

Ю.А. Веремійчук, В.П. Опришко, І.В. Притискоч, О.С. Ярмолюк

МОДЕЛІ ТА МЕТОДИ УПРАВЛІННЯ ПРОЦЕСАМИ ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ СПІЛЬНОТ



Київ
2025

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

**Ю.А. Веремійчук, В.П. Опришко,
І.В. Притискач, О.С. Ярмолук**

**МОДЕЛІ та МЕТОДИ
УПРАВЛІННЯ ПРОЦЕСАМИ ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ
ЕНЕРГЕТИЧНИХ СПІЛЬНОТ**

Монографія

Рекомендовано Вченою радою КПІ ім. Ігоря Сікорського

Київ

2025

УДК 621.311.1:620.92
М74

Рецензенти:

Б.І. Басок – доктор технічних наук, завідувач відділу теплофізичних основ енергоощадних технологій Інституту технічної теплофізики НАН України;

А.О. Запорожець – доктор технічних наук, завідувач відділу прогнозування розвитку електроенергетичного комплексу Інституту загальної енергетики НАН України

*Рекомендовано до видання
Вченою радою КПІ ім. Ігоря Сікорського як монографія
(протокол № 2 від 10.02.2025 року)*

Моделі та методи управління процесами енергозабезпечення
М74 енергетичних спільнот : монографія / Веремійчук Ю.А., Опришко В.П.,
Притискач І.В., Ярмолюк О.С. – К. : 7БЦ, 2025. – 201 с.

ISBN 978-617-549-516-2

Окреслено місце енергетичних спільнот у сучасній стратегії розвитку електроенергетичної галузі, структурні особливості функціонування спільнот відновлюваних джерел енергії, здійснено аналіз нормативно-правового забезпечення підтримки спільнот відновлюваних джерел енергії. Проведено детальний аналіз питання оптимізації розподілу енергії в системах енергозабезпечення енергетичних спільнот, починаючи від визначення оптимальних режимів роботи окремих джерел енергії до формування оптимального складу генеруючих потужностей для забезпечення потреб різних груп споживачів.

Проведено аналіз різних стратегій управління установками зберігання енергії, які визначаються залежно від їх роботи та встановленими критеріями оптимального функціонування. Для моделювання визначено стратегію управління, яка відповідає чинним нормативним вимогам Кодексу системи передачі.

Запропоновано структуру інформаційно-розрахункового комплексу, який може забезпечувати збір, обробку, аналіз і візуалізацію даних, що надходять від різноманітних джерел. Комплекс може слугувати основою для прийняття оптимальних рішень щодо управління генерацією, споживанням і розподілом енергії в межах спільноти.

Монографія призначена для наукових, педагогічних та інженерно-технічних працівників навчальних закладів; спеціалістів, що працюють в області електроенергетики; для аспірантів і магістрантів університетів відповідних спеціальностей.

УДК 621.311.1:620.92

© Ю. Веремійчук, В. Опришко, І. Притискач, О. Ярмолюк,
КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2025

ISBN 978-617-549-516-2

ПЕРЕДМОВА

Монографія відповідає пріоритетним тематичним напрямам: «Системи генерації і транспортування електричної та теплової енергії» та «Енергоменеджмент, інформаційно-аналітичне та нормативно-методичне забезпечення енергетичної галузі»; кафедри електропостачання КПІ ім. Ігоря Сікорського та розроблена у рамках науково-дослідної роботи для молодих науковців «Формування інструментарію для управління попитом та енергозабезпеченням з використанням гібридних систем малої потужності» (№ держреєстрації 0122U001827 від 20.02.2022 року).

Об'єкт дослідження – процеси генерації, акумулювання та споживання енергії у енергетичних спільнотах і заходи, які спрямовано на підвищення ефективності їх функціонування.

Предмет дослідження – методи та засоби оптимізації структури і режимів роботи енергетичних спільнот із урахуванням нерівномірності процесів генерації, споживання і накопичення електричної енергії та використанням заходів управління попитом на електричну енергію для забезпечення енергетичної безпеки та гнучкості.

Мета роботи – розробка теоретичних засад і практичних інструментів щодо оптимального функціонування енергетичних спільнот й установок зберігання енергії, для забезпечення надійності та безпеки постачання електроенергії та створення технічної можливості у подальшій декарбонізації української енергетики.

Монографія складається з п'яти розділів. У першому розділі, підготовленому Веремійчуком Ю.А. та Опришком В.П., насамперед окреслено місце енергетичних спільнот у сучасній стратегії розвитку електроенергетичної галузі, структурні особливості функціонування спільнот відновлюваних джерел енергії, здійснено

аналіз нормативно-правового забезпечення підтримки спільнот відновлюваних джерел енергії. У другому розділі, який підготувала авторка Ярмолюк О.С., показано, що постає задача визначення оптимального режиму роботи енергетичної спільноти, яка використовує різні суб'єкти відновлюваних джерел енергії малої потужності, забезпечуючи споживачів електричною енергією та взаємодіючи з енергосистемою у довільний момент часу t доби. У розділі детально описано, як формуються цільові функції й обмеження задачі, методику розв'язання оптимізаційної задачі, урахування багатокритеріальності при вирішенні задачі оптимального розподілу навантажень між джерелами генерування енергетичної спільноти. У третьому розділі, який підготували Притискач І.В., Ярмолюк О.С., Веремійчук Ю.А. й Опришко В.П., розглянуто актуальні питання оптимізації розподілу енергії в системах енергозабезпечення енергетичних спільнот. Проведено детальний аналіз різних аспектів цієї проблеми, починаючи від визначення оптимальних режимів роботи окремих джерел енергії до формування оптимального складу генеруючих потужностей для забезпечення потреб різних груп споживачів. Отримані результати досліджень, які викладено у цьому розділі, є вагомим внеском у розвиток теорії та практики функціонування енергетичних спільнот. Вони можуть бути використані для розробки рекомендацій щодо формування та розвитку енергетичних спільнот, а також для вдосконалення існуючих методів управління енергосистемами з високою часткою відновлюваних джерел енергії. У четвертому розділі, який підготували автори Опришко В.П. і Притискач І.В., було промодельовано роботу установок зберігання енергії, оскільки вони входять до структури енергетичних спільнот. Проведено аналіз різних стратегій управління установками зберігання енергії, які визначаються залежно від їх роботи та встановленими критеріями оптимального функціонування. Для моделювання визначено стратегію управління, яка відповідає чинним нормативним вимогам України – Кодексу системи передачі. У п'ятому розділі, який було підготовлено автором Притискачем І.В., було показано, що ефективно

функціонування енергетичних спільнот неможливе без надійної та функціональної інформаційної інфраструктури. Логічним завершенням монографії є розробка структури інформаційно-розрахункового комплексу, який може забезпечувати збір, обробку, аналіз і візуалізацію даних, що надходять від різноманітних джерел. Комплекс може слугувати основою для прийняття оптимальних рішень щодо управління генерацією, споживанням і розподілом енергії у межах енергетичної спільноти.

Автори вдячні рецензентам за цінні зауваження та поради: Борису Івановичу Баску – доктору технічних наук, завідувачу відділу теплофізичних основ енергоощадних технологій Інституту технічної теплофізики НАН України; Артуру Олександровичу Запорожцю – доктору технічних наук, завідувачу відділу прогнозування розвитку електроенергетичного комплексу Інституту загальної енергетики НАН України. А також автори висловлюють подяку доктору технічних наук, професору кафедри електропостачання КПІ ім. Ігоря Сікорського Володимиру Андрійовичу Попову за слушні зауваження, настанови та поради при написанні монографії.

Монографія призначена для наукових, педагогічних та інженерно-технічних працівників закладів освіти; спеціалістів, що розробляють і впроваджують системи енергозабезпечення; для аспірантів і магістрантів університетів відповідних спеціальностей.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ.....	9
ВСТУП.....	10
1 ЕНЕРГЕТИЧНІ СПІЛЬНОТИ У СУЧАСНІЙ СТРАТЕГІЇ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ ГАЛУЗІ	13
1.1 Обґрунтування до формування енергетичних спільнот.....	13
1.2 Структура й основні вимоги до формування енергетичних спільнот	21
1.3 Енергетичні спільноти в контексті забезпечення виконання національних і глобальних планів	28
1.4 Управління попитом в енергетичних спільнотах	31
Висновки до розділу.....	38
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕНЕРГЕТИЧНИХ СПІЛЬНОТ	40
2.1 Формування цільових функцій й обмежень задачі.....	40
2.2 Методика розв’язання оптимізаційної задачі.....	53
2.3 Урахування багатокритеріальності при вирішенні задачі оптимального розподілу навантажень між джерелами генерування.....	58
2.4 Реалізація процедури багатокритеріального розподілу навантаження між джерелами генерації енергії.....	68
2.5 Аналіз використання методів багатокритеріального прийняття рішень в задачі оптимізації використання джерел енергії енергетичної спільноти	75
Висновки до розділу.....	83

3	ОПТИМІЗАЦІЯ ПРОЦЕСІВ РОЗПОДІЛУ ЕНЕРГІЇ У СИСТЕМАХ ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ СПІЛЬНОТ.....	85
3.1	Оптимізація процесів розподілу енергії на основі критеріїв часу роботи з максимальним навантаженням, шкідливих викидів та коефіцієнту використання встановленої потужності	85
3.2	Аналіз впливу фактору середньодобових обмежень генерації на вирішення задачі оптимізації процесів розподілу електроенергії	89
3.3	Моделювання й аналіз сценаріїв з різним складом генеруючих потужностей при визначенні оптимальної роботи енергетичних спільнот	99
3.4	Аналіз розвитку спільнот відновлюваних джерел енергії малої потужності з урахуваннях сценаріїв обмеженості електропостачання та їх повної автономності	106
	Висновки до розділу.....	130
4	УСТАНОВКИ ЗБЕРІГАННЯ ЕНЕРГІЇ У СИСТЕМАХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ СПІЛЬНОТ	133
4.1	Управління об'єктами накопичення енергії за різними критеріями в рамках енергетичних спільнот.....	134
4.2	Базова стратегія управління установками зберігання енергії	141
4.3	Модифікована стратегія управління установками зберігання енергії... ..	144
4.4	Моделювання роботи установки зберігання енергії.....	145
	Висновки до розділу.....	169
5	ІНФОРМАЦІЙНО-РОЗРАХУНКОВИЙ КОМПЛЕКС МОДЕЛЮВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИМИ СПІЛЬНОТАМИ.....	171
5.1	Структура інформаційно-розрахункового комплексу.....	172
5.2	Принципи та задачі реалізації модуля «агрегування даних»	174

5.3	Принципи та задачі реалізації модуля «аналізатору якості даних».	177
5.4	Принципи та задачі реалізації модуля «оптимізації»	179
5.5	Принципи та задачі реалізації модуля «аналітики та візуалізації»..	182
5.6	Принципи та задачі реалізації модуля «інтерфейс користувача»	184
	Висновки до розділу.....	187
	ВИСНОВКИ.....	188
	ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	190

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

IEMD – *Internal Electricity Market Directive* (директива про внутрішній ринок електроенергії);

RED – *Renewable Energy Directive* (директива про відновлювані джерела енергії);

SOC – *State of Charge* (стан заряду батареї);

ВДЕ – відновлювані джерела енергії;

ВЕС – вітрова електрична станція;

ГЕС – гідроелектростанція;

ЕнС – енергетична спільнота;

ЄС – Європейський Союз;

МГЕС – мікро- та/або міні гідроелектростанція;

ОПР – особа, що приймає рішення;

РПЧ – резерв підтримки частоти;

САНЕ – системи акумуляторного накопичення енергії;

СЕС – сонячна електрична станція;

УЗЕ – установка зберігання енергії;

УП – управління попитом;

ФН – функція належності.

ВСТУП

Електроенергетична галузь переживає період глибоких трансформацій, обумовлених низкою факторів, що змінюють саму парадигму виробництва та споживання електроенергії. З жовтня 2022 року енергетична система України зазнає значних руйнувань через військову агресію росії, що спричинило масові перебої у постачанні електроенергії, зниження надійності енергосистеми та збільшення залежності від зовнішніх джерел енергії. Традиційна модель централізованих енергосистем, що базується на великих генеруючих потужностях, поступається місцем концепції децентралізованої енергетики. Цей процес зумовлений, з одного боку, зростаючим усвідомленням необхідності переходу до більш екологічно чистих джерел енергії, а з іншого боку – прагненням до підвищення надійності та стійкості енергопостачання. Енергетичні спільноти (ЕнС) виступають каталізаторами цього переходу, надаючи можливість громадянам, підприємствам і місцевим органам влади об'єднати зусилля для створення стійкої, ефективної й екологічно безпечної енергетичної системи.

Цю монографію присвячено всебічному дослідженню потенціалу ЕнС, зосереджуючись на оптимізації їх роботи й інтеграції в існуючу енергетичну інфраструктуру. Робота заглиблюється у різноманітні аспекти функціонування ЕнС, починаючи від нормативно-правової бази та структури спільнот до математичних моделей і алгоритмів, що дають змогу оптимізувати розподіл енергоресурсів. Окрім того, розглядається роль установок зберігання енергії (УЗЕ) та їх вплив на стабільність й ефективність роботи ЕнС.

Перший розділ монографії присвячено нормативно-правовому обґрунтуванню ЕнС та їх місцю в сучасній стратегії розвитку електроенергетичної галузі. Розглядається досвід Європейського Союзу (ЄС), де ЕнС отримали широке визнання та законодавчу підтримку. Аналізуються основні вимоги до ЕнС, їх

структура, типи учасників, а також переваги та недоліки спільнот. Особливу увагу приділено законодавству України, де ЕнС ще не отримали офіційне визнання та потребують подальшого розвитку регуляторного середовища для стимулювання їх створення й ефективного функціонування.

Другий розділ зосереджено на розробці математичних моделей та алгоритмів для визначення оптимальних режимів роботи ЕнС. Зважаючи на багатокритеріальність задачі, запропоновано використання методів нелокального пошуку, які дають змогу знайти глобальні оптимуми, враховуючи різні, часто суперечливі, критерії, наприклад, такі як мінімізація витрат, максимізація прибутку, рівень шкідливих викидів й ефективність використання встановленої потужності. Проведено детальний аналіз методів багатокритеріального прийняття рішень, таких як *Vikor*, *Topsis*, *Pseudo-weight* і *Bellman-Zadeh*, для визначення оптимального розподілу навантаження між джерелами генерації в ЕнС. Експериментальні розрахунки демонструють ефективність запропонованих підходів та їх практичну цінність для оптимізації роботи спільнот.

Третій розділ присвячено дослідженню оптимізації процесів розподілу енергії у системах енергозабезпечення ЕнС. Аналізується вплив різних критеріїв, наприклад, таких як «зелений» тариф, середньодобові обмеження на генерацію відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ) та структура ЕнС, на оптимальний розподіл навантаження. Розглянуто різні сценарії розвитку ЕнС із різним складом генеруючих потужностей, профілями споживання й обмеженнями на роботу джерел енергії. Окрему увагу приділено досягненню автономності ЕнС та оптимізації їх роботи в умовах обмеженого електропостачання. Результати моделювання демонструють, що оптимальна структура та стратегії розвитку ЕнС залежать від специфіки регіону, потреб споживачів і доступних ресурсів.

Четвертий розділ зосереджено на аналізі функціонування УЗЕ на ринку допоміжних послуг, зокрема у контексті резерву підтримки частоти (РПЧ). Розглянуто різні стратегії управління УЗЕ та їхній вплив на деградацію батарей,

економічну ефективність і стабільність роботи енергосистеми. Проведено моделювання роботи УЗЕ в умовах енергосистем України та Європи, що дало змогу оцінити їх потенціал для надання послуг із регулювання частоти та забезпечення стабільності енергопостачання. Результати дослідження свідчать про те, що УЗЕ є важливим елементом ЕнС, що здатний значно підвищити ефективність та надійність їх роботи.

