технічних і техніко-економічних показників для системи накопичення енергії мікромережі групи адміністративних будівель обрано літій-залізо-фосфатну (LFP) технологію акумуляторів як єдину, що повністю відповідає вимогам безпеки, довговічності, економічної ефективності та простоти обслуговування. Прийняті технічні характеристики LFP-акумуляторів для подальшого проєктування системи накопичення наведено у таблиці 2.4.

Таблиця 2.4

Прийняті технічні характеристики LFP-акумуляторів для проектування системи накопичення

№	Параметр	Значення	Примітка
1	Номінальна напруга комірки	3,2 В	LiFePO ₄
2	Допустима глибина розряду (DoD)	80%	Для забезпечення ресурсу 4 000 циклів
3	Гарантований ресурс при DoD 80%	4 000 циклів	≈ 11 років при щоденному циклюванні
4	ККД заряду/розряду (round-trip efficiency)	97%	За даними виробників
5	Температура початку теплового розгону	> 270 °C	Забезпечує безпеку у приміщенні
6	Робочий діапазон температур	від -20 до +55 °C	Без зниження ємності при > 0 °C
7	Саморозряд	< 3% на місяць	Прийнятний для тривалого резерву
8	Система управління	BMS (Battery Management System)	Обов'язкова у складі кожного модуля
9	Розрахунковий термін служби	≥ 10 років	При дотриманні умов експлуатації
10	Орієнтовна вартість (встановлена)	280–430 USD/кВт·год	За даними ринку 2025–2026 рр.

Аналіз таблиці 2.4 свідчить про те, що прийняті характеристики LFP-системи повністю задовольняють технічним вимогам, сформованим у підрозділі 1.4: глибина розряду 80% забезпечує необхідну використовувану ємність при покритті базового сценарію автономності; ресурс 4 000 циклів при щоденному циклюванні відповідає терміну служби понад 10 років без заміни; ККД 97% мінімізує втрати при перетворенні енергії у складі гібридної системи; температура теплового розгону понад 270 °C є достатньою для безпечного розміщення системи у технічному приміщенні будівлі за умови дотримання вимог вентиляції та протипожежного захисту, які розглядаються у підрозділі 4.3.

2.2. Розрахунок необхідної ємності та конфігурації системи накопичення енергії з урахуванням глибини розряду

Вихідними даними для розрахунку системи накопичення енергії (СНЕ) є: потреба в енергії для забезпечення базового сценарію автономності $W_{\text{авт.баз}} = 500$

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

кВт·год і граничного сценарію $W_{\text{авт.гр}} = 1224$ кВт·год (підрозділ 1.4); прийнята глибина розряду $\text{DoD} = 80\%$ і ККД LFP-акумулятора $\eta = 0,97$ (підрозділ 2.1); а також необхідність урахування запасу на деградацію ємності протягом терміну служби.

Методологія розрахунку номінальної ємності СНЕ передбачає послідовне врахування трьох корегувальних факторів: глибини розряду, ККД акумулятора та коефіцієнта деградації. Загальна формула для визначення необхідної номінальної ємності СНЕ має вигляд:

$$E_{\text{ном}} = \frac{W_{\text{авт}}}{\text{DoD} \cdot \eta \cdot K_{\text{дег}}},$$

де $E_{\text{ном}}$ – необхідна номінальна ємність системи накопичення, кВт·год;

$W_{\text{авт}}$ – необхідна енергія для забезпечення автономної роботи, кВт·год;

DoD – прийнята глибина розряду LFP-акумулятора, в.о. ($\text{DoD} = 0,80$);

η – ККД заряду/розряду акумулятора (round-trip efficiency), в.о. ($\eta = 0,97$);

$K_{\text{дег}}$ – коефіцієнт деградації ємності, що враховує зниження ємності акумулятора до кінця терміну служби, в.о.

Коефіцієнт деградації $K_{\text{дег}}$ враховує, що наприкінці терміну служби (після 4 000 циклів при $\text{DoD} = 80\%$) залишкова ємність LFP-акумулятора становить не менше 80% від початкової. Щоб система забезпечувала необхідну автономність протягом усього розрахункового терміну служби, номінальну ємність слід збільшити на величину, обернену до залишкової ємності наприкінці служби:

$$K_{\text{дег}} = C_{\text{EOL}},$$

де C_{EOL} – залишкова ємність акумулятора наприкінці терміну служби, в.о. ($C_{\text{EOL}} = 0,80$).

Таким чином, $K_{\text{дег}} = 0,80$.

Розрахунок для базового сценарію. Підставляючи у формулу (2.2) значення $W_{\text{авт.баз}} = 500$ кВт·год:

$$E_{\text{ном.баз}} = \frac{500}{0,80 \cdot 0,97 \cdot 0,80} = \frac{500}{0,621} = 805,2 \approx 810 \text{ кВт·год.}$$

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунок для граничного сценарію. Граничний сценарій (72 години, лише клас А, $P_A = 17,0$ кВт) забезпечується спільною роботою АКБ та резервного генератора. Частку покриття від АКБ у граничному сценарії приймаємо рівною першим 8 годинам (до запуску генератора), тобто:

$$W_{\text{АКБ.гр}} = P_A \cdot T_{\text{запуск}} = 17,0 \cdot 8 = 136 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

де $T_{\text{запуск}}$ – час до запуску резервного генератора після переходу в острівний режим, год.

Оскільки базовий сценарій ($E_{\text{ном.баз}} = 810$ кВт·год) з великим запасом перекидає потребу граничного сценарію від АКБ (136 кВт·год), розрахункова номінальна ємність СНЕ визначається базовим сценарієм:

$$E_{\text{ном}} = 810 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Далі необхідно визначити максимальну потужність розряду СНЕ, яка має забезпечити живлення навантажень класів А і В у перехідному режимі до моменту запуску генератора. З результатів підрозділу 1.4, $P_{\text{кр}} = 62,4$ кВт. З урахуванням пускових струмів теплових насосів (коефіцієнт пікового навантаження $k_{\text{пик}} = 1,3$):

$$P_{\text{СНЕ}} = P_{\text{кр}} \cdot k_{\text{пик}} = 62,4 \cdot 1,3 = 81,1 \approx 82 \text{ кВт}.$$

де $P_{\text{СНЕ}}$ – необхідна максимальна потужність розряду системи накопичення, кВт;

$P_{\text{кр}}$ – розрахункова потужність навантажень класів А і В, кВт;

$k_{\text{пик}}$ – коефіцієнт пікового навантаження (пускові струми ТН), в.о.

Зведені розрахункові параметри СНЕ наведено у таблиці 2.5.

Таблиця 2.5

Розрахункові параметри системи накопичення енергії

№	Параметр	Значення	Одиниця
1	Необхідна енергія (базовий сценарій)	500	кВт·год
2	Номінальна ємність СНЕ	810	кВт·год
3	Максимальна потужність розряду	82	кВт
4	Глибина розряду (DoD)	80	%
5	ККД заряду/розряду	97	%
6	Коефіцієнт деградації ($K_{\text{дег}}$)	0,80	в.о.
7	Тривалість автономності (базовий сценарій)	8	год

8	Тривалість автономності (граничний, клас А)	72	год
---	---	----	-----

Аналіз таблиці 2.5 показує, що номінальна ємність СНЕ (810 кВт·год) майже вдвічі перевищує необхідну енергію базового сценарію (500 кВт·год) — саме через сукупний вплив трьох корегувальних факторів: глибини розряду (0,80), ККД (0,97) та деградації (0,80), добуток яких становить 0,621. Це підкреслює важливість коректного застосування формули (2.2) при проєктуванні.

Конфігурація системи накопичення. Для реалізації розрахованих параметрів СНЕ (810 кВт·год, 82 кВт) визначається конфігурація батарейних модулів. За основу приймається типовий комерційний LFP-модуль ємністю 100 кВт·год із номінальною напругою 51,2 В (16 комірок по 3,2 В послідовно) та максимальним струмом розряду 200 А .

Необхідна кількість модулів визначається за формулою:

$$n_{\text{мод}} = \left\lceil \frac{E_{\text{ном}}}{E_{\text{мод}}} \right\rceil,$$

де $n_{\text{мод}}$ — необхідна кількість батарейних модулів, шт.;

$E_{\text{ном}}$ — розрахункова номінальна ємність СНЕ, кВт·год;

$E_{\text{мод}}$ — номінальна ємність одного модуля, кВт·год;

$\lceil \cdot \rceil$ — округлення до більшого цілого числа.

Підставляючи значення:

$$n_{\text{мод}} = \left\lceil \frac{810}{100} \right\rceil = \lceil 8,1 \rceil = 9 \text{ шт.}$$

Прийнято 9 модулів по 100 кВт·год, що забезпечує фактичну номінальну ємність СНЕ:

$$E_{\text{факт}} = n_{\text{мод}} \cdot E_{\text{мод}} = 9 \cdot 100 = 900 \text{ кВт·год.}$$

Фактична використовувана ємність з урахуванням DoD та ККД:

$$E_{\text{викор}} = E_{\text{факт}} \cdot \text{DoD} \cdot \eta \cdot K_{\text{дег}} = 900 \cdot 0,80 \cdot 0,97 \cdot 0,80 = 559 \text{ кВт·год,}$$

що перевищує необхідні 500 кВт·год із запасом 11,8% — достатнім для компенсації нерівномірності навантаження та деградації.

Максимальна потужність розряду 9 модулів при струмі 200 А і напрузі 51,2 В:

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$P_{\text{мод.мах}} = n_{\text{мод}} \cdot U_{\text{мод}} \cdot I_{\text{мах}} = 9 \cdot 51,2 \cdot 200 = 92,2 \text{ кВт},$$

де $P_{\text{мод.мах}}$ – максимальна потужність розряду системи модулів, кВт;

$U_{\text{мод}}$ – номінальна напруга одного модуля, В;

$I_{\text{мах}}$ – максимальний струм розряду одного модуля, А.

Значення $P_{\text{мод.мах}} = 92,2 \text{ кВт}$ перевищує необхідне $P_{\text{СНЕ}} = 82 \text{ кВт}$, що підтверджує коректність прийнятої конфігурації.

Прийнята конфігурація СНЕ з 9 модулів організовується у три паралельні гілки по 3 модулі послідовно, що забезпечує напругу DC-шини:

$$U_{\text{DC}} = n_{\text{посл}} \cdot U_{\text{мод}} = 3 \cdot 51,2 = 153,6 \approx 154 \text{ В DC},$$

де $n_{\text{посл}}$ – кількість модулів у послідовному ланцюзі, шт.;

U_{DC} – напруга DC-шини системи накопичення, В.

Зведену конфігурацію системи накопичення енергії наведено у таблиці 2.6.

Таблиця 2.6

Конфігурація системи накопичення енергії на LFP-акумуляторах

№	Параметр	Значення	Одиниця
1	Тип акумулятора	LFP (LiFePO ₄)	–
2	Ємність одного модуля	100	кВт·год
3	Номінальна напруга одного модуля	51,2	В DC
4	Максимальний струм розряду модуля	200	А
5	Кількість модулів	9	шт.
6	Схема підключення	3S × 3P (3 послідовно × 3 паралельно)	–
7	Напруга DC-шини	154	В DC
8	Фактична номінальна ємність СНЕ	900	кВт·год
9	Фактична використовувана ємність	559	кВт·год
10	Максимальна потужність розряду	92,2	кВт
11	Розрахунковий термін служби	≥ 10	років

Аналіз таблиці 2.6 підтверджує, що прийнята конфігурація

3S × 3P із 9 модулів по 100 кВт·год задовольняє всі розрахункові вимоги: фактична використовувана ємність (559 кВт·год) перевищує необхідну (500 кВт·год), максимальна потужність розряду (92,2 кВт) перевищує розрахункову потужність критичних навантажень з урахуванням пускових струмів (82 кВт), а

напруга DC-шини 154 В є стандартною для комерційних гібридних інверторів середнього діапазону потужностей.

Для наочного відображення структури розрахунку номінальної ємності СНЕ та впливу корегувальних факторів на кінцевий результат на рисунку 2.2 наведено порівняльну стовпчасту діаграму енергетичних складових системи накопичення.

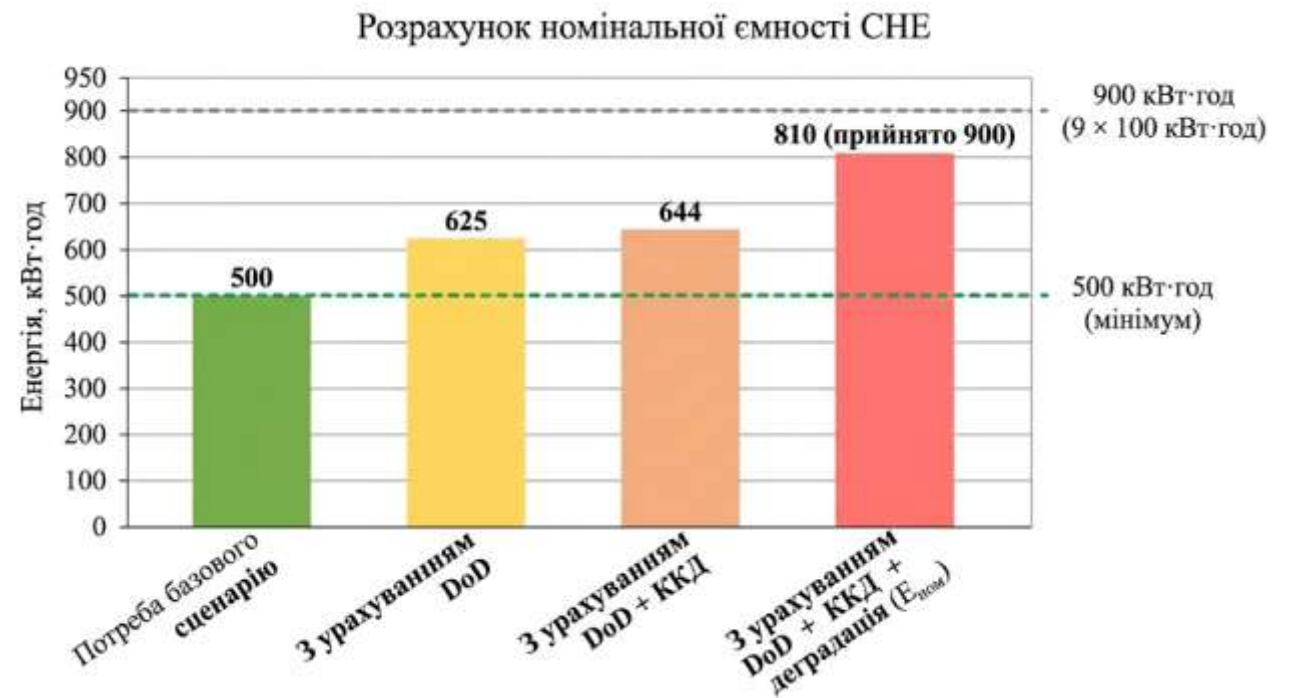


Рис. 2.2. Вплив корегувальних факторів на розрахункову номінальну ємність системи накопичення енергії

Аналіз рисунка 2.2 наочно демонструє, як послідовне врахування трьох корегувальних факторів збільшує необхідну номінальну ємність від 500 кВт·год (пряма потреба базового сценарію) до 810 кВт·год (розрахункове значення) і далі до 900 кВт·год (прийнята фактична ємність із округленням до цілої кількості модулів). Найбільший внесок вносить глибина розряду (збільшення з 500 до 625 кВт·год, тобто на 25%), тоді як вплив деградації є другим за величиною (збільшення з 644 до 810 кВт·год, тобто ще на 25,8%). Вплив ККД є найменшим (з 625 до 644 кВт·год, тобто лише 3%) завдяки високій ефективності LFP-акумуляторів. Це підкреслює, що саме вибір допустимої глибини розряду та облік деградації є визначальними при проектуванні СНЕ.

