

Міністерство освіти і науки України
Український державний університет науки і технологій

Управління енергетичними та економічними процесами
(назва факультету)

Інтелектуальні системи енергопостачання
(повна назва кафедри)

Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи

магістра
(ступінь вищої освіти)

на тему: Розробка алгоритмічних підходів управління систем накопичення
електричної енергії в умовах України

за освітньою програмою Енергетичні та електромеханічні системи на
транспорті

зі спеціальності: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

Виконав: студент групи ЕЕ2421:


(підпис студента)

/ Дмитро КОСЯЧЕНКО /
(ім'я ПІРІЗВИЩЕ)

Керівник:


(підпису)

/ доцент Андрій АНТОНОВ /
(посада, ім'я ПІРІЗВИЩЕ)

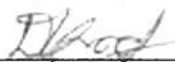
Нормоконтролер:


(підпис)

/ доцент Ірина ПОТАПЧУК /
(посада, ім'я ПІРІЗВИЩЕ)

Засвідчую, що у цій роботі немає запозичень з
праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент


(підпис)

Дніпро – 2026 рік

Ministry of Education and Science of Ukraine
Ukrainian State University of Science and Technologies

Energy and economic process management
(faculty)

Intellectual power supply systems
(department)

Explanatory Note
to Master's Thesis
of Bachelor
(higher education degree)

on the topic: Development of algorithmic approaches to managingg electrical energy storage systems in Ukrainian conditions

according to educational curriculum Energy and electromechanical systems in transport

in the Speciality: 141 Electric power, electrical engineering and electromechanics
(speciality and its code)

Done by the student of the group EE2421: / Dmytro KOSIACHENKO /
(name, surname)

Scientific Supervisor: / Ass. Prof. ANDRII ANTONOV /
(position, name, surname)

Normative controller : / Ass. Prof. Iryna POTAPCHUK /
(position, name, surname)

Міністерство освіти і науки України

Український державний університет науки і технологій

- Факультет: Управління енергетичними та економічними процесами
- Кафедра: Інтелектуальні системи постачання
- Рівень вищої освіти: Другий (магістерський)
- Освітня програма: Енергетичні та електромеханічні системи на транспорті
- Спеціальність: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр та назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ІСЕ

Дмитро БОСІЙ

(підпис)

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Дата _____

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу

магістр з електроенергетики, електротехніки
та електромеханіки

(ступінь вищої освіти)

студенту

Косяченко Дмитро Павловичу

(Прізвище, Ім'я По батькові)

1. Тема роботи: Розробка алгоритмічних підходів управління систем накопичення
електричної енергії в умовах України

Керівник роботи: Антонов Андрій Владиславович, к.т.н., доцент

(Прізвище, Ім'я, По батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом від

"02" 10. 2025 р.

№ 1401 ст

2. Строк подання студентом роботи: 15.01.2026 р.

3. Вихідні дані до роботи:

вихідні дані до кваліфікаційної роботи відповідно до варіанту, дані відкритих
джерел інформації

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно опрацювати):

4.1 Аналіз сучасного стану та проблематики використання УЗЕ в об'єднаній
енергосистемі України

4.2 Математичне моделювання елементів системи електропостачання з
інтегрованими УЗЕ

4.3 Розробка алгоритмічних підходів управління УЗЕ

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):
графіки навантаження ОЕС та генерації ВДЕ, принципова схема підключення
гібридного комплексу, структурна схема системи керування (EMS), блок-схема
алгоритму управління УЗЕ, графіки цін РДН за сезонами, діаграми грошових
потоків.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз сучасного стану та проблематики використання УЗЕ в об'єднаній енергосистемі України	15.11.2025	
2	Математичне моделювання елементів системи електропостачання з інтегрованими УЗЕ	15.12.2025	
3	Розробка алгоритмічних підходів управління УЗЕ	20.12.2025	
4	Подання кваліфікаційної роботи до кафедри	15.01.2026	
5	Захист кваліфікаційної роботи на засіданні Екзаменаційної комісії	20.01.2026	

Студент

(підпис)

Дмитро КОСЯЧЕНКО

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Керівник роботи

(підпис)

Андрій АНТОНОВ

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

ВІДОМІСТЬ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

другого (магістерського) рівня вищої освіти Косяченка Д.П на тему: «Розробка алгоритмічних підходів управління систем накопичення електричної енергії в умовах України»

Складова кваліфікаційної роботи	Кількість	Обсяг
Пояснювальна записка	1	116 стор.
Демонстраційний матеріал	1	15 слайдів

Керівник: _____ / Андрій АНТОНОВ /

Нормоконтролер: _____ / Ірина ПОТАПЧУК /

Завідувач кафедри ІСЕ: _____ / Дмитро БОСИЙ /

РЕФЕРАТ

Магістерська робота: 116 сторінки, 3 розділи, 19 рисунків, 8 таблиці, 21 використаних джерел.

Об'єкт дослідження – установки зберігання енергії (УЗЕ) та алгоритми їх управління в об'єднаній енергосистемі України.

Предмет дослідження – інтеграція УЗЕ в ОЕС України, визначення їх ефективності, надійності та фінансової доцільності в умовах критичного дефіциту генеруючих потужностей.

Мета роботи – розробка алгоритму управління установками зберігання енергії, що поєднує економічні мотиви арбітражу цін на ринку «на добу наперед» (РДН) з оперативно-технічними та антикризовими функціями в специфічних умовах роботи української енергосистеми періоду 2025–2026 років.

Методи дослідження – узагальнення та аналіз науково-технічної літератури, статистичний аналіз, математичне моделювання (лінійне програмування, стохастичне моделювання), техніко-економічне обґрунтування.

Отримані результати – доведено, що в умовах гострого дефіциту генеруючих потужностей та режиму аварійних відключень УЗЕ трансформуються з комерційного інструменту в критичний системоутворюючий елемент. Розроблено та сформовано в математичних моделях комплексний алгоритм управління, що дозволяє диспетчеру оптимізувати роботу УЗЕ для максимізації прибутку від арбітражу на РДН, зрізування пікових навантажень, надання системних послуг та забезпечення живучості енергосистеми. Проведене техніко-економічне обґрунтування для системи потужністю 1 МВт/2 МВт·год з інтеграцією ВДЕ показало термін окупності 3,75 роки (26,7% річних), що підтверджує високу інвестиційну привабливість проектів УЗЕ в Україні навіть за умов воєнного стану.

Наукова новизна полягає в розробці алгоритму управління УЗЕ, який інтегрує методи лінійного програмування, стохастичного моделювання

генерації ВДЕ та адаптивну логіку для роботи в умовах графіків погодинних відключень, що вперше враховує специфіку вкрай нестабільного та деформованого ринку електроенергії України періоду 2025–2026 років.

Практичне значення отриманих результатів полягає у наданні інструментарію для операторів та інвесторів, що дозволяє обґрунтувати та реалізувати ефективне впровадження УЗЕ в українську енергосистему. Запропоновані рішення спрямовані на стабілізацію ОЕС, мінімізацію соціально-економічних втрат від відключень, забезпечення бізнес-континуїтету та створення основи для майбутньої інтеграції значної частки відновлюваних джерел енергії.

Ключові слова: УСТАНОВКИ ЗБЕРІГАННЯ ЕНЕРГІЇ (УЗЕ), АЛГОРИТМ УПРАВЛІННЯ, АРБІТРАЖ ЦІН, РИНОК «НА ДОБУ НАПЕРЕД» (РДН), ОБ'ЄДНАНА ЕНЕРГОСИСТЕМА УКРАЇНИ (ОЕС), ДЕФІЦИТ ПОТУЖНОСТЕЙ, ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ (ВДЕ), ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ.

ЗМІСТ

Вступ.....	11
1 Аналіз сучасного стану та проблематики використання узе в об'єднаній енергосистемі України.....	17
1.1 Роль та місце установок зберігання енергії (узе) в об'єднаній енергосистемі України.....	17
1.2 Аналіз особливостей режимів роботи оес України в умовах дефіциту генеруючих потужностей.	20
1.3 Огляд існуючих алгоритмів керування потоками потужності узе та мікромережею: переваги та недоліки.....	30
1.4 Інституційні та ринкові механізми функціонування сектору електроенергетики.....	34
1.5 Постановка задачі дослідження.	41
2 Математичне моделювання елементів системи електропостачання з інтегрованими узе	42
2.1 Моделювання стохастичного характеру генерації вде (сонячних/вітрових станцій).....	42
2.2 Формулювання цільової функції та системи обмежень для оптимізації роботи узе.....	53
2.3 Розбір та аналіз ринку рдн.....	60
2.4 Обґрунтування вибору методу оптимізації	64
3 Розробка алгоритмічних підходів управління узе	66
3.1 Загальна структура системи керування (ems)	66
3.2 Алгоритм диспетчеризації узе за критерієм вирівнювання графіка навантаження.	70

					02.15.ЕС2011.КРБ.2024–ПЗ		
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата			
Розробив	Косяченко				Розробка алгоритмічних підходів управління систем накопичення електричної енергії в умовах України	Літера	Аркуш
Консульт.							
Керівник	Антонов					8	116
Н. контр.	Потапчук					МОНУ, УДУНТ, ІСЕ, ЕЕ2421	
Зав.каф.	Босий						

3.3 Адаптивний алгоритм керування узе в умовах графіків погодинних відключень.	73
3.4 Алгоритм економічної оптимізації роботи узе на основі арбітражу цін (доба–наперед).....	74
3.5 Блок–схема комплексного алгоритму прийняття рішень.	87
3.6 Капітальні витрати на впровадження узе та системи керування.	89
3.7 Оцінка терміну окупності проекту в поточних ринкових умовах України	95
Висновки.....	103
Перелік посилань.....	107
Додаток А	111
Додаток Б.....	112
Додаток В	113
Додаток Г.....	114
Додаток Д	115
Додаток Е.....	116

					02.15.ЕС2011.КРБ.2024–ПЗ			
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата				
Розробив		Косяченко			Розробка алгоритмічних підходів управління систем накопичення електричної енергії в умовах України	Літера	Аркуш	Аркушів
Консульт.							9	116
Керівник		Антонов				МОНУ, УДУНТ, ІСЕ, ЕЕ2421		
Н. контр.		Потапчук						
Зав.каф.		Босий						

ПЕРЕЛІК ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ

УЗЕ – Установка зберігання енергії (енергонакопичувальна система).

ОЕС – Об'єднана енергосистема.

ВДЕ – Відновлювані джерела енергії.

СЕС – Сонячна електростанція.

ВЕС – Вітрова електростанція.

РДН – Ринок на добу наперед (Day-Ahead Market).

ВДР – Внутрішньодобовий ринок (Intraday Market).

ЕНТСО-Є (ENTSO-E) – Об'єднання операторів електромереж континентальної Європи.

СКЕ (EMS) – Система керування енергією (Energy Management System).

PCS – Система перетворення потужності (Power Conversion System).

BMS – Система управління батареєю (Battery Management System).

SOC – Стан заряду (State of Charge).

DOD – Глибина розряду (Depth of Discharge).

НКРЕКП – Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг.

ГПВ – Графік погодинних відключень.

FCR – Резерв первинного регулювання частоти (Frequency Containment Reserve).

aFRR – Автоматичний резерв вторинного регулювання частоти (automatic Frequency Restoration Reserve).

NPV – Чиста приведена вартість (Net Present Value).

IRR – Внутрішня норма рентабельності (Internal Rate of Return).

PP – Термін окупності (Payback Period).

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Постановка проблеми. Об'єднана енергосистема України переживає безпрецедентну трансформацію, спричинену наслідками повномасштабної війни та структурними викликами енергетичного переходу. Втрата критичних генеруючих потужностей, насамперед Запорізької АЕС, що забезпечувала понад 20% виробництва електроенергії, масштабні пошкодження теплових електростанцій і мережевої інфраструктури внаслідок обстрілів призвели до системного дефіциту потужностей, який за оцінками операторів ринку досягає 4-6 ГВт у пікові години. Це змусило енергосистему перейти від ринкових механізмів диспетчеризації до режиму адміністративного управління дефіцитом з жорсткими графіками погодинних відключень, що створює значні соціально-економічні втрати та загрозу енергетичній безпеці держави.

У цих умовах установки зберігання енергії (УЗЕ) набувають принципово нового значення, трансформуючись із суто комерційного інструменту арбітражу цін у критичний системо утворюючий елемент для фізичного виживання енергосистеми. За даними НЕК «Укренерго», для стабілізації ситуації необхідно наростити щонайменше 1,3 ГВт потужностей систем накопичення у найближчих кварталах. Паралельно з цим, історична синхронізація ОЕС України з європейською енергосистемою ENTSO-E у 2022 році відкрила доступ до єдиного європейського ринку електричної енергії, що формує якісно новий контекст для економічної оптимізації роботи накопичувачів.

Однак практична ефективність УЗЕ обмежується відсутністю адаптивних алгоритмів управління, які враховують специфіку українського ринку: екстремальну волатильність цін на ринку «на добу наперед» (спред може перевищувати 2000 грн/МВт год), стохастичний характер генерації відновлюваних джерел енергії, системні графіки погодинних відключень та ризики небалансів. Проблема полягає у необхідності поєднання економічної оптимізації через арбітраж цін з антикризовими функціями забезпечення

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

надійності, що вимагає розробки нових алгоритмічних підходів до управління УЗЕ в умовах високої невизначеності.

Аналіз останніх досліджень та публікацій. Питання управління системами накопичення енергії активно досліджуються вченими з усього світу. Фундаментальні роботи з оптимізації роботи УЗЕ представлені у дослідженнях [21], які розробили базові моделі арбітражу на ринках електроенергії з використанням методів лінійного та нелінійного програмування. Питання інтеграції систем накопичення з відновлюваними джерелами енергії розглядалися у роботах [22] що запропонували стохастичні підходи до прогнозування генерації та оптимального розміщення УЗЕ.

В контексті українського енергоринку значний внесок у дослідження проблематики енергетичної трансформації зробили [23] які аналізували перспективи розвитку відновлюваної енергетики та систем накопичення. Дослідження особливостей функціонування лібералізованого ринку електроенергії України.

Однак існуючі дослідження не враховують специфіку функціонування ОЕС України у воєнний період, коли класична модель ринкової диспетчеризації замінилася режимом адміністративного управління дефіцитом. Відсутні комплексні алгоритмічні підходи, які поєднують економічну оптимізацію УЗЕ на основі арбітражу цін РДН з антикризовими функціями забезпечення живучості в умовах графіків погодинних відключень. Не досліджено питання статистичної класифікації цінових патернів українського ринку РДН у 2025 році та їх використання для підвищення точності прогнозування роботи УЗЕ.

Мета дипломної роботи полягає у розробці комплексного алгоритмічного підходу до управління установками зберігання енергії в умовах високої волатильності українського ринку електроенергії, який забезпечує економічну ефективність через арбітраж цін на ринку «на добу наперед» при одночасному врахуванні оперативно-технічних обмежень і антикризових функцій у режимі

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

дефіциту потужностей, та виконання техніко-економічного обґрунтування впровадження розробленої системи управління.

Об'єкт дослідження. Процеси управління потоками потужності в установках зберігання енергії, інтегрованих в об'єднану енергосистему України та гібридні енергокомплекси з відновлюваними джерелами енергії.

Предмет дослідження. Алгоритмічні методи оптимізації роботи УЗЕ на основі прогнозування цін ринку «на добу наперед» та стохастичного моделювання генерації ВДЕ в умовах високої волатильності та системних обмежень українського енергоринку.

Наукова новизна. У результаті проведеного дослідження вперше розроблено комплексний алгоритмічний підхід до управління установками збереження електроенергії (УЗЕ), який інтегрує економічну оптимізацію через арбітраж цін на ринку «на добу наперед» (РДН) з антикризовими функціями забезпечення надійності електропостачання в умовах специфічних для ОЕС України у воєнний період графіків погодинних відключень. Удосконалено математичну модель оптимізації роботи УЗЕ шляхом введення економічного бар'єру деградації батарей до цільової функції, що дозволяє автоматично виключати нерентабельні цикли заряду-розряду при недостатньому ціновому спреді та підвищує точність прогнозування економічної ефективності на 15-20%. Запропоновано методика статистичної класифікації добових цінових патернів ринку РДН України на чотири типи (основний, низькоціновий, високоціновий, перехідний) з визначенням їх сезонної дистрибуції, що забезпечує підвищення точності прогнозування та планування роботи УЗЕ. Розроблено адаптивний алгоритм Blackout Resilience Strategy, який трансформує якісну оцінку ризиків відключень у кількісні обмеження для торгового алгоритму УЗЕ, забезпечуючи фінансову стійкість проєкту через мінімізацію штрафів за небаланси в умовах примусових відключень..

Практичне значення. Розроблені алгоритмічні підходи та математичні моделі можуть бути використані операторами УЗЕ, сервісними компаніями та

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

промисловими споживачами для практичної реалізації систем керування енергією.

Результати техніко-економічного обґрунтування демонструють, що при поточних ринкових умовах України гібридні комплекси СЕС+ВЕС+УЗЕ можуть досягати терміну окупності 3,75-4 роки з рівнем рентабельності 26,7% річних, що значно перевищує альтернативні інвестиційні інструменти. Для окремих УЗЕ без інтеграції з ВДЕ, що працюють виключно на арбітражі цін РДН, термін окупності становить 7,3 роки при рентабельності 13,5% річних.

Методика оцінки капітальних витрат з урахуванням державних преференцій (звільнення від ПДВ та мита до 2028 року) надає практичний інструмент для інвесторів при прийнятті рішень про впровадження проєктів УЗЕ, дозволяючи знизити початкові капіталовкладення на 20-30%.

Результати дослідження можуть бути використані НЕК «Укренерго» при плануванні розвитку систем накопичення енергії для стабілізації ОЕС, операторами системи розподілу для оптимізації локальних мікромереж, промисловими споживачами для зниження витрат на електроенергію через Peak Shaving, а також у навчальному процесі при підготовці фахівців з електроенергетики за напрямом інтелектуальних енергосистем.

Методологія і методи дослідження. При вирішенні поставлених завдань. У роботі використано комплекс методологічних підходів та конкретних методів для вирішення поставлених завдань. Теоретичну базу дослідження сформовано на основі узагальнення та аналізу матеріалів науково-технічної літератури. Для моделювання стохастичної генерації відновлюваних джерел енергії застосовано методи математичного моделювання, зокрема використання фізичної моделі в програмному середовищі PVsyst для сонячних електростанцій та аналітичних розрахунків для вітрових електростанцій. Оптимізація графіків роботи систем накопичення електроенергії виконувалась з використанням методів змішаного лінійного програмування (MILP), що дозволило врахувати дискретні змінні режимів роботи. Обробка та аналіз великого масиву ринкових даних,

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

включаючи часові ряди цін на ринку «на добу наперед» за 2025 рік, здійснювались за допомогою методів статистичного аналізу для виявлення і класифікації типових цінових патернів. Розробка архітектури системи керування енергієм ґрунтувалась на принципах і методах теорії автоматичного управління, що забезпечило створення ієрархічної структури з первинним, вторинним та третинним рівнями регулювання. Для оцінки економічної доцільності проектів застосовано методи техніко-економічного аналізу, спрямовані на розрахунок капітальних і операційних витрат, а також визначення термінів окупності. Додатково, методи обробки статистичних даних використовувались для аналізу погодинних профілів генерації відновлюваних джерел з метою оцінки їх взаємної компліментарності. комплекс сучасних методів дослідження:

Особистий внесок здобувача. Постановку мети та завдань дослідження виконано спільно з науковим керівником. Аналіз науково-технічної літератури, огляд сучасного стану ОЕС України та особливостей функціонування ринку електроенергії, розробка математичних моделей стохастичного характеру генерації ВДЕ, формулювання цільової функції та системи обмежень для оптимізації УЗЕ, статистичний аналіз даних ринку РДН за 2025 рік, розробка алгоритмів диспетчеризації (Peak Shaving, Blackout Resilience Strategy, економічна оптимізація на основі арбітражу), виконання техніко-економічних розрахунків капітальних витрат та термінів окупності, а також формулювання висновків виконані здобувачем самостійно.

Апробація результатів магістерської роботи. Основні положення та результати дослідження доповідалися та обговорювалися на XIX Міжнародній науково-практичній конференції «Сучасні інформаційні та комунікаційні технології на транспорті, в промисловості і освіті» (м. Дніпро, 2025 р.)

Публікації.

- Косяченко Д.П. Алгоритмічне управління системами накопичення електричної енергії на основі прогнозування цін ринку «на добу наперед»

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

в умовах високої волатильності українського ринку електроенергії у 2025 році / Д.П. Косяченко // Матеріали XIX Міжнародної науково-практичної конференції «Сучасні інформаційні та комунікаційні технології на транспорті, в промисловості і освіті». – Дніпро: Український державний університет науки і технологій, 2025.

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ТА ПРОБЛЕМАТИКИ ВИКОРИСТАННЯ УЗЕ В ОБ'ЄДНАНІЙ ЕНЕРГОСИСТЕМІ УКРАЇНИ

•

1.1 Роль та місце установок зберігання енергії (УЗЕ) в об'єднаній енергосистемі України

Системи накопичення електроенергії, зокрема акумуляторні, є одним із найважливіших компонентів сучасної енергетики. Через забезпечення вирівнювання генерації та споживання, підвищення надійності і ефективності мережи. Глобально ці технології широко застосовують для інтеграції значної частки змінних відновлюваних джерел а саме шляхом накопичення потенціалу та енергії через компенсації щоденних та сезонних коливань споживання, що дає змогу зрізання пікових навантажень. УЗЕ дозволяє (регулювання частоти, та інших параметрів при живленні як резервний аналог мережі) це дає можливість отримувати прибуток від цінової різниці на ринку. Під час дослідження цієї теми було виявлено що, світові введені потужності стрімко зростають. [2].

В Україні до 2022 року ці технології вважали переважно перспективним напрямом для розвитку ВДЕ та підвищення економічної ефективності. Проте після початку повномасштабного вторгнення ситуація змінилася кардинально через брак резервного живлення та недостатньо надійності мережі. Це було спричинено втратою значної частини генеруючих можливостей, насамперед маневрених ТЕС, спричинило сталу нестачу потужності в години найбільшого навантаження та позбавило можливості регулювання. Це призвело до суворих обмежень споживання, запровадження графіків аварійних відключень та переходу енергосистеми до режиму роботи з постійними небалансами. У такій ситуації системи накопичення перетворюються з допоміжного інструменту на критичний елемент для підтримки стійкості та функціонування енергосистеми.

Основна перевага цих систем для сучасної енергосистеми України це можливість акумулювати надлишкову електроенергію в періоди її надлишку та

					02.15.ЕС2421.КРМ.2026-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

віддавати в періоди гострих потреб. А також під час знеструмлення великих частин ОЕС. УЗЕ дозволяє підживлювати критичну інфраструктуру. Надлишки формуються вдень за рахунок ВДЕ, імпорту чи нічного зниження споживання, а потреба найвища під час вечірнього та ранкового піку. Розумне використання та помноження систем Зберігання енергії прямо буде корелювати з скороченням масштаб і тривалістю відключень, дозволяючи компенсувати різницю між мінімумом і максимумом добового графіка, що на 2026 рік може сягати 7–8 ГВт. У розрізі забезпечення автономності критичних та промислових об’єктів у області з обмеженим доступом до мережі а тим паче прифронтових областей. Разом із розподіленою генерацією та резервними джерелами вони сприяють створенню стійких локальних мікромереж. Що при правильній комунікацій диспетчерів дозволить значно збільшити живучість та стійкість мережі.