П'ятий розділ присвячено розробці інформаційно-розрахункового комплексу для управління ЕнС. Проаналізовано принципи та задачі створення модулів «збору», «аналізу та верифікації даних», «оптимізації» та «аналітики та візуалізації». Запропоновано архітектуру комплексу, яка забезпечує збір, обробку, аналіз і візуалізацію даних про роботу ЕнС у режимі реального часу, а також інтерактивну взаємодію користувачів із системою.

Результати, які представлено в монографії, свідчать про важливість розробки та впровадження інтелектуальних систем управління, врахування особливостей роботи ВДЕ й УЗЕ, а також необхідність створення сприятливого регуляторного середовища для стимулювання розвитку ЕнС. Запропоновані в монографії методи та моделі можуть бути використані для розробки рекомендацій щодо формування та розвитку ЕнС, а також для вдосконалення існуючих методів управління енергосистемами з високою часткою залучення ВДЕ.

Монографія спрямована на широке коло фахівців у галузі електроенергетики, науковців, викладачів і здобувачів енергетичних спеціальностей, а також усіх, хто зацікавлений у розвитку децентралізованої та стійкої енергетики. Монографія сприятиме поглибленню знань про ЕнС, а також стимулюватиме подальші дослідження та впровадження цих інноваційних енергетичних систем.

1 ЕНЕРГЕТИЧНІ СПІЛЬНОТИ У СУЧАСНІЙ СТРАТЕГІЇ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ ГАЛУЗІ

1.1 Обґрунтування до формування енергетичних спільнот

Термін «енергетичні спільноти» було введено у законодавство ЄС Четвертим Енергопакетом «Чиста енергія для всіх європейців». Концепція ЕнС, яку запроваджено у законодавстві ЄС, виділяє два типи об'єднань: ЕнС громадян (*citizen energy communities*) та спільноти відновлюваної енергетики (або ВДЕ спільноти) (*renewable energy communities*). Визначення «ЕнС громадян» включено до переглянутої Директиви про внутрішній ринок електроенергії (ЄС) 2019/944 (Європейський парламент та Рада ЄС, 2019) [1] та «спільноти відновлюваної енергетики» включено до Директиви про відновлювану енергетику (ЄС) 2018/2001 (Європейський Парламент та Рада ЄС, 2018) [2].

У нашій країні діє система стимулювання розвитку відновлюваної енергетики. Тому відповідно за останні роки у законодавстві до основних законів України в енергетичній галузі внесено ряд змін у напрямі «зеленої» трансформації енергетичної системи України [3]. Зокрема, щодо ВДЕ спільнот законодавство стимулює встановлення генеруючих установок, що виробляють електричну енергію з ВДЕ, та/або УЗЕ за механізмом самовиробництва приватними домогосподарствами. Додатково Кабінетом Міністрів України здійснюється стимулювання шляхом затвердження державної цільової економічної програми стимулювання розвитку малої розподіленої генерації з ВДЕ. Державна цільова програма також включає механізми стимулювання встановлення генеруючих установок, що виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії, та механізми стимулювання встановлення УЗЕ на об'єктах критичної інфраструктури. Не зважаючи на розширення можливостей для ВДЕ наразі на законодавчому рівні

в Україні є лише визначення енергетичного кооператива в Законі України «Про альтернативні джерела енергії». Енергетичний кооператив – юридична особа, створена відповідно до Закону України «Про кооперацію» або Закону України «Про споживчу кооперацію» для здійснення господарської діяльності з виробництва, заготівлі або транспортування паливно-енергетичних ресурсів і зберігання енергії, для надання інших послуг із метою задоволення потреб його членів або територіальної громади, а також з метою отримання прибутку відповідно до законодавства.

Формування поняття ЕнС і їх опис здійснювались на засадах співпраці науковців та експертів з енергетики на різних рівнях у спільних проєктах для реалізації енергетичної трансформації та зелену відбудову України. Тому визначення та поняття ЕнС мають різні трактування. Виконавці проєкту «Енергетичні спільноти для стійкої України» [4] зазначають, що ЕнС – це об'єднання громадян, які спільно володіють та керують проєктами з відновлювальної енергетики. Членами ЕнС можуть бути фізичні особи, малі та середні підприємства або місцеві органи влади, у тому числі муніципалітети. ЕнС можуть мати будь-яку організаційно-правову форму, наприклад, асоціації, кооперативу, товариства, неприбуткової організації або малого чи середнього підприємства. Такі об'єднання позитивно впливають на можливості своїх членів спільно інвестувати в енергетичні активи. Це, у свою чергу, підвищує енергетичну незалежність спільнот, зменшує витрати на енергоносії та сприяє декарбонізації енергетичної системи. У [5] авторами висвітлено важливість створення спільнот громадян, що сприяють розвитку розподіленої генерації, виробництву «зеленої» енергії на місцевому рівні, забезпечення енергетичної безпеки та подолання енергетичної бідності.

Також представниками громадської організації «Еко клуб» [6] надано визначення ЕнС – це спосіб «організувати» громадян, які хочуть співпрацювати разом в енергетичному секторі, на засадах відкритості та демократичності. Також

зазначено, що спільноти покликані забезпечити екологічність (скорочення викидів парникових газів), економічність (досягнення енергетичної незалежності громади) чи соціальність (поява нових робочих місць).

Розглянемо учасників ВДЕ спільнот [7]:

– *Споживач* є бенефіціаром енергетичного товару або послуги, що надається іншим суб'єктом. Таким чином, незважаючи на те, що споживач не інвестував і не володіє установками для виробництва та зберігання енергії він може отримати вигоду від будь-якої або всіх трьох загальних форм (екологічних, економічних, соціальних), приєднавшись до ЕнС.

– Роль *постачальника енергетичних послуг* може виконувати будь-який учасник спільноти, який займається наданням пов'язаних із енергією послуг, таких як виробництво, розподіл, зберігання та постачання енергії, або енергетичні товари й інші енергетичні послуги, як ремонт будівель, встановлення й обслуговування обладнання. Постачальники енергетичних послуг можуть володіти та використовувати (індивідуально чи спільно) інфраструктуру, пов'язану з виробництвом, розподілом, зберіганням електроенергії.

– *Ініціатори* – це учасники, які запускають процес організації або координації проєкту спільноти. Вони відіграють вирішальну роль в ЕнС, оскільки відсутність ініціаторів може перешкодити реалізації проєкту. Як учасники громади, вони можуть бути, або не бути бенефіціарами енергосервісу в спільноті.

Учасник може відігравати одну або декілька ролей в ЕнС, як споживач, постачальник енергетичних послуг або ініціатор [8].

Представлення учасників ВДЕ спільноти наведено на рис. 1.1.

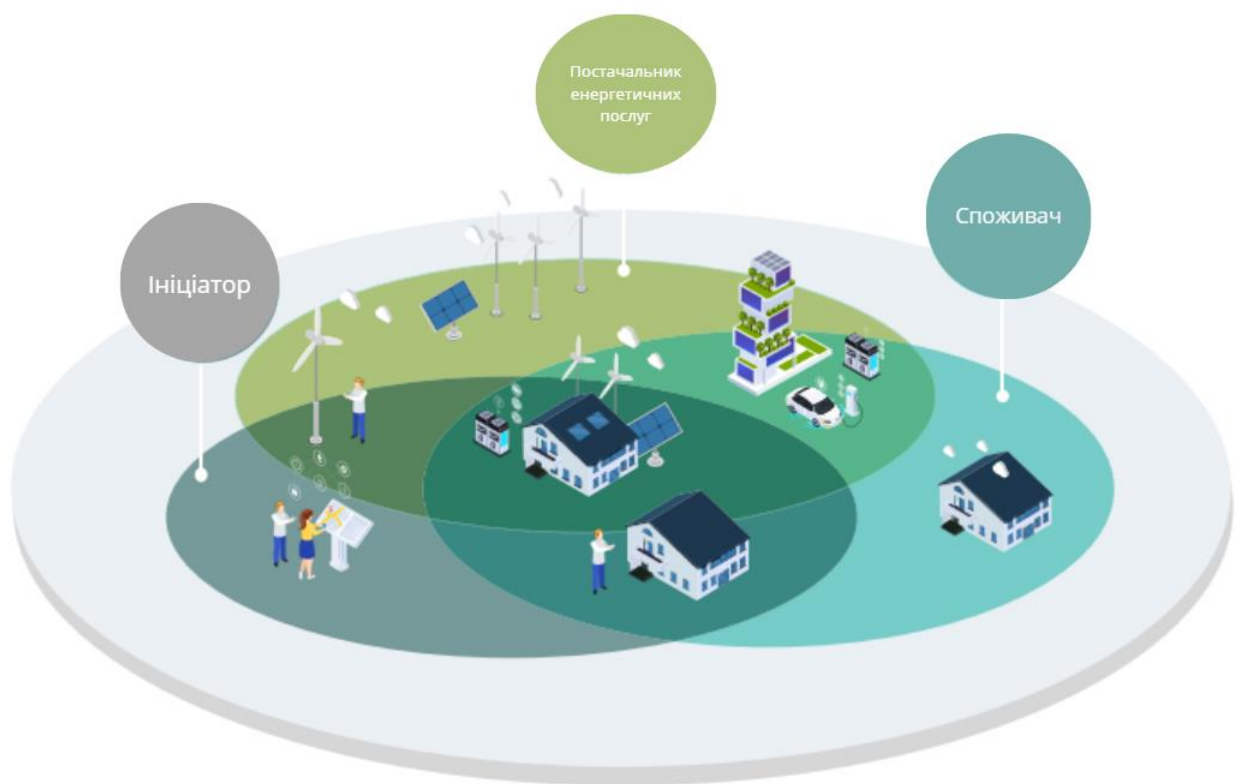


Рисунок 1.1 – Ролі учасників енергетичного співтовариства [9]

Енергія спільноти – це широкий спектр колективних енергетичних дій, які передбачають участь громадян у енергетичній системі. Проекти громадської енергетики характеризуються різним ступенем залучення громади до прийняття рішень і розподілу коштів на їх підтримку. Вони можуть описувати громаду, обмежену географічним розташуванням, або спільноту за інтересами.

Під ЕнС можна розуміти спосіб «організації» колективних дій у сфері енергетики на основі відкритої та демократичної участей і управлінь, а також надання переваг членам або місцевій громаді.

Типи організацій характеризуються наступними спільними концептуальними елементами [7]:

- *Управління*: участь має бути «відкритою та добровільною». Участь у проєктах з відновлюваної енергетики має бути відкритою для всіх потенційних

місцевих учасників на основі недискримінаційних критеріїв. Наприклад, побутовим споживачам має бути дозволено брати добровільну участь у громадських енергетичних ініціативах, а також виходити з них, не втрачаючи при цьому доступу до мережі, що експлуатується енергетичною ініціативою громади.

- *Власність і контроль*: обидва визначення підкреслюють участь й ефективний контроль з боку громадян, місцевої влади та малих підприємств, де основна економічна діяльність не пов'язана з енергетичним сектором.

- *Мета*: основною метою є отримання соціальних та екологічних переваг не зосереджених на фінансових прибутках.

Окрім того, як громадські ЕнС, так і спільноти відновлюваної енергетики можуть здійснювати подібну діяльність, включаючи виробництво, розподіл, постачання, споживання, обмін, зберігання енергії та надання послуг, пов'язаних із енергетикою. Залежно від діяльності, вони повинні дотримуватися зобов'язань та обмежень, що застосовуються до інших учасників ринку.

Громадські ЕнС і спільноти відновлюваної енергетики відрізняються за такими ознаками [7]:

- *Географічне охоплення*: збереження прив'язки до місцевої громади, де організовано «поблизу» проєкти з відновлюваної енергетики, які належать цій громаді.

- *Діяльність*: громадські ЕнС діють в електроенергетичному секторі та можуть працювати як на ВДЕ, так і на викопних видах палива (тобто технологічно нейтральні). Спільноти відновлюваної енергетики охоплюють широкий спектр діяльності, що стосується всіх форм відновлюваної енергії у секторах електроенергетики та теплопостачання.

- *Учасники*: будь-який учасник може брати участь у громадській ЕнС за умови, що члени або акціонери, які займаються великою комерційною діяльністю та для яких енергетичний сектор є основною сферою економічної діяльності, не здійснюватимуть будь-які повноваження щодо прийняття рішень. Серед учасників,

які мають право приєднатися, є фізичні особи, місцеві органи влади, малі, середні та великі підприємства. Спільноти з відновлюваної енергетики мають більш обмежене членство: лише фізичні особи, органи місцевого самоврядування, малі та середні підприємства чия участь не є основною економічною діяльністю. Окреме положення вимагає від держав-членів забезпечити участь у спільнотах відновлюваної енергії доступною для споживачів із низькими доходами.

– *Автономність*: спільнота з відновлюваної енергетики «повинна бути здатною залишатися автономною від окремих членів та інших традиційних учасників ринку, які беруть участь у спільноті як члени або акціонери». Визначення громадських ЕнС не включає автономію, але повноваження щодо прийняття рішень повинні бути обмежені тими членами або акціонерами, які не беруть участі та які не займаються великомасштабною комерційною діяльністю для яких енергетичний сектор не є основною сферою або видом економічної діяльності.

– *Ефективний контроль*: спільноти, що займаються відновлюваною енергетикою, можуть ефективно контролюватися малими та середніми підприємствами, які «розташовані в безпосередній близькості» від проєкту відновлюваної енергетики.

В європейських директивах вже сформовано механізми взаємодії учасників ЕнС. Директива *Renewable Energy Directive (RED)* [10], надає споживачам (фізичні особи, організації, підприємству індивідуально або колективно) право пропонувати організовуватися у спільноти відновлюваної енергії. ВДЕ спільноти мають власну територію, яка не підпадає під дію *Internal Electricity Market Directive (IEMD)* [11], що стосується інших видів енергії. Спільноті передбачається право генерувати електроенергію з ВДЕ, у тому числі для власного споживання, а також зберігати або продавати надлишкову вироблену електроенергію, навіть через угоду купівлі-продажу електроенергії, постачальників і однорангову торгівлю, отримуючи ринкову винагороду та гарантії. Такий доступ до енергетичних ринків можна отримати безпосередньо або через агрегацію. Крім цього спільноти, що працюють

з ВДЕ, повинні мати можливість ділитися між собою енергією, яку виробляють їхні установки, що належать їхнім громадам. Забезпечуючи «сприятливу структуру», яка включає можливість спільного використання енергії між споживачами, виробниками та споживачами на місцевому рівні, ЕнС сприяють двонаправленому та взаємопов'язаному виробництву та споживанню енергії. Більшість пілотних і дослідницьких проєктів, які реалізовано на прямому обміні енергією між клієнтами, тобто «рівному» маркетингу енергії та пропозиції електроенергії на основі ЕнС.

При цьому формуються нові правила та потенціал для ЕнС, де здебільшого переважає ВДЕ:

1. Дозволяючи використовувати різні ресурси.
2. Маючи можливість гнучкого варіанту торгівлі між споживачами та виробниками, що підтримує ряд ресурсів, які можуть бути взаємодоповнюючими.
3. Маючи право володіти й управляти розподільними мережами або делегувати їх управління.