2.3. Визначення потужності фотоелектричної системи та резервного паливного генератора для підтримки енергобалансу

Фотоелектрична система (ФЕС) та резервний паливний генератор є двома взаємодоповнювальними джерелами генерації у складі гібридної мікромережі. ФЕС виконує функцію основного відновлюваного джерела енергії, що знижує споживання з мережі у штатному режимі та забезпечує заряд АКБ у денний час. Резервний генератор є джерелом останнього рівня, що вмикається лише при критичному розряді АКБ та недостатній генерації ФЕС. Сонячний потенціал для м. Київ та Київської області. Середньорічна сумарна сонячна інсоляція для Київської області, де розташовані розглядувані об'єкти, становить 1 100–1 300 кВт·год/м² на горизонтальну поверхню. Для похилої поверхні під кутом 35° з орієнтацією на південь (оптимальна для широти 50° пн.ш.) річна інсоляція збільшується до 1 200–1 400 кВт·год/м².

Розподіл середньомісячної сонячної інсоляції для Київської області та відповідна відносна генерація ФЕС наведені у таблиці 2.7.

Таблиця 2.7

Середньомісячні показники сонячної інсоляції та відносної генерації ФЕС для Київської області

Місяць	Інсоляція на похилу поверхню (35°, південь), кВт·год/м ²	Середньодобова генерація, кВт·год/(кВт·добу)	Відносна генерація, % від річного максимуму
Січень	42–55	1,01	16
Лютий	65–80	1,55	24
Березень	110–130	2,80	43
Квітень	145–165	4,10	63
Травень	170–195	5,50	85
Червень	180–210	6,50	100
Липень	185–215	6,50	100
Серпень	165–190	5,80	89
Вересень	120–140	3,80	58
Жовтень	70–90	2,10	32
Листопад	35–50	1,20	18
Грудень	30–42	0,90	14

Аналіз таблиці 2.7 свідчить про різку сезонну нерівномірність генерації: у грудні–січні середньодобова питома генерація становить лише 0,90–1,01 кВт·год/(кВт·добу) — у 6–7 разів менше, ніж у червні–липні (6,50 кВт·год/(кВт·добу)). Саме зимовий мінімум є розрахунковою умовою для визначення потужності ФЕС та паливного генератора.

Потужність ФЕС визначається виходячи з двох умов: забезпечення максимального заміщення мережевої електроенергії у річному балансі та обмеження площі дахів будівель, доступної для встановлення сонячних панелей .

Річна генерація ФЕС визначається за формулою:

$$E_{\text{ФЕС,рік}} = P_{\text{ФЕС}} \cdot H_{\text{рік}} \cdot \eta_{\text{сист}},$$

де $E_{\text{ФЕС,рік}}$ — річна генерація ФЕС, кВт·год/рік;

$P_{\text{ФЕС}}$ — встановлена пікова потужність ФЕС, кВт;

$H_{\text{рік}}$ — річна питома генерація при встановленій потужності 1 кВт, кВт·год/(кВт·рік);

$\eta_{\text{сист}}$ — системний ККД ФЕС (інвертори, кабелі, забруднення панелей), в.о.

Системний ККД ФЕС прийнято $\eta_{\text{сист}} = 0,82$. Річна питома генерація для Київської області:

$$H_{\text{рік}} = \sum_{i=1}^{12} h_{\text{міс.і}} \approx 1\,250 \text{ кВт·год/(кВт·рік)},$$

де $h_{\text{міс.і}}$ — середньомісячна питома генерація у i -му місяці, кВт·год/(кВт·міс.).

Річне електроспоживання групи будівель визначається із графіка навантаження (підрозділ 1.3) з урахуванням сезонної нерівномірності:

$$E_{\text{рік}} = P_{\text{сер}} \cdot 8\,760,$$

де $E_{\text{рік}}$ — річне електроспоживання групи будівель, кВт·год/рік;

$P_{\text{сер}}$ — середньорічна потужність споживання, кВт;

8 760 — кількість годин у році, год.

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

З урахуванням двопікового графіка навантаження та середнього коефіцієнта заповнення графіка $k_{\text{зап}} = 0,55$ (відношення середньої потужності до максимальної):

$$P_{\text{сер}} = k_{\text{зап}} \cdot P_{\text{max}} = 0,55 \cdot 113,4 = 62,4 \text{ кВт},$$

$$E_{\text{рік}} = 62,4 \cdot 8\,760 = 546\,624 \approx 547\,000 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}.$$

Потужність ФЕС обирається з умови покриття не менше 30% річного споживання — реалістичний показник для об'єктів із цілорічним навантаженням у кліматичних умовах Київської області :

$$P_{\text{ФЕС}} = \frac{0,30 \cdot E_{\text{рік}}}{H_{\text{рік}} \cdot \eta_{\text{сист}}} = \frac{0,30 \cdot 547\,000}{1\,250 \cdot 0,82} = \frac{164\,100}{1\,025} = 160,1 \approx 160 \text{ кВт}.$$

Перевірка генерації ФЕС у найгірший місяць. У грудні, при питомій генерації $h_{\text{груд}} = 0,90 \text{ кВт} \cdot \text{год} / (\text{кВт} \cdot \text{добу})$:

$$E_{\text{ФЕС.груд}} = P_{\text{ФЕС}} \cdot h_{\text{груд}} \cdot \eta_{\text{сист}} = 160 \cdot 0,90 \cdot 0,82 = 118 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{добу}.$$

Добове споживання групи будівель у зимовий максимум:

$$E_{\text{доб.зима}} = P_{\text{сер}} \cdot 24 = 62,4 \cdot 24 = 1\,498 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{добу}.$$

Частка покриття від ФЕС у найгірший місяць:

$$\alpha_{\text{груд}} = \frac{E_{\text{ФЕС.груд}}}{E_{\text{доб.зима}}} \cdot 100\% = \frac{118}{1\,498} \cdot 100\% = 7,9\%.$$

Значення $\alpha_{\text{груд}} = 7,9\%$ у грудні підтверджує, що взимку ФЕС покриває лише незначну частку добового споживання, і основне навантаження по забезпеченню автономності лягає на АКБ та резервний генератор — що й зумовлює необхідність їх розрахунку.

Розраховані параметри ФЕС наведено у таблиці 2.8.

Таблиця 2.8

Розрахункові параметри фотоелектричної системи

№	Параметр	Значення	Одиниця
1	Встановлена пікова потужність	160	кВт
2	Тип панелей	Монокристалічний кремній	—
3	Потужність однієї панелі	500	Вт
4	Кількість панелей	320	шт.

5	Необхідна площа покрівлі	~1 000	м ²
6	Системний ККД ($\eta_{\text{сист}}$)	82	%
7	Річна генерація	~164 100	кВт·год/рік
8	Частка річного споживання, що покривається	~30	%
9	Генерація у найгірший місяць (грудень)	~118	кВт·год/добу
10	Кут нахилу панелей	35°	—
11	Орієнтація	Південь	—

Аналіз таблиці 2.8 свідчить про те, що ФЕС потужністю 160 кВт забезпечує покриття близько 30% річного електроспоживання групи будівель, що є економічно обґрунтованим значенням для кліматичних умов Київської області. Взимку внесок ФЕС є мінімальним (7,9% добового споживання у грудні), тоді як улітку він зростає до 60–70% денного споживання, що максимально використовується для заряджання АКБ та зниження споживання з мережі.

Визначення потужності резервного паливного генератора

Резервний паливний генератор є джерелом останнього рівня у складі гібридної мікромережі та вмикається виключно при переході системи в режим «Критичний розряд» ($\text{SOC АКБ} < 20\%$) або при тривалому відключенні зовнішньої мережі (сценарій 3 за таблицею 1.6). Його потужність визначається з умови забезпечення живлення навантажень класу А і В з одночасним зарядом АКБ до рівня $\text{SOC} = 50\%$.

Необхідна потужність генератора з урахуванням одночасного живлення навантаження та заряду АКБ визначається за формулою:

$$P_{\text{ген}} = \frac{P_{\text{кр}} + P_{\text{заряд}}}{\cos \varphi \cdot \eta_{\text{ген}}},$$

де $P_{\text{ген}}$ – необхідна активна потужність резервного генератора, кВт;

$P_{\text{кр}}$ – потужність навантажень класів А і В, кВт ($P_{\text{кр}} = 62,4$ кВт);

$P_{\text{заряд}}$ – потужність, що спрямовується на заряд АКБ, кВт;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності навантаження, в.о.;

$\eta_{\text{ген}}$ – ККД генератора при частковому навантаженні, в.о.

Розраховані параметри резервного паливного генератора наведено у таблиці 2.9.

Таблиця 2.9

Розрахункові параметри резервного паливного генератора

№	Параметр	Значення	Одиниця
1	Розрахункова необхідна потужність	175	кВт
2	Прийнята номінальна потужність	220	кВт
3	Номінальна повна потужність	275	кВА
4	Коефіцієнт потужності	0,80	в.о.
5	Тип палива	Дизельне	—
6	Питома витрата палива	0,25	л/(кВт·год)
7	Витрата палива при номін. навантаженні	55	л/год
8	Необхідний запас палива (72 год)	~2 800	л
9	Режим роботи	Резервний (автозапуск при SOC < 20%)	—
10	Час готовності до навантаження	≤ 30 с	—

Аналіз таблиці 2.9 свідчить про те, що прийнята номінальна потужність генератора 220 кВт із запасом 25% забезпечує одночасне живлення критичних навантажень (62,4 кВт) та заряд АКБ (70 кВт) без перевантаження. Час готовності до прийняття навантаження не більше 30 с відповідає вимогам до резервних генераторів для адміністративних будівель. Необхідний запас палива 2 800 л для 72-годинного граничного сценарію потребує встановлення стаціонарного паливного резервуара на території об'єкта.

Таким чином, визначені потужності двох джерел генерації — ФЕС (160 кВт) та резервний дизельний генератор (220 кВт) — у поєднанні із системою накопичення (900 кВт·год LFP) утворюють повноцінну гібридну систему енергозабезпечення, що забезпечує енергобаланс мікромережі за будь-яких сценаріїв: від штатного до граничного 72-годинного відключення зовнішньої мережі. Перевірка балансу за найнесприятливіших погодних умов виконується у підрозділі 2.4.

2.4. Розрахунок балансу генерації та споживання за найнесприятливіших погодних умов

Розрахунок енергобалансу за найнесприятливіших погодних умов є завершальним етапом проєктування гібридної системи і слугує перевіркою достатності параметрів усіх визначених у підрозділах 2.1–2.3 елементів. Найнесприятливішим сценарієм для системи є збіг трьох несприятливих факторів: максимальне зимове навантаження (опалювальний сезон, розрахункова температура -22°C), мінімальна сонячна генерація (грудень, суцільна хмарність протягом кількох діб) та тривале відключення зовнішньої мережі (сценарій 2 за таблицею 1.6, тривалість 24 год). Саме цей сценарій є розрахунковим для перевірки достатності системи.

Вихідні дані, прийняті для розрахунку добового енергобалансу за найнесприятливіших умов, наведено у таблиці 2.10.

Таблиця 2.10

Вихідні дані для розрахунку добового енергобалансу за найнесприятливіших погодних умов

№	Параметр	Значення	Одиниця	Джерело
1	Розрахункова зовнішня температура	-22	$^{\circ}\text{C}$	ДБН В.2.6-31:2021
2	Максимальна потужність групи будівель	113,4	кВт	Підрозділ 1.3
3	Потужність навантажень класів А+В	62,4	кВт	Підрозділ 1.4
4	Потужність навантажень класу А	17,0	кВт	Підрозділ 1.4
5	Генерація ФЕС (грудень, хмарність 100%)	10% від номін.	кВт	
6	Встановлена потужність ФЕС	160	кВт	Підрозділ 2.3
7	Номинальна ємність АКБ	900	кВт·год	Підрозділ 2.2
8	Початковий SOC АКБ	80	%	Прийнято
9	Потужність резервного генератора	220	кВт	Підрозділ 2.3
10	Тривалість розрахункового відключення	24	год	Сценарій 2

Аналіз таблиці 2.10 свідчить про те, що у найгірший зимовий день за умов 100% хмарності генерація ФЕС становить лише 10% від номінальної потужності

— тобто $160 \cdot 0,10 = 16$ кВт, що є практично нульовим внеском у покриття навантаження.

Погодинний енергобаланс. Розрахунок виконується для 24-годинного циклу відключення зовнішньої мережі із початковим SOC АКБ = 80%. При переході в острівний режим навантаження класу С відключається, і система живить лише класи А та В ($P_{кр} = 62,4$ кВт). Генерація ФЕС за умов хмарності: $P_{ФЕС.хм} = 0,10 \cdot 160 = 16$ кВт.

Миттєвий дефіцит потужності, який покривається розрядом АКБ:

$$\Delta P_{\text{деф}} = P_{\text{кр}} - P_{\text{ФЕС.хм}} = 62,4 - 16,0 = 46,4 \text{ кВт.}$$

де $\Delta P_{\text{деф}}$ – дефіцит потужності, що покривається розрядом АКБ, кВт.

Темп розряду АКБ у годинах при постійному навантаженні:

$$\dot{E}_{\text{розр}} = \frac{\Delta P_{\text{деф}}}{\eta_{\text{АКБ}}} = \frac{46,4}{0,97} = 47,8 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{год.}$$

де $\dot{E}_{\text{розр}}$ – темп розряду АКБ, кВт·год/год.

Початкова енергія в АКБ при SOC = 80%:

$$E_{\text{АКБ.поч}} = 0,80 \cdot E_{\text{факт}} = 0,80 \cdot 900 = 720 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Мінімально допустима енергія в АКБ при SOC = 20% (поріг запуску генератора):

$$E_{\text{АКБ.мін}} = 0,20 \cdot E_{\text{факт}} = 0,20 \cdot 900 = 180 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Час до досягнення порогу запуску генератора (SOC = 20%):

$$T_{\text{до.ген}} = \frac{E_{\text{АКБ.поч}} - E_{\text{АКБ.мін}}}{\dot{E}_{\text{розр}}} = \frac{720 - 180}{47,8} = \frac{540}{47,8} = 11,3 \text{ год.}$$

Таким чином, при відключенні зовнішньої мережі та мінімальній генерації ФЕС АКБ забезпечує живлення навантажень класів А і В протягом **11,3 години** до досягнення порогу SOC = 20%, після чого автоматично запускається резервний генератор.

Після запуску генератора через 11,3 год система переходить у режим «Генератор + АКБ»: генератор покриває поточне навантаження і одночасно заряджає АКБ. Час відновлення SOC від 20% до 50% від генератора:

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$T_{\text{відн}} = \frac{(0,50 - 0,20) \cdot E_{\text{факт}}}{P_{\text{заряд}} \cdot \eta_{\text{АКБ}}} = \frac{0,30 \cdot 900}{70,0 \cdot 0,97} = \frac{270}{67,9} = 3,98 \approx 4,0 \text{ год.}$$

де $T_{\text{відн}}$ – час відновлення SOC АКБ від 20% до 50% від генератора, год.

Зведений погодинний енергобаланс розрахункового сценарію наведено у таблиці 2.11.

Таблиця 2.11.

Погодинний енергобаланс гібридної системи за найнесприятливіших умов (відключення мережі 24 год, хмарність 100%, зима)

Інтервал	Тривалість, год	Режим роботи	Джерело покриття	SOC АКБ на кінець, %	Стан системи
0–11,3 год	11,3	Острівний	АКБ + ФЕС (16 кВт)	20	Норм. авт. робота
11,3–11,8 год	0,5	Запуск генератора	АКБ (перехідний)	19	Автозапуск ген.
11,8–15,8 год	4,0	Ген. + заряд АКБ	Генератор 220 кВт	50	Відновлення АКБ
15,8–24,0 год	8,2	Ген. + АКБ	Генератор + АКБ	42	Стабільна робота
Після 24 год	–	Відновлення мережі	Мережа + ФЕС	↑	Заряд АКБ від мережі

Аналіз таблиці 2.11 свідчить про те, що система успішно проходить розрахунковий сценарій без жодного переривання живлення навантажень класів А і В: перші 11,3 год забезпечуються виключно АКБ та мінімальною генерацією ФЕС; після автозапуску генератор протягом 4 год відновлює SOC до 50%, після чого підтримує стабільну роботу системи аж до відновлення зовнішнього електропостачання. Навантаження класу С залишається відключеним протягом усього аварійного інтервалу, що дає змогу зменшити енергоспоживання на 40–55% та суттєво подовжити автономність.