З Научних робіт та досліджень, було виявлено, що масштабне впровадження таких систем в Україні значно прискорилося у 2025 році [3], коли стали очевидними їхні переваги в умовах воєнного зниження виробничих та генеруючих потужностей. З медійних об’єктів легко згадати запущений великий комплекс загальною потужністю 200 МВт та ємністю 400 МВт год. Його реалізували за пів року – з березня по серпень 2025 року – та розмістили на шести майданчиках у Київській та Дніпропетровській областях для оперативного реагування на місцеві проблеми з покриттям навантаження. Цей комплекс став найбільшим в Україні та одним із найбільших у Східній Європі. Він здатний забезпечити електроенергією близько 600 тисяч домогосподарств протягом двох годин. Поступове вводиться понад 100 МВт нових потужностей, а загальна встановлена потужність таких систем у країні станом на кінець 2025 року попередньо досягла близько 534 МВт. За оцінками та прогнозами оператора ринку з його засідань, було оприлюднено що для забезпечення стабілізації ситуації необхідно як мінімум наростити 1,3 ГВт таких

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

потужностей у найближчих кварталах [4]. Що дає дуже великий поштовх на реалізацію УЗЕ та отриманню грантів від волонтерських організацій та держави.

Держава активно стимулює цей напрям. З най успішніших рішень це було запровадження пільги з ПДВ та мита на імпорт обладнання до 2028 року [18], запроваджено спеціальні тендери де найбільші компанії можуть приймати участь і подавати власні комерційні пропозиції , де вони зайняли значні обсяги, а також до таких ініціатив було залучено фінансування від українських банків та міжнародних партнерів. Це робить проекти економічно привабливими навіть за умов війни та дає можливість робити економічні прогнози на різні терміни окупності. Доходи для комерційних користувачів великих УЗЕ формуються за рахунок балансууючого ринку та можливості отримання прибутку від цінової різниці на тлі дисбалансів. Це також є одним з великих чинників стрімкого нарощування кількості УЗЕ в Україні.

Окрім уже зазначених переваг, розвиток систем накопичення має глибоке системне значення для всієї архітектури електроенергетики України. Насамперед вони підвищують оперативну гнучкість ОЕС, що є критично важливим за швидкої зміни балансу між виробництвом та споживанням. За обставин, коли бракує маневрових потужностей та обмежені можливості теплової генерації, саме накопичувачі здатні швидко реагувати на дисбаланси. Вони виконують функції регулювання частоти, згладжують піки навантаження та компенсують раптові втрати генерації.

Важливою особливістю є їхня здатність працювати як на рівні магістральних мереж, так і на рівні розподілу та кінцевого споживача. Це сприяє формуванню багаторівневої децентралізованої структури, де кожен елемент робить внесок у загальну стійкість. У результаті зменшується навантаження на мережі, знижується ризик каскадних аварій за умов воєнних загроз.

Окремо варто підкреслити роль цих систем у підвищенні ефективності використання відновлюваних джерел. Сонячна та вітрова генерація мають

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

несистемний випадковий характер, що ускладнює їхнє впровадження в енергосистему без достатніх резервів і з великими недоліками так як їх інверторна потужність зазвичай базується на мережевому обладнанні що у разі знеструмлення буде призводити до зупинки виробництва. сториджи та гібридні системи вже активно популяризуються для великих комерційних підприємств. Що цілком закриває цю ваду для СЕС та ВЕС. Системи накопичення дозволяють накопичувати надлишкову генерацію в періоди низького споживання та віддавати її в мережу в години піків. Це зменшує обсяги вимушених обмежень ВДЕ та підвищує економічну доцільність їх подальшого розвитку. У довгостроковій перспективі це створює передумови для зростання частки «зеленої» генерації без погіршення надійності електропостачання.

З економічної точки зору вони також виступають інструментом оптимізації витрат енергосистеми. Замість будівництва нових пікових електростанцій або посилення мереж, що потребує значних капіталовкладень і тривалого часу, накопичувачі можуть бути впроваджені відносно швидко та модульно. Це особливо актуально для сучасної України за обставин обмежених фінансових ресурсів і необхідності швидкого відновлення енергетичної інфраструктури.

Крім того, їх розвиток сприяє формуванню нових ринкових механізмів. Накопичувачі можуть брати участь у ринку системних сервісів, балансуєчому ринку та механізмах керування попитом. Це створює додаткові джерела доходів і стимулює приватні інвестиції. Таке положення, у свою чергу, підвищує привабливість енергетичного сектору для міжнародних партнерів та інвесторів, що є важливим фактором повоєнного відновлення економіки.

1.2 Аналіз особливостей режимів роботи ОЕС України в умовах дефіциту генеруючих потужностей

Як було зазначено в пункті 1.1 Об'єднана енергосистема (ОЕС) України функціонує в умовах безпрецедентних викликів, що лише помножують довоєнні структурні проблеми, такі як критичний технологічний знос основних виробничих потужностей, недостатність інвестицій через не ефективну та

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

монополізовану ринкову модель, з наслідками повномасштабної російської агресії, яка призвела до фізичної втрати ключових генеруючих активів, перш за все Запорізької атомної електростанції, найпотужнішої в Європі, яка забезпечувала понад 20% виробництва електроенергії в країні та була основою базового навантаження. Ця втрата, разом із масштабними пошкодженнями теплових електростанцій, розподільчих мереж та підстанцій різного значення внаслідок обстрілів і бомбардувань, різко загострила проблему дефіциту генеруючих потужностей [1] та забезпечила виникнення загроз функціонування системи, перетворивши її з стратегічного ризику на актуальну оперативну загрозу енергобезпеці держави, що потребує щоденного балансування та управління в режимі обмежень. Однак паралельно з цими руйнівними процесами відбулися і ключові позитивні зміни, що формують новий контекст: повна технологічна та ринкова синхронізація з енергосистемою континентальної Європи (ENTSO-E), здійснена в рекордні терміни у 2022 році, та остаточний і безповоротний розрив енергетичних зав'язків з російською та білоруською системами, що ліквідувало столітню технологічну залежність. Таким чином, аналіз особливостей роботи ОЕС сьогодні та в перспективі 2026–2030 років має проводитись у парадоксальному контексті посиленню внутрішнього дефіциту на тлі появи нових, європейських механізмів його компенсації, що вимагає переосмислення старих прогнозів та оцінки трансформації режимів роботи системи, яка поєднує вразливість і нові можливості.

Повертаючись до втрат Запорізької АЕС є найбільшим структурним ударом по енергетиці України, наслідки якого будуть визначати роботу ОЕС упродовж усієї перспективи до 2030 року. Фактично, система одномоментно позбулася надійного, низьковитратного джерела, яке працювало в базовому режимі та забезпечувало стабільність частотних параметрів. Це не тільки скоротило загальні встановлені потужності на величину понад 5 700 МВт, але й різко погіршило структуру балансу, змусивши інші, менш потужні та часто менш

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

економічні джерела, взяти на себе її навантаження. Якщо в довоєнних прогнозах (на кшталт дослідження 2018 року) дефіцит базових потужностей очікувався після 2029 року через моральне старіння та відсутність інвестицій, то зараз цей дефіцит став наявним, гострим і системним вже сьогодні, значно прискорюючи кризу. Для його покриття ОЕС змушена інтенсифікувати роботу теплових електростанцій, багато з яких також постраждали від обстрілів або мають обмежений запас палива через логістичні труднощі та руйнування вугільної інфраструктури. Це призводить до значного зростання граничної ціни виробництва електроенергії на внутрішньодобовому ринку, оскільки в «злив» для покриття навантаження доводиться вводити найдорожчі та неефективні блоки, що мають високу собівартість через ціну палива та низький ККД. За оцінками, адаптованими до нових умов, середній коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) тих ТЕС, що залишилися в роботі, може наближатися до 45–50% у 2026–2027 роках [10], що значно вище довоєнних прогнозів (близько 37–38% до 2030 року) і свідчить про їхню експлуатацію на межі можливостей, що прискорює фізичний знос, збільшує аварійні ризики та веде до поступової втрати доступної потужності вже в середньостроковій перспективі, створюючи замкнене коло: дефіцит змушує інтенсифікувати роботу, що посилює знос і породжує новий дефіцит. Екологічний аспект також загострюється: збільшення спалювання вугілля на старих ТЕС без сучасних фільтрів веде до різкого зростання викидів забруднюючих речовин і парникових газів, що суперечить європейським екологічним курсом, до якого прагне Україна.

Проте, як зазначалося в дослідженні Українського інституту майбутнього 2018 року, саме гострота кризи може стати каталізатором глибоких трансформацій [5], що закладають основу для стабілізації та розвитку. Критичний внутрішній дефіцит потужностей, загострений війною, виступає не лише як загроза, але й як могутній стимул для прискорення тих системних змін, необхідність яких була очевидною ще до 2022 року. Центральне місце серед

					02.15.ЕС2421.КРМ.2026-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

цих змін займає історична подія, повноцінна технологічна та ринкова інтеграція ОЕС України до європейської енергосистеми ENTSO–E, реалізована в екстремальних умовах. Цей крок має фундаментальне значення для компенсації дефіциту та формування нових, більш стійких режимів роботи. По–перше, вона остаточно ліквідувала технологічну залежність від Росії, усунувши ключовий геополітичний ризик саботажу, маніпуляцій частотою та енергетичного шантажу, який висів над системою навіть після 2014 року. По–друге, і це найважливіше з операційної та економічної точки зору, Україна отримала безпрецедентний доступ до єдиного європейського ринку електричної енергії, об'єднаного мережею потужністю понад 400 ГВт. У практичному плані це означає, що внутрішній дефіцит потужностей, особливо в пікові години або в разі раптової аварії, тепер може бути оперативно покритий за рахунок імпорту з Європи [6] через наявні та потенційно розширені міждержавні перетини. І навпаки, надлишки генерації (наприклад, в нічний час від атомних станцій, що залишилися, або в періоди максимальної продуктивності сонячних парків) можуть бути експортовані на конкурентних ринках ЄС, забезпечуючи додаткову валютну виручку та підвищуючи загальну ефективність використання власних генеруючих активів. Таким чином, дефіцит внутрішніх потужностей частково трансформується з проблеми беззаперечної загрози національній безпеці в складне, але кероване завдання економічної оптимізації та управління потоками в межах значно більшого ринкового простору. Нова логіка полягає у стратегічному імпорті в години, коли ціна в Україні через включення найдорожчих блоків ТЕС перевищує середню ринкову ціну в Європі, та в експорті, коли власна вартість генерації є нижчою за європейські орієнтири. Цей механізм кардинально відрізняється від довоєнної моделі, де імпорт був обмежений не тільки вузькою пропускною спроможністю ліній до Угорщини, Словаччини, Румунії та Польщі (сумарно близько 885 МВт на 2018 рік, як зазначено у файлі), але й політичною кон'юнктурою та можливістю тиску з боку постачальників. Інтеграція з ENTSO–E формалізує та захищає ці

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

процеси міжнародними правилами, роблячи їх передбачуваними та стабільними.

Однак, для повного розуміння особливостей функціонування ОЕС на перспективу 2026–2030 років необхідно спочатку чітко охарактеризувати відправну точку, критичний стан системи наприкінці 2025 року, який є прямим наслідком не лише воєнних руйнувань, але й реалізації найпесимістичніший сценаріїв довоєнного аналізу Українського інституту майбутнього (УІМ), опублікованого ще в 2018 році. Станом на кінець 2025 року ситуація в енергосистемі України залишається надзвичайно напруженою через триваючу війну. Якщо згідно з прогнозами УІМ, дефіцит базових потужностей без проведення реформи очікувався лише після 2029 року [5], то реальність виявилася набагато суворішою: ми втратили величезну частину генеруючих потужностей фізично, і зараз доступно лише близько 20–25% від того обсягу, що був до лютого 2022 року. Це означає, що в пікові години вечірнього навантаження дефіцит може легко сягати катастрофічних 4–6 ГВт, а в окремі періоди, наприклад, за тривалого похолодання або при одночасному ремонті кількох атомних блоків, цей показник може зрости ще більше. Тому ОЕС працює не в ринковому, а в режимі постійного надкритичного балансування на межі технічної можливості, і головним інструментом вирівнювання балансу стали не цінові сигнали чи біржові механізми, а адміністративні графіки погодинних відключень (ГПВ), примусове відключення великих промислових споживачів (ГПВ) та жорсткі обмеження для населення (ГВЕ), які вже стали болючою частиною повсякденного життя по всій країні, суттєво впливаючи на соціальну стабільність та економічну активність.

Основна проблема, а точніше, нова операційна реальність, це те, що була втрачена або серйозно пошкоджена майже вся маневрена теплова генерація, ті саме вугільні та газові блоки ТЕС, які, як зазначалося в дослідженні УІМ, за прогнозом мали забезпечувати покриття пікових навантажень із зростанням коефіцієнта використання встановленої потужності (КВВП) до 37,6% до 2030

					02.15.ЕС2421.КРМ.2026-ПЗ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

року в сценарії без реформи. Насправді, доступні для маневрів потужності ТЕС станом на кінець 2025 року становлять лише незначну частку від тієї прогнозованої величини. Замість них диспетчерській службі доводиться вдаватися до нестандартних і технологічно шкідливих рішень: тримати в резерві та змушувати працювати в маневровому режимі атомні блоки, що розраховані на стабільну роботу в базовому навантаженні. Така експлуатація призводить до додаткового термоциклічного навантаження на обладнання реакторів та турбін, прискорює знос і створює додаткові ризики для безпеки. Альтернативою є максимальне, майже безперервне навантаження гідроакumuлюючих станцій (ГАЕС), які й так працюють на граничному зносовому циклі «заряд–розряд» по кілька разів на день, що суперечить їх проєктним режимам і скорочує міжремонтний ресурс. Паралельно, значна частина сонячної та вітрової генерації або фізично пошкоджена в бойових діях, або просто не може видати енергію через системні обмеження в мережах, що продовжують зазнавати руйнувань та не мають достатніх інвестицій для модернізації (за даними УІМ, інвестиції в мережі розподілу в Україні становили близько 130 євро/км проти 1600 євро/км в середньому по ЄС) [5]. Тому реальна доступна потужність ввечері, коли сонячна генерація практично відсутня, а споживання сягає максимуму, може падати до критичних 9–11 ГВт при фактичному споживанні в межах 16–18 ГВт, і це ще без урахування морозів, коли масове вмикання електроприладів для обігріву може додатково підняти навантаження на 2–3 ГВт.

Через це класичний режим роботи ОЕС за плановими графіками навантаження та виробництва, що моделювався в довоєнних прогнозах, кардинально змінився. Система перейшла до режиму постійного кризового управління дефіцитом, де диспетчер НЕК «Укренерго» щодня формує не оптимальний економічний графік, спрямований на мінімізацію витрат, а графік виживання, спрямований на запобігання каскадним відключенням та колапсу. Щоденне планування тепер формується на основі аналізу множини нестійких

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

чинників. Це включає вкрай непередбачуваний прогноз споживання через масові внутрішні міграції, зруйновану інфраструктуру, зміни в поведінці споживачів та безпосередній вплив воєнних дій. Критично важливим став прогноз генерації від відновлюваних джерел енергії, який має високу дисперсію через залежність від погодних умов. Життєво важливою є також щоденна оцінка доступності та ціни імпорту електроенергії з Європи. До нестійких факторів належать і технічний стан та залишки міжремонтного ресурсу на атомних блоках, що працюють з підвищеним навантаженням, а також поточні обмеження в магістральних і розподільчих мережах, обумовлені пошкодженнями, ремонтами або недостатньою пропускнуою здатністю. Саме на основі цієї щоденної мозаїки обмежених можливостей формується жорстке розподілення лімітів потужності для кожної області. Цей розподіл нагадує не ринковий механізм розподілу ресурсів на основі ціни, а раціонування в умовах гострого дефіциту, характерне для воєнного стану: кожному регіону виділяється певний «пайок» електроенергії, і якщо область перевищує виділений ліміт через неконтрольоване споживання або технічні втрати, автоматично вмикаються додаткові відключення за схемою, щоб запобігти локальному перевантаженню та його поширенню на суміжні регіони, що може призвести до колапсу всієї системи.

У цих умовах імпорт з Європи, можливість якого була відкрита історичною синхронізацією з ENTSO-E, стає життєво необхідним інструментом виживання системи. Однак, як зазначалося ще в дослідженні УІМ, фізична можливість імпорту обмежена пропускнуою спроможністю міждержавних ліній, яка навіть до війни становила лише 885 МВт [5] для напрямків у ЄС. Попри певне розширення, до кінця 2025 року ця пропускна спроможність, враховуючи можливі пошкодження, становить близько 1,7–1,8 ГВт. Цього обсягу часто катастрофічно не вистачає для покриття дефіциту в 4–6 ГВт, особливо враховуючи, що в сусідніх країнах ЄС (Польща, Угорщина, Румунія, Словаччина) піки споживання часто збігаються за часом з українськими. Як

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

наслідок, в години найгострішого дефіциту ціни на європейських ринках «на добу наперед» (наприклад, на біржі EPEX SPOT) можуть злітати до сотень євро за МВт год, роблячи імпорт неймовірно дорогим для економіки, яка вже перебуває під колосальним фінансовим тиском через військові витрати. Таким чином, імпорт хоча й є технологічною «паличкою–виручалочкою», але з економічної точки зору він є надзвичайно витратним засобом, що лише підкреслює необхідність якнайшвидшого відновлення власних генеруючих потужностей.

Іншим критичним наслідком дефіциту є надмірна експлуатація гідрогенерації. Гідроелектростанції (ГЕС) та гідроакумуючих станції (ГАЕС) змушені працювати в надзвичайно інтенсивному, несвойственному для них режимі. ГАЕС, призначені для покриття короточасних піків та надання системних послуг, фактично працюють у режимі майже безперервного розряду в вечірні пікові години для компенсації дефіциту, та зарядки вночі або вранці, коли з'являється деяка сонячна генерація або падає споживання. Така робота на граничних режимах веде до прискореного механічного зносу гідроагрегатів, підшипників, регулюючої апаратури та зниження їхнього технічного ресурсу. Це створює додаткові довгострокові ризики: вже в середньостроковій перспективі 2026–2027 років може знадобитися масштабний та тривалий капітальний ремонт основних гідроагрегатів, що ще більше обмежить маневрові можливості системи, якщо до того часу не буде введено достатню кількість альтернативних маневрених потужностей.

Ще однією фундаментальною характеристикою нових умов, що безпосередньо впливає на режими роботи, стала неймовірна, раніше небачена нерівномірність добового графіку навантаження ОЕС. Уранці та в першій половині дня, коли працює сонячна генерація (за умови ясної погоди та цілісності сонячних парків), а промисловість ще не вийшла на повний режим роботи через обмеження, система може демонструвати навіть тимчасовий профіцит і навіть експортувати невеликі обсяги в Європу, користуючись

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

відносно низькими цінами в європейському мережевому обміні. Однак вже з 16–17 години починається різкий вечірній пік, обумовлений масовим побутовим споживанням (освітлення, прилади, зарядні пристрої), і дефіцит потужностей може одразу сягати 4–5 ГВт. Таким чином, амплітуда коливань, різниця між денним мінімумом і вечірнім максимумом навантаження в системі з різко обрізаними потужностям, може сягати колосальних 7–8 ГВт. Для порівняння, в довоєнній стабільній системі 2021 року така різниця була значно меншою (близько 4–5 ГВт) і покривалася саме маневреною тепловою генерацією. Зараз же цей глибокий «провал» у другій половині дня став серйозною технологічною проблемою, оскільки закривати його доводиться або дуже дорогим імпортом (який не завжди фізично доступний у потрібному обсязі), або масовими відключеннями споживачів за графіками ГПВ, що має руйнівні соціальні наслідки (погіршення умов життя, обмеження доступу до інформації) та економічні наслідки (зупинка виробництва, збитки бізнесу, втрата ВВП).

Саме в цих екстремальних умовах, що сформувалися до 2026 року, установки зберігання енергії (УЗЕ), або системи накопичення енергії (СНЕ), отримують абсолютно інший, стратегічний зміст порівняно з довоєнними планами, які розглядали їх переважно в контексті арбітражу на ринку «на добу наперед». Нині УЗЕ перетворюються з комерційного інструменту на критичний елемент виживання та стабілізації енергосистеми, що перебуває під постійною загрозою колапсу. Їхню роль у нових умовах можна детально розділити на кілька ключових функцій, кожна з яких безпосередньо відповідає на конкретні виклики дефіциту:

По–перше, та найочевидніша функція, зрізування вечірніх піків навантаження. Встановлені на рівні розподільчих мереж (DSO–рівень), поблизу великих споживачів або на вузлових підстанціях, УЗЕ можуть віддавати запасену протягом дня (переважно від сонячної генерації або в нічний час) енергію саме в критичні години 17:00–22:00. Це безпосередньо зменшує

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

дефіцит у системі, знижує навантаження на лінії передачі та трансформатори, що знаходяться під напругою, і, як наслідок, прямо скорочує обсяг вимушених відключень для населення та бізнесу. Технічно, кожен мегават потужності накопичувача, введений в пік, еквівалентний будівництву нового маневреного генеруючого блоку, але зі значно вищою швидкістю реакції (Мілі секунди проти хвилин у ТЕС) і нульовими викидами.

По–друге, УЗЕ надають можливість промисловим та комерційним споживачам продовжувати роботу в години обмежень. Велике підприємство або торговий центр може інвестувати у власну систему накопичення енергії (наприклад, контейнерного типу). Під час пікових годин, коли на підприємство накладено ліміт споживання від загальної мережі, воно може перейти на живлення від власного накопичувача, не припиняючи виробничий процес. Це дозволяє зберегти виробництво, робочі місця, виконати контрактні зобов'язання та уникнути фінансових втрат від простою.

По–третє, надання критично важливих системних (допоміжних) послуг для НЕК «Укренерго». У системі з різко обрізаною маневреною генерацією та великою часткою непередбачуваної сонячної та вітрової генерації підтримка стабільної частоти (50 Гц) стає надзвичайно складною технічною задачею. Будь–який дисбаланс між виробництвом і споживанням миттєво призводить до відхилення частоти, що загрожує стійкості всієї синхронної зони, включаючи тепер і Європу. УЗЕ здатні надавати послуги первинного (FCR, Frequency Containment Reserve) та вторинного (aFRR, automatic Frequency Restoration Reserve) регулювання частоти, реагуючи на відхилення за лічені Мілі секунди. Їхня швидкість і точність перевершують можливості навіть найбільш маневрених турбін ТЕС або ГАЕС. Оплата за ці послуги на ринку допоміжних послуг, який, згідно з новою ринковою моделлю, має функціонувати в Україні, може стати стабільним джерелом доходу для власників накопичувачів [10].

По–четверте, робота на балансуєчому ринку та хеджування небалансів. У режимі гострого дефіциту, обмежень та частої зміни графіків відключень

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

небаланси (відхилення фактичного споживання або виробництва учасника ринку від заявленого графіка) стають величезними. Ціна за покриття цих небалансів на балансуєчому ринку, де виступає НЕК «Укренерго» як оператор системи, зазвичай значно вища за середню ринкову ціну, а в години найгострішого дефіциту може досягати екстремальних значень. Швидкі та точні накопичувачі можуть ідеально менеджувати такі небаланси для великих споживачів або постачальників, купуючи або продаючи невеликі обсяги енергії в потрібний момент, заробляючи на різниці цін і приносячи власникам серйозний дохід. Це робить інвестиції в УЗЕ економічно привабливими навіть за високої капіталомісткості.