У директивах *RED* та *IEMD* пропонують нову загальноєвропейську модель управління для ЕнС (див. таблицю 1.1). Що стосується стимулів, *RED* ставить спільноти у кращу позицію щодо державних органів та інших електроенергетичних компаній, надаючи перелік чітких прав і визначаючи принципи недискримінаційного та пропорційного ставлень. Це є зобов'язанням держав-членів. *RED* включає забезпечення того, щоб невинуватні регуляторні й адміністративні бар'єри було усунуто, інструменти для полегшення доступу до фінансів та інформації були доступними, регуляторна підтримка та підтримка з розбудови спроможності надавалася державним органам у створенні спільнот. Основні положення директив стимулюють органи влади до безпосередньої участі у створенні співтовариств із відновлюваної енергетики та у напрацюванні схем підтримки з врахуванням їх можливостей конкурувати на рівних з іншими учасниками ринку електроенергії.

Таблиця 1.1 – Модель управління ЕнС у рамках *RED* та *IEMD*

Ознаки	ВДЕ спільноти відповідно до	
	<i>RED</i>	<i>IEMD</i>
Прийнятність	– Фізичні особи; – малі та середні підприємства; – місцеві органи влади	Відкрита для всіх типів організацій
Основне призначення	Екологічні, економічні чи соціальні вигоди для членів спільноти або для місцевих територій	
Членство	Добровільна участь, відкрита для всіх потенційних місцевих членів на основі недискримінаційних критеріїв	Добровільна участь, відкрита для всіх потенційних членів на основі недискримінаційних критеріїв
Власність і контроль	– Ефективно контролюється акціонерами або членами, які розташовані поблизу проєкту ВДЕ; – є автономним (жоден окремий акціонер не може володіти більше ніж 33 % акцій)	– Ефективно контролюється акціонерами або учасниками проєкту; – обмеження для компаній, що входять до складу акціонерного контролюючого суб'єкта; – акціонери, які займаються великою комерційною діяльністю і для яких енергетика є основною сферою діяльності, виключені з-під контролю

Щоб уникнути можливості створення комунальними підприємствами або фінансовими інвесторами, отримати вигоду від цієї орієнтованої на споживача «сприятливої структури», *RED* обмежує корпоративний контроль вищезазначеними кваліфікованими категоріями суб'єктів господарювання та виключає підприємства, чия участь у спільнотах становить їх основну комерційну чи професійну діяльність.

1.2 Структура й основні вимоги до формування енергетичних спільнот

ЕнС у розвинених країнах мають тенденцію змінювати структуру використання та споживання енергії з залученням різних маневрених джерел генерації на відміну від базової енергетичної інфраструктури. Ці тенденції зумовлено розвитком даних технологій та їх підтримці різними програмами у розвинених країнах.

ЕнС сприяють енергетичній децентралізації та незалежності, надаючи її учасникам можливість генерувати, зберігати й управляти своєю енергією. Це зменшує залежність від централізованих енергетичних мереж підвищуючи енергетичну безпеку та стійкість.

Формування ЕнС стимулює економічне зростання на місцевому та регіональному рівнях. Зростають інвестиції в енергетичну інфраструктуру при цьому створюються робочі місця та залучається бізнес до підтримки таких ініціатив. Незважаючи на ряд переваг виникають і недоліки при формуванні даних спільнот, основні з яких наведено в таблиці 1.2.

Загалом, більшість концепцій, реалізованих ЕнС обмежуються технічними, економічними, територіальними й екологічними факторами, як на фізичному, так і на віртуальному рівнях [12].

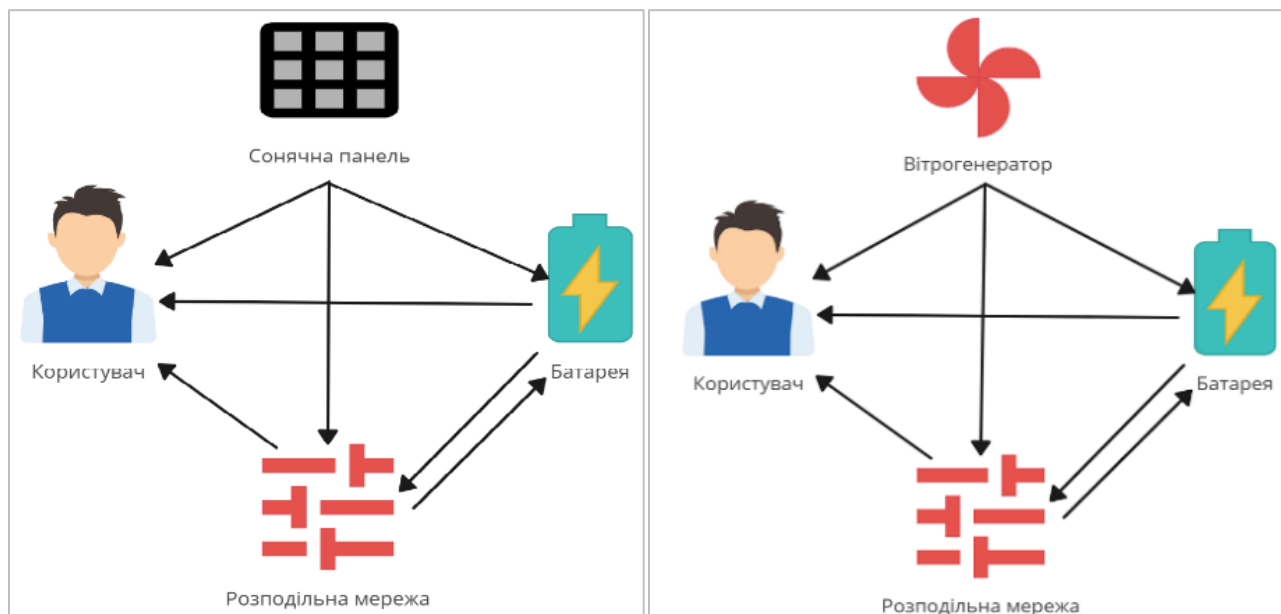
Швидкому розгортанню ЕнС в ЄС, окрім впровадження регуляторних актів, сприяє підтримка та розвиток технологічних інновацій, такі як енергоефективність, впровадження УЗЕ й інтеграція ВДЕ в існуючі енергетичні системи.

Розглянемо приклад формування основних структур ЕнС [7]: з двох і більше учасників, кожен із яких приносить свою користь, для роботи спільноти з необхідним обладнанням. Одним із таких елементів може бути УЗЕ з можливістю підключення до мережі, сонячні панелі або вітрові генератори (рис. 1.2).

Таблиця 1.2 – Переваги та недоліки ЕнС

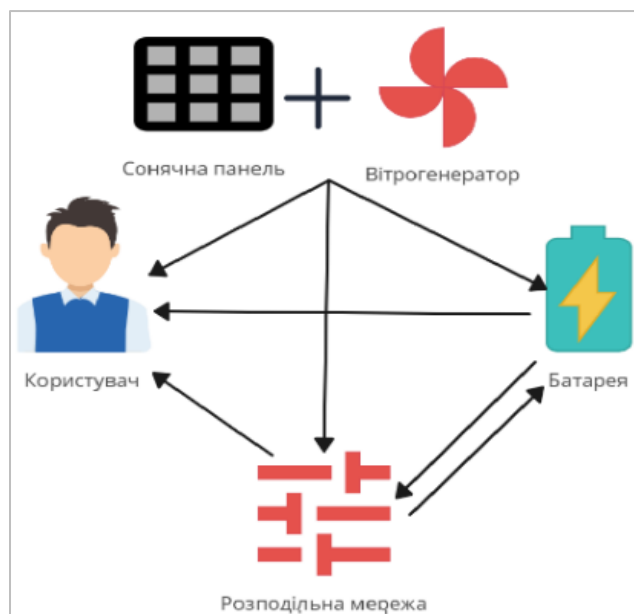
Переваги	Недоліки
- Зниження витрат на енергію; - наявність власних потужностей і ресурсу; - отримання додаткових доходів для учасників спільноти; - створення нових робочих місць в енергетичній сфері, будівництві й обслуговуванні енергетичних установок; - зниження рівня викидів парникових газів; - покращення енергетичної безпеки; - спільноти є драйвером для впровадження нових технологій в енергетиці; - зменшення вразливості до коливань цін на енергоносії	- Значні початкові інвестиції для розробки проєктів у сфері відновлюваної енергетики; - реалізація та підтримка систем відновлюваної енергетики може бути технічно складним, вимагаючи досвіду та ресурсів; - відсутність належної нормативно-правового забезпечення може становити перешкодою для формування та функціонування ЕнС; - відсутність системи ефективного функціонування, не сформовано чіткої структури, недостатній рівень компетенції учасників; - деякі технології можуть спричиняти негативний вплив на довкілля, відсутність фахівці для підтримки технологій та їх ефективної експлуатації

ЕнС працюватиме на покриття власного навантаження. З сумарної згенерованої енергії кожен член спільноти отримує свою частку. При умові продажу електричної енергії у мережу можуть розглядатись різні механізми ціноутворення в залежності від режимів роботи обладнання. Тому в залежності від складу учасників, технологій, які генерують електроенергію та її використання пропонуємо розглянути підхід до оцінювання економічності різних учасників [13].



а)

б)



в)

- а) з сонячними панелями й УЗЕ;
- б) з вітровими генераторами й УЗЕ;
- в) з сонячними панелями, вітровими генераторами й УЗЕ

Рисунок 1.2 – Формування ЕнС із використанням різних технологій

Для кожного учасника у спільноті обчислюється рівень впливу його на спільноту з врахування генеруючої потужності. Цей вплив обчислюється шляхом порівняння вартості спільноти, n -го учасника, з вартістю спільноти без цього учасника u , $n-1$ користувачів. Математичний вираз для цих коефіцієнтів спільного використання представлено у формулах (1.2)–(1.4), а загальна вартість спільноти представлена формулою (1.1)

$$TC = \frac{z^n - z_u^{n-1}}{\sum_{k \in U} (z^n - z_k^{n-1})} \cdot z^n, \quad (1.1)$$

$$WSTC = \frac{pu^n - pu_u^{n-1}}{\sum_{k \in U} (pu^n - pu_k^{n-1})} \cdot pu^n \cdot CAPV, \quad (1.2)$$

$$BTC = \frac{b^n - b_u^{n-1}}{\sum_{k \in U} (b^n - b_k^{n-1})} \cdot b^n \cdot CAB, \quad (1.3)$$

$$GTC = \frac{cc^n - cc_u^{n-1}}{\sum_{k \in U} (cc^n - cc_k^{n-1})} \cdot cc^n \cdot CTP, \quad (1.4)$$

де pu^n , b^n , z^n – оптимальні значення сонячних панелей, вітрових генераторів, УЗЕ, загальної вартості z (цільова функція – інвестиційна вартість і вартість операції для всієї спільноти);

pu_k^{n-1} , b_k^{n-1} , z_k^{n-1} – оптимальні значення сонячних панелей, вітрових генераторів, УЗЕ, загальної вартості z для спільноти без користувача k , $(n-1)$;

$CAPV$ – вартість амортизації сонячних панелей і вітрових генераторів;

CAB – вартість амортизації УЗЕ;

CTP – вартість підключення до мережі;

TC – загальна вартість;

$WSTC$ – загальна амортизаційна вартість сонячних панелей і вітрових генераторів;

BTC – загальна амортизаційна вартість УЗЕ;

GTC – загальна вартість підключення до мережі.

У залежності від структури спільноти, вартості використаних технологій, експлуатаційних характеристик обладнання та процесу взаємодії спільноти з учасниками ринку електроенергії визначається інвестиційна складова та дохід для кожного учасника.

Учасники ЕнС можуть генерувати енергію з використанням фотоелектричних, вітрових, когенераційних установок тощо. Також учасники ЕнС можуть пропонувати послугу з управління попитом (УП) за допомогою УЗЕ, підключення електромобілів або використання інтелектуальних приладів, що обмежують споживання потужності [14].

Розглянемо математичні вирази для розрахунку.

Загальну вартість ЕнС, яка складається з суми амортизаційних складових і вартості експлуатації, наведено у виразі (1.5).

У формулах (1.6)–(1.15) представлено обмеження:

- баланс попиту показано у формулі (1.6);
- баланс сонячної генерації наведено виразом (1.7);
- енергетичний баланс УЗЕ показано у виразах (1.8) та (1.9) відповідно для $t > 1$ та $t = 1$;
- обмеження щодо роботи УЗЕ наведено у формулах (1.10)–(1.13);
- пропускна здатність електричної системи з обмеженням потужності приєднання для споживання показано відповідно у формулах (1.14) та (1.15)

$$\min \left\{ \begin{aligned} & z = CAPV \cdot pv + CAB \cdot b + \\ & + CTP \cdot cc + \sum_{t \in T} \sum_{w \in \Omega} Pr^w \cdot \Delta_t \cdot [PEC_t^w \cdot (rd_t^w + rb_t^w) - PEV_t^w \cdot (br_t^w + ur_t^w)] \end{aligned} \right\}, \quad (1.5)$$

$$rd_t^w + bd_t^w + ud_t^w = D_t^w; \forall t \in T; \forall w \in \Omega, \quad (1.6)$$

$$ud_t^w + ur_t^w + ub_t^w + us_t^w = pw \cdot PVA_t^w; \forall t \in T; \forall w \in \Omega, \quad (1.7)$$

$$soc_t^w = soc_{t-1}^w + \eta_c \cdot \Delta_t \cdot (ub_t^w + rb_t^w) - \frac{\Delta_t}{\eta_D} \cdot (br_t^w + bd_t^w); \forall t > 1 \in T; \forall w \in \Omega, \quad (1.8)$$

$$soc_t^w = soc_{ini}^w + \eta_c \cdot \Delta_t \cdot (ub_t^w + rb_t^w) - \frac{\Delta_t}{\eta_D} \cdot (br_t^w + bd_t^w); t = 1; \forall w \in \Omega, \quad (1.9)$$

$$soc_{ini}_u^w = soc_{[T]}^w; \forall_w \in \Omega, \quad (1.10)$$

$$soc_t^w \leq b; \forall t \in T; \forall w \in \Omega, \quad (1.11)$$

$$rb_t^w + ub_t^w \leq \alpha_C \cdot b; \forall t \in T; \forall w \in \Omega, \quad (1.12)$$

$$bd_t^w + br_t^w \leq \alpha_D \cdot b; \forall t \in T; \forall w \in \Omega, \quad (1.13)$$

$$rd_t^w + rb_t^w \leq cc; \forall t \in T; \forall w \in \Omega, \quad (1.14)$$

$$br_t^w + ur_t^w \leq \alpha_I cc; \forall t \in T; \forall w \in \Omega, \quad (1.15)$$

де t, T – періоди часу $t \in T$;

w, Ω – сценарії для сонячних панелей і попиту;

α_C, α_D – швидкість заряду та розряду УЗЕ, кВт/кВт·год;

α_I – підключення до мережі;

Δ_t – тривалість періоду часу t , год;

η_C, η_D – ефективність заряду та розряду УЗЕ;

$CAPV$ – вартість амортизації сонячних панелей і вітрових генераторів;

CAB – вартість амортизації УЗЕ;

CTP – вартість підключення до мережі;

D_t^w – попит споживача;

PEC_t^w, PEV_t^w – вартість енергії купленої та проданої;

b, pv, cc – відповідно ємність УЗЕ, кВт·год, генерація сонячними панелями, кВт·год, вартість підключення до мережі;

bd_t^w, br_t^w – відповідно потужність спожита від УЗЕ споживачем, або з мережі у період t сценарію w , кВт;

rb_t^w, rd_t^w – відповідно потужність спожита з мережі для заряду УЗЕ та попит у період t сценарію w , кВт;

$soc_t^w, socini_u^w$ – відповідно заряд УЗЕ у кінці періоду t і перед початком роботи ($t = 0$), кВт·год;

$ub_t^w, ud_t^w, ur_t^w, us_t^w$ – відповідно потужність спожита від сонячних панелей для заряду УЗЕ, попит споживачів у мережі, що не використовується в період t за сценарієм w , кВт.