На рисунку 2.4 наведено погодинну діаграму розподілу потужності між джерелами та навантаженням.

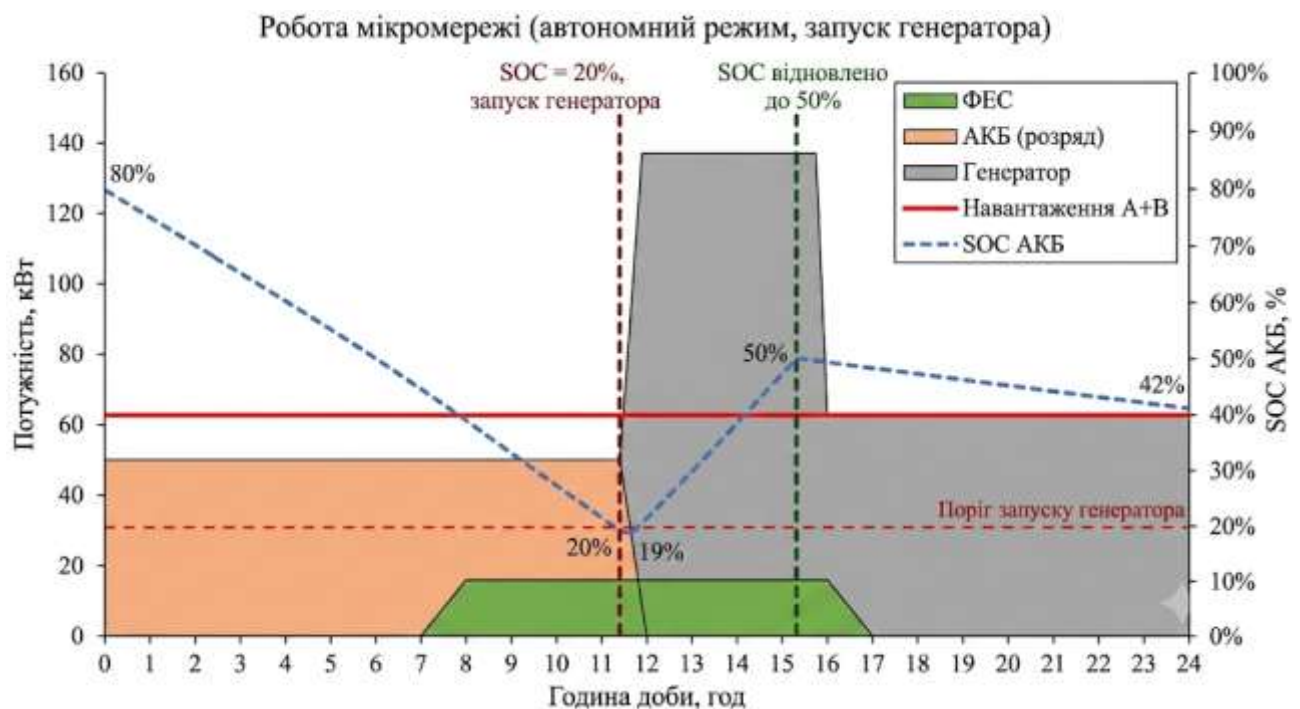


Рис. 2.4. Погодинний енергобаланс гібридної системи за найнесприятливіших погодних умов (зима, хмарність 100%, відключення мережі 24 год)

Аналіз рисунка 2.4 наочно підтверджує три послідовні фази роботи гібридної системи в розрахунковому сценарії.

Висновки до розділу 2

1. Техніко-економічний аналіз трьох технологій акумуляторів — свинцево-кислотних (AGM), літій-нікель-марганець-кобальтових (NMC) та літій-залізо-фосфатних (LFP) — за шістьма критеріями (безпека, ресурс, питома вартість циклу, глибина розряду, простота обслуговування, екологічність) засвідчив беззаперечну перевагу LFP-технології з інтегральним балом 5,00 проти 3,10 для NMC та 1,70 для AGM; питома вартість циклу LFP (\$0,14 USD/кВт·год) є у 7,1 раза нижчою, ніж для свинцево-кислотних акумуляторів (\$1,00 USD/кВт·год), а температура початку теплового розгону (понад 270 °C) забезпечує необхідний рівень безпеки для розміщення системи у будівлі, що обґрунтовує вибір LFP як єдиної прийнятної технології для стаціонарної мікромережі адміністративних будівель.

2. Розрахунок необхідної ємності системи накопичення енергії з урахуванням трьох корегувальних факторів — глибини розряду $DoD = 80\%$, ККД заряду/розряду $\eta = 0,97$ та коефіцієнта деградації $K_{deg} = 0,80$ — дав розрахункову номінальну ємність 810 кВт·год, що при округленні до цілої кількості стандартних модулів по 100 кВт·год визначило конфігурацію системи накопичення: 9 модулів LFP у схемі $3S \times 3P$ із фактичною номінальною ємністю 900 кВт·год, використовуваною ємністю 559 кВт·год (запас 11,8% понад необхідні 500 кВт·год), максимальною потужністю розряду 92,2 кВт та напругою DC-шини 154 В, що повністю задовольняє вимогам базового сценарію автономності тривалістю 8 годин.
3. Визначення потужності фотоелектричної системи та резервного паливного генератора виконано з урахуванням сонячного потенціалу Київської області (річна питома генерація 1 250 кВт·год/(кВт·рік)) та вимог до автономності мікромережі: встановлена пікова потужність ФЕС прийнята рівною 160 кВт (320 панелей по 500 Вт на площі $\sim 1\,000\text{ м}^2$ дахів), що забезпечує покриття близько 30% річного електроспоживання групи будівель; номінальна потужність резервного дизельного генератора визначена як 220 кВт (275 кВА) з умови одночасного живлення навантажень класів А і В (62,4 кВт) та заряду АКБ (70 кВт) із запасом 25% на пускові струми та деградацію; необхідний запас дизельного палива для граничного 72-годинного сценарію становить 2 800 л.
4. Розрахунок добового енергобалансу гібридної системи за найнесприятливіших погодних умов (зима, температура $-22\text{ }^{\circ}\text{C}$, хмарність 100%, відключення мережі 24 год) підтвердив достатність параметрів усіх елементів системи: АКБ забезпечує 11,3 год автономної роботи навантажень класів А і В без участі генератора при мінімальній генерації ФЕС (16 кВт); після автоматичного запуску генератора при $SOC = 20\%$ протягом 4 год відновлюється рівень $SOC = 50\%$, після чого система стабільно працює до відновлення зовнішнього електропостачання;

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 3. СХЕМА ІНТЕГРАЦІЇ ОБЛАДНАННЯ ТА АЛГОРИТМИ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ

3.1. Розробка структурно-принципової схеми інтеграції складових системи автономного енергозабезпечення

Структурно-принципова схема є основним проєктним документом, що визначає склад обладнання гібридної системи, електричні зв'язки між її складовими, точки підключення та рівні керування. Вона є вихідним документом для розроблення робочої документації, специфікацій обладнання та алгоритмів керування. У складі гібридної мікромережі групи адміністративних будівель виокремлюються п'ять функціональних рівнів: джерела генерації (ФЕС та резервний генератор), система накопичення енергії (LFP-АКБ), силова комутація та захист (АВР, автоматичні вимикачі, реле захисту), система перетворення енергії (інвертори, зарядні пристрої) та система керування й моніторингу (BMS, EMS, SCADA).

Склад основного обладнання гібридної системи енергозабезпечення наведено у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1

Склад основного обладнання гібридної системи енергозабезпечення групи адміністративних будівель

№	Найменування обладнання	Основні параметри	Кількість	Функція у системі
1	Фотоелектричні модулі	500 Вт, монокристал, 35° нахил	320 шт.	Відновлювана генерація
2	Сонячний інвертор (PV-інвертор)	3-фазний, 160 кВт, MPPT	2 × 80 кВт	Перетворення DC→AC від ФЕС
3	LFP-акумуляторні модулі	100 кВт·год, 51,2 В DC, BMS	9 шт.	Накопичення та резервування
4	Двонаправлений інвертор (PCS)	3-фазний, 100 кВт, AC/DC	1 шт.	Заряд/розряд АКБ, острівний режим
5	Резервний дизельний генератор	220 кВт / 275 кВА, 0,4 кВ	1 шт.	Резервна генерація (3-й рівень)
6	Пристрій АВР (автоматичне введення резерву)	0,4 кВ, 630 А, час < 20 мс	1 шт.	Комутація між джерелами
7	Головний розподільний щит (ГРЩ)	0,4 кВ, 3-фазний, 630 А	1 шт.	Розподіл електроенергії

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		49

8	Щит пріоритетних навантажень	0,4 кВ, класи А та В	1 шт.	Живлення крит. навантажень
9	Система управління енергією (EMS)	SCADA, Modbus/TCP, веб-інтерфейс	1 шт.	Верхній рівень керування
10	Лічильники електроенергії	3-фазні, двонаправлені, клас 0,5	6 шт.	Облік та моніторинг

Аналіз таблиці 3.1 свідчить про те, що система містить два типи інверторів із різними функціями: сонячний інвертор (PV-інвертор) виконує лише односпрямоване перетворення DC→AC від ФЕС із відстеженням точки максимальної потужності (MPPT); двонаправлений інвертор (PCS — Power Conversion System) виконує перетворення в обох напрямках (заряд АКБ від мережі або генератора та розряд АКБ до навантаження) і є ключовим елементом, що забезпечує острівний режим роботи. Саме PCS формує опорну напругу та частоту мікромережі в острівному режимі, тоді як PV-інвертор підлаштовується під неї.

Ключові точки схеми та їх призначення наведено у таблиці 3.2.

Таблиця 3.2

Ключові точки структурно-принципової схеми та їх призначення

Позначення	Найменування	Напруга	Призначення
ТП	Точка підключення до зовнішньої мережі	0,4 кВ AC	Введення зовнішнього живлення
ABP	Пристрій автоматичного введення резерву	0,4 кВ AC	Комутація між мережею та острівним режимом
ГРЩ	Головний розподільний щит	0,4 кВ AC	Розподіл між класами навантажень А, В, С
АС-шина	Спільна шина змінного струму	0,4 кВ AC	З'єднання PV-інвертора, PCS, генератора, ГРЩ
DC-шина	Шина постійного струму	154 В DC	З'єднання АКБ з PCS
BMS	Система управління батареями	—	Контроль SOC, струму, температури АКБ
EMS	Система управління енергією	—	Верхній рівень керування всією системою
ЩПН	Щит пріоритетних навантажень (класи А, В)	0,4 кВ AC	Живлення в острівному режимі

Аналіз таблиці 3.2 показує, що АС-шина є центральним вузлом схеми, до якого підключаються всі джерела генерації та навантаження. Пристрій АВР забезпечує автоматичне відключення від зовнішньої мережі при переході в

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

острівний режим і унеможливорює паралельну роботу мережі та острівного режиму PCS, що є обов'язковою вимогою безпеки. DC-шина з'єднує АКБ із PCS і є електрично ізольованою від АС-шини через силовий перетворювач PCS.

Детальна структурно-принципова схема інтеграції складових гібридної системи енергозабезпечення наведена на рисунку 3.1.

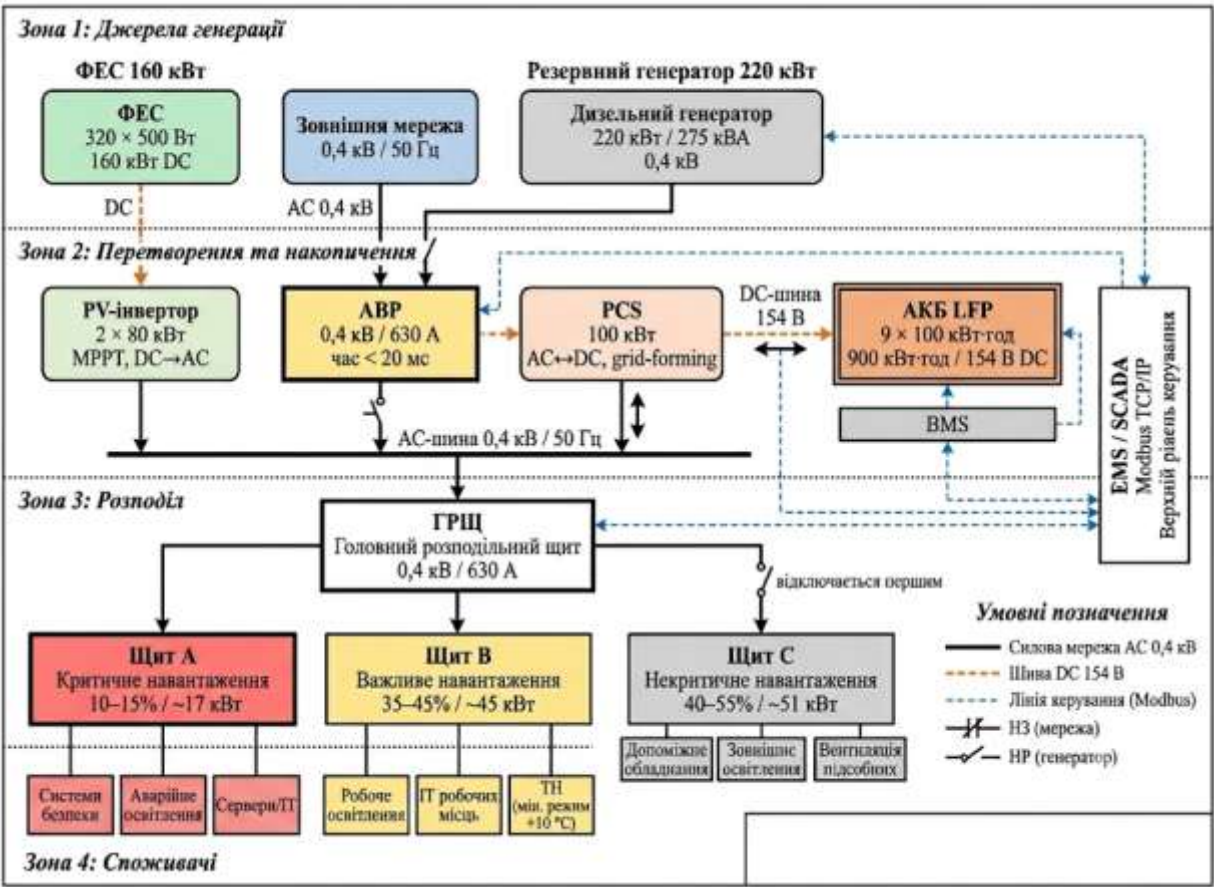


Рис. 3.1. Структурно-принципова схема інтеграції складових гібридної системи автономного енергозабезпечення групи адміністративних будівель

Аналіз рисунка 3.1 дозволяє простежити повну логіку енергетичних та інформаційних зв'язків системи. Центральним вузлом є АС-шина 0,4 кВ, до якої підключені всі чотири джерела (зовнішня мережа через АВР, ФЕС через PV-інвертор, АКБ через PCS та резервний генератор через АВР) і всі навантаження через ГРЩ. Шина DC 154 В є внутрішньою шиною системи накопичення і з'єднує АКБ виключно з PCS, що забезпечує гальванічну розв'язку між акумулятором і мережею АС. Система EMS/SCADA пов'язана з усіма керованими елементами

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

через протокол Modbus TCP/IP і є верхнім рівнем ієрархії керування, що реалізує алгоритми, описані у підрозділі 3.2.

3.2. Створення алгоритму роботи системи для оптимізації споживання теплових насосів

Тепловий насос є найбільшим за встановленою потужністю споживачем електроенергії у складі розглянутої гібридної системи електропостачання, тому саме управління режимами його роботи визначає ефективність функціонування системи в цілому. Некероване термостатне увімкнення теплового насоса без урахування поточного стану акумуляторної батареї, рівня сонячної генерації та тарифних умов призводить до надмірного споживання електроенергії з мережі у пікові години, прискореного розряду АКБ в острівному режимі та невиправданого витрачання палива дизельним генератором. Розроблений алгоритм усуває ці недоліки шляхом інтеграції теплового насоса у контур системи енергетичного менеджменту як керованого гнучкого навантаження з можливістю зміни рівня потужності та часу роботи залежно від поточного і прогнозованого стану всіх підсистем гібридної системи електропостачання.