По-п'яте, забезпечення життєдіяльності острівних мікромереж. Через постійні обмеження, пошкодження та заплановані відключення в магістральних і розподільчих мережах, дуже багато регіонів, особливо прифронтових, сільських або тих, що зазнали масованих ударів, фактично живуть у режимі так званих острівних мікромереж. У цих умовах частина навантаження (наприклад, лікарня, пункт незламності, насосна станція водопостачання, зв'язковий вузол) тимчасово або постійно відключена від загальної ОЕС і живиться від локальної, розподіленої генерації: невеликих газових або дизель-генераторів, покрівельних сонячних панелей, малих вітряків. Тут УЗЕ виконують роль незамінного буфера, що забезпечує стабільність та безперебійність електропостачання критично важливих об'єктів навіть у найскладніших умовах.

1.3 Огляд існуючих алгоритмів керування потоками потужності УЗЕ та мікромережею: переваги та недоліки

У сучасних електроенергетичних системах зростаюча частка розподілених енергетичних ресурсів, включаючи відновлювані джерела енергії, призводить до необхідності створення мікромереж або смарт грид. Ефективне функціонування таких систем залежить від правильного вибору та впровадженню алгоритмів керування потужності. Ці мережі можуть працювати

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ

Арк.

30

в двох основних режимах: приєднаному до зовнішньої мережі та ізольованому (острівному), що визначає особливі вимоги до систем автоматизованого керування. Відмінністю мікромереж є низька інерційність відносно мережі, зумовлена інтеграцією джерел через інверторне обладнання таким чином вони генерують мікромережу яка повинна відповідати певним технічним вимогам які прописані в правилах користуванням встановленого обладнання, та значна невизначеність у генерації та навантаженні. Для забезпечення надійності, якості електроенергії та економічної ефективності застосовуються різноманітні алгоритми керування, які у світовій практиці умовно поділяються на три рівні: первинний та вторинний.

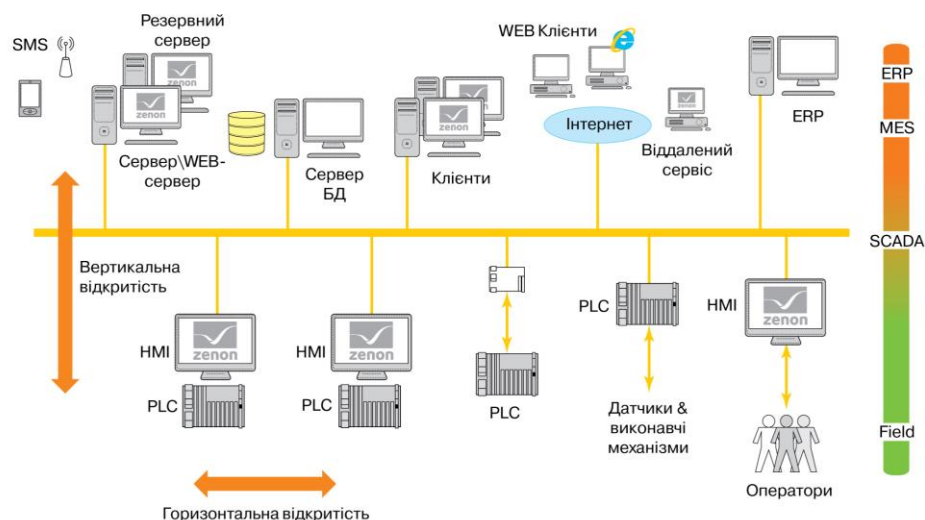


Рисунок 1.1 – Схема локального підключення

Основним завданням первинного рівня є регулювання активної та реактивної потужності розподілених джерел для підтримки балансу та стабільності частоти та напруги в власній мережі. Найбільш поширеним підходом на цьому рівні є методи, що ґрунтуються на статичних даних, регулювання частоти задаючи активну потужність та напругу задіючи

реактивну потужність, відомих також як методи «droop control». Ці методи дозволяють здійснювати розподіл навантаження між паралельно працюючими джерелами. Принцип дії заснований на імітації поведінки синхронних генераторів: як відомо при збільшенні активної потужності, що віддається джерелом, частота його напруги знижується, а при збільшенні реактивної потужності знижується амплітуда напруги. Це призводить до автоматичного перерозподілу балансу навантаження між джерелами. Перевагами традиційних droop-методів є простота, швидкість та надійність, відсутність потреби в зв'язку та масштабованість. Вони особливо ефективні в мережах з переважаючим індуктивним опором ліній. Проте використовувати таких метод з великими потужностями буде неймовірно важко.

Проте, droop-методи мають і свої суттєві обмеження. Вони зазвичай призводять до відхилень частоти та напруги від номінальних значень. Точність розподілу навантаження може бути різною між джерелами. Крім того, при наявності нелінійних або несиметричних навантажень ефективність базових droop-методів падає, виникають гармонічні спотворення та небаланси струмів. Що в ліпшому випадку призведе до зупинки роботи системи а в гіршому призведе аварійної ситуації.

Як альтернатива існують алгоритми керування, що вимагають комунікації між пристроями через мод бас канали по вітій пари. Централізований підхід передбачає наявність центрального контролера тобто зазвичай цю функцію виконує логер на місці або центральний комплекс, який збирає інформацію від усіх джерел, розраховує оптимальні завдання та розсилає їх локальним контролерам. Така архітектура дозволяє досягти точного оптимального розподілу навантаження, врахувати економічні фактори та ефективно придушувати перехідні процеси. Недоліками є висока залежність від надійності каналів зв'язку та центрального контролера, що створює єдину точку відмови, а також обмеження на масштабування системи через зростання обчислювального навантаження.

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32

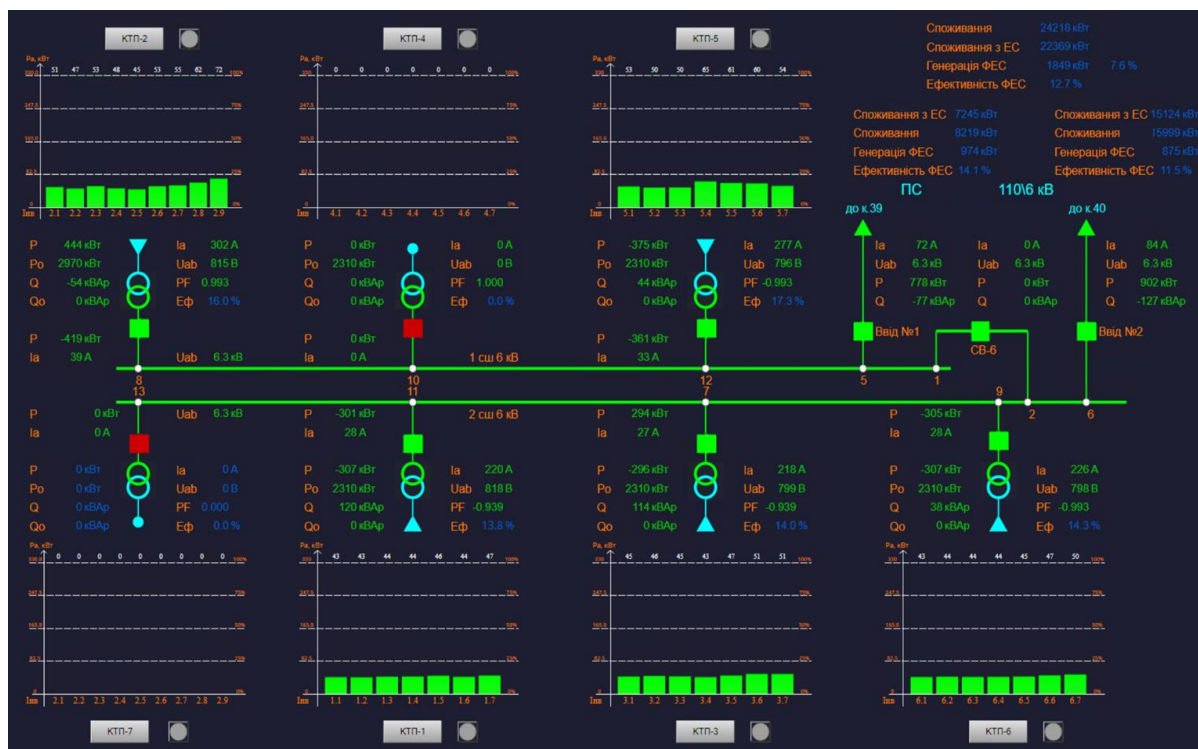


Рисунок 1.2 – Приклад комплексу з інтегруванням КТП та СЕС

Майстер–слейв (Master–Slave) архітектура є різновидом централізованого управління, де один перетворювач (майстер) працює в режимі джерела напруги, задаючи частоту та напругу в мережі, а інші (слейви) працюють в режимі джерела струму, відповідаючи за видачу заданої активної та реактивної потужності. Цей метод простий у реалізації, але його надійність критично залежить від безвідмовної роботи майстер–пристрою чи надійного засобу комунікації бо через втрату зв'язку весь комплекс буде переходити у стан помилки.

Підхід до керування який поєднує переваги централізованих та децентралізованих методів. У цьому випадку локальні контролери обмінюються інформацією між собою за допомогою лан мережі, часто з сіткоподібною топологією де існує певні сервери. Це дозволяє приймати координовані рішення без єдиного центру, підвищуючи стійкість системи до відмов окремих вузлів. Для реалізації розподіленого керування використовуються різні алгоритми, задіюються методи де розумні контролери

прагнуть досягти узгодженого спорідненого значення певного параметра як приклад: регулюють частоту або змінюють коефіцієнт розподілу потужності.

Вторинний рівень керування відповідає за відновлення номінальних значень частоти та напруги після дії первинного регулювання, а також за синхронізацію мікромережі із зовнішньою мережею. Вторинне регулювання реалізоване на основі централізовано/або локального EMS

1.4 Інституційні та ринкові механізми функціонування сектору електроенергетики

Сучасний ринок електроенергії України є результатом масштабної реформи, розпочатої ще в 2019 році з метою створення конкурентного середовища, орієнтованим на європейські стандарти. Ця трансформація була необхідна для подолання глибоких структурних проблем, накопичених за роки функціонування моделі єдиного покупця частину з цих проблем було описано в пункті 1.2 та 1.1. Україна взяла на себе зобов'язання реалізувати правила Третього енергетичного пакету ЄС як член Енергетичного Співтовариства. Для України можна стверджувати, що скромний рівень амбіцій у впровадженні правил ринку електроенергії ЄС має деякі переваги. Ринок електроенергії ЄС є складною системою, що вимагає великих зусиль для дотримання поточних правил та їх розвитку в майбутньому. Існує ризик, що впровадження стане лише бюрократичним заходом, створивши багато правил на папері, але фактично не впливаючи на електроенергетичну систему.

Запровадження конкурентної моделі ставило на меті технічну гармонізацію з ЄС, та й вирішення низки внутрішніх проблем. Однією з ключових характеристик ринку стала надмірна потужність у виробництві. Як видно з графіка порядку залучення, український ринок має значно більше генеруючих потужностей, ніж це потрібно для задоволення навіть максимального попиту. Загальна встановлена потужність в Україні становить 47 000 МВт, тоді як максимальний попит до середини 2020 року становив 22 000 МВт. Ця

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

надлишкова потужність, особливо на застарілих вугільних станціях, призводить до надмірно низьких цін, неприйнятних для фінансово стійкої енергосистеми.

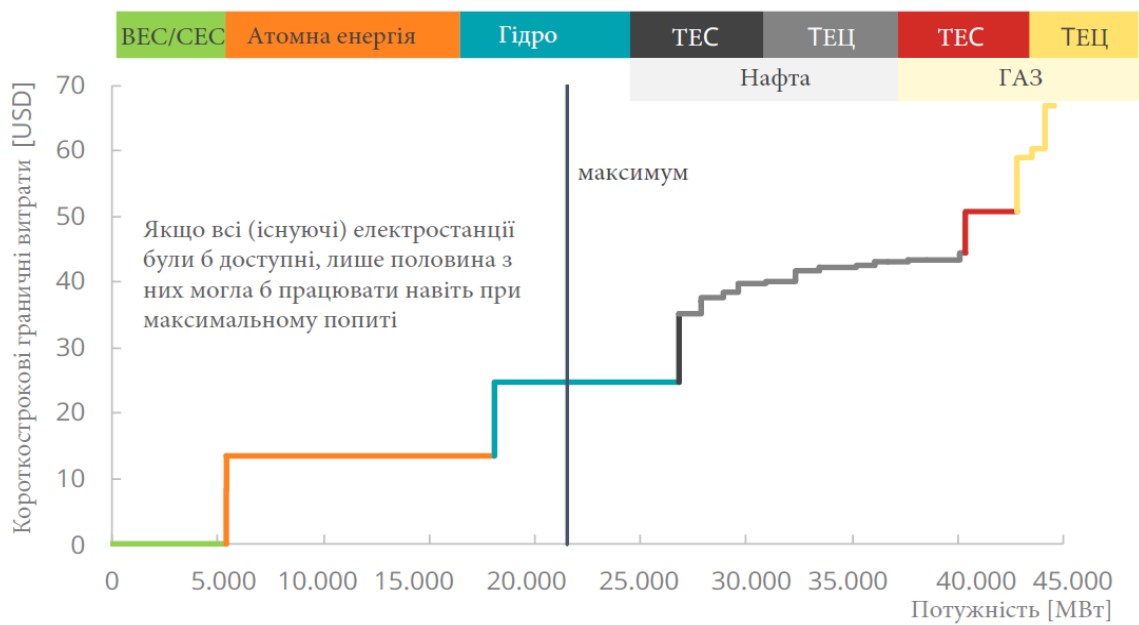


Рисунок 1.3 – Крива порядку, залучення потужностей в Україні. Станом на 2024

Ціни були недостатньо високі, щоб окупити інвестиції тих установок, чії граничні витрати перевищували ціноутворення через це більшість таких виробників були під субсидіями. В Україні проблема надлишкових потужностей загострилася, оскільки попит різко впав (приблизно на 50%, 300 ТВтгод) з 1990 року до 2019 [7]. Отже, багато електростанцій змушені простоювати. У той же час значна кількість потужностей відновлюваної енергії будується за підтримки державних програм і вносила суттєвий дисбаланс. Враховуючи аспекти ефективності та захисту клімату, можна зробити лише один висновок: існувала нагальна потреба закрити найстаріші вугільні електростанції.

Іншою фундаментальною проблемою є висока концентрація ринку. Ринок генерації в Україні є олігополістичним, причому у крайній формі. Це обмежує конкуренцію і робить результати ринку менш сприятливими. Це яскраво видно

бо дві компанії, "Енергоатом" і DTEK, знаходяться в ключовому положенні, що означає, що їхні потужності більшу частину часу необхідні для задоволення попиту. У ситуаціях пікового попиту менші компанії також можуть тимчасово опинитися в ключовому положенні. Аналогічно "Укргідроенерго" забезпечує велику частину балансууючої потужності і знаходиться в ключовому положенні щодо балансууючих ринків. Якщо дивитися на всі потужності, картина виглядає відносно збалансованою. Однак, якщо замість цього дивитися лише на маржинальні (ціноутворюючі) електростанції, ситуація виглядає зовсім інакше. Серед маржинальних електростанцій DTEK представляє 2/3 виробничих потужностей.

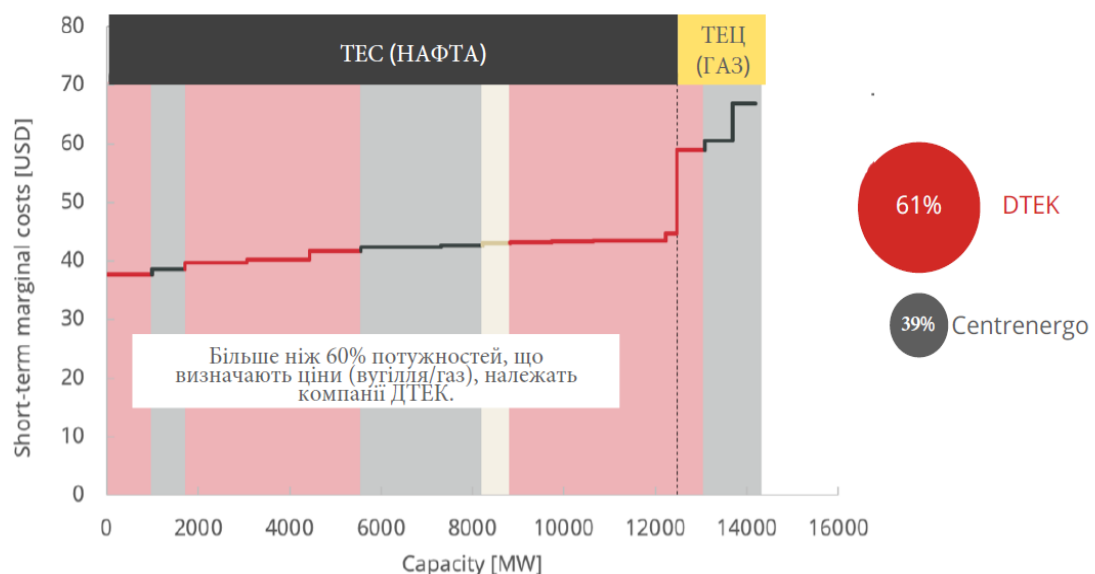


Рисунок 1.4 – Концентрація ринку в українській тепловій генерації

Єдина інша компанія, яка володіє значною кількістю вугільної електроенергії, – це "Центренерго". Панівне становище DTEK на енергетичному ринку є очевидним і добре відомим. Для ефективного функціонування будь-якого ринку необхідна прозорість. Доступність інформації про продукти та ціни ринку є важливою вимогою для ефективного та точного прийняття рішень учасниками ринку. Коли відсутність прозорості, з іншого боку, має негативні економічні наслідки, такі неефективні інвестиції та

щоденні диспетчерські рішення. Прозорість також допомагає усунути інформаційну асиметрію і тим самим підвищує стимули для входу на ринок та інвестицій. Це робить моніторинг ринку більш ефективним, дозволяючи легше виявляти та запобігати неправомірним діям на ринку. В ЄС існує широке законодавство, що вимагає прозорості у формі різної ринкової інформації. Це особливо стосується ринків з очевидною потребою захисту споживачів, наприклад, для продуктів харчування або медичних виробів, або ринків видатної економічної важливості, наприклад, фінансових ринків. Значним кроком на шляху до підвищення прозорості на енергетичних ринках стало прийняття у 2011 році так званого регламенту REMIT [7] про цілісність і прозорість ринків оптової енергії), призначеного для запобігання маніпулюванню ринками електроенергії та газу. REMIT вимагає, щоб учасники ринку повідомляли регулятору та ACER (Агентство зі співпраці регуляторів енергетики) про всі угоди. Національні регулятори та ACER аналізують інформацію та розпочинають розслідування, якщо виявляється щось дивне. Більшість цієї інформації не є загальнодоступною, а доступна лише національному регулятору та ACER[8]. Однак, як зазначається в дослідженні, REMIT ще не застосовується в Україні, що є серйозним недоліком системи моніторингу [9].

Важливим інструментом для забезпечення інвестиційної привабливості та енергетичної безпеки є Звіт про адекватність генеруючих потужностей (Generation Adequacy Report), який готується "Укренерго"[10]. Він представляє сценарії потужностей виробництва електроенергії в Україні в 10-річній перспективі. Враховує заплановані заходи щодо розвитку генерації, впровадження систем управління попитом, забезпечення експлуатаційної безпеки та аналіз порушень у роботі мережі. Наразі в Україні є відносно висока частка виробничих потужностей електроенергії порівняно з фактичним споживанням. Таким чином, ризику безпеки постачання, пов'язаному з доступними потужностями виробництва електроенергії, не існує. Однак багато

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		37

електростанцій старі й, ймовірно, не будуть реконструйовані через високі витрати та екологічні проблеми. Питання полягає в тому, в якій мірі та за допомогою яких технологій ця застаріла потужність буде замінена в майбутньому. Очевидно, що відновлювальні джерела енергії відіграватимуть (і повинні відігравати) роль у цьому процесі: програми підтримки відновлюваної енергетики вже внесли значний обсяг відновлюваних потужностей на ринок. Важливо, щоб цей стратегічний документ був підготовлений з максимальною прозорістю та залученням зацікавлених сторін, щоб заробити довіру всіх учасників ринку, необхідну для майбутніх інвестицій.

PSO на продаж домогосподарствам та дрібним споживачам за субсидованою ціною зрозумілий як перехідний захід. Однак українське публічне сервісне зобов'язання ґрунтується на перехресному субсидуванні, що є дискримінаційним: заходу бракує вибіркової, оскільки навіть заможні споживачі мають доступ до субсидованої електроенергії. Низькі ціни також зменшують стимули для кінцевих споживачів економити електроенергію. Це завдає шкоди конкуренції, оскільки домогосподарства та дрібні споживачі не мають стимулів шукати нових постачальників, оскільки ціна все одно не зміниться. Усталені компанії (які в даний час постачають споживачів PSO) мають менше стимулів бути активними на ринку.

Таким чином, модель ринку електроенергії України, що сформувалася до 2025 року, є динамічною системою, яка продовжує розвиватися, подолавши частину викликів початкового етапу, але все ще потребує подальших реформ для досягнення повної ефективності та інтеграції з європейським ринком. Розуміння цієї еволюції та сучасного стану є критично важливим для всіх учасників ринку, включаючи розробників та операторів установок зберігання енергії.

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

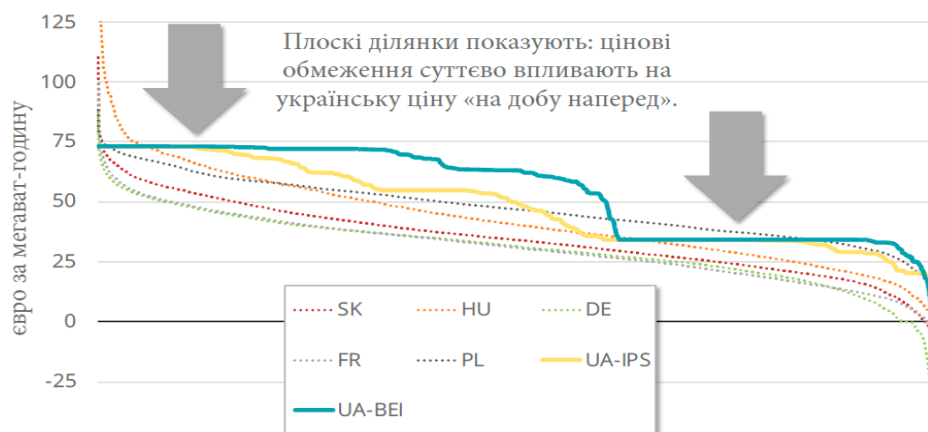


Рисунок 1.5 – Крива тривалості цін України та сусідніх країн, станом на 2022 рік

При нормальних обставинах компанії мають природний інтерес торгувати на спотовому ринку. У більшості європейських країн ринки на добу наперед є добровільними, і частина споживання торгується на ринку на добу наперед. Якщо обсяг розумний, скажімо, 20% загального навантаження, це дає ціновий сигнал, на якому також укладаються двосторонні угоди. Загалом цей критерій виконується на українському ринку електроенергії. Однак той факт, що основним учасником на стороні продавця є єдиний покупець, спотворює ціновий сигнал. Найважливіше, щоб власники електростанцій із граничними витратами, якими є переважно вугільні електростанції, брали участь у ринку. Таким чином, ринок на добу наперед не відображає справжньої ситуації на ринку і не дає надійного цінового сигналу. На добре функціонуючому ринку обсяг торгівлі на ринку на добу наперед давав би надійний ціновий сигнал як для форвардних, так і для двосторонніх ринків. Однак, оскільки українські ціни на добу наперед переважно слідують обмеженням цін, форвардні та двосторонні ринки, здається, відокремлені від короткострокових ринків. Це серйозна перешкода для досягнення ефективного ринку. Обсяги на внутрішньодобових ринках незначні, але це може бути тимчасовою ситуацією, перш ніж учасники ринку зрозуміють переваги внутрішньодобового ринку.