Генерація енергії є основним чинником для ЕнС, а вибір джерел енергії залежить від місцевих умов і ресурсів. Використання та встановлення сонячних панелей залежить від сонячного випромінювання, наявності вільних площ, тоді як використання технологій вітрової енергетики ідеально підходять для вітряних областей. Гідроенергетичні та геотермальні джерела вибираються у районах із відповідними географічними особливостями. УЗЕ в ЕнС можуть використовуватись для власних потреб або для продажу електричної енергії у мережу. Системи накопичення здебільшого використовуються для зберігання енергії під час пікового виробництва, споживання енергії або продаж електричної енергії – під час періодів низького виробництва. Ефективні рішення для зберігання енергії необхідні для забезпечення стабільного енергопостачання та зменшення залежності від централізованих систем електропостачання.

Інтеграція в існуючу електричну мережу є серйозною проблемою для спільнот. Тому і використання сучасних технологій розумних електромереж є пріоритетним напрямом у тому числі і для ефективного управління розподілом

енергії. Дані технології допомагають збалансувати попит і пропозицію, зменшити втрати при передачі електроенергії та підвищити енергетичну стійкість системи електропостачання.

1.3 Енергетичні спільноти в контексті забезпечення виконання національних і глобальних планів

Енергетична система України зазнає трансформації в складних умовах воєнного часу – впровадження лібералізованої моделі ринку електроенергії відбувається на тлі масштабних руйнувань інфраструктури та послідовного нарощування частки ВДЕ. Україна не відмовляється, а навпаки імплементує взяті на себе зобов'язання 25 червня 2024 року. Кабінет Міністрів України схвалив Національний план з енергетики та клімату на період до 2030 року [15].

Основні цілі Національного плану з енергетики та клімату:

- скорочення викидів парникових газів на 65 % порівняно з рівнем 1990 року;
- досягнення 27 % частки ВДЕ у загальному кінцевому енергоспоживанні;
- поглиблення диверсифікації джерел і шляхів постачання енергоресурсів – не більше 30 % від одного постачальника;
- первинне споживання енергії не більше 72,224 млн т н.е., кінцеве споживання енергії 42,168 млн т н.е. (т н.е. – тонна нафтового еквівалента).

Важливим етапом виконання Україною взятих на себе зобов'язань є створення офісу зеленого переходу [16] – незалежного консультативно-дорадчого органу при Міністерстві економіки України, покликаного допомагати в імплементції Національного плану з енергетики та клімату. Серед доступних нормативних документів, які наразі доступні до використання, є схвалена Кабінетом міністрів України Концепція впровадження «розумних мереж» в Україні

до 2035 року [17]. У Концепції визначено загальні напрями впровадження та використання технологій «розумних мереж» домогосподарств саме наявністю стимулів щодо зміни графіків електроспоживання. В енергетичному секторі України сформовано план заходів щодо реалізації цієї Концепції. Зокрема у Концепції зазначено, що: «необхідно забезпечувати УП на електричну енергію, зокрема розробити стратегії для регулювання попиту, у тому числі місцевого, та здійснювати контроль за навантаженням за допомогою електронного обліку».

У контексті глобальної трансформації енергетичних систем і прискореного переходу до низьковуглецевої економіки гнучкість ресурсів постає критичним фактором забезпечення стабільності й ефективності електроенергетичного комплексу. ЄС демонструє послідовну й амбітну політику декарбонізації, нещодавно підвищивши цільові показники частки відновлюваної енергії з 40 % до 45 % до 2030 року [18]. Досягнення таких масштабних цілей вимагає не лише нарощування потужностей альтернативної енергетики, але й розвитку принципово нових підходів до управління енергетичними режимами.

Інтеграція значної частки змінних ВДЕ (сонячної та вітрової генерації) створює безпрецедентні виклики для традиційних енергетичних систем. Зокрема, характерною особливістю стає двонаправлений потік електроенергії, що радикально ускладнює процеси керування розподільними мережами та вимагає впровадження інноваційних підходів до їхнього управління [19, 20]. У цьому контексті гнучкість попиту набуває статусу ключового механізму забезпечення стійкості та керованості енергосистем при інтеграції змінних джерел відновлюваної енергії [21–23].

Прикладом вже діючих програм є глобальна ініціатива *Digital Demand-Driven Electricity Networks Initiative* [24], що спрямована на трансформацію енергетичних систем через цифровізацію, оптимізацію енергоспоживання й активне залучення ресурсів з боку попиту. Ініціатива реалізується за підтримки Міністерства екологічного переходу Італії, Міжнародного енергетичного агентства та

партнерських організацій у країнах із різними рівнями розвитку енергетичних систем. Головна мета програми – сприяти впровадженню політик, технологій і фінансових механізмів для досягнення глобальних цілей декарбонізації.

Основні аспекти програми:

1) Політика та регулювання:

- аналіз існуючих нормативно-правових актів і розробка рекомендацій для масштабування інвестицій у цифрову енергетичну інфраструктуру;
- вивчення кращих практик створення нормативної бази для інтеграції розподілених джерел енергії, таких як сонячні установки й УЗЕ;
- сприяння розробці інноваційних бізнес-моделей для підтримки сталого розвитку енергетики.

2) Фінансування й інвестиції:

- визначення ключових механізмів залучення інвестицій у модернізацію енергетичних систем;
- створення умов для фінансування пілотних проєктів у країнах, що розвиваються, з метою перевірки масштабованих рішень;
- акцент на підтримці громад через забезпечення доступності енергетичних послуг.

3) Технології та потенціал:

- дослідження ролі цифрової інфраструктури у збалансуванні попиту та пропозиції енергії;
- кількісна оцінка переваг, таких як підвищення доступності, стійкості й економічної ефективності енергетичних систем;
- інтеграція інноваційних технологій, таких як електромобілі, УЗЕ та цифрові рішення для управління даними.

4) Соціальна орієнтація та справедливий перехід:

- забезпечення рівного доступу до енергетичних ресурсів для населення країн із низьким рівнем енергозабезпечення;
- посилення ролі людського фактору у впровадженні цифрових енергетичних рішень через навчання та нарощування потенціалу;
- акцент на формуванні інклюзивних енергетичних систем, орієнтованих на потреби користувачів.

1.4 Управління попитом в енергетичних спільнотах

УП (англ. *Demand Response*) розглядається як один із найперспективніших інструментів забезпечення балансування попиту та пропозиції електроенергії [25]. Концептуально УП визначається як цілеспрямована зміна споживчої поведінки у відповідь на зовнішні сигнали енергетичної системи та може бути практично застосована у процесі становлення та функціонування ЕнС [26].

У науковій літературі виокремлюють два основні типи таких сигналів:

- цінові сигнали (*Implicit Demand Response*) – споживачі адаптують власне споживання відповідно до динамічних тарифів на електроенергію [27];
- керуючі сигнали (*Explicit Demand Response*) – безпосереднє втручання агрегаторів або енергокомпаній через дистанційне керування приладами споживачів відповідно до потреб енергосистеми [28].

Згідно з чинним законодавством, а саме Закону України Про ринок електричної енергії, УП – це всеохоплюючий або інтегрований підхід, який спрямовано на здійснення впливу на обсяг і графік споживання електричної енергії з метою зменшення споживання первинної енергії та максимальних (пікових) навантажень. При цьому перевага надається залученню інвестицій, які спрямовано на підвищення енергоефективності, а також інші заходи, зокрема укладення

контрактів на переривчасте постачання, та засоби регулювання навантаження, порівняно з інвестиціями у разі збільшення генеруючих потужностей. Перший із зазначених заходів є більш ефективним та економічно доцільним варіантом. Враховуючи позитивний вплив на навколишнє природне середовище у результаті скорочення споживання енергії й аспекти, які пов'язано з безпекою постачання, та пов'язані з ними витрати на розподіл, а також процес впливу на обсяги або моделі (технологічні, організаційні, економічні) споживання електричної енергії кінцевими споживачами [29].

У поточних умовах роботи енергетичної системи України, зумовленої, як технічними факторами, так і постійними терористичними атаками з боку держави агресора, питання забезпечення стабільного електропостачання набуло критичної актуальності. Запровадження програм УП в ЕнС може стати ефективним інструментом для адаптації до сучасних викликів, таких як дефіцит електроенергії та необхідність оптимізації її розподілу під час пікових навантажень.

В електроенергетичних системах, реагування на попит відноситься в основному до тимчасового зниження обсягів електроспоживання, середня тривалість заходів складає 1–4 год і є відповіддю на цінові сигнали ринку електричної енергії чи оператора електричної мережі.

На відміну від УП, заходи пов'язані з реагуванням на попит (англ. *Demand side management*) спрямовані на довгострокову перспективу функціонування та включають зменшення загального рівня енергоспоживання шляхом впровадження заходів із підвищення енергоефективності й енергозбереження.

Згідно з чинним законодавством [29] реагування на попит – це зміни у споживанні електричної енергії (електричного навантаження) кінцевими споживачами порівняно з їхніми звичайними або поточними моделями споживання у відповідь на ринкові сигнали. У тому числі на змінні у часі ціни на електричну енергію або заохочувальні виплати, або на прийняття заявки кінцевого споживача на продаж зменшення або збільшення попиту за ціною на організованому ринку

окремо чи через агрегацію. А також зміни, що виникають у результаті УП на електричну енергію у відповідь на зміни умов постачання електричної енергії.

За рахунок зниження загального навантаження на електричну мережу, реагування на попит дає змогу ЕнС зменшити кількість аварій, шляхом зменшення кількості відключень, а також підвищити надійність системи. Застосування програм реагування на попит в ЕнС і ВДЕ спільнотах надасть змогу подолати бар'єри, які заважають прийняттю багатьох супутніх програм з енергоефективності та залучити грошові кошти з отриманого економічного ефекту від раціонального використання електроенергії та заощаджень з позапікового споживання для громадян.

Для впливу на попит споживача традиційно застосовуються різні види диференційованої за часом споживання тарифікації, серед яких [30, 31]:

- *Time-of-use pricing* – диференційована тарифікація за часом споживання, яка зазвичай відноситься до певних часових діапазонів споживання: пікового, позапікового, рідше напівпікового;
- *Real-time pricing* – тарифікація у режимі реального часу, яка визначається у відповідності до часу споживання;
- *Variable Peak Pricing* – тариф змінного пікового споживання, гібрид тарифікації у режимі реального часу та тарифікації за часом споживання; але ціна в години пікового споживання залежить від режимів роботи споживача та ринкових умов;
- *Critical peak pricing* – тариф критичного пікового споживання, тобто коли енергопостачальна компанія визначила загально ринковий підйом ціни або можливість виникнення аварійного режиму, встановлюється критична подія протягом деякого періоду часу під час якої ціна значно вища. Існує дві варіації даного тарифу: коли ціна та тривалість визначено заздалегідь: коли тривалість та ціна встановлюються у відповідності до умов і потреб у зниженні загального споживання у мережі;

– *Critical peak rebates* – відшкодування зниження пікового споживання, коли енергопостачальна компанія визначила загально ринковий підйом ціни або можливість виникнення аварійного режиму. Енергопостачальна компанія може встановити критичний період, коли ціна на електричну енергію залишається незмінною, проте споживачу відшкодовується його зниження у відповідності до встановлених прогнозованих і фактичних значень.

Основний інструментарій програм із УП включає у себе наступні інструменти [32]:

1. *Зменшення пікового навантаження (Peak Clipping)* – програми, які спрямовано на вирівнювання графіку споживання, шляхом безпосереднього контролю навантаження, відключення обладнання споживачів або використання власної генерації за лічильником.

2. *Заповнення провалів (Valley Filling)* – програми, які заохочують позапікове споживання. Програми спрямовано на збільшення власного споживання у зонах загального спаду споживання енергосистеми. Стимулювання споживачів зазвичай здійснюється за значно нижчими тарифами.

3. *Стратегії енергозбереження (Energy Conservation)* – програми для сезонного зниження споживання енергії, головним чином, за рахунок ефективного споживання енергії та зменшення втрат.

4. *Побудова навантаження* – програми для управління сезонним збільшенням споживання енергії. В їх основу покладено введення інтелектуальних систем і процесів, більш ефективного обладнання та сучасних джерел енергії для досягнення більшого рівня енергетичної ефективності.

5. *Перенесення навантаження (Load Shifting)* – програми для «переміщення» навантаження з періоду найбільшого споживання у період низького споживання, не змінюючи загальне споживання. Це також можливо з включенням розосередженого генерування.

6. *Гнучке моделювання* – набір дій і комплексного планування між генеруючими компаніями та споживачами з урахуванням потреб у даний момент часу. Це партнерство є метою створення моделі обмеження потужності й обсягів енергоспоживання, які індивідуальний споживач може використовувати у певний час через установку пристроїв обмеження навантаження.

Для впровадження програм із УП і реагування на попит у становленні ЕнС і ВДЕ громад в Україні є достатнє регуляторне підґрунтя [29]. Поміж іншого, в законодавстві вже визначено поняття мікромережі, як групи взаємозв'язаних навантажень і розподіленої генерації з визначеними електричними межами, що утворюють локальну електроенергетичну систему на рівні системи розподілу електричної енергії, яка діє як єдиний керований об'єкт і здатна працювати паралельно з Об'єднаною енергетичною системою України (паралельний режим мікромережі) або в острівному режимі мікромережі – режиму роботи, за якого мікромережа працює ізольовано в результаті від'єднання або непідключення до Об'єднаної енергетичної системи України. Агрегатора, що здійснює агрегацію – діяльність на ринку електричної енергії, що здійснює суб'єкт господарювання, пов'язана з об'єднанням електроустановок, призначених для виробництва та/або споживання, та/або зберігання електричної енергії з метою купівлі-продажу електричної енергії, надання допоміжних послуг та/або послуг з балансування на ринку електричної енергії.

Оператор системи передачі ПрАТ «Національна енергетична компанія «Укренерго» отримав повноправне членство в Європейській мережі операторів системи передачі електроенергії *ENTSO-E* [33]. Це надає право ПрАТ «Національна енергетична компанія «Укренерго» не лише голосувати під час засідань Генеральної Асамблеї *ENTSO-E* та брати участь у Правлінні *ENTSO-E* із правом голосу, а й бути долученими в Комітети *ENTSO-E* та в їхні робочі групи, у тому числі, пов'язаних із УП.

У травні 2024 року Європейська організація операторів систем розподілу (*DSO Entity*) та Європейська мережа операторів систем передачі електроенергії *ENTSO-E* представили спільний проєкт мережевого кодексу, присвяченого УП. Цей документ спрямовано на інтеграцію гнучких ресурсів із боку попиту в енергетичну систему, що є ключовим для декарбонізації енергетичного сектору [34].

Основні положення представленого проєкту мережевого кодексу, присвяченого УП [34]:

1. Універсальність і гармонізація правил:

- кодекс охоплює правила УП, зберігання енергії, залучення розподіленої генерації та скорочення споживання, включаючи агрегування;
- забезпечує рівний доступ усіх ресурсів до ринку електроенергії, включаючи балансування, управління напругою й усунення перевантажень.

2. Прозорість і цифровізація:

- усі процедури, включаючи попередню кваліфікацію продуктів, адаптовано до цифрових стандартів, що мінімізує адміністративні витрати;
- кодекс передбачає створення єдиного реєстру даних про гнучкість (*Flexibility Register*), що забезпечить доступ до інформації про кваліфікацію сервісів та продуктів.