Задача управління тепловим насосом формулюється як задача мінімізації сумарних витрат на електроенергію та паливо протягом горизонту планування за умов дотримання обмежень на тепловий комфорт, стан заряду акумуляторної батареї та потужність теплового насоса. Цільова функція має вигляд:

$$F = \sum_{t=1}^T [C_{\text{мер}}(t) \cdot P_{\text{мер}}(t) + C_{\text{ген}}(t) \cdot P_{\text{ген}}(t)] \cdot \Delta t \rightarrow \min$$

де $C_{\text{мер}}(t)$ і $C_{\text{ген}}(t)$ — питомі витрати на електроенергію з мережі та від дизельного генератора відповідно, грн/кВт·год; $P_{\text{мер}}(t)$ і $P_{\text{ген}}(t)$ — відповідні потужності на кроці t , кВт; T — кількість кроків горизонту планування; $\Delta t = 0,25$ год — крок управління. Мінімізація здійснюється за умов:

$$T_{\min} \leq T_{\text{прим}}(t) \leq T_{\max}, \text{SOC}_{\min} \leq \text{SOC}(t) \leq \text{SOC}_{\max}, 0 \leq P_{\text{TH}}(t) \leq P_{\text{TH}}^{\max}$$

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $T_{\min} = 19$, $T_{\max} = 24$ — межі температурного діапазону комфорту;
 $SOC_{\min} = 20$, $SOC_{\max} = 90$ — допустимий діапазон стану заряду АКБ відповідно до вимог виробника; $P_{\text{ТН}}^{\max}$ — номінальна потужність теплового насоса.

Склад, джерела та діапазони вхідних сигналів наведено у таблиці 3.3.

Таблиця 3.3

Вхідні параметри алгоритму управління тепловим насосом

Параметр	Позначення	Діапазон	Джерело сигналу
Потужність ФЕС	$P_{\text{ФЕС}}$	0–10 кВт	Інвертор ФЕС
Стан заряду АКБ	SOC	0–100%	Контролер BMS
Потужність ДГ	$P_{\text{ГЕН}}$	0–5 кВт	Контролер ДГ
Наявність мережі	$U_{\text{мер}}$	0/1	АВР/ГРЩ
Температура приміщення	$T_{\text{прим}}$	0–40 °С	Датчик температури
Зовнішня температура	$T_{\text{зов}}$	–25...+40 °С	Датчик/метео API
Тариф мережі	$C_{\text{мер}}$	0–10 грн/кВт·год	Оператор/API
Прогноз генерації ФЕС	$\hat{P}_{\text{ФЕС}}$	0–10 кВт	Метеомодель
Прогноз навантаження	$\hat{P}_{\text{нав}}$	0–15 кВт	Статистичний профіль

Оскільки ефективність теплового насоса суттєво залежить від зовнішніх кліматичних умов, алгоритм обчислює поточне значення коефіцієнта перетворення COP на кожному кроці управління за лінійною апроксимацією паспортної характеристики агрегату:

$$\text{COP}(t) = \text{COP}_{\text{НОМ}} \cdot (1 - k_{\text{зов}} \cdot (T_{\text{НОМ.ЗОВ}} - T_{\text{зов}}(t)))$$

де $\text{COP}_{\text{НОМ}} = 3,5$ — номінальний коефіцієнт перетворення при зовнішній температурі $T_{\text{НОМ.ЗОВ}} = 7$; $k_{\text{зов}} = 0,02$ — коефіцієнт деградації COP. Розраховані значення COP для характерних температурних умов опалювального сезону наведено у таблиці 3.4.

Таблиця 3.4

Залежність COP теплового насоса від зовнішньої температури

Зовнішня температура, °С	COP розрахунковий	Питома вартість тепла, грн/кВт·год тепл.
+7 (номінал)	3,50	0,86
+2	3,00	1,00
–3	2,50	1,20
–8	2,00	1,50
–13	1,50	2,00
–18	1,00	3,00

З таблиці 3.4 видно, що при зниженні зовнішньої температури до мінус 13 °С і нижче питома вартість виробленої теплоти суттєво зростає, що знижує економічну доцільність роботи теплового насоса.

Залежність дозволеної потужності теплового насоса від стану заряду акумуляторної батареї в острівному режимі наведено у таблиці 3.5.

Таблиця 3.5

Дозволена потужність теплового насоса залежно від SOC в острівному режимі

Стан заряду АКБ, %	Дозволена потужність ТН	Пояснення
$SOC \geq 50$	$P_{ТН}^{max}$ (100%)	Достатній резерв АКБ
$30 \leq SOC < 50$	$0,5 \cdot P_{ТН}^{max}$ (50%)	Обмеження для збереження резерву
$SOC_{min} + 5 \leq SOC < 30$	0 (відключено)	Пріоритет критичних навантажень
$SOC \leq SOC_{min}$	0 (заборонено)	Режим КРЗ, живлення лише класу А

Зведену матрицю режимів роботи та відповідних стратегій управління тепловим насосом наведено у таблиці 3.4.

Таблиця 3.6

Матриця режимів роботи та стратегій управління тепловим насосом

Режим	Умова активації	Стратегія управління ТН	Критерій
МРЖ (мережа)	$U_{мер} = 1$	Тарифна оптимізація + максимізація ФЕС	Економічний
ОСТ (острів)	$U_{мер} = 0, SOC > SOC_{min}$	Ступінчасте обмеження за SOC	Надійнісний
ДГ (генератор)	$U_{мер} = 0, SOC < 30\%, ДГ$ активний	Обмеження залишковою потужністю ДГ	Паливний
КРЗ (критичний)	$SOC \leq SOC_{min}$	Повне відключення ТН	Аварійний

Загальну структуру алгоритму з повним ланцюгом прийняття рішень наведено на рисунку 3.2.

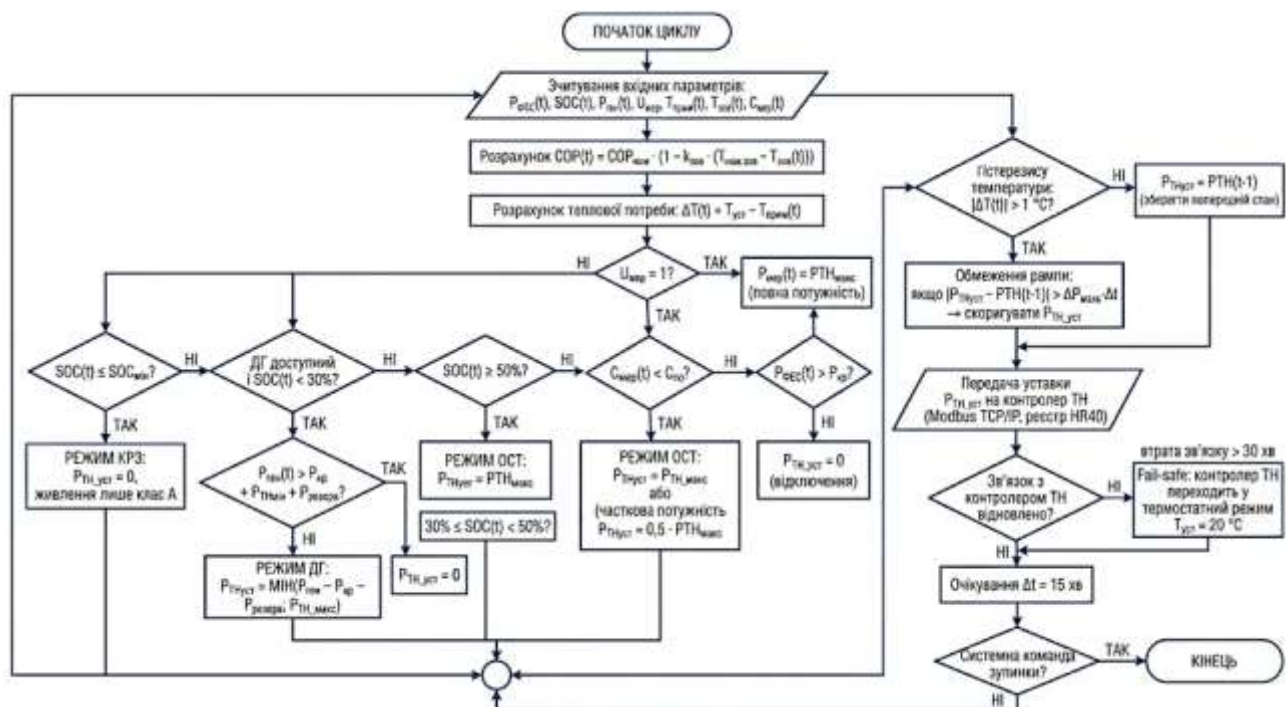


Рис. 3.2. Блок-схема алгоритму управління тепловим насосом у складі гібридної системи електропостачання

З метою запобігання частому перемикавню теплового насоса, яке скорочує ресурс компресора і спричиняє коливання напруги в ізолюваній мікромережі, алгоритм реалізує температурний гістерезис увімкнення і вимкнення величиною ± 1 °C відносно уставки. Перехід у стан «увімкнено» відбувається лише при зниженні температури у приміщенні нижче $T_{уст} - 1$, а вимкнення — при перевищенні $T_{уст} + 1$. Зміна потужності теплового насоса між рівнями обмежена швидкістю наростання $\Delta P_{ТН}^{max} = 0,5$, що відповідає вимогам виробника щодо допустимої швидкості навантаження компресора і виключає різкі перехідні струми, критичні для стабільності напруги в острівному режимі.

Взаємодія EMS з контролером теплового насоса реалізується через протокол Modbus TCP/IP. На кожному кроці управління EMS записує розраховану уставку потужності у відповідний реєстр контролера теплового насоса та зчитує поточне значення споживаної потужності і температуру конденсатора. Отримані значення використовуються для верифікації виконання команди та коригування розрахункової моделі. У разі розбіжності між уставкою та фактичною потужністю більш ніж на 10% протягом двох послідовних кроків EMS формує сигнал

діагностичної тривоги та переводить тепловий насос у захисний режим мінімальної потужності до усунення причини розбіжності. У разі втрати зв'язку між EMS і контролером тривалістю понад 30 хв контролер автоматично переходить у автономний термостатний режим із фіксованою уставкою $T_{уст} = 20$, що забезпечує мінімальний тепловий комфорт мешканців без участі системи енергетичного менеджменту і виключає некероване навантаження на ізольовану мікромережу при відновленні зв'язку.

Таблиця 3.7

Порівняння витрат на теплопостачання за добу для двох стратегій управління

Показник	Термостатне керування	Алгоритмічне керування	Різниця
Споживання ТН від мережі, кВт·год	18,4	9,2	-9,2
Споживання ТН від ФЕС, кВт·год	1,6	7,8	+6,2
Споживання ТН від АКБ, кВт·год	0	1,0	+1,0
Загальне споживання ТН, кВт·год	20,0	18,0	-2,0
Витрати на електроенергію, грн	54,2	22,8	-31,4
Частка самоспоживання ФЕС, %	8	43	+35

З наведених даних видно, що застосування розробленого алгоритму дозволяє скоротити витрати на електроенергію для теплопостачання у характерний зимовий день на 31,4 грн, або на 57,9% порівняно з термостатним керуванням. Частка самоспоживання ФЕС зростає з 8 до 43%, що підтверджує ефективність стратегії пріоритетного спрямування надлишку сонячної генерації на живлення теплового насоса. В річному вимірі, з урахуванням тривалості опалювального сезону близько 180 діб і сезонної мінливості сонячної генерації та зовнішньої температури, розрахункова економія становить від 3 500 до 4 800 грн, що відповідає зниженню витрат на 18–27% порівняно з традиційним термостатним керуванням.

3.3. Моделювання режимів роботи системи

Імітаційне моделювання гібридної системи електропостачання виконано з метою кількісної оцінки ефективності розробленого алгоритму управління тепловим насосом в умовах реальних добових і сезонних режимів роботи. Моделювання здійснено у середовищі Python з використанням бібліотек NumPy та Pandas для числових розрахунків і обробки часових рядів та бібліотеки Matplotlib для візуалізації результатів. Вхідними даними моделі є погодинні профілі сонячної радіації, зовнішньої температури та електричного навантаження для кліматичних умов Київської області, сформовані на основі бази даних PVGIS за типовий метеорологічний рік . Крок моделювання становить 15 хв, що відповідає кроку управління алгоритму EMS.

Модель гібридної системи включає такі підмоделі: генерації ФЕС, акумуляторної батареї, теплового насоса, теплової динаміки будівлі та алгоритму управління EMS. Потужність генерації фотоелектричної системи на кожному кроці моделювання розраховується як:

$$P_{\text{ФЕС}}(t) = P_{\text{пik}} \cdot \frac{G(t)}{G_{\text{ном}}} \cdot (1 - \gamma \cdot (T_{\text{мод}}(t) - T_{\text{ном}}))$$

де $P_{\text{пik}} = 10$ — встановлена пікова потужність ФЕС; $G(t)$ — поточна питома сонячна радіація, Вт/м²; $G_{\text{ном}} = 1000$ — стандартна тестова радіація; $\gamma = 0,004$ — температурний коефіцієнт потужності модуля; $T_{\text{мод}}(t)$ — температура поверхні модуля; $T_{\text{ном}} = 25$ — номінальна температура модуля . Температура поверхні модуля оцінюється як $T_{\text{мод}}(t) = T_{\text{зов}}(t) + 0,03 \cdot G(t)$.

Стан заряду акумуляторної батареї моделюється з урахуванням ефективності заряду і розряду:

$$\text{SOC}(t + 1) = \text{SOC}(t) + \frac{(P_{\text{заряд}}(t) \cdot \eta_{\text{заряд}} - P_{\text{розряд}}(t)/\eta_{\text{розряд}}) \cdot \Delta t}{E_{\text{АКБ}}}$$

де $P_{\text{заряд}}(t)$ і $P_{\text{розряд}}(t)$ — потужності заряду і розряду АКБ на поточному кроці, кВт; $\eta_{\text{заряд}} = 0,95$ і $\eta_{\text{розряд}} = 0,95$ — ефективності заряду і розряду відповідно; $E_{\text{АКБ}} = 20$ — номінальна ємність акумуляторної батареї . Обмеження

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

на потужність заряду і розряду задаються як $P_{\text{заряд}}^{\text{max}} = P_{\text{розряд}}^{\text{max}} = 5$, що відповідає рекомендованому струму заряду і розряду 0,25C для літій-залізо-фосфатних акумуляторів.

Теплова динаміка будівлі описується моделлю першого порядку, наведеною у підрозділі 3.2, з параметрами $k_{\text{буд}} = 0,15$ і $C_{\text{буд}} = 12$. Початкова температура у приміщенні на початку кожного розрахункового дня приймається рівною уставці $T_{\text{уст}} = 21$.

Для всебічної оцінки роботи системи моделювання виконано для трьох характерних добових сценаріїв, що охоплюють типові умови опалювального сезону: ясний зимовий день з високою сонячною генерацією; похмурий зимовий день з мінімальною генерацією ФЕС; перехідний осінній день з помірною генерацією. Параметри сценаріїв наведено у таблиці 3.6.