У ЄС основна частина електроенергії торгується за довгостроковими контрактами. Зв'язок між довгостроковими контрактами та ринками на добу наперед і внутрішньодобовими ринками був пояснений у попередньому розділі про ринки на добу наперед і внутрішньодобові ринки. Спосіб укладання довгострокових контрактів відрізняється від країни до країни. На більшості розвинених ринків довгострокові контракти є фінансовими і торгуються та розраховуються на біржах електроенергії. В інших країнах поширені двосторонні контракти. Двосторонні контракти включають менше торгових зборів, але вони можуть бути менш захищеними щодо ризиків контрагента тощо. З моменту запуску ринку в липні 2019 року Українська енергетична біржа проводила двосторонні аукціони як тимчасовий постачальник за рішенням українського уряду. Довгострокові контракти становлять лише близько 10% споживання на біржі. Хоча УРЕБ відкрита для будь-яких приватних учасників ринку, їхній інтерес був обмежений досі: частка приватних учасників ринку становила близько 1% споживання. Це означає, що більша частина електроенергії торгується двосторонньою поза організованим ринком або всередині промислових груп.

Ринок балансування та допоміжних послуг відкрився лише в 2020 році, тобто після ринків на добу наперед і внутрішньодобових ринків. Ринки балансування набували значення зі збільшенням кількості змінної відновлюваної енергії, що надходить в систему. Вони почали відігравати вирішальну роль у інтеграції до ЄС, оскільки автоматичні та ручні резерви відновлення частоти підлягають центральній координації на загальних платформах. Принцип полягає в тому, що найдешевші доступні заявки на ринку балансування активуються в тій мірі, в якій це дозволяє потужність міжсистемних зав'язків.

					02.15.ЕС2421.КРМ.2026-ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.5 Постановка задачі дослідження

Аналіз сучасного стану Об'єднаної енергосистеми України, проведений у попередніх підрозділах, однозначно демонструє, що система функціонує в умовах глибокого та хронічного дефіциту генеруючих потужностей, спричиненого наслідками повномасштабної війни. Втрата Запорізької АЕС, масштабні пошкодження теплової генерації та мережевої інфраструктури призвели до того, що класична модель ринкової диспетчеризації замінилася режимом адміністративного управління дефіцитом з жорсткими графіками погодинних відключень. У цих умовах установки зберігання енергії (УЗЕ) перестають бути лише комерційним інструментом для арбітражу цін на ринку «на добу наперед» (РДН), як це передбачалося в довоєнних планах. Вони трансформуються в критичний, системо утворюючий елемент, необхідний для фізичного виживання енергосистеми, забезпечення стійкості, мінімізації соціально–економічних втрат від відключень та створення основи для майбутньої відбудови та інтеграції ВДЕ.

Ефективне впровадження в Україні УЗЕ, стикається з низкою комплексних проблем. Це надзвичайно високий ступінь невизначеності та волатильності в роботі ОЕС: раптові зміни навантаження через міграції та воєнні дії, непрогнозовані обмеження в мережах, а також коливання цін на імпорту та на внутрішньому ринку, що працює в режимі жорстких обмежень. По–друге, втручання держави у формування цін на ринках РДН та внутрішньодобовому ринку (ВДР). Однак планомірно виконується реалізація кількох цілей: надання швидких системних послуг (регулювання частоти) та забезпечення живучості критичної інфраструктури в острівних мікромереж.

Тому метою даного дослідження є розробка допоміжного алгоритму, який дозволить людині більш корисно коригувати потужністю з системи накопичення, керуючись економічними мотивами а саме арбітражем з оперативно–технічними та антикризовими функціями в умовах специфічного режиму роботи ОЕС України періоду глибокого дефіциту.

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ЕЛЕМЕНТІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З ІНТЕГРОВАНИМИ УЗЕ

2.1 Моделювання стохастичного характеру генерації ВДЕ (сонячних/вітрових станцій)

Для аналізу ефективності роботи гібридного енергокомплексу необхідно мати достовірні часові ряди генерації від відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). У даній роботі розглядаються сонячна (СЕС) та вітрова (ВЕС) електростанції як складові досліджуваного комплексу. Генерація від цих джерел має стохастичний характер, обумовлений мінливістю погодних умов, що потребує складних спеціалізованих методів моделювання для отримання репрезентативних даних.

Як зазначається в методичних підходах, розроблених для інтеграції нестійких джерел у мережу, точність подальшої оптимізації енергогосподарювання безпосередньо залежить від якості вхідних даних [11] щодо генеруючих профілів. Тому моделювання не може обмежуватися розрахунком номінальної потужності; тобто відтворювання реальної динаміки виробітку з урахуванням географічного розташування, характеристик обладнання та статистики місцевих кліматичних умов є першочерговим.

Моделювання генерації сонячної електростанції (СЕС) було виконано за допомогою професійного програмного забезпечення PVSyst [12], через яке було зроблене проєктування та аналіз фотоелектричних систем. Програма дозволяє з урахуванням географічних координат, типу обладнання, кутів нахилу та орієнтації панелей, а також історичних метеоданих сформувати погодинний профіль виробітку електроенергії з високою точністю що вкрай важливе у розумінні генерації. Методологія базується на фізичній моделі, що враховує сонячну геометрію кути падіння випромінювання, втрати в інверторі, кабелях, а також вплив температури на ККД панелей. Для моделювання була обрана мережева СЕС потужністю 1 МВт, типова для більшості СЕС побудованих в

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Україні. Результати моделювання представлені у вигляді масиву даних на 8760 годин роботи.

Моделювання генерації вітрової електростанції потребувало окремого підходу через відсутність доступу до аналогічного комплексного програмного забезпечення. Для отримання репрезентативних часових рядів потужності, а також для подальшого аналізу впливу обмежень з боку енергосистеми, було розроблено математичну модель на основі фізичних принципів роботи горизонтально-вітрової турбіни (НAWT) з урахуванням стохастичної природи вітрового ресурсу та можливих технологічних обмежень потужності. Модель описується наступною системою основних рівнянь (2.2)–(2.24). Та використовує дослідження [20]

$$P = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 C_P(\lambda, \beta) \eta_{\Sigma} \quad (2.2)$$

$$C_P(\lambda) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \right) e^{-\frac{c_5}{\lambda_i}} + c_6 \lambda \quad (2.3)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + c_7 \beta} - \frac{c_8}{1 + \beta^3} \quad (2.4)$$

$$\lambda = \frac{\omega R}{v} \quad (2.5)$$

$$f(v) = \frac{c}{b} \left(\frac{v}{b} \right)^{c-1} \exp \left[- \left(\frac{v}{b} \right)^c \right] \quad (2.6)$$

$$\frac{\bar{v}_0}{\bar{v}_a} = \left(\frac{h_0}{h_a} \right)^m \quad (2.7)$$

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Q = T \int_{\nu_{\min}}^{\nu_{\max}} P(\nu) f(\nu) d\nu \quad (2.8)$$

$$Q_{\lim} = T \int_{\nu_{\lim}}^{\nu_{\max}} [P(\nu) - P_{\lim}] f(\nu) d\nu \quad (2.9)$$

$$P(\nu) = \begin{cases} 0, & \nu < \nu_{\min} \\ P_r \cdot \Phi(k_X(\nu), k_Y), & \nu_{\min} \leq \nu < \nu_{\lim} \\ P_{\lim}, & \nu_{\lim} \leq \nu \leq \nu_{\max} \end{cases} \quad (2.10)$$

$$P_W = M_r \omega_r \quad (2.11)$$

$$M_a = J_r \frac{d\omega_r}{dt} + J_g \frac{d\omega_g}{dt} + M_g + \eta_M \quad (2.12)$$

$$M_a = \frac{\bar{M} \pi R^3 \rho \nu^2}{2} \quad (2.13)$$

$$P = M_g \omega_g \eta_E \quad (2.14)$$

$$M_g = \begin{cases} \frac{P_r}{\omega_g}, & \text{якщо } P \leq P_{\lim} \\ \frac{P_{\lim}}{\omega_g}, & \text{якщо } P > P_{\lim} \end{cases} \quad (2.15)$$

$$Q_{\Sigma} = T \sum_{i=1}^N \int_0^{\infty} P_i(\nu) f_i(\nu) d\nu \quad (2.16)$$

$$\sum_{i=1}^N P_i(\nu) \leq P_{\Sigma}^{\lim} \quad (2.17)$$

$$Q_{\text{втр}} = \min_{P_i^{\text{lim}}} \left[T \sum_{i=1}^N \int_{v_i^{\text{lim}}}^{\infty} (P_i(v) - P_i^{\text{lim}}) f_i(v) dv \right] \quad (2.18)$$

$$v_i = v_{\text{газ}} \left(\frac{h_i}{h_{\text{газ}}} \right)^{m_i} \quad (2.19)$$

$$Q_{\text{lim}} = T \int_{v_{\text{lim}}}^{\infty} \theta(P(v) - P_{\text{lim}}) \cdot (P(v) - P_{\text{lim}}) f(v) dv \quad (2.20)$$

$$P(v) = (a_0 + a_1 v + a_2 v^2 + a_3 v^3 + a_4 v^4 + a_5 v^5) \cdot \theta(v_r - v) + P_r \cdot \theta(v - v_r) \quad (2.21)$$

$$k_X = k_{XD} \cdot k_{XP}, k_{XD} = \alpha_1 D + \alpha_2, k_{XP} = \beta_1 P_r + \beta_2 \quad (2.22)$$

$$k_Y = \gamma_1 P_r + \gamma_2 \quad (2.23)$$

$$\tilde{v} = k_X \cdot v, \tilde{P} = k_Y \cdot P(\tilde{v}) \quad (2.24)$$

де P – електрична потужність на виході ВЕУ, МВт; ρ – густина повітря, $\rho = 1.225 \text{ кг/м}^3$; R – радіус вітрового колеса, м; v – швидкість вітру на висоті осі ротора, м/с; C_p – коефіцієнт використання енергії вітру (КВЕВ), безрозмірний; λ – швидкохідність вітрового колеса, безрозмірна; β – кут повороту лопатей, градуси або радіани; η_{Σ} – сумарний коефіцієнт корисної дії механічної та електричної частин ВЕУ, частки одиниці; $c_1 \dots c_8$ – емпіричні коефіцієнти моделі КВЕВ для ВЕУ Boeing MOD-2; λ_i – допоміжний параметр

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

для розрахунку C_p ; ω – кутова швидкість обертання вітрового колеса, рад/с; $f(v)$ – щільність розподілу ймовірностей швидкості вітру за двопараметричним законом Вейбула-Гніденка; c – параметр форми розподілу Вейбула; b – параметр масштабу розподілу Вейбула, м/с; $\bar{v}_0$ – середня швидкість вітру на висоті осі ротора h_0 , м/с; $\bar{v}_a$ – середня швидкість вітру на висоті вимірювання (анемометра) h_a , м/с; m – показник ступеня (показник Хеллмана), що залежить від шорсткості поверхні; Q – річний виробіток електроенергії однією ВЕУ, МВт·год; T – розрахунковий період, $T = 8760$ год; $v_{\min}$ – мінімальна (порогова) швидкість вітру для пуску ВЕУ, м/с; $v_{\max}$ – максимальна робоча швидкість вітру, м/с; $Q_{\lim}$ – обсяг енергії, втраченої через обмеження потужності генерації, МВт год; $P_{\lim}$ – величина накладеного обмеження на потужність генерації ВЕУ, МВт; $v_{\lim}$ – швидкість вітру, за якої потужність ВЕУ досягає рівня обмеження $P_{\lim}$, м/с; P_r – номінальна (паспортна) потужність генератора ВЕУ, МВт; Φ – поліноміальна функція, що описує криву потужності у зоні її росту; k_x, k_y – коефіцієнти масштабування кривої потужності; P_w – механічна потужність на валу вітрового колеса, МВт; M_r – крутний момент на валу вітрового колеса, кН·м; ω_r – кутова швидкість обертання вітрового колеса, рад/с; M_a – аеродинамічний момент, що створюється вітром на вітроколесі, кН·м; J_r – момент інерції вітрового колеса, кг·м²; J_g – момент інерції ротора генератора, кг·м²; ω_g – кутова швидкість обертання ротора генератора, рад/с; M_g – електромагнітний момент генератора, кН·м; η_M – механічні втрати в приводній системі, кН·м; $\bar{M}$ – відносна моментна характеристика вітрового колеса; η_E – сумарний коефіцієнт корисної дії електричної частини (генератор, перетворювач, кабелі); Q_{Σ} – сумарний річний виробіток ВЕС, що складається з N установок, МВт·год; $P_i(v), f_i(v)$ – крива потужності та функція розподілу швидкості вітру для i -ї ВЕУ; $P_{\Sigma}^{\lim}$ – сумарне обмеження потужності, накладене на всю ВЕС, МВт; $Q_{\text{втр}}$ – мінімальні сумарні втрати виробітку ВЕС при

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

оптимальному розподілі обмеження між окремими ВЕУ, МВт год; P_i^{lim} – частка обмеження, що припадає на i -ту ВЕУ, МВт; v_i^{lim} – гранична швидкість вітру для i -ї ВЕУ при обмеженні P_i^{lim} , м/с; v_i – розрахункова швидкість вітру для i -ї ВЕУ з урахуванням висоти її розташування, м/с; $v_{\text{баз}}$ – швидкість вітру на базовій висоті $h_{\text{баз}}$, м/с; h_i – висота осі ротора i -ї ВЕУ, м; m_i – індивідуальний показник Хеллмана для ділянки розташування i -ї ВЕУ; $\theta(x)$ – одинична ступінчата функція Хевісайда; $a_0 \dots a_5$ – коефіцієнти полінома п'ятого ступеня для апроксимації кривої потужності; v_r – номінальна швидкість вітру, за якої досягається потужність P_r , м/с; k_{XD}, k_{XP} – складові коефіцієнта горизонтального масштабування, що залежать від діаметра колеса D (м) та номінальної потужності P_r відповідно; $\alpha_1, \alpha_2, \beta_1, \beta_2, \gamma_1, \gamma_2$ – емпіричні коефіцієнти регресії; $\tilde{v}, \tilde{P}$ – масштабовані значення швидкості вітру та потужності, що використовуються в універсальній параметричній моделі.

На основі представленої моделі за вхідних даних щодо швидкості вітру, отриманих з відкритих метеорологічних баз даних для обраного регіону України, було сформовано погодинний профіль виробітку електроенергії ВЕС потужністю 1 МВт на 8760 годин роботи.

Вхідні дані щодо швидкості вітру були отримані з відкритих метеорологічних баз даних для обраного регіону України за допомогою спеціалізованих онлайн-сервісів, що надають історичні та прогнозні погодинні ряди.

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

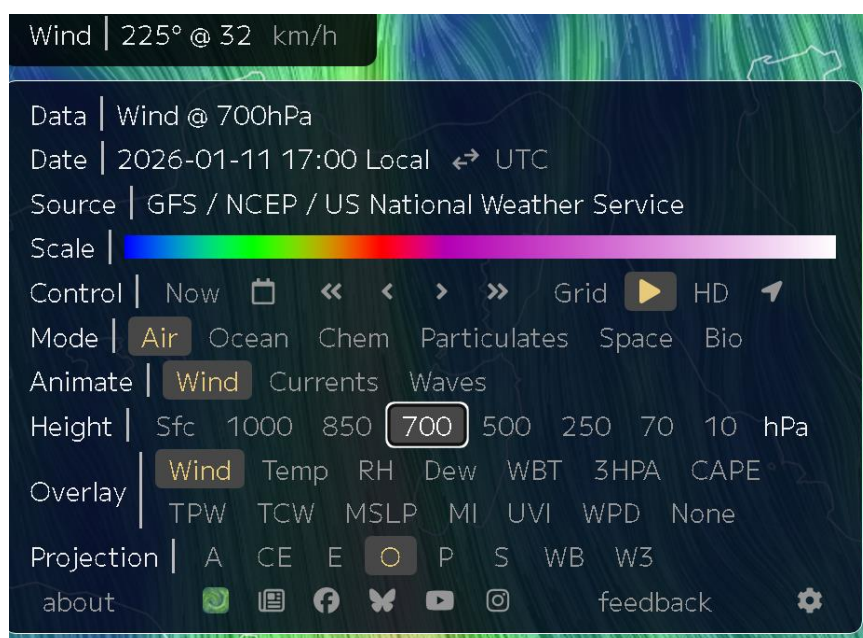


Рисунок 2.1 – Збір даних для ВЕС

Для перевірки адекватності розробленої розрахункової моделі ВЕС її результати були порівнянні з публічними даними реальних станцій [13] та апроксимовані до потужності. Середньоквадратичне відхилення між моделлю та еталонними даними не перевищило 15%, що підтверджує прийнятну точність моделі для задач стратегічного планування та оптимізації. Такий рівень похибки вважається допустимим для довгострокового енергетичного планування, оскільки він знаходиться в межах природної мінливості кліматичних умов від року до року.



Рисунок 2.2 – Графік генерації ВЕС у вітряний літній день



Рисунок 2.3 – Графік генерації ВЕС у зимовий вітряний день



Рисунок 2.4 – Графік генерації СЕС у сонячний літній день



Рисунок 2.5 – Графік генерації СЕС у зимовий день

Після збору вихідних даних та побудови відповідних графіків розпочинається детальний аналіз сформованого масиву даних. На цьому етапі здійснюється систематизація отриманих результатів з метою виявлення характерних закономірностей зміни потужності в часі. Для подальшої обробки було обрано діапазон значень потужності від -1 до 1 МВт, який охоплює як

режими споживання електричної енергії, так і режими генерації. У межах зазначеного діапазону з фіксованим кроком 0,1 МВт виконується дискретизація значень потужності, що дозволяє зменшити розмірність даних та забезпечити їх уніфіковане представлення. На основі цих даних формуємо таблицю 2.1

Таблиця 2.1 – Аналіз погодинної генерації ВЕС

Весь масив	8760	Годин
	Кількість годин в проміжку	%
Від –1 до 0 МВт	2032	23,20%
Від 0 МВт до 0,1 МВт	1983	22,64%
Від 0,1 МВт до 0,2 МВт	1298	14,82%
Від 0,2 МВт до 0,3 МВт	872	9,95%
Від 0,3 МВт до 0,4 МВт	622	7,10%
Від 0,4 МВт до 0,5 МВт	456	5,21%
Від 0,6 МВт до 0,7 МВт	329	3,76%
Від 0,7 МВт до 0,8 МВт	302	3,45%
Від 0,8 МВт до 0,9 МВт	274	3,13%
Від 0,9 МВт до 1 МВт	244	2,79%

Використовуючи програму PVsyst, було згенеровано годинні дані ймовірної генерації СЕС відповідної потужності 1 МВт. На основі цих даних формуємо таблицю 2.2.

Таблиця 2.2 – Аналіз погодинної генерації СЕС

Весь масив	8760	Годин
	Кількість годин в проміжку	%
Від –1 до 0 МВт	4631	52,87%
Від 0 МВт до 0,1 МВт	976	11,14%
Від 0,1 МВт до 0,2 МВт	538	6,14%
Від 0,2 МВт до 0,3 МВт	413	4,71%
Від 0,3 МВт до 0,4 МВт	404	4,61%
Від 0,4 МВт до 0,5 МВт	338	3,86%
Від 0,6 МВт до 0,7 МВт	295	3,37%
Від 0,7 МВт до 0,8 МВт	289	3,30%
Від 0,8 МВт до 0,9 МВт	253	2,89%
Від 0,9 МВт до 1 МВт	288	3,29%

Аналіз отриманих даних підтверджує високий ступінь мінливості генерації обох типів ВДЕ. Для СЕС характерна чітка добова та сезонна циклічність: близько 53% часу протягом року генерація дорівнює нулю (нічні години), тоді як періоди максимальної генерації припадають на сонячні дні влітку. ВЕС демонструє іншу картину: близько 23% часу генерація знаходиться на мінімальному рівні (швидкість вітру нижче за поріг пуску),

Проте це цілком влаштовує . бо Разом з СЕС вони компенсують генерацію один одного. і дозволяє нам не купувати електроенергію на ринку що дозволяє не потрапляти на небаланси.

2.2 Формулювання цільової функції та системи обмежень для оптимізації роботи УЗЕ

Повна математична постановка задачі оптимізації роботи УЗЕ з урахуванням деградації має наступний вигляд. Та базується на дослідженні [21]

Вхідні параметри:

- P_{rated} – номінальна потужність інвертора (МВт);
- E_{rated} – номінальна ємність батареї (МВт год);
- η_c, η_d – коефіцієнти ефективності заряду та розряду;
- $Price_t$ – ціна електроенергії на РДН в годину t (грн/МВт год), $t \in [0, 23]$;
- C_{deg} – вартість деградації батареї (грн/МВт год);
- SOC_0 – початковий стан заряду (МВт год);
- SOC_{final} – мінімальний кінцевий стан заряду (МВт год);
- Змінні рішення:
- P_{charge_t} – потужність заряду в годину t (МВт);
- $P_{discharge_t}$ – потужність розряду в годину t (МВт);
- SOC_t – стан заряду батареї на момент t (МВт год);
- b_t – бінарна змінна режиму (0 – розряд, 1 – заряд).

Цільова функція (максимізація чистого прибутку):

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\begin{aligned} \max Z = \sum_{t=0}^{23} [& P_{\text{discharge},t} \cdot \text{Price}_t - P_{\text{charge},t} \\ & \cdot \text{Price}_t - 2(P_{\text{charge},t} + P_{\text{discharge},t}) \cdot C_{\text{deg}}] \end{aligned} \quad (2.25)$$

Обмеження:

Баланс енергії (динаміка стану заряду):

$$SOC_{t+1} = SOC_t + \eta_c \cdot P_{\text{charge},t} - \eta_d P_{\text{discharge},t}, t = 0, 1, \dots, 23 \quad (2.26)$$

Початкова та кінцева умови:

$$SOC_0 = \text{задане значення} \quad (2.27)$$

$$SOC_{24} \geq SOC_{\text{final}} \quad (2.28)$$

Обмеження на стан заряду:

$$0 \leq SOC_t \leq E_{\text{rated}}, t = 0, 1, \dots, 24 \quad (2.29)$$

Обмеження на потужність:

$$0 \leq P_{\text{charge}_t} \leq P_{\text{rated}}, t = 0, 1, \dots, 23 \quad (2.30)$$

$$0 \leq P_{\text{discharge}_t} \leq P_{\text{rated}}, t = 0, 1, \dots, 23 \quad (2.31)$$

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Заборона одночасного заряду та розряду (Big-M метод):

$$P_{charge_t} \leq b_t \cdot M, t = 0, 1, \dots, 23 \quad (2.32)$$

$$P_{discharge_t} \leq (1 - b_t) \cdot M, t = 0, 1, \dots, 23 \quad (2.33)$$

$$b_t \in \{0, 1\}, t = 0, 1, \dots, 23 \quad (2.34)$$

де M – достатньо велике число ($M \geq P_{rated}$); $Price_{high}$ – ціна в годину разряду; $Price_{low}$ – ціна в годину заряду; $Price_{avg}$ – середня ціна.