3. Агрегація та локальні послуги:

- визначаються моделі агрегування, які дають змогу об'єднувати ресурси для участі у ринках балансування та локальних послуг;
- вводяться правила для розробки локальних ринків, які вирішуватимуть проблеми перевантажень і напруги на рівні розподілу та передачі.

4. Інтероперабельність і стандартизація:

- кодекс регламентує стандарти обміну даними між операторами систем передачі (*TSO*) та розподілу (*DSO*) для забезпечення взаємодії різних сервісів і пристроїв;

- забезпечується інтеграція нових сервісів без дискримінації та блокування зміни провайдерів послуг.

5. Регуляторна відповідність:

- система операторів повинна дотримуватись принципів недискримінації, прозорості та технологічної нейтральності;

- визначаються чіткі ролі й обов'язки операторів систем передачі та розподілу у впровадженні місцевих послуг, погодженні умов доступу до ринку та координації УП.

Попри те, що УП традиційно активно застосовується серед комерційних і промислових споживачів [35, 36], житловий сектор, як ключова частина ЕнС, демонструє значний невикористаний потенціал гнучкості. Хоча індивідуальний внесок домогосподарств є відносно низьким, однак колективна участь спільноти може забезпечити суттєвий системний ефект [37].

Низка європейських досліджень [38–41] переконливо доводить диференційований характер готовності споживачів до участі в програмах УП. Зокрема, соціологічні розвідки виявили:

- споживачі схильні дозволяти дистанційне управління приладами за умови збереження власного повсякденного розпорядку;

- молодь і домогосподарства з меншою кількістю людей виявляють вищу готовність до експериментів;

- пріоритетними напрямками є програми керування електроопаленням, а не безпосереднього втручання в роботу інших електропобутових приладів.

Висновки до розділу

Формування та функціонування ЕнС у кожній країні є шляхом до сталого та стійкого енергетичного майбутнього. ЕнС надають можливості для зниження витрат на енергію, зменшення екологічного впливу, покращення соціального розвитку, забезпечення енергетичної безпеки та сприяння сталому розвитку. Спільноти можуть стати важливим елементом при переході до більш справедливої, стійкої та незалежної енергетичної системи.

ЕнС у розумінні авторів є об'єднання споживачів і суб'єктів господарювання, *які володіють і керують* об'єктами альтернативної енергетики та забезпечують громади власною енергією.

Впровадження механізмів УП в Україні набуває особливого значення в контексті російської агресії, яка завдала значної шкоди енергетичній інфраструктурі країни. Цілеспрямовані атаки на енергосистему призвели до масштабних руйнувань об'єктів генерації та розподілу, що змусило Україну застосовувати графіки обмеження споживання електроенергії для забезпечення стабільної роботи мережі. УП, як інструмент гнучкого регулювання енергетичного балансу, дасть можливість значно знизити залежність від таких обмежувальних заходів, забезпечуючи більш рівномірний розподіл навантаження навіть за кризових умов.

Гнучкість споживання стане ключовою перевагою для мінімізації наслідків аварійних ситуацій спричинених воєнними діями. У періоди пікового навантаження або нестачі енергоресурсів УП дасть змогу мобілізувати наявні ресурси й ефективно їх розподіляти між споживачами. Це також створить умови для пріоритетного забезпечення критичної інфраструктури, наприклад, лікарень, об'єктів водопостачання та національної безпеки, за рахунок тимчасового скорочення споживання в інших сегментах.

У контексті післявоєнної відбудови УП стане важливим інструментом для побудови нової стійкішої енергетичної системи. Це дасть можливість уникнути відновлення застарілих технологій і спрямувати ресурси на впровадження сучасних цифрових рішень, таких як розумні лічильники, платформи для обміну даними й автоматизовані системи управління. Такий підхід забезпечить кращу інтеграцію ВДЕ та зменшить залежність від викопного палива, яке може стати ще менш доступним через геополітичні обмеження.

Окрім цього, механізми УП сприятимуть інтеграції України до європейської енергетичної системи, зокрема через розвиток локальних ринків послуг і забезпечення відповідності європейським стандартам. Це дасть можливість Україні отримати підтримку міжнародних партнерів для реалізації інноваційних проєктів і відновлення енергетичної інфраструктури. Використання принципів, закладених у мережевих кодексах *ENTSO-E* та *DSO Entity*, допоможе побудувати гармонізовану систему, що відповідатиме сучасним вимогам енергетичного ринку.

Таким чином, УП в умовах російської агресії, графіків обмежень споживання та післявоєнної відбудови є не просто технічним рішенням, а стратегічним інструментом, здатним забезпечити енергетичну безпеку, відновити інфраструктуру на основі інновацій і посилити інтеграцію України до європейського енергетичного простору. Це створить передумови для стійкого розвитку, зменшення кліматичних ризиків і підвищення життєвого рівня населення в умовах нових енергетичних реалій.

2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕНЕРГЕТИЧНИХ СПІЛЬНОТ

Стрімкі темпи зростання попиту на електричну енергію та дефіциту традиційних енергетичних ресурсів, перспективний стрімкий розвиток і впровадження ВДЕ малої потужності та впровадження УЗЕ вимагає формування нового сегменту в енергетичній галузі, який швидко розвивається в усьому світі – ЕнС. При цьому необхідно, щоб потужності й ємності складових ЕнС було обрано оптимальним чином, що дасть можливість із максимальною ефективністю задіяти альтернативні та місцеві енергетичні ресурси. Питання полягає у визначенні граничного обсягу потужності джерел енергії, який не створить проблеми злагодженій роботі вже сформованої системи електропостачання. Постає задача визначення оптимального режиму роботи ЕнС, яка використовує різні суб'єкти ВДЕ малої потужності, забезпечуючи споживачів електричною енергією та взаємодіючи з енергосистемою у довільний момент часу t доби.

2.1 Формування цільових функцій й обмежень задачі

Очевидно, що у принципі кожен суб'єкт енергоринку має свої інтереси (у загальному випадку якщо і не суперечливі, то, принаймні, ті, що не збігаються) та, відповідно, власні критерії оптимальності прийнятих рішень. Таким чином, задовольнити одночасно всіх учасників енергоринку, забезпечивши досягнення оптимальних значень критеріїв, що цікавлять кожного зі суб'єктів, принципово неможливо. Дана обставина призводить до необхідності розробки та використання методів багатокритеріального керування зазначеними об'єктами [42].

Можна вказати кілька принципових причин, які обумовлюють доцільність орієнтації на багатокритеріальні методи оптимізації або прийняття рішень. Існує досить широкий клас задач, в яких ефективність рішення не може бути об'єктивно оцінена єдиним критерієм. Перш за все, це відноситься до технічних проблем. Зокрема, в електроенергетиці багато з розв'язуваних завдань пов'язані одночасно зі зміною втрат потужності й електричної енергії, показників надійності електропостачання й якості електричної енергії, пропускної здатності елементів електричних мереж і т.д. Оцінити всі ці перераховані чинники єдиним (узагальненим) критерієм найчастіше не представляється можливим. Окрім цього навіть у тих випадках, коли ефективність прийнятого рішення не може бути оцінена єдиним критерієм (наприклад, економічного характеру), часто виникають ситуації, коли вибір єдиного рішення неможливий у зв'язку з високим рівнем невизначеності інформації. У подібних ситуаціях введення додаткових критеріїв (кількісного або якісного характерів) дає можливість ефективно скоротити область невизначеності одержуваних рішень [42].

Передбачається, що оперативний розподіл навантажень між окремими генеруючими джерелами, що входять до структури ЕнС, може здійснюватися з урахуванням групи чинників різного характерів: економічного, технічного, соціального, екологічного тощо.

Ключові характеристики ЕнС включають інтенсивність їх викидів, капітальні й експлуатаційні витрати, можливість виробляти електроенергію в певний період часу у відповідності до кліматичних умов їх розміщення, коефіцієнт використання встановленої потужності, який може бути максимальним протягом певного періоду часу, а також їх гнучкість, що дає можливість збільшувати та зменшувати вихідну потужність у різних часових масштабах (від секунд до годин). Нижче наведено чинникові характеристики [42, 43], які важливі при розгляді функціонування та керування роботою ЕнС.

При цьому, що економічна ефективність може оцінюватися за такими характеристиками:

- капітальними інтегральними витратами (вартість будівництва та підготовка установки до експлуатації);
- експлуатаційними витратами (витрати на виробництво одиниці електроенергії, які враховують будь-які витрати на паливо, витрати на робочу силу, воду й інші комунальні послуги, а також інші не перелічені ресурси, необхідні для підтримки роботи станції/установки);
- коефіцієнтом використання встановленої потужності (відношення фактичного річного виробництва генеруючого пристрою до максимально можливого (в одному році 8760 год); незважаючи на наявність високих коефіцієнтів готовності у ВДЕ, вони залежні від погодних умов і мають відносно низькі коефіцієнти використання встановленої потужності через мінливу швидкість вітру, сонячну інсоляцію тощо);
- нормована вартість електричної енергії (міра середньої вартості згенерованої станцією/установкою електроенергії протягом терміну її служби, з урахуванням як капітальних, так і експлуатаційних витрат);
- строком окупності;
- тощо.

Технологічну особливість технологій генерації енергії, що плануються до використання, пропонується оцінювати за такими показниками:

- час пуску та виходу «на режим»;
- діапазон регулювання потужності;
- можливість та/або ефективність експлуатації при частковому завантаженні;
- спроможність установки генерувати інший тип енергії (наприклад, когенераційна установки);

- спроможність установки накопичувати частину згенерованої електричної енергії (наявність УЗЕ);
- сезонність використання;
- необхідність у попередній підготовці задіяного енергоносія, або іншими словами стартова швидкість (швидкість, з якою станція/установка може бути приведена до дії (роботи), генерації енергії; варіюється від декількох секунд до годин у залежності від технології установки);
- потреба утилізації решток;
- створення необхідної енергетичної інфраструктури для використання задіяного енергоносія;
- надійність, що враховує потенційну кількість годин роботи протягом року (період часу, протягом якого станція/установка може виробляти електроенергію, враховуючи такі чинники, як надійність, час простою для технічного обслуговування: більшість станцій/установок мають коефіцієнти надійності понад 80 %, а багато ВДЕ, які не потребують технічного обслуговування, такі як вітрові та сонячні електростанції, мають показники близькі до 100 %);
- тощо.

Кожний із наведених показників технологічного характеру є нормованою величиною.

Екологічні чинники включають вплив на навколишнє середовище на всіх стадіях життєвого циклу проєкту: впровадження, експлуатація, згортування (ландшафтні зміни, емісія шкідливих речовин під час експлуатації, утилізація решток, вплив емісії CO_2 , площа земельної ділянки й ін.) – міра CO_2 (та/або інших викидів забруднюючих речовин), що викидаються в атмосферу для кожної одиниці згенерованої електроенергії, зазвичай вимірюється в $гCO_2/кВт\cdot год$ стосовно викидів CO_2 ($гCO_2/кВт\cdot год$ – це інтенсивність викидів CO_2 нової встановленої потужності виробництва електроенергії).

Соціальні чинники включають позитивний та/або негативний вплив на соціальну сферу суспільства у результаті використання того чи іншого генеруючого джерела/установки/станції:

- можливе працевлаштування населення на всіх стадіях життєвого циклу установки/станції: проектування, впровадження, експлуатація (працевлаштування у секторі ВДЕ – це робочі місця, безпосередньо пов’язані з виробництвом, передачею та розподілом «зеленої» енергії, підвищенням енергоефективності за рахунок виробництва енергозберігаючих продуктів, зведених енергоефективних будівель і надання послуг, що знижують кінцеве споживання енергії);

- освіта (на сьогодні близько 90 % національних і міжнародних компаній інвестують власні кошти задля підвищення кваліфікацій працівників (тренінги, вебінари, онлайн-курси тощо) та вважають, що за останні роки рівень кваліфікації працівників значно підвищився у сфері ВДЕ України. Вже з’явилися такі нові та суміжні професії як монтажники турбін або сонячних панелей, сервісні інженери-енергетики, сайт-менеджери (контент-менеджери), менеджери проєктів тощо);

- тощо.

Ризик впровадження конкретної технології є важливим для коректного визначення перспективності технології. Ризик характеризується вірогідністю появи небажаних ситуацій у технічному, економічному, соціальному й екологічному аспектах. Під ступенем ризику розуміється вірогідність появи небажаних наслідків ситуацій. Рівень ризику – це величина збитків при появі небажаних ситуацій.

У відповідності до принципів роботи основних технологій виробництва електроенергії, у якості прикладу у таблиці 2.1 наведено порівняння деяких економічних і технічних характеристик окремих установок генерації енергії.

Таблиця 2.1 – Порівняння характеристик можливих складових ЕнС [43, 44]

Установка генерації енергії	Сонячна електростанція (СЕС)	Вітрова електростанція (ВЕС)	Мікро- та міні гідро електростанції (МГЕС)	Біогазові установки	Дизельні установки	Газові установки
Нормована вартість електро-енергії, дол./МВт·год	30–41	26–60	35–70	107–109	200–280	45–74
Капітальні витрати, дол./кВт	1770–1780	1520–1750	3960–7410	3940–4100	500–800	3050
Коефіцієнт використання встановленої потужності, %	15–27	11–48	60–66	56	66	56–87
Коефіцієнт надійності, %	97–99	95–99	80–90	94–97	89–91	більше 80
Попередня підготовка до генерації, хв	менше 30	менше 30	менше 5	180	менше 1	5–10
Інтенсивність шкідливих викидів, гСО ₂ /кВт·год	–	–	–	18–59	800–1056	411–487

На початковому етапі розв’язання задачі необхідно обґрунтувати та сформулювати перелік цільових функцій, які на думку особи, що приймає рішення (ОПР), дають змогу забезпечити оптимальний розподіл навантаження між окремими джерелами генерування й акумулювання, та відповідно їх найбільш раціональне використання у конкретний момент часу t [42].

ОПР – особа незалежно від організаційної приналежності (суспільство, організація, сім’я тощо), володіє ексклюзивним правом остаточного свідомого вибору рішення з множини альтернатив, а також несе повну відповідальність за такий вибір. ОПР – це особа або група осіб, наділених правом остаточного вибору одного з можливих варіантів рішення.

При вирішенні задачі прийняття оптимальних рішень в умовах, зазначених вище, перш за все, слід враховувати економічні аспекти функціонування спільноти ВДЕ малої потужності. Це охоплює розташування відносно близьких територіально ВДЕ, технічні параметри обладнання компонентів такої спільноти ВДЕ, а також

екологічні наслідки використання різних видів керованих чи некерованих джерел генерації електроенергії. Функції, які визначатимуть оптимальну ефективність функціонування спільноти ВДЕ невеликої потужності, формуються у мові, яка легко зрозуміла користувачеві.

Зрозуміло, що в конкретних обставинах перелік цільових функцій може бути обмежений або розширений. Ідея полягає в тому щоб сформуванати саме такий перелік цільових функцій, які б характеризували різних суб'єктів ринку електроенергії, постачальників, операторів. Тобто перелік є відкритим [42].

Необхідно зазначити, що відсутні будь-які формальні підстави для вибору одного критерію при визначенні оптимального варіанту роботи ЕнС. Можливим шляхом визначення оптимальних режимів роботи такої системи є переведення цієї задачі на багатокритеріальний рівень. Процедура прийняття рішення має враховувати всі фактори запропоновані ОПР, не дивлячись на те, що за своєю природою та розмірністю вони є досить різномірними.