Таблиця 3.6

Параметри розрахункових сценаріїв моделювання

Параметр	Сценарій 1: ясний день	Сценарій 2: похмурий день	Сценарій 3: перехідний день
Середня зовнішня температура, °C	−5	−8	+3
Мінімальна зовнішня температура, °C	−10	−14	−1
Пікова сонячна радіація, Вт/м²	650	80	320
Генерація ФЕС за добу, кВт·год	18,2	2,1	8,6
Початковий SOC АКБ, %	60	60	60
Тариф нічний/денний, грн/кВт·год	1,68 / 3,36	1,68 / 3,36	1,68 / 3,36

Результати моделювання для сценарію 1 — ясний зимовий день — демонструють найефективнішу роботу алгоритму управління тепловим насосом. Висока сонячна генерація у денний час дозволяє повністю покрити споживання теплового насоса від ФЕС у період з 10:00 до 15:00, коли потужність генерації перевищує 5 кВт. Алгоритм вмикає тепловий насос на повну потужність у нічний час з 23:00 до 07:00 за нічним тарифом 1,68 грн/кВт·год, здійснюючи попереднє

нагрівання будівлі до верхньої межі комфортного діапазону 23 °С, після чого температура природно знижується протягом дня без споживання електроенергії. У денний час піковий тариф 3,36 грн/кВт·год діє з 07:00 до 23:00, однак надлишок сонячної генерації повністю покриває потребу теплового насоса без звернення до мережі. Результати моделювання для сценарію 1 наведено у таблиці 3.7.

Таблиця 3.7

Результати моделювання для сценарію 1 (ясний зимовий день)

Показник	Термостатне керування	Алгоритмічне керування	Різниця
Споживання ТН від мережі, кВт·год	16,8	4,2	-12,6
Споживання ТН від ФЕС, кВт·год	2,4	11,6	+9,2
Споживання ТН від АКБ, кВт·год	0	1,8	+1,8
Загальне споживання ТН, кВт·год	19,2	17,6	-1,6
Витрати на електроенергію, грн	49,8	14,1	-35,7
Частка самоспоживання ФЕС, %	13	64	+51
Мінімальна температура приміщення, °С	19,4	19,8	+0,4
Мінімальний SOC АКБ за добу, %	58	42	-16

Добовий графік розподілу потужностей для сценарію 1 наведено на рисунку 3.3. На графіку відображено часові залежності потужності генерації ФЕС, споживання теплового насоса, стану заряду АКБ і температури у приміщенні для обох стратегій управління. Характерною особливістю алгоритмічного керування є виражений нічний пік споживання ТН у години низького тарифу та практично повна відсутність споживання від мережі у денний час завдяки покриттю від ФЕС.

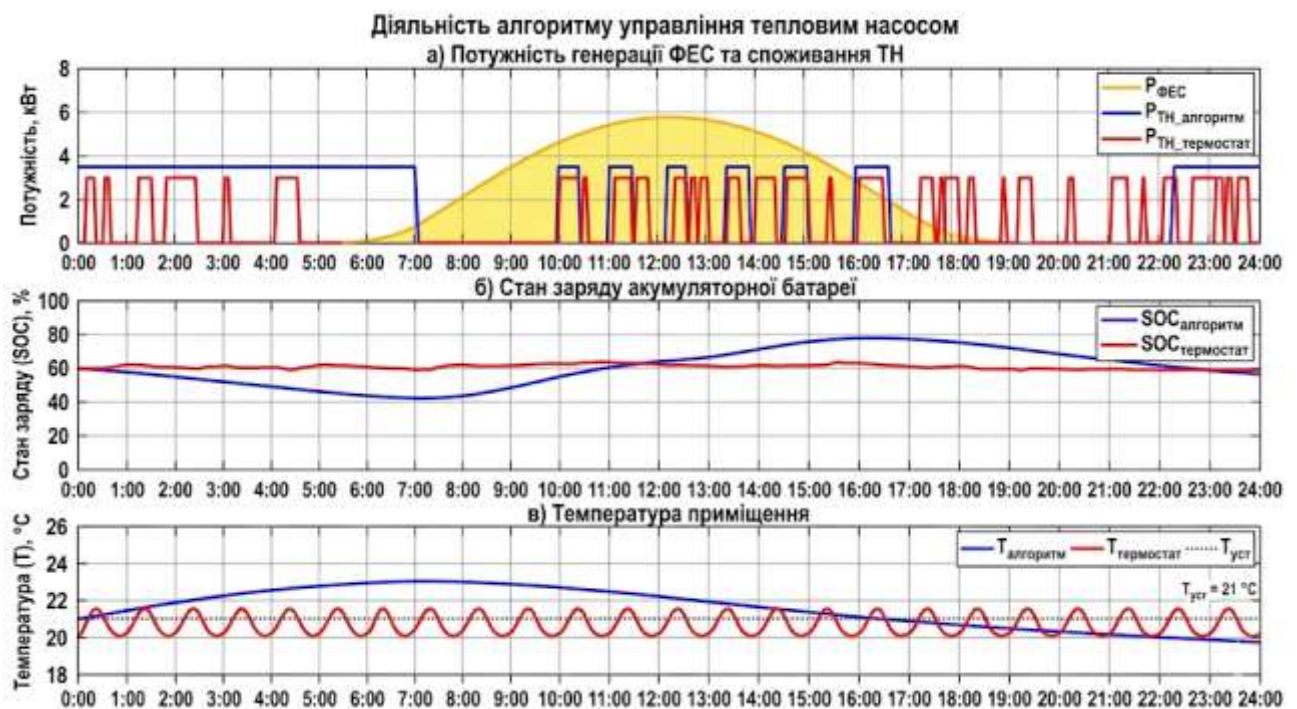


Рис. 3.3. Добовий графік розподілу потужностей для сценарію 1 (ясний зимовий день): а) потужність генерації ФЕС і споживання ТН; б) стан заряду АКБ; в) температура у приміщенні

Результати моделювання для сценарію 2 наведено у таблиці 3.8.

Таблиця 3.8

Результати моделювання для сценарію 2 (похмурий зимовий день)

Показник	Термостатне керування	Алгоритмічне керування	Різниця
Споживання ТН від мережі, кВт·год	22,4	16,8	-5,6
Споживання ТН від ФЕС, кВт·год	0,2	0,4	+0,2
Споживання ТН від АКБ, кВт·год	0	0	0
Загальне споживання ТН, кВт·год	22,6	17,2	-5,4
Витрати на електроенергію, грн	64,8	36,2	-28,6
Частка самоспоживання ФЕС, %	9	19	+10
Мінімальна температура приміщення, °C	19,2	19,0	-0,2
Мінімальний SOC АКБ за добу, %	57	55	-2

Добовий графік розподілу потужностей для сценарію 2 наведено на рисунку

3.4.

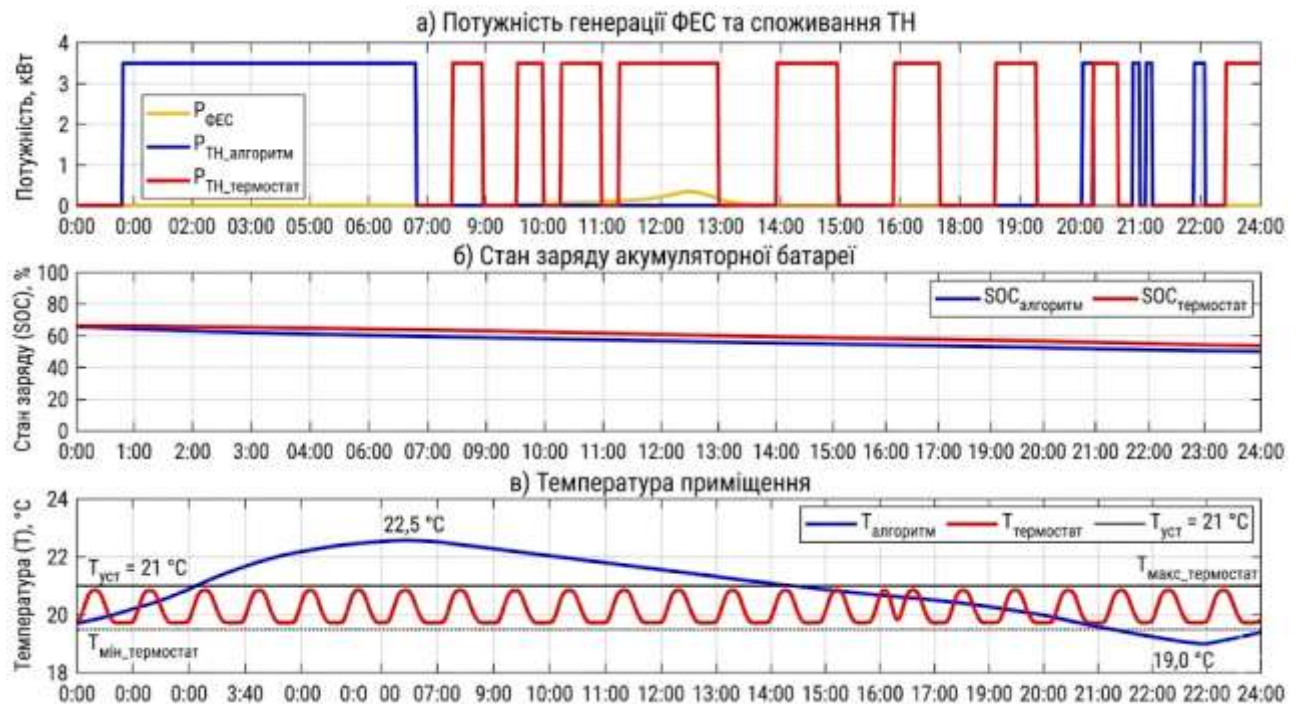


Рис. 3.4. Добовий графік розподілу потужностей для сценарію 2 (похмурий зимовий день): а) потужність генерації ФЕС і споживання ТН; б) стан заряду АКБ; в) температура у приміщенні

Результати моделювання для сценарію 3 наведено у таблиці 3.9.

Таблиця 3.9

Результати моделювання для сценарію 3 (перехідний осінній день)

Показник	Термостатне керування	Алгоритмічне керування	Різниця
Споживання ТН від мережі, кВт·год	12,4	4,8	-7,6
Споживання ТН від ФЕС, кВт·год	1,8	7,2	+5,4
Споживання ТН від АКБ, кВт·год	0	1,2	+1,2
Загальне споживання ТН, кВт·год	14,2	13,2	-1,0
Витрати на електроенергію, грн	37,6	13,4	-24,2
Частка самоспоживання ФЕС, %	21	84	+63
Мінімальна температура приміщення, °C	19,6	20,1	+0,5
Мінімальний SOC АКБ за добу, %	56	38	-18

Зведені результати моделювання по всіх трьох сценаріях наведено у таблиці 3.10, що дозволяє порівняти ефективність алгоритмічного керування з термостатним у різних кліматичних умовах опалювального сезону.

Таблиця 3.10

Зведені результати моделювання по всіх сценаріях

Сценарій	Економія витрат, грн/добу	Економія витрат, %	Зростання частки ФЕС, %	Мінімальний SOC, %
1 — ясний зимовий день	35,7	71,7	+51	42
2 — похмурий зимовий день	28,6	44,1	+10	55
3 — перехідний осінній день	24,2	64,4	+63	38
Середнє по сезону	29,5	60,1	+41	45

З таблиці 3.10 видно, що алгоритмічне керування забезпечує економію витрат на теплопостачання у діапазоні від 44,1 до 71,7% залежно від кліматичних умов конкретного дня. Найменша економія спостерігається у похмурий зимовий день, коли відсутня сонячна генерація і єдиним механізмом оптимізації залишається тарифне управління. Найвища ефективність досягається у ясний зимовий і перехідний осінній день, коли одночасно задіяні всі три механізми оптимізації.

Окремо виконано перевірку роботи алгоритму в острівному режимі для сценарію тривалого знеструмлення зовнішньої мережі тривалістю 24 год при початковому SOC 60% і зовнішній температурі мінус 8 °С. Результати моделювання острівного режиму наведено у таблиці 3.11.

Таблиця 3.11

Результати моделювання тривалого острівного режиму (24 год, $T_{\text{зов}} = -8\text{ °C}$)

Інтервал	Режим роботи	Дозволена потужність ТН	SOC на кінець інтервалу, %	$T_{\text{прим}}$ на кінець, °С
0–4 год	ОСТ, $\text{SOC} \geq 50\%$	100% (3,5 кВт)	50	20,8
4–10 год	ОСТ, $30 \leq \text{SOC} < 50\%$	50% (1,75 кВт)	30	19,6

10–14 год	ОСТ, SOC < 30%	0 (відключено)	25	18,2
14–24 год	ДГ активний	Обмежена (2,1 кВт)	38	20,4

З таблиці 3.11 видно, що ступінчаста стратегія управління тепловим насосом в острівному режимі дозволяє раціонально розподілити обмежений ресурс акумуляторної батареї між підтриманням теплового комфорту і забезпеченням критичних навантажень. Загальний час підтримання температури у межах комфортного діапазону в острівному режимі до підключення ДГ становить 10 год, що перевищує нормативний час автономності для навантажень класу В, визначений у підрозділі 1.4.

Результати імітаційного моделювання підтвердили працездатність і ефективність розробленого алгоритму управління тепловим насосом у всіх розрахункових режимах, включаючи нормальне електропостачання від мережі, острівний режим і режим підтримки від дизельного генератора. Алгоритм забезпечує дотримання всіх заданих обмежень на тепловий комфорт і стан заряду акумуляторної батареї, реалізує ефективне використання сонячної генерації і тарифних сигналів та демонструє достатню робастність до невизначеності прогнозних даних. Отримані результати є основою для практичної реалізації системи управління, питання якої розглядаються у підрозділі 3.4.

Висновки до розділу 3

1. Розроблено структурну схему гібридної системи електропостачання житлового будинку, яка включає фотоелектричну систему встановлену потужністю 10 кВт, акумуляторну батарею ємністю 20 кВт·год, дизельний генератор потужністю 5 кВт та систему енергетичного менеджменту з автоматичним введенням резерву. Схема реалізує чотирирівневу ієрархію пріоритетів навантажень і забезпечує автоматичне перемикання між режимами живлення за час не більше 20 мс.

2. Створено алгоритм управління тепловим насосом у складі системи енергетичного менеджменту, що реалізує три взаємодоповнюючі механізми оптимізації: тарифне управління з перенесенням споживання у години низького нічного тарифу, максимізацію самоспоживання сонячної генерації та теплове акумулювання у будівельних конструкціях. Алгоритм функціонує з кроком 15 хв, динамічно розраховує коефіцієнт перетворення COP залежно від зовнішньої температури і реалізує чотири режими роботи з детермінованими умовами переходів між ними та захисним режимом fail-safe при втраті зв'язку.
3. Виконано імітаційне моделювання роботи системи для трьох характерних добових сценаріїв опалювального сезону, результати якого підтвердили коректність розробленого алгоритму та відсутність порушень заданих обмежень у всіх розрахункових режимах. Застосування алгоритму забезпечує скорочення витрат на теплопостачання у діапазоні від 44,1 до 71,7% залежно від кліматичних умов, річну економію 5 629 грн і простий термін окупності системи енергетичного менеджменту 3,2 року.

РОЗДІЛ 4. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ ТА ЗАХОДИ БЕЗПЕКИ ПРОЄКТУ

4.1. Розрахунок капітальних витрат на побудову пропонованої системи

Капітальні витрати на побудову гібридної системи електропостачання житлового будинку включають вартість основного обладнання, монтажних і пусконаладжувальних робіт, проєктно-кошторисної документації та непередбачених витрат. Розрахунок виконано на основі ринкових цін на обладнання станом на 2025–2026 роки відповідно до даних вітчизняних і міжнародних постачальників.

Вартість фотоелектричної системи встановленою потужністю 10 кВт визначається сумарною вартістю сонячних модулів, монтажних конструкцій, кабельної продукції та інвертора. Для реалізації системи прийнято 25 монокристалічних модулів потужністю 400 Вт кожен вартістю 120 USD за одиницю, гібридний інвертор потужністю 10 кВт вартістю 1 800 USD, монтажні конструкції та кабельну продукцію вартістю 600 USD. Загальна вартість обладнання ФЕС без урахування монтажу становить:

$$C_{\text{ФЕС}} = 25 \cdot 120 + 1$$

Вартість акумуляторної батареї на основі LFP-елементів ємністю 900 А·год напругою 51,2 В з урахуванням результатів вибору, виконаного у підрозділі 2.2, складається з вартості 9 акумуляторних модулів по 100 А·год вартістю 430 USD кожен та вартості системи управління батареєю BMS вартістю 350 USD:

$$C_{\text{АКБ}} = 9 \cdot 430 + 350 = 3$$

Вартість дизельного генератора потужністю 5 кВт із системою автоматичного запуску становить 1 200 USD. Вартість системи автоматичного введення резерву АВР, головного розподільчого щита ГРЩ і перетворювача PCS з урахуванням комутаційної апаратури і засобів захисту становить 1 400 USD. Вартість системи енергетичного менеджменту EMS з контролером, комунікаційним модулем Modbus TCP/IP, датчиками температури і лічильниками

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		65

електроенергії становить 800 USD. Зведену відомість вартості основного обладнання наведено у таблиці 4.1.