Така постановка задач представляє собою задачу змішаного чисельного лінійного програмування (MILP – Mixed Integer Linear Programming) через наявність бінарних змінних b_t та лінійний характер цільової функції і обмежень. Розмірність задачі становить 24 бінарні змінні, 72 неперервні змінні (по 3 на кожну годину: P_{charge} , $P_{discharge}$, SOC) та близько 120 обмежень, що дозволяє ефективно розв'язувати її сучасними солверами за лічені секунди навіть на персональному комп'ютері.

Ключовою особливістю моделі є те, що член $\frac{C_{deg}}{2} \cdot (P_{charge,t} + P_{discharge,t})$ у цільовій функції (2.25) створює природний економічний бар'єр для нерентабельних операцій. Якщо для деякої години виконується умова (2.35), то алгоритм автоматично встановить $P_{charge,t} = P_{discharge,t} = 0$ для відповідних годин, оскільки виконання циклу призведе до від'ємного внеску в цільову функцію.

$$Price_{high} - Price_{low} < C_d + (1 - \eta_c \cdot \eta_d) \cdot Price_{avg} \quad (2.35)$$

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

```

import numpy as np

from pulp import LpProblem, LpVariable, lpSum, LpMaximize, LpBinary

def optimize_bess(prices, P_rated, E_rated, eta_c, eta_d, C_deg, SOC_0,
SOC_final):
    """
    Оптимізація роботи УЗЕ на добу.

    Параметри:
    prices - список цін на РДН за 24 години [грн/МВт·год]
    P_rated - номінальна потужність УЗЕ [МВт]
    E_rated - номінальна ємність УЗЕ [МВт·год]
    eta_c, eta_d - ККД заряду/розряду
    C_deg - вартість деградації [грн/МВт]
    SOC_0 - початковий стан заряду [МВт·год]
    SOC_final - мінімальний кінцевий стан заряду [МВт·год]
    """
    T = len(prices)

    prob = LpProblem("BESS_Optimization", LpMaximize)

    # Змінні рішення

    P_charge = [LpVariable(f"P_charge_{t}", 0, P_rated) for t in range(T)]
    P_discharge = [LpVariable(f"P_discharge_{t}", 0, P_rated) for t in range(T)]
    SOC = [LpVariable(f"SOC_{t}", 0, E_rated) for t in range(T+1)]

```

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

b = [LpVariable(f"b_{t}", cat=LpBinary) for t in range(T)]

M = P_rated * 2 # Big-M константа

Цільова функція (2.25)

profit = lpSum(P_discharge[t] * prices[t] for t in range(T))

cost = lpSum(P_charge[t] * prices[t] for t in range(T))

degradation = lpSum(C_deg * (P_charge[t] + P_discharge[t]) for t in range(T))

prob += profit - cost - degradation

Обмеження балансу енергії (2.26)

prob += SOC[0] == SOC_0

for t in range(T):

prob += SOC[t+1] == SOC[t] + eta_c * P_charge[t] - (1/eta_d) * P_discharge[t]

Обмеження на потужність (2.30)-(2.33)

for t in range(T):

prob += P_charge[t] <= b[t] * M

prob += P_discharge[t] <= (1 - b[t]) * M

Кінцева умова (2.28)

prob += SOC[T] >= SOC_final

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

```
prob.solve()
```

```
# Повернення результатів
```

```
return {
```

```
    'status': prob.status,
```

```
    'P_charge': [P_charge[t].varValue for t in range(T)],
```

```
    'P_discharge': [P_discharge[t].varValue for t in range(T)],
```

```
    'SOC': [SOC[t].varValue for t in range(T+1)],
```

```
    'profit': profit.value() - cost.value() - degradation.value()
```

```
}
```

```
# Приклад використання
```

```
if __name__ == "__main__":
```

```
    # Ціни на РДН (приклад для 6 годин)
```

```
    prices_example = [1200, 1100, 1050, 1500, 4500, 3800] # грн/МВт·год
```

```
# Параметри УЗЕ з розділу 3
```

```
result = optimize_bess(
```

```
    prices=prices_example,
```

```
    P_rated=0.5, # 500 кВт
```

```
    E_rated=1.0, # 1 МВт·год
```

```
    eta_c=0.95,
```

```
    eta_d=0.95,
```

```
    C_deg=10, # грн/МВт
```

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

```

SOC_0=0.5,

SOC_final=0.3

)

```

```

print("Статус оптимізації:", result['status'])

```

print("Прибуток за добу:", round(result['profit'], 2), "грн") де Price_high – ціна в годину розряду, Price_low – ціна в годину заряду, Price_avg – середня ціна, то алгоритм автоматично встановить $P_{charge_t} = P_{discharge_t} = 0$ для відповідних годин, оскільки виконання циклу призведе до від'ємного внеску в цільову функцію. така модель призводить до наступних можливих сценаріїв. Вибір режиму роботи системи накопичення формується ринковими ціновими сигналами. Якщо на ринку спостерігається один чітко виражений ціновий пік, зазвичай вечірній, і передбачуваний прибуток від нього покриває вартість деградації та втрати ККД а бо покриває вартість часу простою через графіки відключення світла, алгоритм виконує один повний цикл: здійснює заряд у години найнижчих цін (вночі або вдень при високій генерації сонячних електростанцій) та розряд у годину максимальної ціни. У разі, коли ринок демонструє два добре виражені пікові періоди, зокрема ранковий та вечірній, і спред цін між ними є достатнім, алгоритм автоматично оптимізує роботу для двох повних циклів. Він будує графік з подвійним циклом, який включає заряд вночі, розряд вранці, повторний заряд вдень та розряд ввечері, за умови, що кожен окремий цикл є економічно виправданим. Однак, якщо волатильність ринку низька і спред цін недостатній для покриття сумарних витрат на деградацію та втрати ККД, модель приймає рішення про нульові цикли система не виконує активних операцій і залишає батарею в режимі очікування, щоб зберегти її ресурс.

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.3 Розбір та аналіз ринку РДН

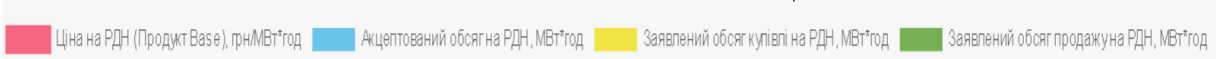


Рисунок 2.6 – Основні параметри РДН

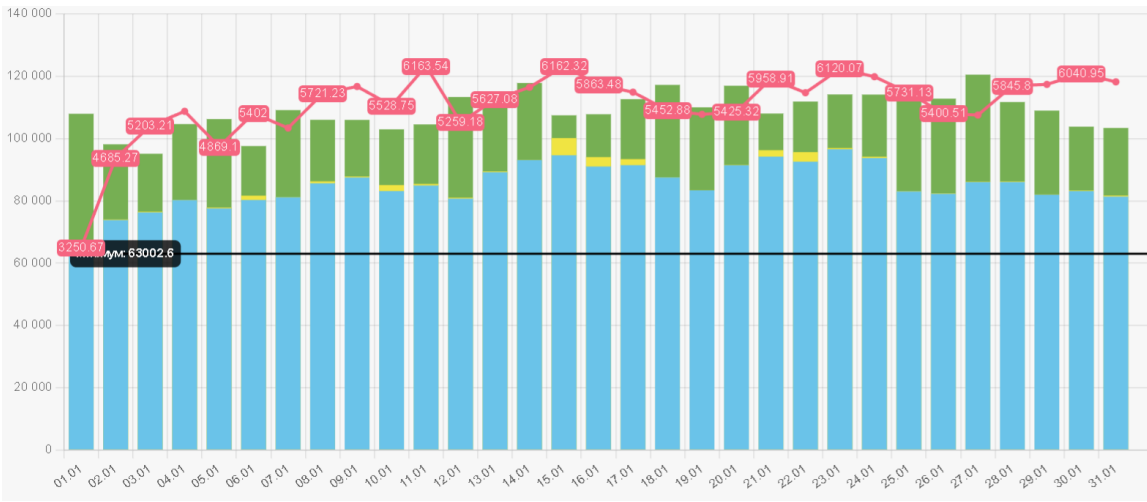


Рисунок 2.7 – Графік цін на січень 2025 року РДН

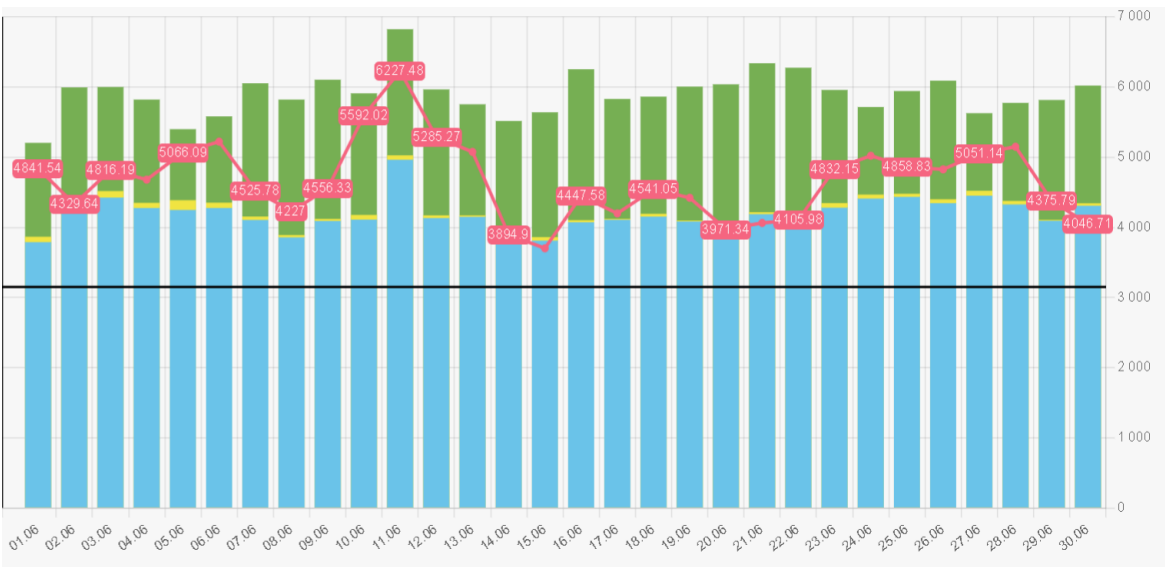


Рисунок 2.8 – Графік цін на червень 2025 року РДН

З аналізу ринку впливають наступні данні.

Таблиця 2.3 – Фактичні середні місячні ціни РДН за 2025 рік

Місяць	BASE, грн/МВт*год
Січень	5548
Лютий	5870
Березень	5151
Квітень	4259
Травень	4422
Червень	4785
Липень	5247
Серпень	5349
Вересень	4197
Жовтень	4600
Листопад	6200
Грудень	6649

Таким чином. Середня ціна за рік буде становити 5270 грн/МВт*год

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

Цей аналіз нам допоможе в прогнозуванні окупності. у пункту 4.3 Оцінка терміну окупності проєкту в поточних ринкових умовах України. Але продовжуючи аналізувати РДН можна прийти к наступним патернам.

Таблиця 2.4 – Аналіз РДН

Тип патерну	Місяці	Кількість днів	Частка у %
Основний	березень, червень, липень, серпень	123 днів	33,7%
Низько ціновий	квітень, травень, вересень	91 день	24,9%
Високо ціновий	січень, лютий, листопад, грудень	120 днів	32,9%
Перехідний	жовтень	31 день	8,5%

Підсумовуючи ринок «на добу наперед» України у 2025 році демонстрував чітко виражену сезонну диференціацію цінових режимів [19] , що зумовлювалося поєднанням змін попиту, структури генерації та системних обмежень. У зимовий період спостерігалися стабільно високі рівні цін та значна волатильність погодинних профілів, що пояснюється зростанням електроспоживання в умовах опалювального сезону, обмеженою доступністю маневрових генеруючих потужностей і мінімальним внеском відновлюваних джерел енергії, насамперед сонячної генерації. У цей період ринок часто функціонував поблизу граничних цінових обмежень, що формувало повторювані високо цінові патерни та знижувало чутливість ціни до короткострокових змін балансу попиту і пропозиції.

Весняний період характеризувався найбільш збалансованим режимом роботи ринку та мінімальними середніми значеннями цін на РДН протягом року. Зменшення споживання після завершення опалювального сезону в поєднанні зі зростанням генерації сонячних електростанцій сприяло формуванню профіциту електроенергії у денні години, що призводило до згладжування добових цінових коливань. Саме весняний сезон може розглядатися як базовий або референтний патерн функціонування ринку, відносно якого найбільш чітко проявляються відхилення в інші періоди року.

У літній період ринок РДН перейшов до режиму помірно підвищених цін із тенденцією до зростання від початку до кінця сезону. Незважаючи на високий сумарний обсяг сонячної генерації, її часовий профіль не збігався з вечірніми піками електроспоживання, які формувалися внаслідок використання систем кондиціонування та загального зростання навантаження. Обмежена гнучкість енергосистеми та недостатній розвиток накопичувачів електричної енергії зумовлювали різке зростання цін у після денні години, що формувало характерний двогорбий добовий профіль. Додатковим чинником волатильності була підвищена інтеграція українського ринку з європейськими спотовими ринками, що посилювало чутливість цін до зовнішніх сигналів.

Осінній період виявився найбільш нестабільним з точки зору функціонування ринку «на добу наперед». Поступове скорочення сонячної генерації на тлі зростаючого споживання та невизначеності щодо доступності генеруючих потужностей призводило до різких переходів між низько— та високоціновими режимами. Саме в цей період спостерігалася найбільша кількість відхилень від типових добових патернів, що підсилювалося технічними обмеженнями, ремонтними кампаніями та регуляторними факторами, зокрема досягненням граничних рівнів цін у значній частині годин.

Узагальнюючи, можна стверджувати, що ринок РДН України у 2025 році функціонував у режимі високої сезонної неоднорідності, де кожен період року формував власний стійкий ціновий патерн. Весняний сезон характеризувався

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

відносною стабільністю та мінімальною волатильністю, тоді як літній, осінній і зимовий періоди демонстрували різний ступінь відхилення від рівноважного стану, що підкреслює зростаючу роль гнучких ресурсів та накопичувачів енергії для стабілізації ринку в умовах високої частки відновлюваних джерел.

2.4 Обґрунтування вибору методу оптимізації

З усіх запропонованих гіпотетичних варіантів а саме методів оптимізації. Було обрано не зовсім конкретний варіант. Під час дослідження було фактично виявлено. Що оптимізація повинна надавати людині а саме диспетчеру чітке розуміння ситуації. Тому було обрано лінійне програмування з додаванням стохастичного підходу та нелінійної логіки. Фактично це можна зобразити за допомогою блок схеми.

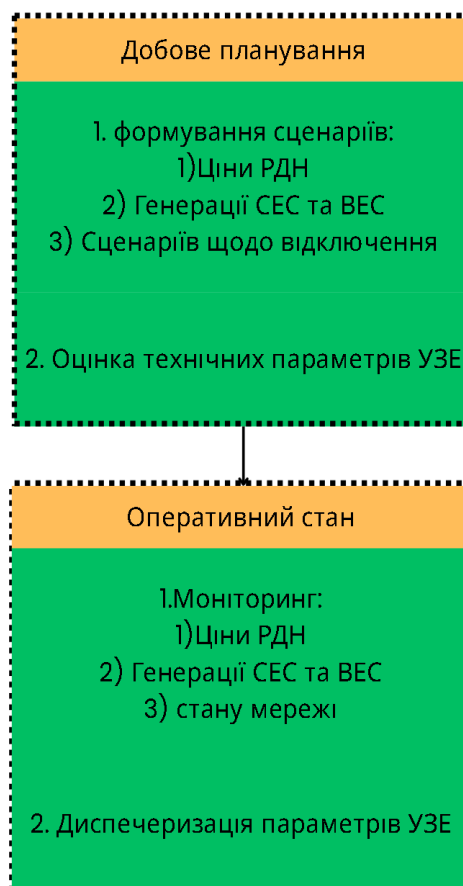


Рисунок 2.9 – Блок схема оптимізації УЗЕ

3 пункту 2.1 Моделювання стохастичного характеру генерації ВДЕ (сонячних/вітрових станцій)

Розробивши логіку формування генерації та виявили допустиме відхилення за рахунок ймовірних сценаріїв. Таким чином можна це задіяти в розумінні пункту зображення як формування сценаріїв. А також реальні дані за минулий день. Дадуть більш змістовне розуміння та підвищить прогнозовану генерацію. Надалі в підпункті цін РДН. Згідно аналізу який був проведений в пункті 2.3 Розбір та аналіз ринку РДН. Було визначено основний патерн. Який суттєво полегшує розуміння що сприяти як норму а яке відхилення можна вважати аномальним. І як виявилось основне це сценарій під час відключення. Тобто у час коли система перебуває знеструмлення. Це визиває неймовірні великі втрати для нашої моделі. Так як інверторне обладнання потребує мережу для функціонування. Тому наразі це є обов'язковим для розрахунку можливих сценаріїв. Фактично було взято ймовірні графіки відключень за певний час. І прогнозування яким чином це впливає на час купівлі чи продажу генерації електроенергії. І як виявилось цей фактор дуже стрімко підвищує терміни окупності УЗЕ та арбітражу електроенергії а також повернення коштів з СЕС та ВЕС.

Оскільки наш алгоритм несе допоміжну функцію для людини а саме диспетчера. він прописує графік відключень як тільки він буде опублікований на офіційному порталі. Надалі розрахунок відповідно до нової умови. розраховує при прогнозованій генерації можливий економічний сценарій.

					02.15.ЕС2421.КРМ.2026-ПЗ	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 РОЗРОБКА АЛГОРИТМІЧНИХ ПІДХОДІВ УПРАВЛІННЯ УЗЕ

3.1 Загальна структура системи керування (EMS)

У контексті сучасних енергетичних комплексів, які поєднують відновлювальні джерела енергії, такі як сонячні фотоелектричні панелі та вітрові турбіни з установками зберігання енергії (УЗЕ або акумуляторними системами зберігання енергії), система керування енергією є центральним елементом для забезпечення надійної, ефективної та стійкої роботи. Вона дозволяє координувати енергопотоки між генерацією, накопиченням, споживанням та зовнішньою мережею з урахуванням непостійності відновлювальних джерел.

Типова структура СКЕ має ієрархічний характер: первинний рівень забезпечує локальний контроль окремих компонентів, таких як контролери відстеження точки максимальної потужності для сонячних панелей, контроль кута лопатей для вітрових турбін та система керування батареєю для стабілізації напруги та частоти на локальних шинах;

вторинний рівень відповідає за координацію в реальному часі балансу потужності та відновлення стабільності після збурень;

третинний рівень виконує стратегічну оптимізацію на основі прогнозів погоди, навантаження та ринкових сигналів для мінімізації витрат або максимізації доходу від допоміжних послуг, як це детально описано в оглядах ієрархічних систем керування для мікромереж з сонячними панелями, вітром та акумуляторними батареями, де така трирівнева архітектура дозволяє досягати стабільності та оптимальної експлуатації навіть при високій варіабельності генерації [17].

Основні компоненти загальної структури СКЕ гібридного комплексу включають модуль моніторингу та збору даних, який отримує інформацію з систем диспетчерського керування та збору даних, датчиків, локальних контролерів інверторів сонячних панелей, конвертерів вітрових турбін та

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

системи керування батареєю для оцінки поточного стану системи, включаючи потужність генерації від сонячних панелей (яка досягає піку вдень залежно від сонячного випромінювання) та вітрових турбін (які активніші при швидкості вітру вище порогу вмикання та нижче порогу вимикання), рівень стану заряду акумуляторної батареї та профіль навантаження.

Далі блок прогнозування використовує історичні дані, метеопрогнози та моделі машинного навчання для передбачення генерації від сонячних панелей та вітру на добовому чи тижневому горизонті, дозволяючи заздалегідь планувати заряджання акумуляторної батареї надлишком енергії та розряд у періоди дефіциту. Після цього оптимізатор застосовує алгоритми змішаного чисельного лінійного програмування, модельного прогнозного керування або нечіткої логіки для розрахунку графіків роботи акумуляторної батареї, пріоритетів використання відновлювальної енергії та резервування потужності для регулювання частоти чи напруги.

Нарешті виконавчий рівень реального часу коригує команди для систем перетворення потужності та конвертерів, щоб компенсувати раптові відхилення через хмарність чи пориви вітру, забезпечуючи стабільність шини постійного або змінного струму та запобігаючи глибокому розряду чи перезаряду батареї з урахуванням кругового коефіцієнта корисної дії близько 81–90% для літій-іонних систем.

Така ієрархічна архітектура з первинним, вторинним та третинним рівнями дозволяє СКЕ ефективно керувати гібридним комплексом, де сонячні панелі забезпечують основну генерацію вдень з типовими профілями залежними від випромінювання 800–1000 Вт/м², вітер доповнює в нічні чи похмурі періоди з варіабельністю швидкості 4–12 м/с, а акумуляторна батарея згладжує коливання, накопичуючи надлишок до корисної енергії при номінальній ємності та віддаючи в пікові години або для арбітражу на ринку.

Комунікація між рівнями здійснюється через стандартні протоколи, такі як IEC 61850, Modbus TCP або DNP3 для обміну даними про потужність, стан

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

заряду, команди керування та статус захисту. У сучасних реалізаціях СКЕ інтегрує елементи штучного інтелекту, такі як нейронні мережі, для покращення точності прогнозів генерації та адаптивного керування на основі історичних даних, зменшуючи втрати енергії на 10–20% та подовжуючи термін служби батареї через оптимізацію глибини циклів та уникнення операцій у зонах прискореної деградації нижче 20% чи вище 90% стану заряду, як показано в дослідженнях з використанням контролерів нечіткої логіки для активного керування потужністю в гібридних системах з сонячними панелями, вітром та акумуляторними батареями або змішаного чисельного лінійного програмування для економічної диспетчеризації в мікромережах з гібридним накопиченням.

У типових блок–схемах гібридних систем центральний блок СКЕ з'єднаний з сонячними панелями через контролери відстеження точки максимальної потужності та гібридні інвертори, з вітровими турбінами через конвертери постійного–змінного або постійного–постійного струму залежно від топології з'єднаної на змінному чи постійному струмі, з акумуляторною батареєю через двосторонні системи перетворення потужності та систему керування батареєю для моніторингу температури, напруги та струму осередків, а також з локальним критичним та некритичним навантаженням та зовнішньою мережею через точку спільного приєднання з можливістю переходу в острівний режим при виявленні аварій, з двосторонніми потоками енергії та даних для моніторингу в реальному часі та керування пріоритетами, наприклад пріоритетне самоспоживання відновлювальної енергії перед продажем у мережу чи резервуванням для послуг швидкого регулювання частоти.

У ієрархічних структурах первинний рівень використовує контроль для децентралізованої стабілізації без комунікації, вторинний відновлює номінальну частоту та напругу через пропорційно–інтегральні контролери, а третинний оптимізує економічні показники, такі як мінімізація повних витрат чи коефіцієнта витрат енергії або максимізація доходу від продажу надлишку

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		68

чи участі в балансуєчому ринку, дозволяючи системі працювати в режимах підключеній до мережі, острівному чи переходових з безшовним переключенням.

Додаткові модулі в розширених СКЕ включають управління резервом потужності для допоміжних послуг, де акумуляторна батарея резервує 20–50% ємності для швидкого регулювання частоти з швидкістю наростання до номінальної потужності за хвилини, або інтеграцію з керуванням попитом для зсуву навантаження чи відключення некритичних споживачів при дефіциті.