Цільові функції, що будуть характеризувати оптимальну роботу ЕнС, представлено у лінгвістичній формі, що є зрозумілими для користувачів. Для прикладу, в якості подібних цільових функцій можна вказати на такі:

1. У першу чергу задіяти генеруючі джерела з мінімальним питомим значенням експлуатаційних витрат, що характеризує економічність роботи ЕнС.
2. Переважно використати генеруючі джерела з мінімальним значенням числа годин використання максимуму $T_{\max}$, що дасть змогу, у першу чергу, задіяти обладнання з обмеженими енергетичними ресурсами.
3. Переважно задіяти генеруючі джерела з мінімальним рівнем шкідливих викидів в атмосферу, що дасть змогу, у першу чергу, задіяти енергетичні установки з мінімальним (або взагалі відсутнім) значенням шкідливих викидів.

Очевидно, що у конкретних умовах перелік цільових функцій може бути розширений. Ідея полягає у тому щоб сформуванати саме такі цільові функції, які б характеризували різних суб'єктів ринку електроенергії, постачальників, операторів.

При цьому структура кожної функції цільової функції буде мати такий вигляд

$$F_{jt}(\mathbf{P}) = \sum_{i=1}^n a_{ji} P_{it},$$

де $j = 1, \dots, m$ – загальна кількість цільових функцій;

n – кількість генеруючих джерел (факторів);

t – конкретний період часу;

a_{ji} – технічні/економічні/екологічні/інші характеристики (критерії) на 1 кВт·год згенерованої електричної енергії, які характерні для певної i -тої технологічної установки генерації енергії у складі ЕнС.

Природно, що в окремих цільових функціях коефіцієнт a_{ji} буде відповідно приймати питоме значення експлуатаційних витрат, значення числа годин використання максимуму $T_{\max i}$, рівень шкідливих викидів в атмосферу тощо.

Зрозуміло, що у процесі розв'язання задачі окремі з наведених цільових функцій будуть потребувати мінімізації, а інші – максимізації.

У цьому випадку задача у математичному плані може бути сформована таким чином. Необхідно для окремих періодів t визначити

$$F_{jt}(\mathbf{P}) \rightarrow \text{extr}_{\mathbf{P} \in L}, j = 1, \dots, m, \mathbf{P} = \{P_1, \dots, P_i, \dots, P_n\}, \quad (2.1)$$

де m – кількість цільових функцій;

за умови, що

$$L = \{ \mathbf{P} \in R^n \}, L \subseteq \Omega,$$

де Ω – область рішень, оптимальних за Парето [42, 45].

Множина Парето представляє собою сукупність потенційних прийнятних варіантів рішення для оптимізаційної задачі. Визначення цієї області дає можливість відразу відсіяти неприйнятні варіанти, спрощуючи завдання особи, що приймає рішення. Оптимум Парето, визначений також як *Pareto efficiency* або *Pareto optimality*, є терміном в економіці, який вказує на такий стан системи, де поліпшення одного критерію стану системи неможливе без погіршення інших критеріїв.

Зазначені вище цільові функції у математичному вигляді можна представити таким чином, наприклад:

– у першу чергу задіяти генеруючі джерела (фактори) з мінімальним питомим значенням експлуатаційних витрат

$$F_1(\mathbf{P}) = a_{11}P_1 + a_{12}P_2 + \dots + a_{1i}P_i + \dots + a_{1n}P_n \rightarrow \min,$$

де $a_{11}, a_{12}, \dots, a_{1i}, \dots, a_{1n}$ відповідають питомому значенню експлуатаційних витрат на 1 кВт·год згенерованої електричної енергії характерному для певної технологічної установки генерації енергії у складі ЕнС;

– задіяти генеруючі джерела (фактори) з мінімальним значенням числа годин використання максимуму

$$F_2(\mathbf{P}) = a_{21}P_1 + a_{22}P_2 + \dots + a_{2i}P_i + \dots + a_{2n}P_n \rightarrow \min ,$$

де $a_{21}, a_{22}, \dots, a_{2i}, \dots, a_{2n}$ відповідають значенню $T_{\max}$, характерному для певної технологічної установки генерації енергії у складі ЕнС;

– задіяти генеруючі джерела (фактори) з мінімальним рівнем шкідливих викидів у атмосферу

$$F_3(\mathbf{P}) = a_{31}P_1 + a_{32}P_2 + \dots + a_{3i}P_i + \dots + a_{3n}P_n \rightarrow \min ,$$

де $a_{31}, a_{32}, \dots, a_{3i}, \dots, a_{3n}$ відповідають значенню шкідливих викидів в атмосферу характерному для певної технологічної установки генерації енергії у складі ЕнС.

Наступним кроком є формування обмежень задачі.

В якості обмежень можна розглядати такі:

1) технічні можливості окремих генеруючих джерел у складі ЕнС

$$P_{it}^{\min} \leq P_{it} \leq P_{it}^{\max} , \quad (2.2)$$

де P_{it} – відповідна доля електричного навантаження, яка надається i -м джерелом ЕнС, у кожний період часу t ;

$P_{it}^{\min}, P_{it}^{\max}$ – відповідні обмеження за потужністю для кожного джерела ЕнС, яке розглядається у кожний період часу t ;

2) умова обов'язкового виконання балансу генерація-споживання з урахуванням потенціалу УЗЕ та втрат потужності для ділянки мережі, яка розглядається

$$\sum_{i=1}^n P_{it} = A_t, \quad (2.3)$$

де A_t – сумарне навантаження ділянки мережі у кожний період часу t , при відсутності потенціалу акумулюючих пристроїв і нехтуючи втратами потужності для ділянки мережі, яка розглядається.

3) умова середньодобового обмеження енергії, яка визначається, наприклад, для біогазової установки добовим обсягом газу у резервуарі, для МГЕС – об'ємом води у басейні.

Можна передбачити та припустити, що за наявності у структурі спільноти ВДЕ малої потужності некерованих джерел енергії, їх ресурс має бути задіяний у кожен момент часу у повному обсязі й у першу чергу. Потім за потреби в електричній енергії вже залучати керовані джерела енергії.

Також, можна передбачити та припустити, при експлуатації технологій генерації енергії й УЗЕ можуть виникати ситуації пов'язані з їх поточним незадовільним технічним станом, планованим технічним обслуговуванням та/або профілактичним ремонтом. Це у свою чергу призводить до введення відповідних додаткових цільових функцій, які потрібні для конкретних проміжків часу, та дають змогу враховувати певні обмеження на режим роботи ряду джерел. У цьому випадку коефіцієнти a_{ji} відповідної цільової функції можуть формуватися на основі оцінок, що задаються ОПР.

Зокрема, можна прийняти [42]:

- $a_{ji} = 1$ – у разі відсутності будь-яких обмежень за навантаженням i -го джерела;
- $a_{ji} = 0,6\text{--}0,8$ – при небажаності використання i -го джерела у забезпеченні навантаження споживачів у t -му режимі;
- $a_{ji} = 0,2\text{--}0,4$ – за крайньої небажаності використання i -го джерела у t -му режимі.

Природно, що у даному випадку сформована таким чином цільова функція вимагатиме максимізації.

Сценарії генерації електроенергії некерованими ВДЕ можна схематично представити таким чином (таблиця 2.2).

Запропонована класифікація надає розуміння ступеня залучення невідновлюваних джерел енергії, надлишку енергії для продажу в зовнішню мережу, необхідності купівлі електроенергії з зовнішньої мережі у залежності від характерної доди року та години доби.

Таблиця 2.2 – Сценарії генерації електроенергії

Некероване джерело генерації електроенергії	Сценарії генерації електроенергії											
ВЕС	Штиль та/або тихий вітер V < 0–3 м/с				Легкий вітер V = 4–6 м/с			Слабкий вітер V = 7–10 м/с			Помірний та/або свіжий та/або сильний вітри V = 11–27 м/с	
	0				0,2			0,5			0,8–1	
	У більшості випадків виділяють чотири сезони року, які не співпадають з календарними, але є однорідними за вітровим режимом (взимку швидкість вітру вища, ніж влітку) (наведено тривалість годин помірного, свіжого та сильного вітру у сезон)											
	зима (грудень–лютий)				весна (березень–червень)			літо (липень–вересень)			осінь (жовтень, листопад)	
	283 (11,8)				173 (7,2)			28 (1,1)			98 (4)	
СЕС	Ясне небо (SKC – sky is clear) та/або незначна хмарність (FEW – few)							Хмарне небо (SCT – scattered)		Похмуре небо (BKN – broken)		
	0,8–1							0,5–0,7		0,1–0,4		
	Оскільки тривалість сонячного дня протягом року різко змінюється, тому виділяють 12 сезонів року тривалістю один місяць											
	січ	лют	бер	квіт	трав	чер	лип	сер	вер	жов	лист	груд
	0,25	0,36	0,64	0,76	0,9	0,84	0,9	0,86	0,71	0,56	0,32	0,22

Продовження таблиці 2.2

МГЕС	Руслова МГЕС	Дериваційна МГЕС											
	Немає обмежень	Зимова (у разі не повного замерзання річки, орієнтовно грудень–березень) та літня (липень–вересень) межені <i>(вихідна потужність МГЕС, швидше за все, буде ближче до мінімальної потужності, але, у принципі, може досягати і свого номінального значення)</i>									Весняна повінь (орієнтовно квітень–червень) й осінній паводок (орієнтовно жовтень–листопад) <i>(вихідна потужність МГЕС, швидше за все, буде близькою до свого номінального значення, але, у принципі, може досягати і свого мінімального рівня)</i>		
		$\approx P_{\min} \approx 0,3\text{--}0,4P_{\text{н}}$									$\approx P_{\text{н}}$		
	1												
	Руслова МГЕС	Дериваційна МГЕС											
	Немає обмежень	зимова межень			весняна повінь			літня межень			осінній паводок		зимова межень
		січ	лют	бер	квіт	трав	чер	лип	сер	вер	жов	лист	груд
1	2 %	1,9	2,9	19,6	41,5	10,8	5,2	3,2	2,5	4,9	3,5	2,7	

На рис. 2.1 можемо бачити як змінюється поведінка моделі на основі цільових функцій і обмежень.

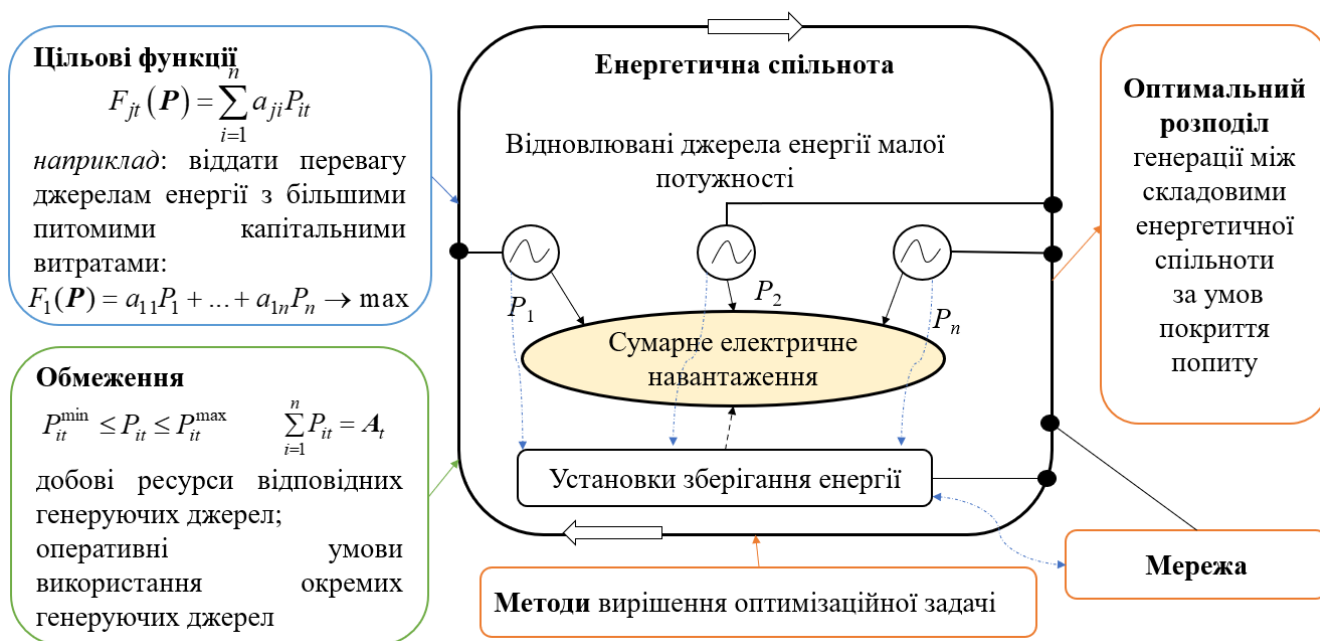


Рисунок 2.1 – Математична модель функціонування спільноти ВДЕ

2.2 Методика розв'язання оптимізаційної задачі

Для оптимізації режимів роботи спільноти ВДЕ допустимим є використання як формальних, так і евристичних методів. До першої групи належать методи цілочисельного лінійного програмування [46], алгоритми транспортної задачі [47], динамічного програмування [48] та різні модифікації методів пошуку [49]. Однак, враховуючи розмірність задачі та її комбінаторну природу, застосування класичних методів оптимізації вимагає значних спрощень, що не завжди дає змогу врахувати всі функціональні обмеження.

У зв'язку з цим все більшої уваги набувають евристичні методи, такі як: генетичні алгоритми [50], алгоритми мурашиної колонії [51, 52], імітації відпалу [53], *tabu search* [54], оптимізації роєм частинок [55], нейронні мережі, алгоритми на основі аналітичного ієрархічного процесу [56], жадібні евристики, алгоритми мінімального остовного дерева, нечітка логіка та інші. Враховуючи багатофункціональність задачі, пропонується використовувати багатокритеріальний підхід [57].

Методи оптимізації відрізняються за своїм підходом і придатністю для різних типів проблем. Для одноцільової оптимізації кілька методів пропонують різні переваги й обмеження, які коротко описано в таблиці 2.3.

Для багатоцільової оптимізації існують різні методи зі своїми сильними сторонами та обмеженнями, описаними в таблиці 2.4.

Таблиця 2.3 – Переваги й обмеження одноцільової оптимізації

Метод	Переваги й обмеження	
Лінійне програмування [46, 58]	Ефективний для лінійних задач, але неадекватний для обробки нелінійних зв'язків	Ефективно вирішує лінійні проблеми, але зазнає невдачі в нелінійних сценаріях
Гradientний спуск [59]	Простий у реалізації, але він може сходитися до локальних оптимумів через його залежність від локальної інформації	Пропонує легкість реалізації, але може застрягти в локальних мінімумах і чутливий до швидкості навчання
Метод Ньютона [60]	Швидко сходиться, але вимагає обчислення других похідних, що робить його обчислювально дорогим	Швидко сходиться, але вимагає великих похідних обчислень і може розходитися за певних умов
Генетичні алгоритми [50, 61]	Ефективні для обробки нелінійностей, але мають високі обчислювальні витрати	Чудово працюють у складних просторах, але вимагають інтенсивних обчислень

Було обрано багатоцільову оптимізацію, оскільки вона є важливою при роботі з конфліктними цілями, поширеними у реальних проблемах. Хоча це вимагає більше обчислювальних зусиль порівняно з одноцільовою оптимізацією, однак пропонує можливість досліджувати компроміси та знаходити рішення, які врівноважують численні критерії. Використовуючи такі методи, як генетичні багатоцільові алгоритми та методи скаляризації, багатоцільова оптимізація дає можливість ОПР ефективно орієнтуватися у складних проблемних просторах і робити обґрунтований вибір враховуючи різноманітні цілі.