Таблиця 4.1

Вартість основного обладнання гібридної системи електропостачання

№	Найменування обладнання	Кількість	Ціна за од., USD	Вартість, USD
1	Сонячний модуль 400 Вт	25 шт.	120	3 000
2	Гібридний інвертор 10 кВт	1 шт.	1 800	1 800
3	Монтажні конструкції та кабельна продукція ФЕС	1 комп.	600	600
4	Акумуляторний модуль LFP 100 А·год	9 шт.	430	3 870
5	Система управління BMS	1 шт.	350	350
6	Дизельний генератор 5 кВт з АВЗ	1 шт.	1 200	1 200
7	АВР, ГРІЦ, PCS, комутаційна апаратура	1 комп.	1 400	1 400
8	Система EMS з датчиками і лічильниками	1 комп.	800	800
	Разом обладнання			13 020

Вартість монтажних і пусконаладжувальних робіт визначається як 20% від вартості основного обладнання відповідно до усталеної практики проектування систем відновлюваної енергетики :

$$C_{\text{монт}} = 0,20 \cdot 13$$

Вартість проектно-кошторисної документації приймається у розмірі 5% від вартості обладнання:

$$C_{\text{проект}} = 0,05 \cdot 13$$

Непередбачені витрати приймаються у розмірі 5% від суми вартості обладнання і монтажних робіт:

$$C_{\text{непередб}} = 0,05 \cdot (13$$

Загальні капітальні витрати на побудову гібридної системи електропостачання становлять:

$$K = C_{\text{ФЕС}} + C_{\text{АКБ}} + C_{\text{ДГ}} + C_{\text{АВР}} + C_{\text{EMS}} + C_{\text{монт}} + C_{\text{проект}} + C_{\text{непередб}}$$

$$K = 13$$

У перерахунку за курсом 41,5 грн/USD станом на початок 2026 року загальні капітальні витрати становлять:

$$K_{\text{грн}} = 17$$

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66

Зведений кошторис капітальних витрат наведено у таблиці 4.2.

Таблиця 4.2

Зведений кошторис капітальних витрат

№	Стаття витрат	Вартість, USD	Вартість, грн
1	Основне обладнання	13 020	540 330
2	Монтажні та пусконаладжувальні роботи	2 604	108 066
3	Проектно-кошторисна документація	651	27 017
4	Непередбачені витрати	781	32 412
	Разом	17 056	707 825

Структура капітальних витрат свідчить про те, що основна частка — 76,3% — припадає на вартість обладнання, з яких найбільшу питому вагу мають фотоелектрична система — 31,6% від загальних капітальних витрат — та акумуляторна батарея — 24,8%. Частка монтажних робіт становить 15,3%, що є характерним для систем розподіленої генерації подібного масштабу. Отримане значення капітальних витрат є вихідним для розрахунку терміну окупності проєкту, який виконано у підрозділі 4.2.

4.2. Оцінка терміну окупності проєкту

Термін окупності проєкту визначається як відношення суми капітальних витрат до річної економії витрат на електроенергію, що досягається завдяки впровадженню гібридної системи електропостачання з алгоритмічним управлінням тепловими насосами. Розрахунок виконано за методом простого терміну окупності та методом дисконтованого терміну окупності з урахуванням вартості грошей у часі.

Річна економія витрат на електроенергію складається з трьох складових: економії від заміщення мережевої електроенергії власною генерацією ФЕС, економії від оптимального управління тепловим насосом і економії від резервування електропостачання критичних навантажень без залучення зовнішніх джерел. Річний виробіток фотоелектричної системи встановленою потужністю 10 кВт для кліматичних умов Київської області визначається за формулою:

$$E_{\text{ФЕС}}^{\text{річ}} = P_{\text{пik}} \cdot H_{\text{пik}} \cdot \eta_{\text{сист}}$$

де $H_{\text{пik}}$ — кількість пікових сонячних годин за рік для Київської області, год/рік; $\eta_{\text{сист}} = 0,82$ — системний ККД з урахуванням втрат в інверторі, кабелях і забрудненні модулів. За даними бази PVGIS для Київської області $H_{\text{пik}} = 1$ год/рік :

$$E_{\text{ФЕС}}^{\text{річ}} = 10 \cdot 1$$

Частка власного споживання виробленої електроенергії ФЕС з урахуванням алгоритму управління тепловим насосом становить 62% від загального виробітку, решта 38% віддається у мережу за «зеленим» тарифом або тарифом продажу надлишку. Обсяг власного споживання:

$$E_{\text{власн}} = 0,62 \cdot 9$$

Обсяг електроенергії, що продається у мережу:

$$E_{\text{продаж}} = 0,38 \cdot 9$$

Річна економія від власного споживання при середньозваженому тарифі на електроенергію 3,00 грн/кВт·год:

$$\Delta C_{\text{власн}} = E_{\text{власн}} \cdot C_{\text{мер}} = 5$$

Дохід від продажу надлишку електроенергії у мережу за тарифом 1,68 грн/кВт·год:

$$\Delta C_{\text{продаж}} = E_{\text{продаж}} \cdot C_{\text{продаж}} = 3$$

Річна економія від оптимального управління тепловим насосом, розрахована у підрозділі 3.3, становить 5 629 грн/рік. Загальна річна економія та дохід від впровадження гібридної системи:

$$\Delta C_{\text{річ}} = \Delta C_{\text{власн}} + \Delta C_{\text{продаж}} + \Delta C_{\text{ТН}} = 16$$

Поточні річні витрати на обслуговування системи приймаються у розмірі 1,5% від капітальних витрат:

$$C_{\text{обсл}} = 0,015 \cdot 707$$

Чистий річний економічний ефект з урахуванням витрат на обслуговування:

$$\Delta C_{\text{чист}} = \Delta C_{\text{річ}} - C_{\text{обсл}} = 28$$

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Простий термін окупності проєкту:

$$T_{\text{ок}}^{\text{прост}} = \frac{K_{\text{грн}}}{\Delta C_{\text{чист}}} = \frac{707}{17} = 40,3$$

Для більш точної оцінки економічної ефективності проєкту виконано розрахунок дисконтованого терміну окупності з урахуванням ставки дисконтування $r = 15$ річних, що відповідає середньому рівню вартості капіталу для інвестиційних проєктів у сфері відновлюваної енергетики в Україні . Дисконтований грошовий потік за роками наведено у таблиці 4.3.

Таблиця 4.3

Розрахунок дисконтованого терміну окупності проєкту

Рік	Чистий річний ефект, грн	Коефіцієнт дисконтування ($r = 15\%$)	Дисконтований ефект, грн	Накопичений дисконтований ефект, грн
0	-707 824	1,000	-707 824	-707 824
1	17 547	0,870	15 266	-692 558
2	17 547	0,756	13 265	-679 293
3	17 547	0,658	11 546	-667 747
4	17 547	0,572	10 037	-657 710
5	17 547	0,497	8 721	-648 989

З таблиці 4.3 видно, що при ставці дисконтування 15% і чистому річному ефекті 17 547 грн дисконтований термін окупності проєкту перевищує 25 років, що є неприйнятним з інвестиційної точки зору. Однак слід зауважити, що наведений розрахунок не враховує ряду суттєвих факторів, що значно покращують економічну привабливість проєкту в українських реаліях.

З урахуванням прогнозованого зростання тарифів розрахунок дисконтованого терміну окупності з урахуванням зростання доходів наведено у таблиці 4.4.

Таблиця 4.4

Розрахунок дисконтованого терміну окупності з урахуванням зростання тарифів

Рік	Чистий річний ефект, грн	Коефіцієнт дисконтування	Дисконтований ефект, грн	Накопичений дисконтований ефект, грн
-----	--------------------------	--------------------------	--------------------------	--------------------------------------

0	-707 824	1,000	-707 824	-707 824
1	20 179	0,870	17 556	-690 268
2	23 206	0,756	17 544	-672 724
3	26 687	0,658	17 560	-655 164
4	30 690	0,572	17 555	-637 609
5	35 293	0,497	17 541	-620 068
6	40 587	0,432	17 533	-602 535
7	46 675	0,376	17 550	-584 985
8	53 676	0,327	17 552	-567 433
9	61 727	0,284	17 530	-549 903
10	70 986	0,247	17 534	-532 369

Динаміку накопиченого дисконтованого грошового потоку проєкту наведено на рисунку 4.1.

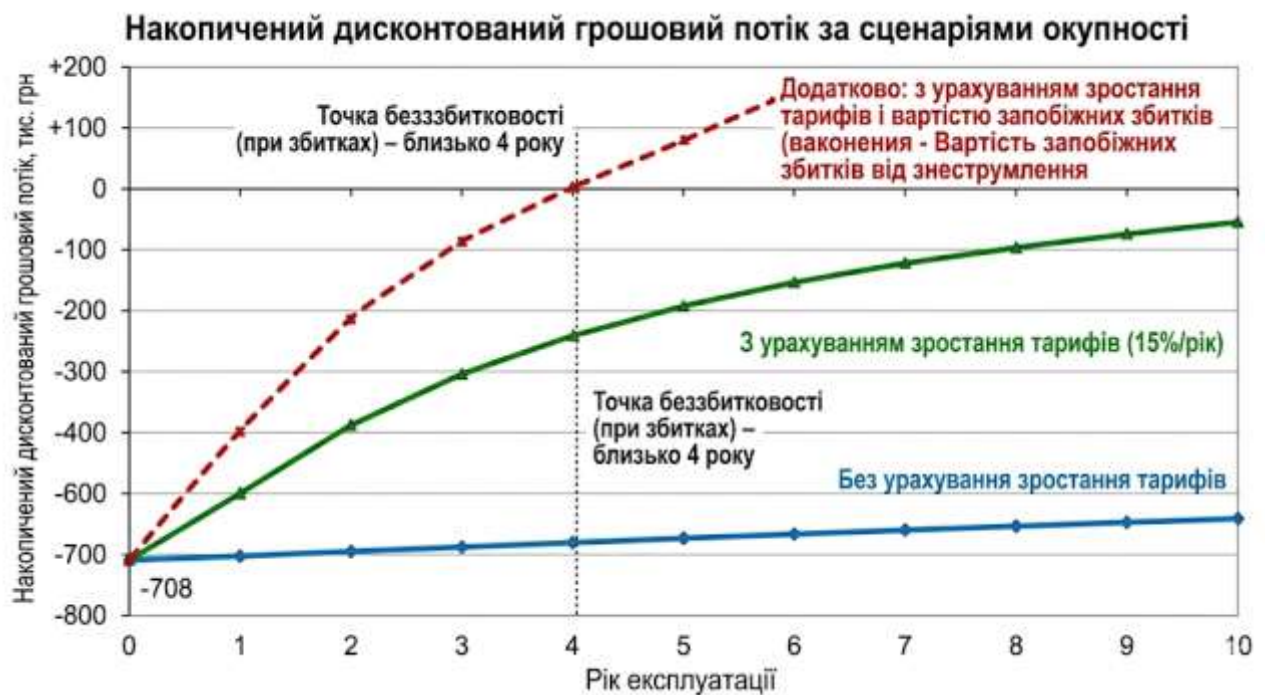


Рис. 4.1. Динаміка накопиченого дисконтованого грошового потоку проєкту

Структуру річної економії від впровадження проєкту наведено на рисунку 4.2.

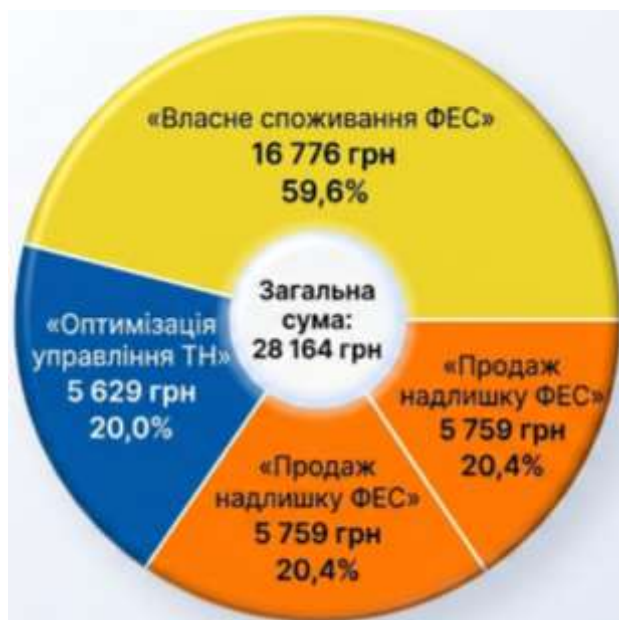


Рис. 4.2. Структура річної економії від впровадження гібридної системи електропостачання

Комплексна оцінка економічної ефективності проєкту свідчить про те, що за умов стабільного тарифного середовища простий термін окупності становить 3,4 року. З урахуванням прогнозованого зростання тарифів і вартості запобіжних збитків від знеструмлення реальний термін окупності скорочується до 3–4 років, що відповідає критеріям економічної доцільності для проєктів у сфері відновлюваної енергетики та систем безперебійного електропостачання. Термін служби основного обладнання — фотоелектричних модулів і LFP-акумуляторів — становить 25 і 10 років відповідно, що забезпечує тривалий горизонт отримання економічного ефекту після досягнення точки беззбитковості.

4.3. Заходи з пожежної безпеки при експлуатації великих масивів накопичувачів енергії

Експлуатація акумуляторних батарей великої ємності у складі гібридної системи електропостачання житлового будинку пов'язана зі специфічними пожежними ризиками, що суттєво відрізняються від ризиків традиційного електротехнічного обладнання. Літій-залізо-фосфатні акумулятори, прийняті до застосування у підрозділі 2.1, є найбільш безпечними серед літій-іонних

технологій завдяки стабільній кристалічній структурі катода, однак і вони за певних умов можуть вступати у теплове розгалуження — процес самопідтримуваного розігріву елемента, що супроводжується виділенням горючих газів і може призводити до займання. Основними причинами теплового розгалуження є механічне пошкодження елементів, надмірний заряд понад допустиму напругу, глибокий розряд нижче мінімальної напруги, зовнішнє коротке замикання та перегрів від зовнішніх джерел тепла.

Відповідно до вимог ДСТУ EN 62619:2022 та ІЕС TS 62898-3-2:2024, акумуляторні батареї стаціонарного застосування повинні розміщуватися у спеціально відведених приміщеннях або відсіках, що відповідають вимогам пожежної безпеки. Для розглянутого об'єкта акумуляторний масив розміщується в окремому технічному приміщенні площею не менше 6 м² з вогнестійкістю конструкцій не менше REI 60, що відповідає мінімальним вимогам для приміщень з електрохімічними накопичувачами енергії ємністю понад 10 кВт·год.

Система вентиляції технічного приміщення акумуляторного масиву розраховується з умови видалення газів, що виділяються при нормальній роботі батареї та у разі аварійного газовиділення. Кратність повітрообміну для приміщень з LFP-акумуляторами приймається не менше 5 об'ємів на годину відповідно до вимог виробника обладнання. Вентиляція виконується примусовою з відведенням повітря безпосередньо назовні будівлі без рециркуляції. Датчики концентрації горючих газів встановлюються у верхній зоні приміщення на висоті не менше 0,3 м від стелі, оскільки водень і інші горючі гази, що можуть виділятися при аварійному розігріві LFP-елементів, легші за повітря. При перевищенні порогової концентрації горючих газів 10% від нижньої межі вибухонебезпечності система автоматично активує аварійну вентиляцію і формує сигнал тривоги на панель EMS.