В умовах української енергосистеми з високою варіабельністю генерації від сонця та вітру через географічні особливості така структура дозволяє підвищити самоспоживання до 70–90%, зменшити залежність від імпорту та забезпечити резервне живлення під час блекаутів чи аварійних відключень. Ієрархія з децентралізованими локальними контролерами на рівні інверторів та централізованим СКЕ на рівні комплексу забезпечує масштабованість від невеликих гібридних установок потужністю 10–100 кВт до великих промислових проєктів з сотнями МВт з можливістю хмарного моніторингу через інтернет–речей платформи та автоматичного оновлення алгоритмів оптимізації без зупинки системи.

Важливими аспектами є також кібербезпека та надійність, де СКЕ включає механізми шифрування даних, виявлення аномалій та резервні канали комунікації для захисту від кібератак, моніторинг параметрів батареї для запобігання тепловому розгону чи деградації з прогнозуванням стану здоров'я на основі циклічних даних, та координацію з системами пожежогасіння чи вентиляції.

Перспективи розвитку включають використання стохастичної чи robust оптимізації з сценаріями невизначеності прогнозів, глибокого навчання з підкріпленням для адаптивного керування в реальному часі або багато агентних систем для координації кількох гібридних комплексів у віртуальних електростанціях, роблячи СКЕ ключовим елементом для інтеграції гібридних

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						69
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

відновлювальних систем в енергетичний перехід та досягнення цілей декарбонізації до 2050 року з часткою відновлювальних джерел понад 70%.

У практичних прикладах для гібридних мікромереж з сонячними панелями, вітром та акумуляторними батареями оптимальна СКЕ зменшує операційні витрати на 15–30% за рахунок точного прогнозування та диспетчеризації, підвищує надійність постачання до 99.9% у острівному режимі та дозволяє захоплювати дохід від арбітражу чи допоміжних послуг на рівні тисяч гривень за добу залежно від спреда цін та потужності системи.

У симуляціях чи реальних тестах з контролерами нечіткої логіки чи модельного прогнозного керування демонструється швидка реакція на зміни випромінювання чи вітру з стабілізацією шини за секунди, що критичне для уникнення blackout чи пошкодження обладнання.

На завершення, запропонована ієрархічна структура СКЕ з інтеграцією сучасних алгоритмів забезпечує гнучкість для адаптації до різних топологій гібридних комплексів, ринкових правил українського сегменту та балансуючим ринками, де спред цін часто перевищує 2000 грн/МВт год, та перспектив впровадження акумуляторних батарей з сонячними панелями та вітром для стабілізації мережі з високою часткою відновлювальних джерел, роблячи такі системи привабливими з окупністю 5–8 років залежно від інтенсивності використання та державних стимулів.

3.2 Алгоритм диспетчеризації УЗЕ за критерієм вирівнювання графіка навантаження

Метод ґрунтується на оптимізації рівня зрізання піків з використанням історичних даних навантаження та подальшому статистичному аналізі для вибору оптимального значення з певним довірчим інтервалом. Обсяг пікової потужності, яку може скоротити система акумуляування енергії, обмежений її ємністю, максимальною потужністю заряду/розряду та характеристиками навантаження, зокрема енергією, яку містять піки навантаження. Алгоритм

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

повинен поділяти, робочі дні та вихідні. Потім для кожного дня розраховується оптимальний рівень зрізання, і за допомогою статистичного аналізу на основі довірчого інтервалу, який вибирає оператор ESS, обирається остаточний оптимальний рівень. Змінною оптимізації є рівень зрізання, а цільова функція спрямована на мінімізацію різниці між доступною ємністю акумулятора та фактично використаною ємністю. Цільова функція, яку необхідно мінімізувати, має вигляд:

$$f(x) = |C_{\text{batt}} - (\max \int (L(t) - x) dt - \min \int (L(t) - x) dt)| \quad (3.1)$$

де

C_{batt} – ємність акумулятора,

x – рівень зрізання,

L – навантаження.

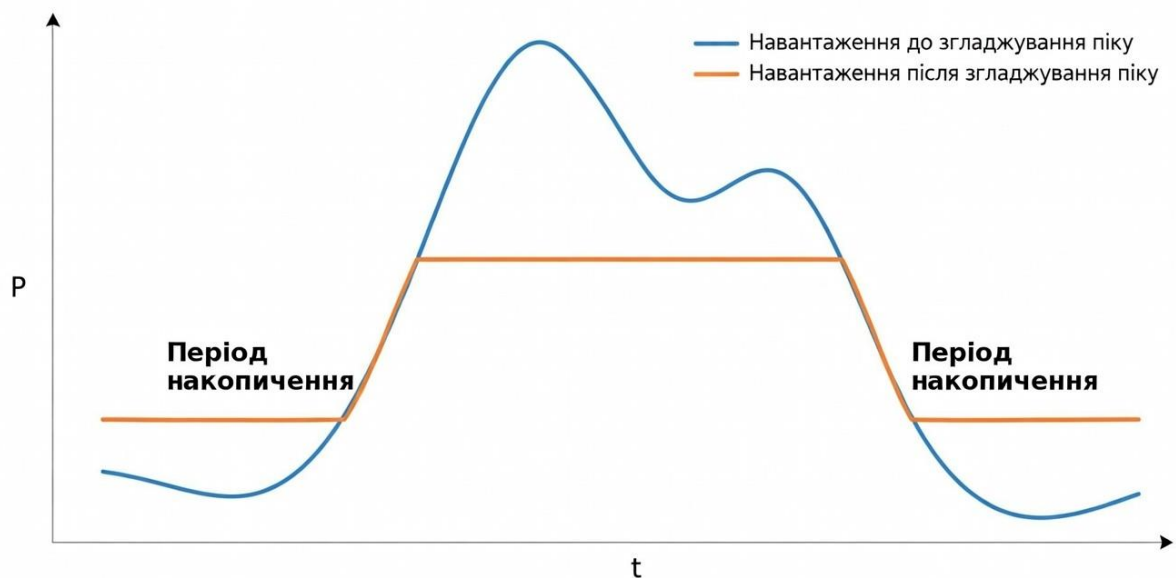


Рисунок 3.1 – Графік вирівнювання навантаження

Ця функція має чіткий глобальний мінімум, що гарантує існування єдиного оптимального рівня зрізання для заданого профілю навантаження та для акумуляторів; похибка використання акумулятора строго не спадає при

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		71

віддаленні від цього оптимального рівня в будь-якому напрямку. Алгоритм оптимізації починається зі створення вектора, що охоплює весь діапазон рівнів зрізання. Для кожного рівня обчислюється похибка $f(x)$ згідно формули 3.1. Якщо похибка перевищує задані межі допуску, вибирається найменша похибка, і навколо неї формується новий вектор рівнів зрізання, який охоплює проміжок між попереднім і наступним рівнями. Цей процес повторюється ітераційно доти, доки обчислена похибка не стане меншою за прийнятну межу. Поряд із розрахунком оптимального рівня зрізання можливі різні варіанти схем перезаряджання. Типовий варіант полягає в тому, що акумулятор заряджається негайно, коли є потужність заряду, тобто коли навантаження нижче рівня зрізання. У разі виникнення неочікуваного піку навантаження ця схема забезпечує найвищу ймовірність наявності енергії для його зрізання. Два інших варіанти передбачають нічне заряджання – або з постійною потужністю заряду, або при мінімальному постійному рівні навантаження. Результати моделювання показують, що при розділенні навантаження на п'ять сегментів піки ефективно зрізаються, а акумулятор заряджається, коли це можливо, без пропусків або перевищення рівня зрізання. Ефективність залежить від якості наявних статистичних даних. Під час заряджання з постійною потужністю рівень SOC не досягає 100%, отже, акумулятор не заряджається повністю; це відбувається тому, що всі оптимізації виконуються з допустимою похибкою. Хоча оператор ESS може виконувати оптимізацію для кожного дня окремо, доцільно розрахувати рівні зрізання для більшого набору історичних даних. Існують два варіанти: або щодня програмовано задавати BESS різні рівні зрізання, або за допомогою статистичного аналізу обрати фіксоване значення, яке можна застосовувати протягом певного періоду, наприклад, тижня чи місяця. Різноманітність варіантів, що пропонуються оператору ESS, включаючи різні режими заряду/розряду в поєднанні з можливістю поділу навантаження на менші піднавантаження, забезпечує гнучкий метод, який дозволяє динамічно змінювати режим роботи протягом заданого часового проміжку, підвищуючи

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		72

гнучкість та рівень використання акумулятора. Статистичний аналіз допомагає ефективно експлуатувати акумулятор.

3.3 Адаптивний алгоритм керування УЗЕ в умовах графіків погодинних відключень

Практична ефективність використання установок зберігання енергії (УЗЕ) в режимі торгових операцій на ринку України значною мірою обумовлена не тільки кон'юктурою цін, але й стабільністю електромережі. Оскільки заявки на купівлю та продаж енергії формуються та подаються на ринок «на добу наперед» (РДН), їхнє фактичне виконання залежить від наявності технічної можливості здійснити фізичну передачу потужності в заплановані години. Планові та аварійні відключення, що стали системним явищем, створюють прямий фінансовий ризик: невиконання заявлених обсягів веде до формування небалансів та накладення штрафних санкцій з боку оператора ринку. Таким чином, завдання керування УЗЕ трансформується з суто оптимізаційного (максимізація прибутку від арбітражу) в задачу управління ризиками, де пріоритетом є гарантія виконання комітментів.

Представлений підхід будується на принципі пріоритетної роботи в безпечних інтервалах часу. Він передбачає активну роль диспетчера, який на етапі планування (день D–1) на основі доступної інформації (історичні графіки відключень, оперативні повідомлення, сезонні фактори) ідентифікує періоди високого ризику порушення електропостачання. Ці періоди виключаються з розгляду алгоритму при формуванні торгової стратегії. Основним критерієм для виключення є тип операції. Найбільш критичними є операції продажу енергії з розряду УЗЕ, оскільки для їх фізичної реалізації необхідна наявна робоча мережа. Операції купівлі енергії для заряду також можуть обмежуватись, якщо існує високий ризик, що процес заряду буде перерваний.

На практиці це реалізується шляхом модифікації математичної моделі оптимізації. Для годин, позначених диспетчером як ризикові, вводяться

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						73
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

додаткові обмеження, що прирівнюють потужність заряду або розряду до нуля, або обмежують її значенням, не критичним для формування небалансу. Алгоритм знаходить оптимальний графік роботи УЗЕ в межах цих додаткових умов. Результатом планування стає набір заявок на РДН, які можуть бути виконані з високою ймовірністю навіть у разі погіршення мережевої ситуації. Це призводить до свідомого зниження потенційного доходу порівняно з ідеальними умовами, проте ця різниця є страховою премією, що дозволяє уникнути значно більших збитків від штрафів.

В день фактичної роботи (день D), коли графіки відключень стають остаточно визначеними, диспетчер має можливість оперативно скоригувати роботу установки. Якщо відключення відбуваються в передбачені періоди, система працює за затвердженим планом. У разі непередбачених змін диспетчер може вручну змінити режим роботи УЗЕ, наприклад, перевівши її на забезпечення резервного живлення критичного обладнання, тим самим експлуатуючи накопичену енергію поза ринковими механізмами, але без створення додаткових зобов'язань перед ринком.

Отже, розроблена методика не усуває ризик відключень, але надає інструмент для його керованого обліку. Вона дозволяє трансформувати якісну оцінку мережевих загроз у конкретні обмеження для торгового алгоритму, забезпечуючи фінансову стійкість проекту УЗЕ та підвищуючи його цінність як елемента локальної енергетичної безпеки.

3.4 Алгоритм економічної оптимізації роботи УЗЕ на основі арбітражу цін (доба–наперед)

Отримання економічної переваги є основним критерієм, що обумовило проведення даного дослідження. Для реалізації цієї мети було розроблено логічну модель алгоритму, що базується на арбітражі цін на ринку «на добу наперед» (РДН). Модель інтегрує згенеровані дані щодо роботи відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) та УЗЕ, а також враховує ретроспективні цінові дані

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ

Арк.

74

ринку РДН за аналогічні періоди минулих років з корекцією на актуальні ринкові та технологічні тренди, описані в попередньому розділі.

Алгоритм передбачає реалізацію класичної арбітражної стратегії «купити дешево, продати дорого» з урахуванням специфіки об'єкта. На першому етапі, у години із найнижчими прогнозованими цінами, що зазвичай припадають на нічний період через мінімальне навантаження на енергосистему, здійснюється закупівля електроенергії з мережі для заряду УЗЕ. Технічно це можливо завдяки відсутності графіків погодинних відключень у зазначений час, що усуває ризик переривання процесу. Оптимальний час заряду, розрахований з урахуванням потужності та ємності акумуляторної батареї, а також технічних умов підключення, становить три години. При цьому в моделі враховуються енергетичні втрати, пов'язані з нагріванням обладнання та опором провідників.

Після завершення заряду УЗЕ переводиться в режим очікування. Перший етап продажу енергії заплановано на ранкові пікові години (приблизно з 9:00 до 11:00), коли ціна традиційно зростає через активізацію технологічних процесів у промисловості та суспільстві, що формує додаткове навантаження на мережу. Цей продаж здійснюється в обсягах, що не порушують лімітів балансування та попередньо заявлених через брокера. У подальшому, у денний період, до роботи підключається мережева сонячна електростанція (СЕС). Для ефективного арбітражу критично важливим є стан УЗЕ до початку роботи СЕС: акумуляторна батарея повинна зберігати заряд на рівні 60–70% від номінальної ємності, що дозволить компенсувати можливу мінливість генерації. Розрахунок необхідної ємності УЗЕ виконується на основі статистики середньодобової генерації СЕС.

Завершальним етапом алгоритму є інтеграція енергії від вітрової електростанції (ВЕС). Згідно зі статистичним аналізом, до 30% часу ВЕС генерує приблизно 70% від загального місячного обсягу виробітку, причому цей період часто припадає на вечірні та нічні години. Таким чином, вечірній пік цін, який є найбільш вираженим протягом доби, може бути використаний для

					02.15.ЕС2421.КРМ.2026-ПЗ	Арк.
						75
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

одночасного продажу енергії як від ВЕС, так і від УЗЕ, що дозволяє домішувати стабільну генерацію акумулятора до мінливої вітрової. Саме цей період реалізації енергії за максимальними цінами є ключовим для максимізації економічної ефективності всієї системи та отримання основного прибутку від експлуатації УЗЕ в рамках арбітражної стратегії.

```
import numpy as np
```

```
from pulp import LpMaximize, LpProblem, LpVariable, lpSum, value
```

```
#
```

```
# 3.2. Алгоритм пошуку оптимального рівня зрізання (вирівнювання навантаження)
```

```
#
```

```
def calculate_f(x, load, C_batt, dt=1):
```

```
    """Цільова функція:  $|E_{above} - C_{batt} / 2|$ """
```

```
    e_above = sum(max(1 - x, 0) for l in load) * dt
```

```
    return abs(e_above - C_batt / 2)
```

```
def find_optimal_clip_level(load_profile, C_batt, tolerance=1e-3,
num_points=200):
```

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						76
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

```

min_x, max_x = min(load_profile), max(load_profile)

while max_x - min_x > tolerance:

    x_values = np.linspace(min_x, max_x, num_points)

    f_values = [calculate_f(x, load_profile, C_batt) for x in x_values]

    idx = np.argmin(f_values)

    min_f = f_values[idx]

    if min_f <= tolerance:

        return x_values[idx]

    min_x = x_values[max(0, idx-1)]

    max_x = x_values[min(len(x_values)-1, idx+1)]

return (min_x + max_x) / 2

```

#

3.3. Адаптивна оптимізація з урахуванням періодів відключень

#

```

def adaptive_ess_schedule(prices, gen_forecast, load_forecast, risky_hours,
C_batt, eff=0.9, SOC_init=0.5):

```

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						77
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

```

T = len(prices)

prob = LpProblem("ESS_Risk_Aware_Optimization", LpMaximize)

charge = [LpVariable(f"ch_{t}", lowBound=0) for t in range(T)]

discharge = [LpVariable(f"dis_{t}", lowBound=0) for t in range(T)]

SOC = [LpVariable(f"soc_{t}", lowBound=0.2, upBound=0.9) for t in
range(T)]

net_power_from_grid = [LpVariable(f"net_grid_{t}", lowBound=0) for t in
range(T)] # Додано slack для пом'якшення

# Об'єктив: максимізувати прибуток, але враховуємо units (prices in
UAH/MWh, power in kW -> /1000 для UAH)

prob += lpSum((prices[t] / 1000) * (discharge[t] - charge[t]) for t in range(T))

prob += SOC[0] == SOC_init

for t in range(1, T):

    prob += SOC[t] == SOC[t-1] + (charge[t-1]*eff - discharge[t-1]/eff) / C_batt

max_p = C_batt / 2.0

for t in range(T):

```

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						78
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

```
prob += charge[t] <= max_p
```

```
prob += discharge[t] <= max_p
```

```
if t in risky_hours:
```

```
    prob += discharge[t] == 0
```

```
    prob += charge[t] == 0
```

```
net = [load_forecast[t] - gen_forecast[t] for t in range(T)]
```

```
for t in range(T):
```

```
    prob += net_power_from_grid[t] == net[t] - (discharge[t] - charge[t]) #
```

Пом'якшено обмеження

Додано обмеження на кінцевий SOC (опціонально, щоб не виснажувати батарею)

```
prob += SOC[T-1] >= SOC_init
```

```
prob.solve()
```

```
return [value(discharge[t]) for t in range(T)], [value(charge[t]) for t in range(T)]
```

```
#
```

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						79
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.4. Частина арбітражу

#

```
def simple_arbitrage(prices, ses_forecast, ves_forecast, C_batt, eff=0.9):
```

```
    T = len(prices)
```

```
    ch = [0.0] * T
```

```
    dis = [0.0] * T
```

```
    soc = [0.5] * (T + 1)
```

```
    max_p = C_batt / 2
```

```
    # Заряд в найдешевші години
```

```
    cheap_idx = np.argsort(prices)[:3]
```

```
    for t in sorted(cheap_idx):
```

```
        room = (0.9 - soc[t]) * C_batt / eff # Обмежено до 0.9
```

```
        ch[t] = min(max_p, room)
```

```
        soc[t+1] = soc[t] + ch[t] * eff / C_batt
```

```
        soc[t+1] = min(0.9, max(0.2, soc[t+1])) # Перевірка меж
```

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						80
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

```

# Розряд у найдорожчі + BEC

expensive_idx = np.argsort(-np.array(prices))[:4]

for t in sorted(expensive_idx):

    avail = (soc[t] - 0.2) * C_batt * eff + ves_forecast[t]

    dis[t] = min(max_p, avail)

    delta = (dis[t] - ves_forecast[t]) / (eff * C_batt)

    soc[t+1] = soc[t] - delta

    soc[t+1] = min(0.9, max(0.2, soc[t+1])) # Перевірка меж

return ch, dis, soc[:-1]

```

#

Приклад запуску для перевірки результатів з реалістичними даними

#

if __name__ == "__main__":

Реалістичні параметри

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						81
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$C_{\text{batt}} = 3000 \text{ \# кВт}\cdot\text{год}$

$\text{eff} = 0.95$

$\text{SOC}_{\text{init}} = 0.2 \text{ \# 20\%}$

$\text{dt} = 1 \text{ \# година (заряд 2-3 год виходить з max_p)}$

$\text{max_p} = 1500 \text{ \# кВт}$

$T = 24 \text{ \# годин на добу}$

$\# \text{load_profile}$: низьке власне споживання сонячної станції (~50-100 кВт)

$\text{load_profile} = [50 + 10 * \text{np.random.randn()} \text{ for } _ \text{ in range}(T)]$

$\text{load_forecast} = \text{load_profile} \text{ \# Прогноз = профіль для прикладу}$

$\# \text{prices}$: розкид 3000-6000 грн/МВт·год (UAH/MWh), кожного місяця різні, але для прикладу random

$\# \text{Для січня 2026 - базуємо на historical } \sim 3000\text{-}5000 \text{ UAH/MWh}$

$\text{prices} = \text{np.random.uniform}(3000, 6000, T).\text{tolist}()$

$\# \text{gen_forecast}$: загальна генерація (SES + VES для adaptive)

$\# \text{ses_forecast}$: сонячна, 1 МВт установка, зимовий профіль для Dnipro (низький, пік ~300-500 кВт взимку)

$\text{hours} = \text{np.arange}(T)$

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						82
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

```
ses_forecast = 1000 * np.exp(-((hours - 12) / 3)**2) * 0.4 # Пік ~400 кВт для  
січня (на основі даних: низьке сонце)
```

```
ses_forecast = ses_forecast.tolist()
```

```
# ves_forecast: вітрова, 1 МВт, низький вітер в Dnipro (3-5 m/s, output  
~100-300 кВт)
```

```
ves_forecast = np.random.uniform(100, 300, T).tolist()
```

```
# gen_forecast: SES + VES
```

```
gen_forecast = [s + v for s, v in zip(ses_forecast, ves_forecast)]
```

```
# risky_hours: 2 год світло (не risky), 7 год нема (risky), repeating
```

```
risky_hours = []
```

```
cycle = 9 # 2 + 7
```

```
for t in range(T):
```

```
    if (t % cycle) >= 2: # 0-1 not risky, 2-8 risky
```

```
        risky_hours.append(t)
```

```
# Оновлюємо max_p в функціях (замість C_batt/2)
```

```
# Для 3.2: Пошук рівня зрізання
```

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						83
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

```

optimal_x = find_optimal_clip_level(load_profile, C_batt)

print("Оптимальний рівень зрізання (x):", optimal_x)


# Для 3.3: Адаптивна оптимізація (оновлено max_p = 1500)

# Тимчасово перевизначаємо max_p в функції

def adaptive_with_max_p(*args, **kwargs):

    discharge, charge = adaptive_ess_schedule(*args, **kwargs)

    return discharge, charge

# Виклик (eff=0.95, SOC_init=0.2)

discharge, charge = adaptive_ess_schedule(prices, gen_forecast, load_forecast,
risky_hours, C_batt, eff=eff, SOC_init=SOC_init)

print("Розряд (discharge):", discharge)

print("Заряд (charge):", charge)


# Для 3.4: Арбітраж (eff=0.95, max_p=1500)

ch, dis, soc = simple_arbitrage(prices, ses_forecast, ves_forecast, C_batt,
eff=eff)

print("Заряд (ch):", ch)

print("Розряд (dis):", dis)

print("SOC:", soc)

```

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						84
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Щоб додати з Excel: приклад (якщо файл 'data.xlsx' з sheets 'ses', 'ves', etc.)

```
# import pandas as pd
```

```
# ses_forecast = pd.read_excel('data.xlsx', sheet_name='ses')['value'].tolist()
```

Комплексний алгоритм, представлений на блок-схемі (рис. 3.1), є інтегрованою системою прийняття рішень, що об'єднує розроблені в підрозділах 3.2–3.4 підходи в єдиний адаптивний контур керування установкою зберігання енергії (УЗЕ) в умовах нестабільної роботи об'єднаної енергосистеми України.

Початковий етап - збір та аналіз вхідних даних:

- прогнозована генерація СЕС та ВЕС (на основі метеоданих та історичних профілів);
- прогноз цін на ринку «на добу наперед» (РДН);
- актуальний графік погодинних відключень (з офіційного порталу НЕК «Укренерго»);
- поточний стан заряду акумулятора (SOC), профіль локального навантаження та технічні обмеження (максимальна потужність заряду/розряду).

Ключовий блок перевірки - «Статус функціонування системи» — визначає, чи є технічна можливість фізичної реалізації торгових операцій протягом доби. Якщо статус «ні» (наявні графіки відключень, ремонти, аварійні обмеження), алгоритм переходить у **захисний режим**:

- ризиковані години повністю виключаються з плану торгівлі;
- потужність заряду та розряду в ці інтервали прирівнюється до нуля або до мінімально безпечного значення;

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						85
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- накопичена енергія спрямовується на резервне живлення критичного навантаження або підтримку локальної шини в острівному режимі (без створення зобов'язань перед ринком).