Таблиця 2.4 – Переваги й обмеження багатоцільової оптимізації

Метод	Переваги й обмеження	
Цільове програмування [62]	Добре обробляє пріоритети, але потребує суб'єктивних суджень	Програмування цілей забезпечує структуровану обробку пріоритетів, але суб'єктивні судження можуть внести упередження
Багатоцільові еволюційні алгоритми [63]	Використовують концепції Парето, але включають високі обчислювальні оцінки	Забезпечують рішення Парето, але є дорогими з точки зору обчислень
Процес аналітичної ієрархії [64]	Пропонує структуровані рішення, але несе потенційну упередженість	Полегшує прийняття структурованих рішень, але може страждати від упередженості та непослідовності
Теорія багатоатрибутної корисності	Моделює вподобання, але має проблеми з охопленням взаємозалежностей	Включає вподобання, але не може моделювати складні міжцільові зв'язки

Для вирішення питання оптимального розподілу навантаження між окремими складовими ЕнС застосовується алгоритм розподілу ресурсів, який ґрунтується на методі нелокального пошуку, так званого методу «яру» запропонованого у [42]. Назва методу пов'язана з тим, що в описаній ситуації структура поверхні, яка відповідає функції багатьох змінних, що оптимізується, викликає певну асоціацію з яром (за формою). Цільові функції у цій задачі – багатоекстремальні. Загалом зрозуміло, що застосування локальних методів пошуку (градієнтна процедура, релаксаційна процедура) у цьому випадку призведе тільки до визначення локального екстремуму, в області якого була обрана початкова точка для оптимізації. На відміну від локальних методів, знаходження глобального

екстремуму у принципі забезпечується при використанні нелокальних методів [42, 46–49].

Запропонований метод реалізується наступним чином [42]. З довільної точки A_1 , з використанням будь-якої процедури локального пошуку (одномірного або багатомірного) виконується ряд кроків, які пов'язані з рухом у сторону локального екстремуму (рис. 2.2).

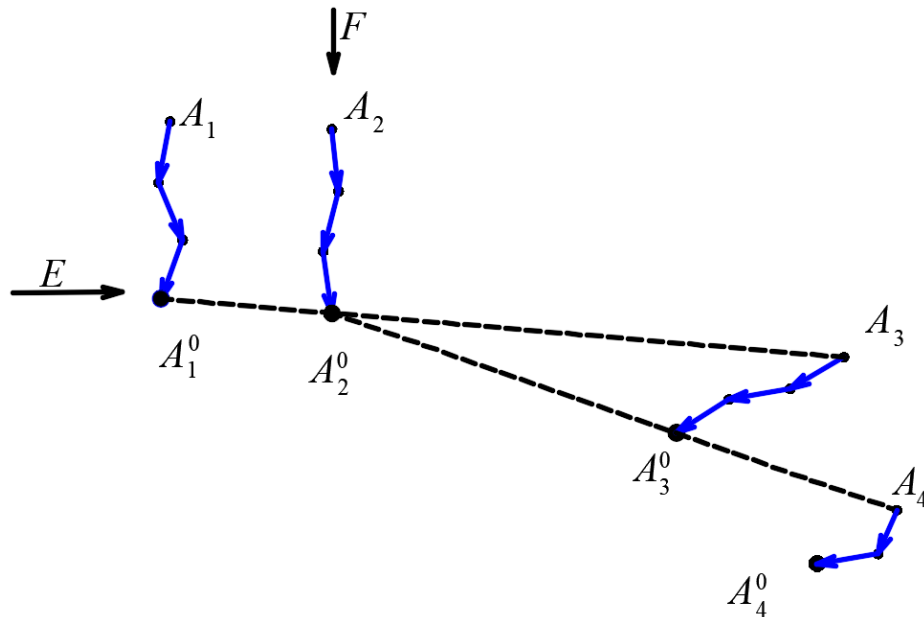


Рисунок 2.2 – Графічне представлення методу нелокального пошуку, так званого методу «яру» [42]

Поки рух іде по схилу так званого яру, крутизна якого виявляється достатньо великою та кожна наступна ітерація (крок) призводить до помітної зміни значення цільової функції. Однак у міру наближення до дна яру ступінь зміни цільової функції зменшується. Локальний спуск продовжується до тих пір, поки відносне зменшення цільової функції не виявиться менше деякої наперед заданої величини ε (іншими словами похибка). Таким чином, локальний пошук завершується у деякій точці A_1^0 на дні яру. Виконується випадковий крок у напрямі відмінному від напрямку локального пошуку. При цьому величина кроку має суттєво перевищувати крок локального пошуку. Отримуємо точку A_2 . З заданої точки знову виконуємо локальний спуск, у процесі якого знаходиться точка A_2^0 , яка, як і точка A_1^0 лежить

на дні яру. Здійснюємо тепер великий крок вздовж прямої, яка з'єднує точки A_1^0 та A_2^0 , у сторону з меншим значенням цільової функції. Отримана при цьому точка A_3 обирається у якості початкової для реалізації чергової процедури локального спуску (рис. 2.2).

Перемежуючи, таким чином повільне локальне переміщення (рис. 2.3) зі швидким нелокальним переміщенням (рис. 2.4), метод добре відслідковує викривлення дна яру та дає можливість достатньо ефективно знайти точку глобального екстремуму.

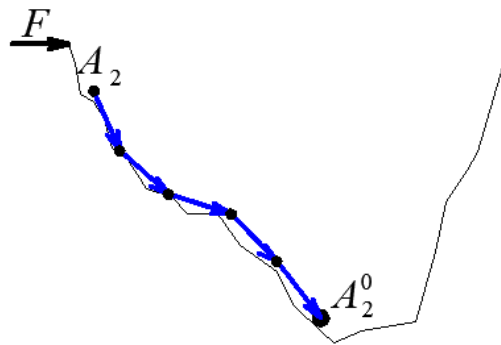


Рисунок 2.3 – Графічне представлення локального пошуку [42]

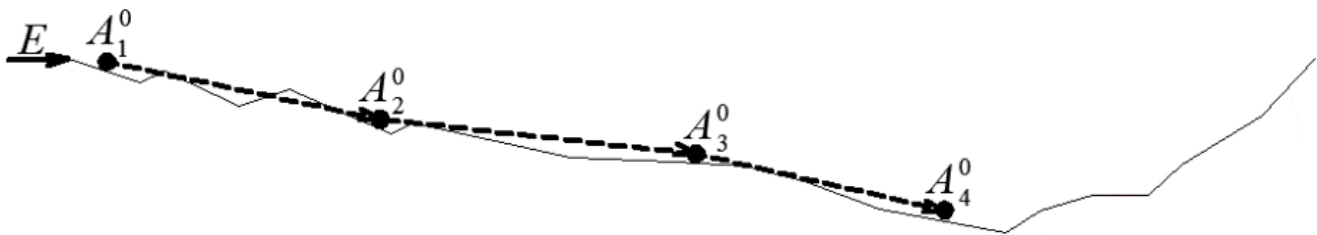


Рисунок 2.4 – Графічне представлення нелокального пошуку [42]

У відповідності з описаним вище алгоритмом, процес оптимізації власне зводиться до послідовної реалізації процедур локального пошуку. При цьому можуть застосовуватися як ідеї багатомірного, так і одновимірного пошуків. Окрім цього, при побудові вказаних процедур необхідно врахувати також обмеження, у разі їх наявності.

2.3 Урахування багатокритеріальності при вирішенні задачі оптимального розподілу навантажень між джерелами генерування

Вперше проблема багатокритеріальної оптимізації виникла в економічних дослідженнях. Однак надалі стало очевидним, що подібна проблема дуже часто має місце й у технічних задачах. Певним чином це стосується й електроенергетичних задач, які у переважній більшості носять комплексний характер, тому що пов'язані одночасно зі зміною втрат потужності й електричної енергії, показників надійності електропостачання й якості електричної енергії, пропускної здатності елементів електричних мереж тощо [42]. Оцінити всі перераховані чинники єдиним (узагальненим) критерієм найчастіше не є можливим. У подібних ситуаціях введення додаткових критеріїв дає можливість ефективно скоротити область невизначеності одержуваних рішень, проте обумовлює складність математичних моделей, які можуть із достатнім ступенем адекватності відображати процес, що розглядається, у тому числі і його багатокритеріальний характер. У цій ситуації рішення задачі оптимізації або прийняття рішення пов'язане зі значними труднощами, причому концептуального характеру, основна з яких – обґрунтований вибір принципу оптимальності. Сформулювати єдиний принцип оптимальності для задач багатокритеріального прийняття рішень не є можливим, тому що поняття векторного оптимуму не визначено. Єдиний можливий шлях розв'язання цієї задачі пов'язаний із звуженням області Парето [42, 46].

При розробці методів розв'язання задачі багатокритеріальної оптимізації, які практично всі носять евристичний характер, необхідно вирішити низку принципових проблем [42, 46]. По-перше, у даних задачах локальні критерії найчастіше мають різну фізичну природу та, як наслідок цього, – різні масштаби вимірювання. Це не дає можливості здійснювати безпосереднє порівняння якості одержуваних результатів за кожним критерієм. У зв'язку з цим спочатку необхідно привести розмірність локальних критеріїв до єдиного (найчастіше безрозмірного)

масштабу вимірювання, тобто здійснити їх нормалізацію. По-друге, принцип оптимальності у даних задачах, по суті, має дати відповідь на питання, в якому сенсі оптимальне рішення переважає всі інші допустимі рішення, і, таким чином, має визначити правила пошуку цього рішення. По-третє, у результаті аналізу фізичного змісту багатьох практичних задач, з'ясовується, що різні локальні критерії мають не однакову важливість із точки зору досягнення кінцевого результату. Тому, той факт, що окремі локальні критерії мають більш високий пріоритет по відношенню до інших, необхідно враховувати при виборі принципу оптимальності та визначенні області можливих рішень, віддаючи певну перевагу тим чи іншим показникам.

У якості методів багатокритеріального прийняття рішень можна розглянути такі [65, 66]: *Vikor*, *Topsis*, *Pseudo-weight* (псевдовагових коефіцієнтів) і *Bellman-Zadeh* (Беллмана-Заде).

Основна ідея методу багатокритеріального прийняття рішень *Vikor* [65] полягає у тому, що компромісне рішення задачі має являти собою альтернативу, яка є найбільш близькою до ідеального рішення. При цьому рівень невідповідності розглянутого рішення відносно ідеального знаходиться наступним чином

$$L_{pj} = \left[\sum_{i=1}^n \left(w_i \frac{f_i^+ - f_{ij}}{f_i^+ - f_i^-} \right)^p \right]^{\frac{1}{p}}, \quad 1 \leq p \leq \infty, \quad i = 1, \dots, n, \quad j = 1, \dots, m,$$

де m – кількість розглянутих альтернатив;

n – число цільових функцій;

w_i – вага i -й цільової функції, що відображає її значимість при ухваленні рішення;

f_i^+ – відповідає ідеальному рішення для i -тої цільової функції (відповідно

$f_i^+ = \min_j f_{ij}$ – для цільових функцій, які передбачають мінімізацію, тобто функцій,

які характеризують величину втрат; $f_i^+ = \max_j f_{ij}$ – для цільових функцій, які потребують максимізації, тобто для функцій, що характеризують виграш);

f_i^- – відповідає найгіршим рішенням ($f_i^- = \max_j f_{ij}$ – для цільових функцій, які передбачають мінімізацію тобто функцій, що характеризують величину втрат, $f_i^+ = \max_j f_{ij}$ – для цільових функцій, які потребують максимізації).

Процедура багатокритеріального прийняття рішень може бути представлена у формі, так званої, матриці рішень, де рядки відповідають альтернативам, що розглядаються, а стовпці відображають критерії (окремі цільові функції). Відповідно задача, що включає m альтернатив ($A_1, \dots, A_j, \dots, A_m$), які оцінюються за n критеріями ($C_1, \dots, C_i, \dots, C_n$) може бути представлена наступним чином:

$$D = \begin{matrix} & \begin{matrix} C_1 & C_2 & \dots & C_n \end{matrix} \\ \begin{matrix} A_1 \\ A_2 \\ \dots \\ A_m \end{matrix} & \begin{matrix} f_{11} & f_{12} & \dots & f_{1n} \\ f_{21} & f_{22} & \dots & f_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ f_{m1} & f_{m2} & \dots & f_{mn} \end{matrix} \end{matrix}.$$

У цьому випадку обчислювальна процедура методу *Vikor* зазвичай представляється такою послідовністю операцій:

1. Визначаємо найкраще та найгірше значення всіх розглянутих цільових функцій f_i^+ та f_i^- , $i = 1, \dots, m$, враховуючи їх характер (тобто беручи до уваги підлягає дана цільова функція максимізації або мінімізації).

2. Обчислюємо показник S_j , який характеризує максимальну групову корисність, і R_j , що відображає рівень індивідуальних втрат, на підставі виразів

$$S_j = \sum w_i \frac{f_i^+ - f_{ij}}{f_i^+ - f_i^-}, \quad R_j = \max_i \left(w_i \frac{f_i^+ - f_{ij}}{f_i^+ - f_i^-} \right),$$

де w_i – показник, що відображає відносну вагу (важливість) i -тої цільової функції (критерію).

3. Обчислюємо показник $Q_j, j = 1, \dots, m$ на основі виразу

$$Q_j = \begin{cases} \frac{R_j - R^+}{R^- - R^+}, & \text{якщо } S^+ = S^- \\ \frac{S_j - S^+}{S^- - S^+}, & \text{якщо } R^+ = R^- \\ v \frac{S_j - S^+}{S^- - S^+} + (1-v) \frac{R_j - R^+}{R^- - R^+} & \text{– у решті випадків} \end{cases}$$

$$S^+ = \min_j S_j, \quad S^- = \max_j S_j, \quad R^+ = \min_j R_j, \quad R^- = \max_j R_j,$$

де v – показник, що визначає відносну вагу стратегії вибору компромісного рішення відповідно до ідеології характеристик S або R .

При відсутності конкретних міркувань приймається $v = 0,5$.

4. Формуємо послідовності альтернатив згідно убутанню значень, відповідно, S, R і Q . У результаті отримуємо три ряди ранжування.

В якості потенційного компромісного рішення розглядається альтернатива, яка в ряді ранжування за показником Q характеризується мінімальним значенням.

Остаточне рішення щодо вибору даної альтернативи в якості оптимальної приймається на підставі аналізу наступних двох умов:

а) наявності «прийнятної» переваги між проранжованими альтернативами:

$$Q(A^{(1)}) - Q(A^{(2)}) \geq \Delta Q, \quad \Delta Q = \frac{1}{m-1},$$

де $A^{(2)}$ – альтернатива, що займає друге місце у ряді ранжування по Q ;

m – загальна кількість альтернатив;

б) наявність «прийнятної» стабільності рішення. Це означає, що альтернатива повинна бути одночасно кращою і в рядах ранжування по S та/або R .

Якщо одна із зазначених умов не виконується, то остаточне рішення представляється низкою альтернатив, які включають в себе:

- альтернативи $A^{(1)}$ і $A^{(2)}$, якщо не дотримуються тільки вимоги (б);
- альтернативи $A^{(1)}, \dots, A^{(m)}$, якщо не виконується вимога (а).

В цьому випадку альтернатива $A^{(m)}$ визначається умовою

$$Q(A^{(m)}) - Q(A^{(1)}) \leq \Delta Q.$$

Згідно методу *Topsis* [65] вибір оптимальної альтернативи базується на тому, щоб отримане рішення одночасно було максимально близьким до ідеального рішення та в найбільшій мірі віддалене від найгіршого рішення.