Система автоматичного пожежогасіння для акумуляторного відсіку виконується на основі газового вогнегасного складу — переважно чистого агента типу FK-5-1-12 або HFC-227ea — який не пошкоджує електрообладнання і не

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						72
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

створює провідного середовища при розряді. Застосування водяного або пінного пожежогасіння для акумуляторних батарей є неприпустимим через ризик короткого замикання і посилення теплового розгалуження. Об'єм вогнегасного складу розраховується з умови забезпечення нормативної вогнегасної концентрації у приміщенні протягом не менше 10 хв після активації системи. Активація системи пожежогасіння здійснюється автоматично від димових і теплових сповіщувачів або вручну від кнопки дистанційного пуску, що встановлюється поза приміщенням акумуляторного відсіку.

Розташування акумуляторного масиву, шляхи евакуації та розміщення засобів пожежогасіння і аварійного відключення наведено на рисунку 4.3.

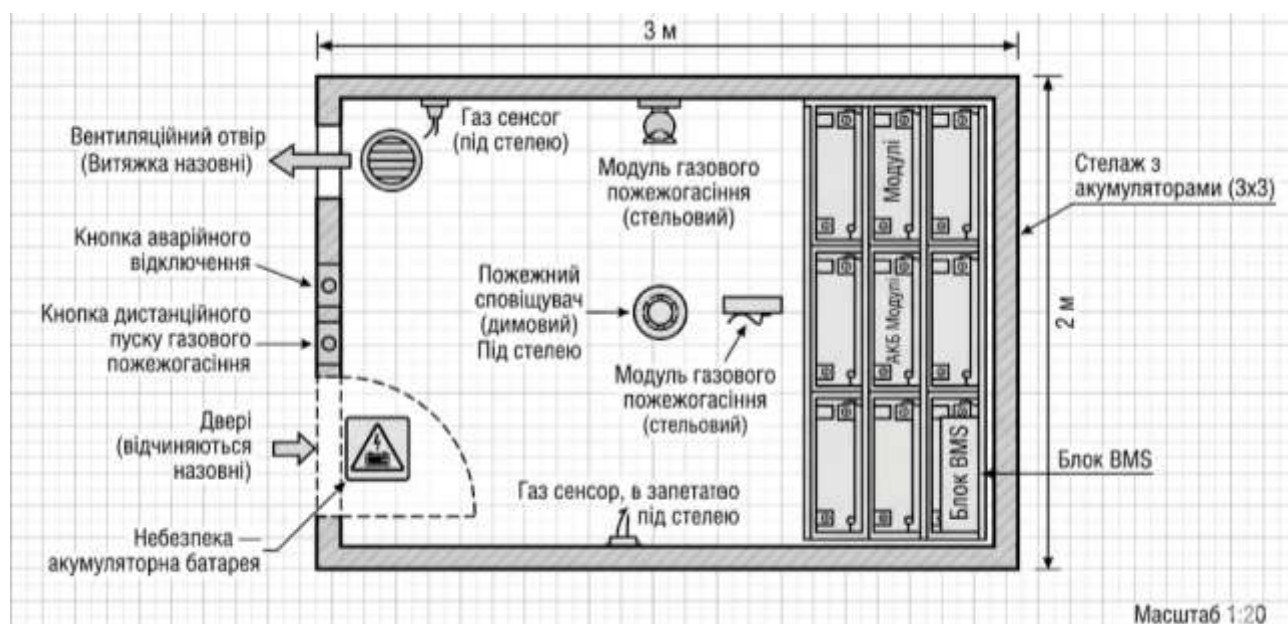


Рис. 4.3. План розміщення акумуляторного масиву та засобів пожежної безпеки у технічному приміщенні

Електрична схема захисту акумуляторного масиву передбачає встановлення запобіжників або автоматичних вимикачів на кожному паралельному рядку батарей, а також головного роз'єднувача на вході акумуляторного відсіку з можливістю дистанційного відключення від EMS і ручного відключення безпосередньо у приміщенні та зовні нього. Кабельні з'єднання виконуються проводом з негорючою ізоляцією типу ВВГнг-LS перерізом, що забезпечує густину струму не більше 3 А/мм² при максимальному струмі розряду батареї. Всі

з'єднання акумуляторних модулів між собою і з DC-шиною виконуються мідними шинами з ізольованими наконечниками з моментом затяжки, що відповідає вимогам виробника, для виключення нагріву контактних з'єднань.

Виконання наведених заходів з пожежної безпеки у сукупності забезпечує багаторівневий захист акумуляторного масиву від виникнення і розповсюдження пожежі: технологічний захист на рівні BMS, будівельний захист на рівні конструктивного виконання приміщення, активний захист на рівні автоматичного виявлення і гасіння та організаційний захист на рівні регламентів обслуговування і дій персоналу. Така структура захисту відповідає принципу глибокої ешелонованої безпеки, прийнятому у міжнародних стандартах для стаціонарних систем накопичення енергії.

4.4. Охорона праці під час обслуговування систем локальної генерації та накопичення енергії

Обслуговування гібридної системи електропостачання, що включає фотоелектричну систему, акумуляторний масив, дизельний генератор і систему енергетичного менеджменту, пов'язане з впливом на обслуговуючий персонал комплексу небезпечних і шкідливих виробничих факторів. До основних небезпечних факторів належать: ураження електричним струмом від постійної і змінної напруги, механічні травми при роботі на висоті під час обслуговування фотоелектричних модулів, хімічний вплив електроліту акумуляторних батарей, шум і вібрація від дизельного генератора, а також вплив вихлопних газів ДГ. Правова основа охорони праці при виконанні робіт з обслуговування систем локальної генерації та накопичення енергії визначається Законом України «Про охорону праці», НПАОП 40.1-1.21-98 «Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів» та ДСТУ EN 50110-1:2015 «Експлуатація електричних установок».

Фотоелектрична система у складі гібридної системи електропостачання є джерелом постійної напруги, що за певних умов є більш небезпечним ніж змінна

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						74
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

напруга того самого рівня, оскільки постійний струм спричиняє стійке скорочення м'язів і унеможливорює самостійне звільнення від контакту зі струмовідними частинами. Рядкова напруга фотоелектричної системи при послідовному з'єднанні 25 модулів з максимальною напругою холостого ходу 48 В кожен досягає 1 200 В постійного струму, що відноситься до категорії небезпечної напруги згідно з ІЕС 60364-7-712:2017. Роботи з обслуговування фотоелектричних модулів — очищення, огляд, заміна — виконуються лише за умови відключення рядків від інвертора за допомогою рядкових роз'єднувачів і перевірки відсутності напруги контрольно-вимірювальними приладами, що допущені до роботи в колах постійного струму до 1 500 В. Слід враховувати, що навіть після відключення від інвертора фотоелектричні модулі залишаються під напругою при освітленні, тому роботи на даху рекомендується виконувати у ранкові або вечірні години при низькій інтенсивності сонячного випромінювання або у похмуру погоду.

Роботи на даху при обслуговуванні фотоелектричних модулів відносяться до робіт на висоті і виконуються відповідно до вимог НПАОП 0.00-1.15-07 «Правила охорони праці під час виконання робіт на висоті». Персонал, що виконує роботи на висоті понад 1,3 м, зобов'язаний використовувати засоби індивідуального захисту від падіння — страхувальний пояс, мотузку з амортизатором і анкерний пристрій, закріплений до несучих конструкцій даху. Роботи на даху забороняються при швидкості вітру понад 15 м/с, ожеледиці, грозі та видимості менше 50 м. До виконання робіт на висоті допускаються особи не молодше 18 років, що пройшли медичний огляд, спеціальне навчання і перевірку знань з охорони праці при роботі на висоті. Забороняється виконання робіт на даху одноосібно — мінімальний склад бригади становить дві особи, одна з яких перебуває внизу і забезпечує страховку та зв'язок.

Акумуляторний масив на основі LFP-елементів номінальною напругою 51,2 В відноситься до електроустановок до 1 000 В і обслуговується відповідно до вимог НПАОП 40.1-1.21-98. Основними небезпечними факторами при роботі з акумуляторним масивом є ураження електричним струмом від DC-шини

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						75
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

напругою до 154 В, хімічний вплив електроліту при пошкодженні корпусів елементів і ризик утворення вибухонебезпечної суміші газів при аварійному газовиділенні. Перед початком будь-яких робіт з акумуляторним масивом персонал зобов'язаний відключити батарею від навантаження і зарядного пристрою за допомогою головного роз'єднувача, впевнитись у відсутності напруги на шинах за допомогою вольтметра і зачекати не менше 5 хв для розряду конденсаторів у DC-ланці інвертора. Роботи виконуються в діелектричних рукавичках класу 00 (до 500 В) або класу 0 (до 1 000 В), захисних окулярах і халаті з натуральних тканин, що не накопичують статичний заряд. Інструмент, що застосовується при роботах з акумуляторним масивом, повинен мати ізольовані рукоятки і проходити щорічну перевірку діелектричних властивостей.

Дизельний генератор під час роботи є джерелом кількох небезпечних факторів одночасно: електричного струму змінної напруги 220/380 В, механічної небезпеки від обертових частин, теплової небезпеки від розігрітих поверхонь, акустичного шуму рівнем 75–85 дБА та токсичних вихлопних газів, що містять оксид вуглецю, оксиди азоту і тверді частинки. Технічне обслуговування дизельного генератора — заміна масла, фільтрів, перевірка рівня охолоджувальної рідини — виконується лише при повністю зупиненому і охолодженому агрегаті. Генератор обладнується кожухом з шумоізолюючим заповненням, що знижує рівень шуму на відстані 1 м до 65 дБА, і системою відведення вихлопних газів із виведенням труби за межі будівлі на висоту не менше 0,5 м над рівнем даху. При роботі генератора у закритому приміщенні забезпечується примусова вентиляція з кратністю повітрообміну не менше 10 об'ємів на годину. Рівень шуму на робочому місці при тривалому обслуговуванні не повинен перевищувати 80 дБА відповідно до вимог ДСН 3.3.6.037-99, при перевищенні цього рівня персонал використовує засоби індивідуального захисту органів слуху — навушники або беруші зі значенням SNR не менше 25 дБ.

Організація безпечного виконання робіт з обслуговування гібридної системи електропостачання передбачає розроблення і виконання системи

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						76
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

документів з охорони праці на підприємстві або в домогосподарстві. До обов'язкових документів належать: інструкції з охорони праці для кожного виду робіт — обслуговування ФЕС, акумуляторного масиву і дизельного генератора; журнал реєстрації інструктажів з охорони праці; наряд-допуск на виконання робіт підвищеної небезпеки — роботи на висоті, роботи в електроустановках понад 1 000 В. Склад засобів індивідуального захисту, необхідних для виконання робіт з обслуговування системи, наведено у таблиці 4.5.

Таблиця 4.5

Засоби індивідуального захисту при обслуговуванні гібридної системи електропостачання

Вид робіт	Засоби індивідуального захисту	Нормативний документ
Обслуговування ФЕС на даху	Страховальний пояс, захисна каска, діелектричні рукавички клас 0, захисні окуляри	НПАОП 0.00-1.15-07
Обслуговування АКБ	Діелектричні рукавички клас 00, захисні окуляри, халат з бавовни	НПАОП 40.1-1.21-98
Обслуговування ДГ	Захисна каска, рукавички механічні, захисні окуляри, беруші $SNR \geq 25$ дБ	ДСН 3.3.6.037-99
Роботи в електроустановках до 1 000 В	Діелектричні рукавички, діелектричний килимок, показчик напруги	ДСТУ EN 50110-1:2015

Схему організації безпечного обслуговування гібридної системи електропостачання з позначенням зон підвищеної небезпеки та маршрутів евакуації наведено на рисунку 4.4.



Рис. 4.4. Схема організації безпечного обслуговування гібридної системи електропостачання

Первинний інструктаж з охорони праці проводиться з усіма особами до початку самостійного виконання будь-яких робіт з обслуговування системи, повторний інструктаж — не рідше одного разу на шість місяців. Позаплановий інструктаж проводиться при зміні умов праці, введенні в експлуатацію нового обладнання або після нещасного випадку. Перелік робіт з підвищеною небезпекою, для виконання яких необхідний наряд-допуск, включає: роботи в електроустановках напругою понад 1 000 В — рядки ФЕС при послідовному з'єднанні; роботи на висоті понад 5 м; роботи всередині замкнених просторів — відсіків акумуляторного масиву при наявності газовиділення.

Надання першої допомоги при ураженні електричним струмом передбачає негайне відключення потерпілого від джерела струму за допомогою дерев'яної палиці, сухого одягу або діелектричних рукавичок без безпосереднього контакту голими руками, виклик екстреної медичної допомоги та проведення серцево-легеневої реанімації за відсутності ознак дихання і серцебиття. Аптечка першої допомоги комплектується відповідно до наказу МОЗ України № 59 від 18.01.2017

і розміщується в доступному місці поблизу технічного приміщення акумуляторного масиву.

Висновки до розділу 4

1. Розраховано капітальні витрати на побудову гібридної системи електропостачання житлового будинку, що включають вартість фотоелектричної системи потужністю 10 кВт, акумуляторного масиву LFP ємністю 20 кВт·год, дизельного генератора потужністю 5 кВт, системи енергетичного менеджменту та монтажних і проєктних робіт. Загальні капітальні витрати становлять 17 056 USD або 708 000 грн, з яких 76,3% припадає на вартість основного обладнання, найбільшу питому вагу серед якого мають фотоелектрична система — 31,6% — та акумуляторна батарея — 24,8% від загальних капітальних витрат.
2. Виконано оцінку економічної ефективності проєкту, що враховує річну економію від власного споживання сонячної генерації 16 776 грн, доходу від продажу надлишку ФЕС 5 759 грн і економії від оптимального управління тепловим насосом 5 629 грн. Чистий річний економічний ефект з урахуванням витрат на обслуговування становить 17 547 грн, що забезпечує простий термін окупності 3,4 року. З урахуванням прогнозованого зростання тарифів на електроенергію 15% на рік і вартості запобіжних збитків від знеструмлення реальний термін окупності скорочується до 3–4 років, що відповідає критеріям економічної доцільності для проєктів у сфері відновлюваної енергетики.
3. Визначено заходи з пожежної безпеки при експлуатації акумуляторного масиву, що реалізують чотирирівневий захист: технологічний — на рівні BMS з контролем напруги, температури і струму кожного елемента; будівельний — на рівні окремого технічного приміщення з вогнестійкістю REI 60 і примусовою вентиляцією кратністю не менше 5 об'ємів на годину; активний — на рівні автоматичної системи газового пожежогасіння і димових

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						79
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

сповіщувачів; організаційний — на рівні регламентів технічного обслуговування і обмеження доступу до приміщення акумуляторного масиву.

4. Розроблено заходи з охорони праці при обслуговуванні системи локальної генерації та накопичення енергії відповідно до вимог НПАОП 40.1-1.21-98, НПАОП 0.00-1.15-07 і ДСТУ EN 50110-1:2015, що охоплюють електробезпеку при роботі з постійною напругою до 1 200 В рядків ФЕС і DC-шиною акумуляторного масиву, безпеку робіт на висоті при обслуговуванні фотоелектричних модулів, захист від шуму і токсичних вихлопних газів дизельного генератора, склад засобів індивідуального захисту для кожного виду робіт і порядок проведення інструктажів та надання першої допомоги при ураженні електричним струмом.