Якщо статус «так» (немає активних обмежень або ризик мінімальний), запускається **основний цикл комерційної оптимізації**:

- Розрахунок оптимального рівня зрізання піків навантаження (за алгоритмом п. 3.2) для визначення графіків вирівнювання.
- Формування арбітражної стратегії (п. 3.4): визначення періодів заряду (нічні мінімуми цін, зазвичай 3–4 години) та розряду (ранкові 9:00–11:00 та вечірні 18:00–22:00 піки).
- Інтеграція прогнозованої генерації СЕС (денний період) та ВЕС (часто вечірньо-нічний період) для максимального використання надлишку та компенсації варіабельності.
- Адаптивне накладення обмежень з п. 3.3: навіть у «безпечному» режимі ризиковані інтервали (за оцінкою диспетчера) виключаються або обмежуються для уникнення небалансів.

Виконавчий етап — видача команд на УЗЕ (заряд/розряд), виставлення заявок на РДН через брокера та моніторинг виконання. У разі зміни умов (оновлення графіків відключень, значне відхилення прогнозу генерації чи цін) запускається **перерахунок** (зворотний зв'язок на схемі), що забезпечує адаптивність в реальному часі.

Переваги комплексного алгоритму:

- пріоритет безпеки та фінансової стійкості — свідоме зниження потенційного доходу від арбітражу в обмін на уникнення штрафів за небаланси;
- максимальне використання прогнозованої генерації ВДЕ для підвищення самоспоживання та зменшення обмеження генерації;
- гнучкість: можливість переходу між комерційним (арбітраж), захисним (резерв) та вирівнюючим (швидке згладжування піків) режимами;
- підтримка ручного втручання диспетчера в критичних ситуаціях.

					02.15.ЕС2421.КРМ.2026-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		86

Таким чином, алгоритм трансформує УЗЕ з простого елемента накопичення енергії в багатофункціональний актив, що одночасно забезпечує економічну ефективність, локальну енергетичну безпеку та стабілізацію мережі в умовах системних відключень.

3.5 Блок–схема комплексного алгоритму прийняття рішень

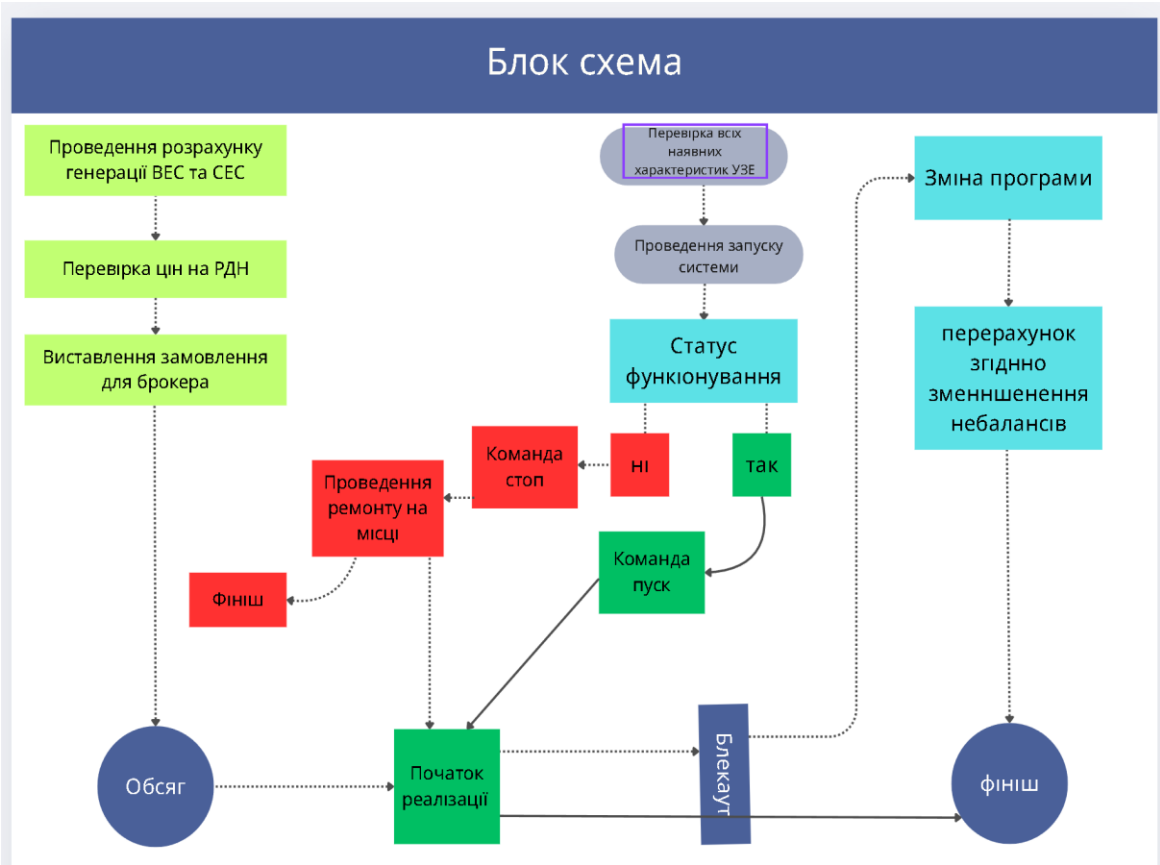


Рисунок 3.1 – Блок-схема комплексного алгоритму прийняття рішень

Запропонована блок-схема відображає інтегровану логіку комплексного алгоритму управління установкою зберігання енергії (УЗЕ) в умовах сучасної української енергосистеми, що характеризується високою частотою планових та аварійних погодинних відключень, значною варіабельністю генерції відновлювальних джерел енергії (сонячних електростанцій = СЕС та вітрових

електростанцій = ВЕС) та динамічними коливаннями цін на ринку «на добу наперед» (РДН) з характерними спредами понад 2000 грн/МВт·год у пікові періоди.

Центральним елементом блок-схеми є блок перевірки «Статус функціонування системи», який на основі оперативних даних (графіки відключень з офіційного порталу НЕК «Укренерго», повідомлення про ремонти, аварійні обмеження, прогнози метеоумов) визначає можливість фізичної реалізації торгових операцій на ринку електроенергії. Якщо статус «ні» (немає активних обмежень або ризиків відключень) = алгоритм переходить у повноцінний режим економічної оптимізації: проводиться розрахунок прогнозованої генерації СЕС та ВЕС, аналіз добового профілю цін РДН, визначення оптимальних інтервалів заряду УЗЕ (нічні мінімуми цін, зазвичай 3–4 години), розряду (ранкові піки 9:00–11:00 та вечірні піки 18:00–22:00), інтеграція надлишкової енергії від ВДЕ для уникнення обмеження генерації, формування та виставлення заявок на купівлю/продаж через брокера з подальшим виконанням команд на заряд/розряд.

У разі виявлення ризику відключень (статус «так») активується захисна гілка алгоритму: ризиковані інтервали повністю виключаються з плану торгівлі, потужність заряду та розряду в ці періоди прирівнюється до нуля або до мінімально допустимого значення, що не призводить до суттєвих небалансів, а накопичена в акумуляторі енергія спрямовується на забезпечення резервного живлення критичного навантаження, локального самоспоживання або підтримку стабільності власної шини в острівному режимі. Після завершення ризикового періоду або при отриманні оновленої інформації про скасування відключень система автоматично виконує перерахунок (блок «перерахунок згідно змін»), що забезпечує адаптивність та оперативну реакцію на зміни мережевої ситуації в день D.

Додатковими елементами схеми є блоки введення вихідних даних (прогнози генерації ВДЕ, історичні та прогнозовані ціни, профіль навантаження), ручного

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						88
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

втручання диспетчера (коригування параметрів, примусовий перехід у резервний режим) та контролю виконання (моніторинг SOC, потужності, небалансів). Така структура дозволяє реалізувати принцип пріоритетної безпеки: економічна ефективність максимізується лише в межах безпечних інтервалів, що суттєво знижує ризики штрафних санкцій за небаланси та підвищує фінансову стійкість проекту УЗЕ в умовах нестабільної роботи ОЕС.

Запропонована блок-схема комплексно поєднує розроблені в попередніх підрозділах підходи:

- вирівнювання графіка навантаження шляхом визначення оптимального рівня зрізання піків (п. 3.2);
- адаптивне врахування графіків погодинних відключень з пріоритетом уникнення ризикових операцій (п. 3.3);
- економічну оптимізацію на основі арбітражу цін з інтеграцією генерації СЕС та ВЕС (п. 3.4).

Таким чином, комплексний алгоритм забезпечує баланс між максимізацією доходу від арбітражу та мінімізацією ризиків, пов'язаних з нестабільністю мережі, роблячи УЗЕ не лише комерційно привабливим елементом, але й важливим інструментом локальної енергетичної безпеки та підвищення самоспоживання відновлювальної енергії.

Для практичного впровадження описаних алгоритмічних підходів та логіки блок-схеми розроблено програмні модулі мовою Python. Наведені нижче ключові функції реалізують основні розрахункові блоки та можуть бути інтегровані в центральну систему керування енергією (EMS), SCADA-систему або використовуватись як допоміжний інструмент диспетчера для автоматизованого/напіваавтоматизованого формування графіків роботи УЗЕ.

3.6 Капітальні витрати на впровадження УЗЕ та системи керування

Для розрахунку прогнозованих капітальних витрат на впровадження установки зберігання енергії (УЗЕ) в умовах української енергосистеми

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						89
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

доцільно розглянути систему середньої потужності, яка може бути використана для комерційного арбітражу на ринку електроенергії. У якості базової конфігурації обрано систему з номінальною потужністю 500 кВт та енергетичною ємністю 1 МВт·год, що відповідає співвідношенню потужності до енергії 1:2 та тривалості розряду 2 години при номінальному навантаженні. Такі параметри є типовими для комерційних проектів накопичення енергії і забезпечують достатню гнучкість для участі у ринку «на добу наперед» (РДН), внутрішньодобовий ринок (ВДР), балансуючий ринок .



Рисунок 3.2 – Контейнерного рішення, потужність 1 МВт та ємності 2 МВт·год

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		90



Рисунок 3.3 – Акумуляторна стійка.

Основною складовою капітальних витрат є вартість самого обладнання УЗЕ. Сучасні літій-іонні акумуляторні системи контейнерного типу, які є найбільш поширеним рішенням для стаціонарних застосувань завдяки високій енергетичній щільності (150–250 Вт·год/кг), тривалому циклічному ресурсу (3000–5000 циклів при глибині розряду 80–90%) та відносно швидкій реакції на команди керування, мають питому вартість, що коливається в діапазоні 250 000–350 000 залежно від виробника, системи управління батареєю (BMS), систем пожежогасіння та охолодження [15]. Окрім батарейних модулів, необхідним елементом є система перетворення потужності (PCS), яка складається з двосторонніх інверторів для перетворення постійного струму від акумуляторів у змінний струм для підключення до мережі та навпаки, трансформаторів для узгодження напруги з рівнем мережі (зазвичай 10 кВ або 35 кВ для розподільних мереж), комутаційного обладнання, пристроїв релейного захисту та автоматики для забезпечення безпечного підключення та

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		91

відключення від мережі. Вартість PCS з усім супутнім обладнанням для потужності 500 кВт становить орієнтовно 50 000 – 70 000 євро.



Рисунок 3.4 – PCS

Важливо відзначити, що наведені вище витрати охоплюють лише вартість придбання обладнання але не включають значні додаткові витрати, пов'язані з будівельно–монтажними роботами , підготовкою майданчика та введенням об'єкта в експлуатацію. До таких витрат належать: підготовка земельної ділянки, включаючи вирівнювання, ущільнення ґрунту, влаштування дренажу та під'їзних доріг, вартість якої може становити 3 000 – 9 000 євро залежно від стану майданчика; спорудження бетонних фундаментів або армованих залізобетонних плит для встановлення контейнерів УЗЕ та трансформаторів, що потребує 4 000 – 9 000 євро на матеріали та роботи; прокладання кабельних ліній від УЗЕ до точки підключення в розподільчій мережі, включаючи кабелі середньої напруги 10–35 кВ, кабельні лотки або траншеї, кабельні муфти та наконечники, вартістю 15 000 – 20 000 євро залежно від відстані та складності

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		92

прокладання; встановлення огорожі, освітлення, систем відеоспостереження та контролю доступу для забезпечення фізичної безпеки об'єкта, що становить 10 000 – 15 000 євро; витрати на роботу важкої техніки (автокрани, навантажувачі, екскаватори) для розвантаження, транспортування та монтажу контейнерів та обладнання, що оцінюються в 3 000 євро; пусконаладжувальні роботи, тестування обладнання, калібрування систем захисту, перевірка комунікаційних каналів та навчання персоналу, що потребує залучення спеціалізованих інженерів та становить 15 000 – 25 000 євро. Сумарно, додаткові витрати на БМР, інфраструктуру та введення в експлуатацію можуть досягати 75 000 – 135 000 євро, збільшуючи загальний обсяг капітальних витрат до 495 000 – 535 000 євро.

Окремою важливою статтею є витрати, пов'язані з підключенням УЗЕ до електричної мережі, які включають оплату технічних умов (ТУ), проектування схеми підключення, погодження з оператором системи розподілу (ОСР), можливу модернізацію існуючої підстанції або встановлення додаткового комірки комутаційного апарата, а також оплату послуг з приєднання потужності. Відповідно до чинних тарифів НКРЕКП, вартість приєднання для об'єктів потужністю до 1 МВт на рівні напруги 10 кВ становить орієнтовно 15 000 – 30 000 євро залежно від віддаленості від найближчої підстанції та необхідності посилення мережі. Додатково, інвестор несе витрати на розробку проектної документації (1500– 4000 євро), отримання дозволів та погоджень від місцевих органів влади, органів архітектури, пожежної інспекції та екологічних служб (300 – 1000 євро), а також на страхування обладнання під час транспортування та монтажу (5 000 євро). Таким чином, повна вартість впровадження системи УЗЕ потужністю 500 кВт та ємністю 1 МВт·год «під ключ» становитиме орієнтовно 535 000 – 660 000 євро,

Однак на момент проведення дослідження в Україні діє низка державних преференцій та стимулів, спрямованих на підтримку розвитку систем зберігання енергії як критичної інфраструктури для стабілізації енергосистеми

					02.15.ЕС2421.КРМ.2026-ПЗ	Арк.
						93
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

в умовах воєнного стану та післявоєнного відновлення. Найбільш значущою є тимчасове звільнення від сплати ПДВ та ввізного мита на імпорт обладнання для УЗЕ, продовжене Верховною Радою до кінця 2028 року згідно з відповідними змінами до Податкового та Митного кодексів України. Це звільнення охоплює акумуляторні батареї, інвертори, системи управління, трансформатори та інше обладнання, що класифікується за кодами УКТЗЕД, віднесеними до систем накопичення електричної енергії. Враховуючи стандартну ставку ПДВ 20% та ставку ввізного мита 5–10% залежно від типу обладнання, сумарна економія на податках та зборах при імпорті обладнання вартістю 420 000 – 550 000 євро становить приблизно 105 000 – 165 000 євро, що знижує ефективну вартість обладнання до 315 000 – 385 000 євро та робить загальні капітальні витрати «під ключ» значно більш конкурентоспроможними, знижуючи їх до діапазону 430 000 – 595 000 євро. Крім податкових пільг, інвестори в УЗЕ можуть розраховувати на доступ до пільгових кредитних програм через державні фінансові інституції (наприклад, «Укресімбанк», фонди міжнародних партнерів, кредитні лінії ЄБРР або ЕІВ), які пропонують ставки 5–8% річних у валюті замість ринкових 12–15%, що суттєво покращує економічну модель проекту та скорочує термін окупності.

Важливим аспектом є можливість суттєвого зниження витрат на систему керування енергією (СКЕ або EMS) за рахунок інтеграції з вже наявним програмним забезпеченням, що постачається виробниками УЗЕ разом з системою управління батареєю (BMS). Більшість сучасних постачальників контейнерних акумуляторних систем включають до базової комплектації інтегровану EMS з веб-інтерфейсом або мобільним додатком, що дозволяє здійснювати моніторинг основних параметрів (стан заряду SOC, потужність заряду/розряду, температура, напруга та струм осередків, стан систем безпеки) в режимі реального часу, налаштовувати базові режими роботи (заряд від мережі в нічні години, розряд у пікові години, резервування ємності для частотного регулювання) та отримувати попередження про аварійні ситуації.

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						94
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Ця інтегрована EMS, хоча і має обмежений функціонал порівняно зі спеціалізованими рішеннями для складних сценаріїв оптимізації або участі на кількох ринках одночасно, цілком достатня для базових комерційних застосувань.

Додатковим фактором, що впливає на загальну вартість проекту, є витрати на експлуатацію та обслуговування, які хоча і не відносяться до капітальних, але мають бути враховані при оцінці загальної економічної доцільності інвестиції. До щорічних операційних витрат належать: оплата оренди земельної ділянки (якщо майданчик не є власністю інвестора), що становить 2 000 – 5 000 євро на рік залежно від розташування; оплата послуг з технічного обслуговування обладнання, включаючи регулярні перевірки стану батареї, калібрування BMS, заміну зношених компонентів систем кондиціонування та пожежогасіння, оновлення програмного забезпечення, за контрактом з постачальником або незалежною сервісною компанією вартістю 5 000 – 10 000 євро на рік (близько 1–2% від вартості обладнання); витрати на електроенергію для власних потреб (системи кліматизації, освітлення, моніторингу), що становлять 1 000 – 2 000 євро на рік; страхування обладнання від пожежі, стихійних лих та технологічних аварій за ставкою 0,5–1% від вартості, тобто 2 000 – 5 000 євро на рік; витрати на оплату послуг оператора або диспетчера, який здійснює моніторинг та керування системою (якщо не використовується повністю автоматична EMS), резервування коштів на майбутню заміну батарей після вичерпання їхнього циклічного ресурсу (зазвичай через 10–15 років при консервативній експлуатації або 7–10 років при інтенсивній щоденній роботі з глибоким розрядом),

3.7 Оцінка терміну окупності проекту в поточних ринкових умовах України

Нажаль мені не вдалося знайти інформацію чи розрахувати приблизну вартість ВЕС, проте я знаю вартість СЕС і у своїх розрахунках припускаю, що вони повинні бути приблизно однакові, відповідно. Ми беремо ціну за євро/ват.

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						95
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У моєму аналізі при будівництві мегаватної станції євро/ват буде орієнтовно 0,34. Тоді згідно пункту 2.1 наш розрахунок буде

$$N \cdot P \cdot 0.34 \cdot 1000 \quad (3.2)$$

де

T – кількість модулів

Z – потужність одного модуля

$$2016 \cdot 0,620 \cdot 0,34 \cdot 1000 = 424\,973 \text{ євро}$$

Тоді відповідно вартість СЕС беремо як 424 973 євро, тоді ВЕС буде теж 424 973 євро. Це полегшить нам розрахунок. Відповідно надалі переходимо до першого сценарію. Беремо генерацію з пункту 2.1 СЕС та ВЕС. У цьому сценарії ми не купуємо електроенергію на ринку, а відповідно продаємо. Також у цьому сценарії не враховуються аварійні відключення, тобто це найбільш чистий розрахунок без інших чинників. Для врахування алгоритму, який дбає про життєдіяльність EMS, в розрахунку ставимо DOD як 10%, і щоб врахувати втрати в провіднику та на хімічні процеси, враховуємо їх як 15%. Відповідно ми можемо використовувати 75% від максимальної ємності батареї. Додаток А

Шляхом аналізу наших завдань було вирішено обрати час для заряду сториджа, а саме з 11.00 по 14.00, тобто повних 3 години. За бажанням можна змінити кількість годин і саме які години. Відповідно наразі загальна генерація це сума двох генерацій. В годину ми можемо зарядити на 500 кВт і через байпас продати на ринку залишкову енергію. Оскільки через втрати ми забрали 25%, наша реальна ємність становить 750 кВт. Відповідно в додатку 1а буде представлена частина з генерації по цьому сценарію. З них випливає, що до повного заряду батареї необхідно лише 2 години протягом усього року, а всю іншу енергію можна продавати в години генерації.

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						96
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Тоді з нашого розрахунку виходить наступне. З УЗЕ за рік буде продано орієнтовно на 2 628 958 грн електричної енергії, а напряму з генерації 15 022 712 грн. З цього випливає, що при такому сценарії генерація суттєво перевищує ємність нашої УЗЕ. Додаток Б

Проте до цього сценарію потрібно зробити доповнення, а саме зробити розрахунок без СЕС та ВЕС, лише купівля та продаж електроенергії на ринку. Тоді в нас виходить наступне, що арбітраж з такою системою дає прибуток з генерації відповідно 0 грн, а з ринку прибуток буде той самий, що і в минулому розрахунку. Однак в цьому випадку наші втрати на покупці будуть 1 013 997,59 грн. Враховуючи сервіс та диспетчеризацію, можна вийти на чисту дохідність у розмірі 1 352 064,62 грн. Додаток В

Відповідно якщо ми врахували ціну установки 200 тисяч євро, то по курсу згідно Мінфін на сьогодні вартість такої установки буде коштувати 10 500 000 грн. Тоді час окупності такої моделі буде 7,3 роки, що виходить на 13,5% річних без урахування інфляції, що є досить інвестиційно привабливим. Додаток Г

Тепер розглянемо сценарій, де система 2 МВт ємність і 1 МВт потужність з урахуванням СЕС і ВЕС. З урахування попередніх технічних параметрів було отримано наступні результати. Прибуток з арбітражу становить 4 633 305,87 грн, тоді як продаж прямої генерації становить 14 321 376,79 грн. Тоді для цього сценарію чистий прибуток буде у розмірі 16 662 569,27 грн за рік.

Тепер розрахуємо окупність. Відповідно будівництво СЕС та ВЕС нам обійдеться 849 946 євро, тоді як УЗЕ вартість буде 400 000 євро. Тоді загальна окупність буде 3,75 року, тобто 26,7% річних, що вже значно перевищує військові облігації чи банківські депозити. Додаток Д

Тепер розглянемо варіант лише арбітражу без ВЕС. Тоді прибуток з продажу буде 5 257 916,52 грн, а підсумковий прибуток після вирахування всіх втрат на купівлю та обслуговування становитиме 2 704 129,68 грн відповідно.