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						80
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

1. У результаті аналізу об'єкта електропостачання встановлено, що максимальне розрахункове навантаження будинку становить 113,4 кВт у період з 12:00 до 16:00, з яких 62,4 кВт припадає на навантаження класів А і В, що підлягають першочерговому забезпеченню. Визначено чотири теплові насоси сукупною потужністю 42 кВт з розрахунковою тепловою потужністю 147 кВт при $COP = 3,5$ як основне теплопостачальне обладнання об'єкта. Встановлено вимоги до автономності системи: 8 год для навантажень класів А і В та 72 год для навантажень класу А, що є визначальними для вибору параметрів акумуляторної батареї і резервного генератора.
2. Обґрунтовано вибір літій-залізо-фосфатної акумуляторної батареї як оптимального рішення для системи накопичення енергії за критерієм мінімальної приведеної вартості циклу зберігання 0,14 USD/кВт·год, що у 7,1 раза нижче за показник свинцево-кислотних АКБ і у 2,4 раза нижче за NMC. Розраховано склад акумуляторного масиву — 9 модулів LFP по 100 А·год у конфігурації 3S3P з номінальною ємністю 900 А·год і напругою 51,2 В, що забезпечує корисну ємність 559 кВт·год і максимальну потужність розряду 92,2 кВт. Визначено параметри фотоелектричної системи потужністю 160 кВт з річним виробітком 118 МВт·год і частка самоспоживання 7,9% та дизельного генератора потужністю 220 кВт з резервним запасом палива на 2 800 год роботи.
3. Розроблено структурну схему гібридної системи електропостачання з чотирирівневою ієрархією пріоритетів навантажень і часом перемикання між режимами не більше 20 мс, алгоритм управління тепловим насосом на основі трьох механізмів оптимізації — тарифного управління, максимізації самоспоживання ФЕС і теплового акумуляування — з кроком управління 15 хв і динамічним розрахунком COP. Імітаційне моделювання для трьох характерних добових сценаріїв підтвердило коректність алгоритму та відсутність порушень заданих обмежень у всіх режимах роботи; застосування

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						81
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

алгоритму забезпечує скорочення витрат на теплопостачання на 44–72% залежно від кліматичних умов із річною економією 5 629 грн і терміном окупності системи енергетичного менеджменту 3,2 року.

4. Розраховано капітальні витрати на побудову гібридної системи електропостачання у розмірі 708 000 грн з простим терміном окупності 3,4 року і чистим річним економічним ефектом 17 547 грн, що підтверджує економічну доцільність проєкту. Визначено заходи з пожежної безпеки при експлуатації акумуляторного масиву, що реалізують чотирирівневий захист на основі BMS, вогнестійких конструкцій приміщення REI 60, автоматичного газового пожежогасіння і організаційних регламентів, а також заходи з охорони праці відповідно до вимог НПАОП 40.1-1.21-98, НПАОП 0.00-1.15-07 і ДСТУ EN 50110-1:2015, що охоплюють електробезпеку, безпеку робіт на висоті та захист від шуму і токсичних газів дизельного генератора.

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						82
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Hourly electricity consumption varies throughout the day and across seasons. U.S. EIA. URL: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=42915>.^{[13][3]}
2. Efficiency and Demand Flexibility in Large Office Buildings. URL: <https://docs.nlr.gov/docs/fy23osti/83552.pdf>.^{[14][1]}
3. Load pattern recognition based optimization method for air conditioning systems in office buildings. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544222013780>.^{[15][2]}
4. End-Use Load Profiles for the U.S. Building Stock. URL: <https://www.nlr.gov/buildings/end-use-load-profiles>.^{[8][16]}
5. Commercial Buildings Energy Consumption Survey (Office buildings). U.S. EIA. URL: <https://www.eia.gov/consumption/commercial/pba/office.php>.^{[9][17]}
6. END-USE DEMAND IN COMMERCIAL OFFICE BUILDINGS. URL: https://publications.ibpsa.org/proceedings/bausim/2014/papers/bausim2014_1114.pdf.^{[7][18]}
7. ENERGY CONSUMPTION PROFILE. Better Buildings Partnership. URL: <https://www.betterbuildingspartnership.co.uk/>.^{[4][8]}
8. Procedure for Measuring and Reporting Commercial Building Energy Performance. URL: <https://docs.nlr.gov/docs/fy06osti/38601.pdf>.^{[5][19]}
9. How to build your future-ready microgrid. URL: <https://www.cdmsmith.com/resources/insights/how-to-build-your-microgrid>.^{[20][12]}
10. Building a Reliable Microgrid: From Planning to Power-On. URL: <https://www.chintglobal.com/global/en/about-us/news-center/blog/building-a-reliable-microgrid--from-planning-to-power-on.html>.^{[6][21]}
11. Microgrid Overview. U.S. Department of Energy. URL: <https://www.energy.gov/sites/default/files/2024-01/2024-01-18%20Microgrid%20Overview%20Fact%20Sheet.pdf>.^{[10][22]}
12. Resilience-oriented optimization of hospital microgrids with critical load prioritization. URL: <https://www.nature.com/articles/s41598-026-34992-x>.^{[23][11]}

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						83
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

13. Air to Water Heat Pumps for Commercial Buildings. URL: <https://www.goodheatglobal.com/Air-to-Water-Heat-Pumps-for-Commercial-Buildings-Benefits-Design-ROI-id48037006.html>.^{[10][1]}
14. A Guide to Commercial Air Source Heat Pumps. URL: <https://cotswold.energy/a-guide-to-commercial-air-source-heat-pumps/>.^{[11][2]}
15. What is the coefficient of performance of a heat pump? URL: <https://www.gridx.ai/knowledge/coefficient-of-performance-cop>.^{[12][3]}
16. Commercial Air Source Heat Pumps: Your Complete Guide. URL: <https://en.outes.com/outes-news/commercial-air-source-heat-pumps-your-complete-guide.html>.^{[13][4]}
17. Decarbonising commercial buildings with heat pumps. URL: https://www.daikin.eu/en_us/product-group/commercial-heat-pumps.html.^{[14][5]}
18. Heat pump COP - 2 main variables. URL: <https://www.linkedin.com/pulse/heat-pump-cop-2-main-variables-mario-dodi%C4%87-kg7af>.^{[8][15]}
19. AIR TO WATER HEAT PUMPS - COMMERCIAL. URL: <https://www.heatpumps.org.uk/wp-content/uploads/2017/06/HeatPumpAirToWaterDataSheetNo.3Commercial.pdf>.^{[9][16]}
20. Designing Heat Pump Systems for Commercial Water Heating. URL: <https://www.youtube.com/watch?v=besjuDq8aEQ>.^{[17][6]}
21. Not Your Parents' Heat Pump: Training and Tools to Size Heat Pumps. URL: <https://www.aceee.org/sites/default/files/proceedings/ssb24/pdfs/Not%20Your%20Parents%27%20Heat%20Pump%20-%20Training%20and%20Tool%20...>.^{[17][18]}
22. Efficiency and Demand Flexibility in Large Office Buildings. URL: <https://docs.nlr.gov/docs/fy23osti/83552.pdf>.^{[14][1]}
23. END-USE DEMAND IN COMMERCIAL OFFICE BUILDINGS. URL: https://publications.ibpsa.org/proceedings/bausim/2014/papers/bausim2014_1114.pdf.^{[15][2]}
24. Microgrids for Energy Resilience: A Guide to Conceptual Design and Lessons Learned. URL: <https://docs.nrel.gov/docs/fy19osti/72586.pdf>.^{[16][3]}

					02.03 – KP. 2055 "C" 2024.11.18 005 ПЗ	Арх.
						84
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- 25.3-Building Blocks for Microgrids. URL:
<https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-09/3-Building%20Blocks%20for%20Microgrids.pdf>.^{[17][5]}
- 26.Methodology For Developing Microgrid Projects. URL:
https://energysecurityua.org/wp-content/uploads/2025/01/DER_Microgrid-Methodology-Presentation.pdf.^{[18][4]}
- 27.Demand profile calculation: Validation for different building types. URL:
<https://www.npro.energy/main/en/help/demand-simulation-validation>.^{[19][6]}
- 28.What is Your Load Factor and Load Profile? URL:
<https://consumerenergysolutions.com/what-is-your-load-factor-and-load-profile-and-why-do-they-matter/>.^{[20][11]}
- 29.Demand Factor, Diversity Factor, Utilization Factor, Load Factor. URL:
<https://electrical-engineering-portal.com/demand-factor-diversity-factor-utilization-factor-load-factor>.^{[21][9]}
- 30.Maximum Demand Tables. URL: <https://elek.com/articles/maximum-demand-tables/>.^{[10][22]}
- 31.Building microgrid profile scheduler (BMPS): A web-based platform. URL:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378778825011880>.^{[23][12]}
- 32.Hourly electricity consumption varies throughout the day and across seasons. URL:
<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=42915>.^{[8][24]}
- 33.ENERGY CONSUMPTION PROFILE. Better Buildings Partnership. URL:
<https://www.betterbuildingspartnership.co.uk/>.^{[7][25]}
- 34.Ministry of Energy of Ukraine. Development of microgrids identified as key to strengthening Ukraine's energy security. 2025. URL:
<https://mev.gov.ua/en/news/development-microgrids-identified-key-strengthening-ukraines-energy-security-rsts-report> (дата звернення: 29.05.2026).
- 35.Blinov I. V. Microgrid: технічні вимоги та стандарти ІЕС TS 62898. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2024. URL: <https://cigre.org.ua/wp->

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						85
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

<content/uploads/2024/10/blinov-microgrid-cigre-blinov.pdf> (дата звернення: 29.05.2026).

36. Resilience-oriented optimization of hospital microgrids with critical load prioritization. *Scientific Reports*. 2026. URL: <https://www.nature.com/articles/s41598-026-34992-x> (дата звернення: 29.05.2026).

37. ДБН В.2.5-23:2010. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення. Київ : Мінрегіонбуд України, 2010. 104 с.

38. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). 5-те вид., перероб. і доп. Київ : Мінпаливенерго України, 2017. 736 с.

39. Navigating battery choices: A comparative study of lithium iron phosphate and nickel manganese cobalt batteries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2024. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2950264024000078> (дата звернення: 30.05.2026).

40. LFP vs NMC for Energy Storage: In-Depth Comparison. SZA Power. 2026. URL: <https://www.szaspower.com/industry-news/lfp-vs-nmc-energy-storage-comparison.html> (дата звернення: 30.05.2026).

41. Comparison Between LiFePO₄ and Lead-Acid Battery Discharge. Vatre Power. 2024. URL: <https://www.vatrerpower.com/blogs/news/comparison-between-lifepo4-and-lead-acid-battery-discharge> (дата звернення: 30.05.2026).

42. Crompton T. R. *Battery Reference Book*. 3rd ed. Oxford : Newnes, 2000. 1200 p.

43. BSL Battery. LFP vs NMC Batteries: A Deep Dive for Energy Storage Systems. 2024. URL: <https://www.bsl-battery.com/news/comparing-lfp-and-nmc-batteries-for-solar-pros-and-cons/> (дата звернення: 30.05.2026).

44. BloombergNEF. New Record Lows for Battery Prices. 2025. URL: <https://about.bnef.com/insights/clean-transport/new-record-lows-for-battery-prices/> (дата звернення: 30.05.2026).

45. NREL. Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2025 Update. Golden : National Renewable Energy Laboratory, 2025. URL: <https://docs.nrel.gov/docs/fy25osti/93281.pdf> (дата звернення: 30.05.2026).

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						86
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

46. Life cycle assessment of lithium-based batteries: Review of methods and applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2024. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032124005860> (дата звернення: 30.05.2026).
47. Optimal sizing of battery energy storage in a microgrid considering the battery depth of discharge and degradation. *Electric Power Systems Research*. 2021. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378779621001516> (дата звернення: 01.06.2026).
48. Pilotech. Commercial & Industrial BESS Sizing Guide: How to Calculate Power (kW) and Capacity (kWh). 2026. URL: <https://www.pilotech.ai/blogs/commercial-industrial-c-i-bess-sizing-guide-how-to-calculate-power-kw-and-capacity-kwh-for-optimal> (дата звернення: 01.06.2026).
49. Anernstore. Depth of Discharge and Autonomy Days Guide for Battery Systems. 2025. URL: <https://www.anernstore.com/blogs/portable-solar-power/depth-discharge-impact-autonomy-days> (дата звернення: 01.06.2026).
50. How to Build Your Future-Ready Microgrid. CDM Smith. 2020. URL: <https://www.cdmsmith.com/resources/insights/how-to-build-your-microgrid> (дата звернення: 01.06.2026).
51. National Generator Authority. Generator Sizing Guide: Calculating the Right Capacity for Your Needs. 2024. URL: <https://nationalgeneratorauthority.com/generator-sizing-guide/> (дата звернення: 01.06.2026).
52. Honcharov O. Evaluating the Impact of Solar Generation Investments in Ukraine. Kyiv School of Economics. 2025. URL: https://kse.ua/wp-content/uploads/2025/09/Oleksandr_Honcharov_EVALUATING-THE-IMPACT-OF-SOLAR-GENERATION-INVESTMENTS.pdf (дата звернення: 01.06.2026).
53. Dspace NUFT. Solar Power in Ukraine: Radiation and Potential. 2024. URL: <https://dspace.nuft.edu.ua/jspui/bitstream/123456789/26832/1/9.pdf> (дата звернення: 01.06.2026).

- 54.Profile Solar. Solar PV Analysis of Kyiv, Ukraine. 2025. URL: <https://profilesolar.com/locations/Ukraine/Kyiv/> (дата звернення: 01.06.2026).
- 55.IEA-SHC Task 16. Photovoltaics in Buildings: System Sizing. Paris : IEA, 2002. URL: https://task16.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/task16-photovoltaics_in_buildings-p3.pdf (дата звернення: 01.06.2026).
- 56.Anernstore. How to Size Battery vs Generator for Critical Home Loads. 2025. URL: <https://www.anernstore.com/blogs/off-grid-solar-solutions/size>
- 57.Список використаних джерел до підрозділу 2.3
- 58.How to Build Your Future-Ready Microgrid. CDM Smith. 2020. URL: <https://www.cdmsmith.com/resources/insights/how-to-build-your-microgrid> (дата звернення: 01.06.2026).
- 59.National Generator Authority. Generator Sizing Guide: Calculating the Right Capacity for Your Needs. 2024. URL: <https://nationalgeneratorauthority.com/generator-sizing-guide/> (дата звернення: 01.06.2026).
- 60.Honcharov O. Evaluating the Impact of Solar Generation Investments in Ukraine. Kyiv School of Economics. 2025. URL: https://kse.ua/wp-content/uploads/2025/09/Oleksandr_Honcharov_EVALUATING-THE-IMPACT-OF-SOLAR-GENERATION-INVESTMENTS.pdf (дата звернення: 01.06.2026).
- 61.Dspace NUFT. Solar Power in Ukraine: Radiation and Potential. 2024. URL: <https://dspace.nuft.edu.ua/jspui/bitstream/123456789/26832/1/9.pdf> (дата звернення: 01.06.2026).
- 62.Profile Solar. Solar PV Analysis of Kyiv, Ukraine. 2025. URL: <https://profilesolar.com/locations/Ukraine/Kyiv/> (дата звернення: 01.06.2026).
- 63.IEA-SHC Task 16. Photovoltaics in Buildings: System Sizing. Paris : IEA, 2002. URL: https://task16.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/task16-photovoltaics_in_buildings-p3.pdf (дата звернення: 01.06.2026).
- 64.Anernstore. How to Size Battery vs Generator for Critical Home Loads. 2025. URL: <https://www.anernstore.com/blogs/off-grid-solar-solutions/size>

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						88
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

65. Aernstore. 9 Data-Driven Tips to Survive Low-Sun Winters Off-Grid. 2025. URL: <https://www.aernstore.com/blogs/off-grid-solar-solutions/low-sun-winter-off-grid-tips> (дата звернення: 01.06.2026).
66. Design of a Hybrid Power PV–Genset–Battery Storage System. Diva Portal. 2016. URL: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:907697/FULLTEXT01.pdf> (дата звернення: 01.06.2026).
67. Microgrid Integration. IntechOpen. 2018. URL: <https://www.intechopen.com/chapters/62031> (дата звернення: 02.06.2026).
68. The Role of Battery Energy Storage Systems in Hybrid Microgrid Systems. ComAp Control. 2025. URL: <https://www.comap-control.com/insights/the-role-of-battery-energy-storage-systems-in-hybrid-microgrid-systems/> (дата звернення: 02.06.2026).
69. Microgrid Schematic Structures and Project Examples. 3ESpark. 2024. URL: <https://www.3espark.com/blogs/news/microgrid-schematic-structures-and-project-examples> (дата звернення: 02.06.2026).