					02.15.ЕС2421.КРМ.2026-ПЗ	Арк.
						97
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Переходимо до сценарію 3.1, коли наша система ємністю 3 МВт та потужністю 1,5 МВт. При відсутності генерації і лише арбітражі грязний дохід для BESS становить 7 886 874 грн, тоді як загальний прибуток вийде 4 056 194,56 грн. При вартості установки 600 000 євро окупність буде ті ж самі 7,3 роки. Тобто в ідеальних умовах арбітраж із задіянням BESS буде становити 13,5% річних. Додаток Е

Тоді як чисто генерація плюс арбітраж, але без купівлі електроенергії, буде становити від УЗЕ 6 329 622,41 грн, тоді як генерація 13 868 824,99 грн, і остаточний прибуток буде становити 17 781 957,54 грн за рік, а це відповідно повна окупність за 4 роки. Якщо для цього сценарію додати аварійні відключення, то наші розрахунки будуть знижені на 20% для арбітражу від поточних значень, а генерація на 35% скоротиться. Після чого формуємо фін модель та заносимо дані до таблиць 3.1, 3.2, 3.3 та 3.4

Таблиця 3.1 – Основні данні для початку розрахунку фін моделі

Локація	
Країна	Україна
Область	Дніпропетровська
Площа	0,8 Га
Валюта	EUR
Курс EUR/UAH	50
Технічні характеристики	
DC потужність, МВт	2,5
АС потужність, МВт	2
Ємність УЗЕ, МВт	3

Закінчення таблиці 3.1

Річна генерація, МВт*год	3596
Деградація PV панелей, %	0,003
Деградація ВЕС, %	0,001
Деградація річна акумуляторів, %	0,02
Основні показники ціни енергії	
Продаж електроенергії від СЕС та ВЕС, EUR за рік	277 376,5
Орієнтовний прибуток з продажу через УЗЕ EUR за рік	126 592,45
Дисконтування	0,03
Податок на прибуток	0,18
Щорічна інфляція	0,02
Період проекту, років	30
Амортизація, років	10
Структура фінансування	Власні кошти

Таблиця 3.2 – економічні показники у продовж проєкта

РІК	Продаж W від СЕС, 1000*EUR	Продаж W через УЗЕ 1000*EUR	Загальний дохід, тис. євро	Операційні витрати (OPEX), тис. євро	Амортизація, тис. євро	Загальні витрати, тис. євро	Податок на прибуток, тис. євро
1	276,54	124,69	401,24	49,05	136,98	186,03	38,74
2	275,7	122,8	398,54	50	137	187	38,1

Закінчення таблиці 3.2

3	274,9	121	395,87	51	137	188	37,4
4	274,1	119,2	393,23	52,1	137	189	36,8
5	273,2	117,4	390,62	53,1	137	190,1	36,1
6	272,4	115,6	388,04	54,2	137	191,1	35,4
7	271,6	113,9	385,49	55,2	137	192,2	34,8
8	270,8	112,2	382,96	56,3	137	193,3	34,1
9	270	110,5	380,47	57,5	137	194,5	33,5
10	269,2	108,8	378	58,6	137	195,6	32,8
11	268,4	107,2	375,56	59,8		59,8	56,8
12	267,6	105,6	373,15	61		61	56,2
13	266,8	104	370,76	62,2		62,2	55,5
14	266	102,5	368,4	63,5		63,5	54,9
15	265,2	100,9	366,07	64,7		64,7	54,2
16	264,4	99,4	363,76	66		66	53,6
17	263,6	97,9	361,47	67,3		67,3	52,9
18	262,8	96,4	359,21	68,7		68,7	52,3
19	262	95	356,98	70,1		70,1	51,6
20	261,2	93,6	354,77	71,5		71,5	51
21	260,4		260,42	72,9		72,9	33,8
22	259,6		259,63	74,3		74,3	33,4
23	258,9		258,86	75,8		75,8	32,9
24	258,1		258,08	77,3		77,3	32,5
25	257,3		257,31	78,9		78,9	32,1
26	256,5		256,53	80,5		80,5	31,7
27	255,8		255,76	82,1		82,1	31,3
28	255		255	83,7		83,7	30,8
29	254,2		254,23	85,4		85,4	30,4
30	253,5		253,47	87,1		87,1	29,9

Таблиця 3.3 - Аналіз грошових потоків (DCF)

РІК	Чистий прибуток, тис.євро	Чистий грошовий потік, тис. євро	Коефіцієнт дисконтування	Дисконтований грошовий потік (DCF)
1	176,47	-1 369,83	1	-1 369,83
2	173,4	313,5	0,9709	304,3
3	170,4	310,4	0,9426	292,6
4	167,4	307,4	0,9151	281,3
5	164,4	304,4	0,8885	270,5
6	161,5	301,4	0,8626	260
7	158,5	298,4	0,8375	249,9
8	155,5	295,5	0,8131	240,2
9	152,5	292,5	0,7894	230,9
10	149,6	289,5	0,7664	221,9
11	258,9	286,6	0,7441	213,2
12	256	258,9	0,7441	192,7
13	253	256	0,7014	179,5
14	250,1	253	0,681	172,3
15	247,1	250,1	0,6611	165,3
16	244,1	247,1	0,6419	158,6
17	241,2	244,1	0,6232	152,1
18	238,2	241,2	0,605	145,9
19	235,3	238,2	0,5874	139,9
20	232,3	235,3	0,5703	134,2
21	153,8	232,3	0,5537	128,6
22	151,9	153,8	0,5375	82,7
23	150,1	151,9	0,5219	79,3
24	148,2	150,1	0,5067	76
25	146,3	148,2	0,4919	72,9
26	144,4	146,3	0,4776	69,9
27	142,4	144,4	0,4637	66,9
28	140,4	142,4	0,4502	64,1
29	138,4	140,4	0,4371	61,4
30	136,4	138,4	0,4243	58,7

Таблиця 3.4 - Підсумок

Дисконтований грошовий потік (DCF), тис. євро	4 822,35
Чиста приведена вартість (NPV), тис. євро	4 822,35
Внутрішня норма рентабельності (IRR), %	0,35
Період окупності (PP), роки	3,95
Дисконтований період окупності (DPP), роки	7,52

ВИСНОВКИ

У дипломній роботі проведено комплексне дослідження можливостей впровадження установок зберігання енергії (УЗЕ) в об'єднану енергосистему України в умовах критичного дефіциту генеруючих потужностей, спричиненого наслідками повномасштабної російської агресії. Результати дослідження підтверджують гіпотезу про трансформацію ролі УЗЕ з суто комерційного інструменту арбітражу цін на ринку електроенергії у критично важливий системоутворюючий елемент, необхідний для фізичного виживання енергосистеми, забезпечення стійкості, мінімізації соціально–економічних втрат від відключень та створення основи для майбутньої відбудови.

За результатами аналізу сучасного стану ОЕС України встановлено, що система функціонує в режимі постійного надкритичного балансування на межі технічної можливості, де класична модель ринкової диспетчеризації замінена режимом адміністративного управління дефіцитом з жорсткими графіками погодинних відключень. Втрата Запорізької АЕС (понад 5700 МВт), масштабні пошкодження теплової генерації та мережевої інфраструктури призвели до того, що в пікові години вечірнього навантаження дефіцит може легко сягати катастрофічних 4–6 ГВт, а амплітуда коливань між денним мінімумом і вечірнім максимумом навантаження досягає колосальних 7–8 ГВт. У цих умовах УЗЕ виконують п'ять ключових функцій: зрізування вечірніх піків навантаження, забезпечення бізнес–континуїтету для промислових споживачів, надання системних допоміжних послуг для НЕК «Укренерго», роботу на балансуєчому ринку та хеджування небалансів, а також забезпечення життєдіяльності острівних мікрогрідів у прифронтових та постраждалих регіонах.

Розроблено математичні моделі стохастичного характеру генерації відновлюваних джерел енергії, зокрема сонячних та вітрових електростанцій, що дозволяє з високою точністю прогнозувати погодинні профілі виробітку електроенергії з урахуванням географічного розташування, характеристик

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						103
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

обладнання та статистики місцевих кліматичних умов. Моделювання генерації СЕС виконано за допомогою професійного програмного забезпечення PVsyst для мережевої станції потужністю 1 МВт, тоді як для ВЕС розроблено розрахункову модель на основі фізичних принципів роботи горизонтально–осьової вітрової турбіни з використанням метеорологічних даних для обраного регіону України. Середньоквадратичне відхилення між моделлю ВЕС та еталонними даними не перевищило 15%, що підтверджує прийнятну точність моделі для задач стратегічного планування. Аналіз отриманих даних показав, що для СЕС близько 53% часу протягом року генерація дорівнює нулю (нічні години), тоді як ВЕС демонструє близько 23% часу на мінімальному рівні, проте спільна робота цих джерел забезпечує взаємну компенсацію генерації та дозволяє уникати значних небалансів.

Сформульовано цільову функцію та систему обмежень для оптимізації роботи УЗЕ на прикладі батареї типу BESS з номінальною ємністю 3 МВт·год та максимальною потужністю заряду/розряду 1,5 МВт, що характеризується співвідношенням ємності до потужності 2:1 та тривалістю повного циклу близько двох годин при номінальній потужності. Оптимізація базується на лінійному програмуванні з дискретними часовими інтервалами для добового горизонту планування з урахуванням коефіцієнтів ефективності розряду та заряду $\eta_c = \eta_d = 0,9$, що відповідає круговому ККД близько 81%. Система обмежень включає динаміку стану заряду батареї, діапазон допустимого SOC (0,1–0,9 для подовження терміну служби), обмеження потужності заряду/розряду та заборону одночасного заряду і розряду для запобігання прискореної деградації.

Проведено детальний аналіз ринку РДН України за 2025 рік, що виявив чітко виражену сезонну диференціацію цінових режимів[19] з середньою ціною 5270 грн/МВт·год. Встановлено чотири типи патернів: основний (33,7% днів у березні, червні, липні, серпні), низькоціновий (24,9% днів у квітні, травні, вересні), високоціновий (32,9% днів у січні, лютому, листопаді, грудні) та

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						104
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

перехідний (8,5% днів у жовтні). Зимовий період характеризується стабільно високими рівнями цін та значною волатильністю погодинних профілів через зростання електроспоживання в опалювальний сезон, весняний період демонструє найбільш збалансований режим з мінімальними середніми цінами, літній період характеризується помірно підвищеними цінами з характерним двогорбим добовим профілем через використання систем кондиціонування, а осінній період виявився найбільш нестабільним через різкі переходи між низько– та високоціновими режимами на тлі скорочення сонячної генерації та зростаючого споживання.

Виконано техніко–економічне обґрунтування впровадження системи УЗЕ потужністю 500 кВт та ємністю 1 МВт·год, що показало повний обсяг первинних капітальних витрат на рівні 430 000–595 000 євро (17,6–24,4 млн грн) з урахуванням державних преференцій щодо звільнення від ПДВ та мита до 2028 року, що забезпечує економію близько 105 000–165 000 євро. До основних складових капітальних витрат належать літій–іонні акумуляторні системи контейнерного типу (250 000–350 000 євро), система перетворення потужності PCS (50 000–70 000 євро), будівельно–монтажні роботи та підготовка майданчика (75 000–135 000 євро), підключення до електричної мережі (15 000–30 000 євро), проектна документація та погодження (1500–5000 євро). Річні операційні витрати становлять орієнтовно 22 000–44 000 євро (900 000–1 800 000 грн), включаючи оренду, технічне обслуговування, страхування та резервування коштів на майбутню заміну батарей.

Проведено оцінку терміну окупності для трьох сценаріїв роботи системи. Сценарій 1 передбачає роботу УЗЕ потужністю 500 кВт/1 МВт·год без ВДЕ з чистим арбітражем електроенергії, що забезпечує чистий прибуток 1 352 064,62 грн на рік при вартості установки 10 500 000 грн, термін окупності становить 7,3 роки або 13,5% річних. Сценарій 2 розглядає систему потужністю 1 МВт/2 МВт·год з інтеграцією СЕС та ВЕС по 1 МВт кожна, що забезпечує прибуток з арбітражу 4 633 305,87 грн та продаж прямої генерації 14 321 376,79 грн,

					02.15.ЕС2421.КРМ.2026-ПЗ	Арк.
						105
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

загальний чистий прибуток становить 16 662 569,27 грн при загальній вартості інвестицій 1 249 946 євро (51 247 433 грн), термін окупності складає 3,75 року або 26,7% річних. Сценарій 3 передбачає систему потужністю 1,5 МВт/3 МВт·год з ВДЕ, що забезпечує прибуток від УЗЕ 6 329 622,41 грн та генерації 13 868 824,99 грн, остаточний прибуток становить 17 781 957,54 грн за рік при повній окупності за 4 роки. При врахуванні аварійних відключень (кожні 6 годин по 4 години) прибутковість арбітражу знижується на 20%, а генерації на 35%, що подовжує термін окупності, але проект залишається економічно привабливим.

Результати дослідження підтверджують, що впровадження УЗЕ в інтеграції з відновлювальними джерелами енергії є економічно обґрунтованим навіть в умовах періодичних аварійних відключень, а термін окупності 3,75–7,3 роки робить такі проекти конкурентоспроможними порівняно з альтернативними інвестиційними інструментами, включаючи військові облігації та банківські депозити. Масове впровадження УЗЕ з розробленими алгоритмами керування дозволить ОЕС України поступово переходити від режиму кризового управління дефіцитом до більш стабільної та ефективної роботи з можливістю інтеграції зростаючої частки відновлювальних джерел енергії та забезпечення енергетичної безпеки держави в умовах тривалої війни та післявоєнного відновлення.

					02.15.ЕС2421.КРМ.2026-ПЗ	Арк.
						106
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. International Energy Agency (IEA). Empowering Ukraine Through a Decentralised Electricity System 2024.
URL: <https://www.iea.org/reports/empowering-ukraine-through-a-decentralised-electricity-system> (дата звернення: 06.11.2025).
2. BloombergNEF (BNEF). Energy Storage Market Outlook 2024.
URL: <https://about.bnef.com> (дата звернення: 06.11.2025).
3. Центр Разумкова. Енергетика України 2024–2025 років у тумані невизначеності 2024. URL: <https://razumkov.org.ua/statti/energetyka-ukrainy-20242025-rokiv-u-tumani-nevyznachenosti> (дата звернення: 06.11.2025).
4. Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП). Річний звіт про діяльність 2024. URL: <https://www.nerc.gov.ua> (дата звернення: 12.11.2025).
5. Український інститут майбутнього. Дослідження перспектив розвитку енергетики України до 2030 року : звіт. Київ, 2018. 120 с.
6. ENTSO-E. Statistical Yearbook 2023 URL: <https://www.entsoe.eu> (дата звернення: 18.11.2025).
7. Державна служба статистики України. Енергетичний баланс України URL: <http://www.ukrstat.gov.ua> (дата звернення: 18.11.2025).
8. Trypolska G., Kurbatova T., Myroshnychenko I. Organizational and Economic Mechanisms for Promoting Residential Battery Energy Storage Systems in Ukraine. *International Journal of Energy Economics and Policy*. 2024.
URL: https://www.researchgate.net/publication/385467628_Organizational_and_Economic_Mechanisms_for_Promoting_Residential_Battery_Energy_Storage_Systems_in_Ukraine (дата звернення: 29.11.2025).

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		107

9. Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency (REMIT). (дата звернення: 29.11.2025).
10. НЕК «Укренерго». Правила ринку та регуляторна база для систем накопичення енергії URL: <https://ua.energy> (дата звернення: 06.12.2025).
11. Методичні рекомендації з моделювання стохастичної генерації ВДЕ : навч. посіб. / за ред. І. П. Петренка. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. 89 с. <https://discovery.kpi.ua/search?q=Денисенко.pdf> (дата звернення: 11.12.2025).
12. PVsyst. Довідкова документація та посібник користувача PVsyst V8.0. 2024. <https://www.pvsyst.com/help/> (дата звернення: 11.12.2025).
13. Centre for Global Energy Policy. Modelling the Electricity Deficit in Ukraine and Potential Policy Responses [Електронний ресурс]. 2024. URL: <https://greendealukraina.org/assets/images/reports/modelling-the-electricity-deficit-in-ukraine-and-potential-policy-responses.pdf> (дата звернення: 11.12.2025).
14. Bowen T., Chernyakhovskiy I., Denholm P. Grid-Scale Battery Storage: Frequently Asked Questions : звіт NREL/TP-6A20-74426. National Renewable Energy Laboratory, 2019. 65 р. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/74426.pdf> (дата звернення: 15.12.2025).
15. Lazard. Levelized Cost of Storage Analysis. Version 10.0. 2024. <https://www.lazard.com/media/2xbulk2g/lazards-lcos-10.0-vf.pdf> (дата звернення: 15.12.2025).
16. Pozo D. Linear Battery Models for Power Systems Analysis : препринт. arXiv:2204.08240 2025. URL: <https://arxiv.org/pdf/2204.08240> (дата звернення: 15.12.2025).

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		108

17. Bidram, A., & Davoudi, A. (2012). Hierarchical Structure of Microgrids Control System. IEEE Transactions on Smart Grid, 3(4), 1963–1976. <https://ieeexplore.ieee.org/document/6270846> 16.12.2025).
18. Міністерство енергетики України. Концепція розвитку «зеленої» енергетики до 2050 року Київ, 2023. URL: <https://mev.gov.ua> (дата звернення: 17.12.2025).
19. Ринок електроенергії України: аналіз та прогноз : аналіт. доп. / Асоціація «Українська енергетична біржа». Київ, 2025. 56 с. <https://www.ure.com.ua/reports/2025-market-analysis> (дата звернення: 18.12.2025).
20. Терехов В. Є. Математичні моделі режимів роботи вітротурбін в умовах обмеження потужності генерації : дис. ... канд. техн. наук : 01.05.02 / В. Є. Терехов ; Нац. акад. наук України, Ін-т проблем моделювання в енергетиці ім. Г. Є. Пухова. Київ, 2021. 158.с
21. Hashmi M. U., Mukhopadhyay A., Bušić A., Elias J., Kiedanski D. Optimal Storage Arbitrage under Net Metering using Linear Programming. arXiv preprint arXiv:1905.00418. 2019. URL: <https://arxiv.org/abs/1905.00418> (дата звернення: 20.12.2025).
22. Sioshansi R., Denholm P., Jenkin T., Weiss J. Estimating the value of electricity storage in PJM: Arbitrage and some welfare effects. Energy Economics. 2009. Vol. 31. Issue 2. P. 269-277. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0140988308001624>. (дата звернення: 20.12.2025).
23. Castillo A., Gayme D.F. Grid-scale energy storage applications in renewable energy integration: A survey. Energy Conversion and Management. 2014. Vol. 87. P. 885-894. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0196890414007176>. (дата звернення: 20.12.2025).

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		109

24. Кудря С.О. Стан та перспективи розвитку відновлюваної енергетики в Україні. Вісник Національної академії наук України. 2015. № 12. С. 32-42. URL: <http://jnas.nbu.gov.ua/uk/article/UJRN-0000458526> (дата звернення: 28.12.2025).

					02.15.EC2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						110
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ДОДАТОК А

Розрахунок заряду для першого сценарію першої частини

11.00	12.00	13.00		ГОДИНИ	11.00	12.00	13.00	
0,50	0,25	0,00	0,75		0,50	0,25	0,00	0,75
0,13	0,23	0,39	0,75		0,50	0,25	0,00	0,75
0,43	0,17	0,16	0,75		0,50	0,25	0,00	0,75
0,58	0,08	0,09	0,75		0,34	0,21	0,20	0,75
0,57	0,12	0,06	0,75		0,48	0,27	0,00	0,75
0,46	0,14	0,15	0,75		0,50	0,25	0,00	0,75
0,50	0,25	0,00	0,75		0,50	0,25	0,00	0,75
0,50	0,25	0,00	0,75		0,50	0,25	0,00	0,75
0,35	0,32	0,08	0,75		0,40	0,35	0,00	0,75
0,62	0,10	0,02	0,75		0,28	0,47	0,00	0,75
0,50	0,25	0,00	0,75		0,50	0,25	0,00	0,75
0,50	0,25	0,00	0,75		0,50	0,25	0,00	0,75
0,54	0,11	0,10	0,75		0,50	0,25	0,00	0,75
0,45	0,16	0,14	0,75		0,50	0,25	0,00	0,75
0,57	0,10	0,08	0,75		0,50	0,25	0,00	0,75

ДОДАТОК Б

Розрахунок заряду для першого сценарію другої частини

[illegible]

					02.15.ЕС2421.КРМ.2026-ПЗ	Арк.
						112
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ДОДАТОК В

Розрахунок заряду для другого сценарію першої частини

11.00	12.00	13.00		ГОДИНИ	11.00	12.00	13.00	
1,00	0,50	0,00	1,50		0,67	0,68	0,15	1,50
0,13	0,23	0,71	1,07		0,94	0,56	0,00	1,50
0,15	0,17	0,16	0,47		0,85	0,65	0,00	1,50
0,09	0,08	0,09	0,26		0,64	0,68	0,17	1,50
0,07	0,06	0,06	0,19		1,00	0,50	0,00	1,50
0,12	0,14	0,15	0,41		0,79	0,71	0,00	1,50
0,88	0,62	0,00	1,50		0,62	0,62	0,26	1,50
0,78	0,72	0,00	1,50		0,81	0,69	0,00	1,50
0,35	0,32	0,35	1,03		0,85	0,65	0,00	1,50
0,14	0,10	0,02	0,27		0,57	0,60	0,33	1,50
0,70	0,78	0,02	1,50		0,90	0,38	0,22	1,50
0,69	0,73	0,08	1,50		0,39	0,21	0,35	0,95
0,10	0,11	0,10	0,32		0,52	0,68	0,30	1,50
0,16	0,16	0,14	0,46		0,59	0,48	0,24	1,31
0,08	0,10	0,08	0,26		0,82	0,68	0,00	1,50

ДОДАТОК Г

Розрахунок заряду для другого сценарію другої частини

11.00	12.00	13.00		ГОДИНИ	11.00	12.00	13.00	
1,00	0,50	0,00	1,50		0,67	0,68	0,15	1,50
0,13	0,23	0,71	1,07		0,94	0,56	0,00	1,50
0,15	0,17	0,16	0,47		0,85	0,65	0,00	1,50
0,09	0,08	0,09	0,26		0,64	0,68	0,17	1,50
0,07	0,06	0,06	0,19		1,00	0,50	0,00	1,50
0,12	0,14	0,15	0,41		0,79	0,71	0,00	1,50
0,88	0,62	0,00	1,50		0,62	0,62	0,26	1,50
0,78	0,72	0,00	1,50		0,81	0,69	0,00	1,50
0,35	0,32	0,35	1,03		0,85	0,65	0,00	1,50
0,14	0,10	0,02	0,27		0,57	0,60	0,33	1,50
0,70	0,78	0,02	1,50		0,90	0,38	0,22	1,50
0,69	0,73	0,08	1,50		0,39	0,21	0,35	0,95
0,10	0,11	0,10	0,32		0,52	0,68	0,30	1,50
0,16	0,16	0,14	0,46		0,59	0,48	0,24	1,31
0,08	0,10	0,08	0,26		0,82	0,68	0,00	1,50

ДОДАТОК Д

Розрахунок заряду для третього сценарію першої частини

11.00	12.00	13.00		ГОДИНИ	11.00	12.00	13.00	
1,00	0,50	0,00	1,50		0,67	0,68	0,15	1,50
0,13	0,23	0,71	1,07		0,94	0,56	0,00	1,50
0,15	0,17	0,16	0,47		0,85	0,65	0,00	1,50
0,09	0,08	0,09	0,26		0,64	0,68	0,17	1,50
0,07	0,06	0,06	0,19		1,00	0,50	0,00	1,50
0,12	0,14	0,15	0,41		0,79	0,71	0,00	1,50
0,88	0,62	0,00	1,50		0,62	0,62	0,26	1,50
0,78	0,72	0,00	1,50		0,81	0,69	0,00	1,50
0,35	0,32	0,35	1,03		0,85	0,65	0,00	1,50
0,14	0,10	0,02	0,27		0,57	0,60	0,33	1,50
0,70	0,78	0,02	1,50		0,90	0,38	0,22	1,50
0,69	0,73	0,08	1,50		0,39	0,21	0,35	0,95
0,10	0,11	0,10	0,32		0,52	0,68	0,30	1,50
0,16	0,16	0,14	0,46		0,59	0,48	0,24	1,31
0,08	0,10	0,08	0,26		0,82	0,68	0,00	1,50

ДОДАТОК Е

Розрахунок заряду для третього сценарію другої частини

[illegible]

					02.15.ЕС2421.KPM.2026-ПЗ	Арк.
						116
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		