Відповідний алгоритм вирішення задачі будується наступним чином.

1. Формується нормалізована матриця рішень, елементи якої обчислюються наступним чином:

$$r_{ij} = \frac{f_{ij}}{\sqrt{\sum_{j=1}^m f_{ij}^2}}, \quad i = 1, \dots, n, \quad j = 1, \dots, m,$$

де f_{ij} – значення i -тої цільової функції для j -тої альтернативи.

2. Обчислюємо зважену нормалізовану матрицю рішень з урахуванням вагових коефіцієнтів, що відображають важливість для ОПР, окремих цільових функцій w_i .

При цьому елементи матриці визначаємо відповідно до виразу:

$$v_{ij} = w_i r_{ij}, \quad i = 1, \dots, n, \quad j = 1, \dots, m, \quad \sum_{i=1}^n w_i = 1.$$

3. Визначаємо ідеальне A^+ та найгірше A^- рішення

$$A^+ = v_1^+, \dots, v_n^+ = \left(\max_j v_{ij} \mid i \in I', \min_j v_{ij} \mid i \in I'' \right),$$
$$A^- = v_1^-, \dots, v_n^- = \left(\min_j v_{ij} \mid i \in I', \max_j v_{ij} \mid i \in I'' \right),$$

де I' – відповідає цільовим функціям, які характеризують виграш і вимагають максимізації;

I'' – відповідає цільовим функціям, які відображають витрати та, відповідно, вимагають мінімізації.

4. Обчислюємо показники відмінності кожної альтернативи у порівнянні з ідеальним і найгіршим рішеннями, використовуючи n -вимірну евклідову відстань:

- відстань до ідеального рішення становить

$$D_j^+ = \sqrt{\sum_{i=1}^n (v_{ij} - v_i^+)^2}, \quad j = 1, \dots, m;$$

- відстань до найгіршого рішення дорівнює

$$D_j^- = \sqrt{\sum_{i=1}^n (v_{ij} - v_i^-)^2}, \quad j = 1, \dots, m.$$

5. Знаходимо показник відносної близькості альтернатив до ідеального рішення

$$C_j^* = \frac{D_j^-}{D_j^+ + D_j^-}.$$

6. Упорядковуємо альтернативи в порядку спадання параметра C_j^* . Таким чином, альтернатива, яка має максимальне значення параметра C_j^* , може розглядатися в якості найкращого компромісного рішення задачі.

Згідно методу *Pseudo-weight* (псевдовагових коефіцієнтів) [66] з отриманого недомінованого набору кожної генеральної сукупності оптимальних рішень можна

обчислити псевдоваговий вектор для кожного члена $\mathbf{x}^{(1),k}$, використовуючи сукупну функцію відповідності, яка розглядається під час процесу оптимізації

$$w_m^{(i),k} = \frac{\left(F_m^{(i),\max} - F_m^{(i)}(\mathbf{x}^{(1),k})\right) / \left(F_m^{(i),\max} - F_m^{(i),\min}\right)}{\sum_{m=1}^{M_i} \left(F_m^{(i),\max} - F_m^{(i)}(\mathbf{x}^{(1),k})\right) / \left(F_m^{(i),\max} - F_m^{(i),\min}\right)}, \quad \forall m = 1, \dots, M_i$$

де $F_m^{(i),\min}$ та $F_m^{(i),\max}$ – відповідно мінімальне та максимальне значення пристосованості кінцевих членів i -тої популярності відповідно.

Псевдоваговий вектор $\left(w_1^{(1),k}, \dots, w_{M_1}^{(1),k}\right)$ для k -го члена сукупності 1 вказує на відносну важливість кожної цілі у діапазоні всього набору сукупності 1. Після цього, член $(\mathbf{x}^{(1),T})$, який має вектор псевдоваги, найближчий до бажаного вектора переваги $\mathbf{d} = \left(f_1^{(1),T}, f_2^{(1),T}\right)$, вибирається для першої сукупності та навпаки. Взаємодія між двома популяціями при досягненні кінцевих бажаних рішень $(\mathbf{x}^{(1),T}$ та $\mathbf{y}^{(2),T})$ походить від агрегації, яка використовується під час процесу оптимізації. Те саме можна застосувати до учасників популяції 2.

Нестача ясності у понятті «оптимальне рішення» є основною методологічною складністю у рішенні багатоцільових задач. Досвід практичного застосування процедур багатокритеріального прийняття рішень при розгляді достатньо широкого кола задач [42], переконливо продемонстрував обґрунтованість й ефективність застосування для цих цільових функцій методу запропонованого Р. Беллманом і Л. Заде [67–69], який заснований на апараті теорії нечітких множин. Перевагами цього методу є: однозначне та зрозуміле визначення критерію оптимальності, як максимального ступеня досягнення усіх цільових функцій; можливість одночасного урахування як якісних, так і кількісних факторів та їх диференціації за

ступенем важливості; автоматичне отримання рішень, які належать області Парето, що гарантовано є остаточною рішенням задачі.

Застосування підходу *Bellman-Zadeh* до прийняття рішень у нечіткому оточуючому середовищі [65, 67–69] відповідає принципу гарантованого результату та забезпечує конструктивні лінії в отриманні гармонійних рішень. Підхід *Bellman-Zadeh* – це ефективний (із обчислювальної точки зору) так само як і вимогливий (із точки зору отримання рішень з області Парето) метод аналізу багатокритеріальних моделей [65, 67–69].

У відповідності з даним підходом кожна цільова (оціночна) функція $F_j(X)$, $j = 1, \dots, m$ замінюється нечіткою цільовою функцією або нечіткою множиною виду

$$A_k = [A, \mu_{A_k}(X)], \quad X \in L, \quad k = 1, \dots, m,$$

де $\mu_{A_k}(X)$ представляє собою функцію належності (ФН) нечіткої функції A_k [42, 65, 67–69];

L – область компромісів.

Нечітке рішення задачі D формується таким чином [42, 67] $D = \bigcap_{k=1}^m A_k$, у результаті чого отримаємо ФН

$$\mu_D(X) = \min_{k=1, \dots, m} \mu_{A_k}(X), \quad X \in L.$$

Це рішення можна інтерпретувати як нечітко сформульовану інструкцію. При такому представленні лишається невизначеність яку ж альтернативу слід вибрати, тобто треба подолати цю невизначеність. Існують різні способи зняття цієї невизначеності.

Найпоширеніший із них, запропонований Л. Заде [65, 67–69], полягає у виборі альтернативи, що має максимальний ступінь належності до нечіткого рішення, тобто альтернатива визначається з умови:

$$\max \mu_D(X) = \max_{X \in L} \min_{k=1, \dots, m} \mu_{A_k}(X).$$

Такі альтернативи називають максимізуючими.

Таким чином, точка, якій відповідає максимальне значення ФН, приймається у якості остаточного рішення при реалізації процесу оптимізації

$$X^0 = \arg \max_{X \in L} \min_{k=1, \dots, m} \mu_{A_k}(X).$$

Принциповим питанням при розв’язанні задачі прийняття рішення на підставі представленого підходу, є формування ФН $\mu_{A_k}(X)$. Очевидно, що, перш за все, вони мають адекватно відображати характер відповідних оціночних (цільових) функцій. Отже, необхідно, щоб у задачах, де цільова функція підлягає мінімізації, ФН мала великі значення при менших значеннях оціночних функцій і у точці мінімуму досягала своєї максимальної величини, рівної одиниці. Одночасно, у задачах максимізації ФН має приймати значення рівне одиниці при максимальному значенні оціночної функції.

Даним умовам, зокрема, відповідають ФН, що формуються таким чином:

– для цільових функцій, що підлягають максимізації

$$\mu_{A_k}(X) = \left[\frac{F_j(X) - \min_{X \in L} F_j(X)}{\max_{X \in L} F_j(X) - \min_{X \in L} F_j(X)} \right]^{\lambda_j}, \quad (2.4)$$

- для цільових функцій, що підлягають мінімізації

$$\mu_{A_k}(X) = \left[\frac{\max_{X \in L} F_j(X) - F_j(X)}{\max_{X \in L} F_j(X) - \min_{X \in L} F_j(X)} \right]^{\lambda_j}, \quad (2.5)$$

де λ_j – показник, що відображає ступінь важливості k -тої оціночної функції та визначається, найчастіше експериментальним шляхом.

У роботі для аналізу багатокритеріальних моделей для більшості випадків будемо застосовувати підхід *Bellman-Zadeh*, який є ефективним з обчислювальної точки зору та вимогливим з точки зору отримання Парето-оптимальних рішень [42, 65, 67].

2.4 Реалізація процедури багатокритеріального розподілу навантаження між джерелами генерації енергії

На рис. 2.5 демонструється, як зазначені вище ідеї реалізуються у методі багатокритеріального розподілу навантаження між генеруючими джерелами енергії, що входять до спільноти ВДЕ [67].

Зазначена задача формується у вигляді моделі цільових функцій з урахуванням обмежень (підрозділ 2.1). Подальший аналіз здійснюється на основі алгоритму багатокритеріального розподілу ресурсів [42, 66, 67, 70], що включає у себе такі етапи, що виконуються для кожного заданого періоду часу t .



Рисунок 2.5 – Модифікований метод розподілу ресурсів

1. Вирішуються задачі максимізації $F_j(\mathbf{P}) \rightarrow \max_{\mathbf{P} \in L}$ та мінімізації $F_j(\mathbf{P}) \rightarrow \min_{\mathbf{P} \in L}$, $j = 1, \dots, m$ незалежно по кожній із окремих цільових функцій з урахуванням обмежень, що дає змогу визначити точки з області допустимих рішень, координати яких відповідають певному розподілу потужностей по кожному i -му джерелу генерування, у певний момент часу $\mathbf{P}_{A_k}^- = \{P_1^-, \dots, P_i^-, \dots, P_n^-\}$, $\mathbf{P}_{A_k}^+ = \{P_1^+, \dots, P_i^+, \dots, P_n^+\}$, $i = 1, \dots, n$, $k = 1, \dots, m$.
2. Формується вектор $\Lambda = (\lambda_1, \dots, \lambda_j, \dots, \lambda_m)$, $j = 1, \dots, m$ за наявності відповідної інформації відносно важливості окремих цільових функцій (критеріїв).
3. Згідно характеру цільових функцій визначаються значення ФН для всіх отриманих на попередньому етапі точок $\mathbf{P}_{A_k}^- = \{P_1^-, \dots, P_i^-, \dots, P_n^-\}$, $\mathbf{P}_{A_k}^+ = \{P_1^+, \dots, P_i^+, \dots, P_n^+\}$, $i = 1, \dots, n$, $k = 1, \dots, m$ у відповідності з такими виразами (2.4) та (2.5).

крок вважається успішним, якщо $\mu_{A'_k}(\mathbf{P}) > \mu_{A_k}(\mathbf{P})$, $k = 1$, та не успішним за умови – $\mu_{A'_k}(\mathbf{P}) \leq \mu_{A_k}(\mathbf{P})$, $k=1$ (рис. 2.7). У процесі реалізації цього етапу розрахунків визначається точка $\mathbf{P}_{A_k^0} = \{P_{1k}^0, \dots, P_{ik}^0, \dots, P_{nk}^0\}$, $k = 1$ із відповідним значенням ФН $\mu_{A_k^0}(\mathbf{P})$, $k = 1$. Логічно, що рух іде по схилу яру. За його відповідної крутизни кожний крок призводить до помітної зміни цільової функції. З мірою наближення до дна яру зміна цільової функції зменшується. Локальний спуск продовжується до тих пір, поки зміна значень ФН не виявиться менше деякого завчасно заданого порогу ε_μ .

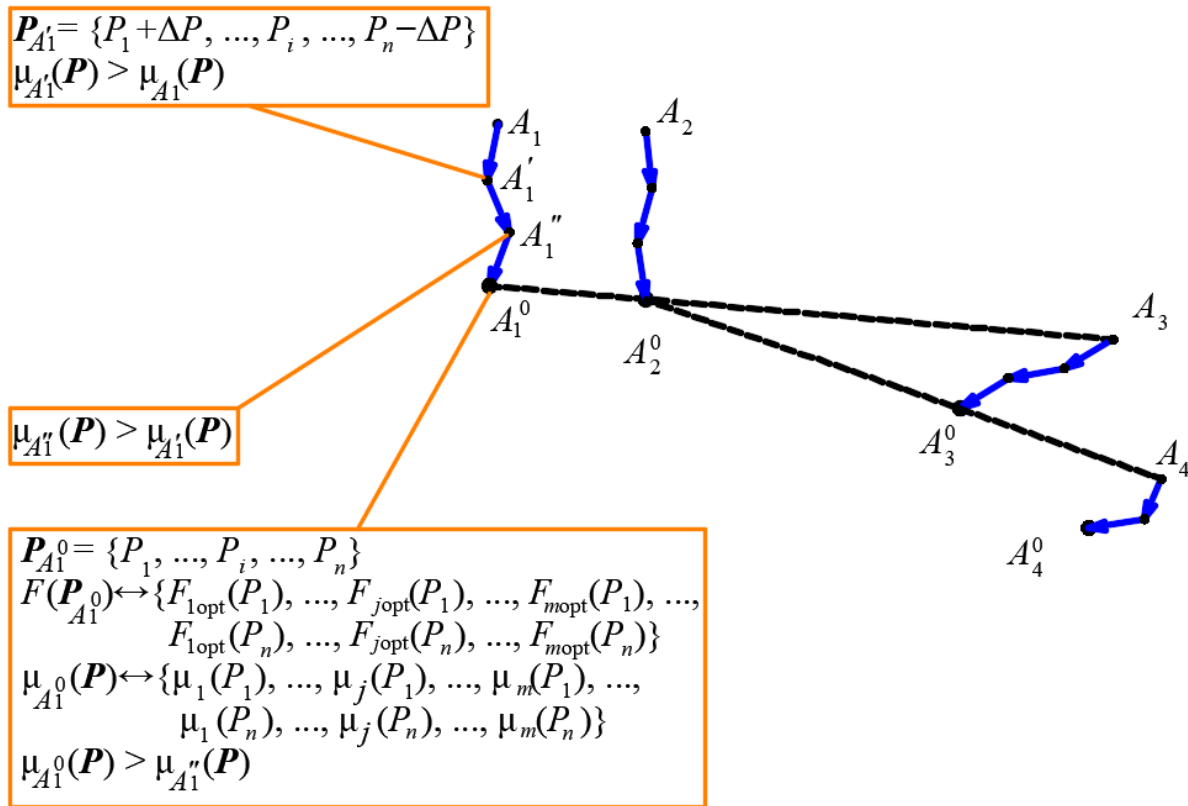


Рисунок 2.7 – Визначення кінцевої точки першого етапу локального пошуку

6. Наступний локальний пошук виконують з точки $\mathbf{P}_{A_{k+1}} = \{P_{1k+1}, \dots, P_{ik+1}, \dots, P_{nk+1}\}$, яка вибирається з послідовності $\{\mathbf{P}_{A_k}\}$, $k = 1, \dots, m$,

із точок $P_{A_k}^-$, якщо цільова функція підлягає мінімізації, або $P_{A_k}^+$, якщо цільова функція підлягає максимізації, визначеної в етапі 4 цього методу. У результаті цього пошуку ми отримуємо точку $P_{A_{k+1}}^0 = \{P_{1k+1}^0, \dots, P_{ik+1}^0, \dots, P_{nk+1}^0\}$ з відповідною ФН $\mu_{A_{k+1}}^0(P)$ (рис. 2.8).

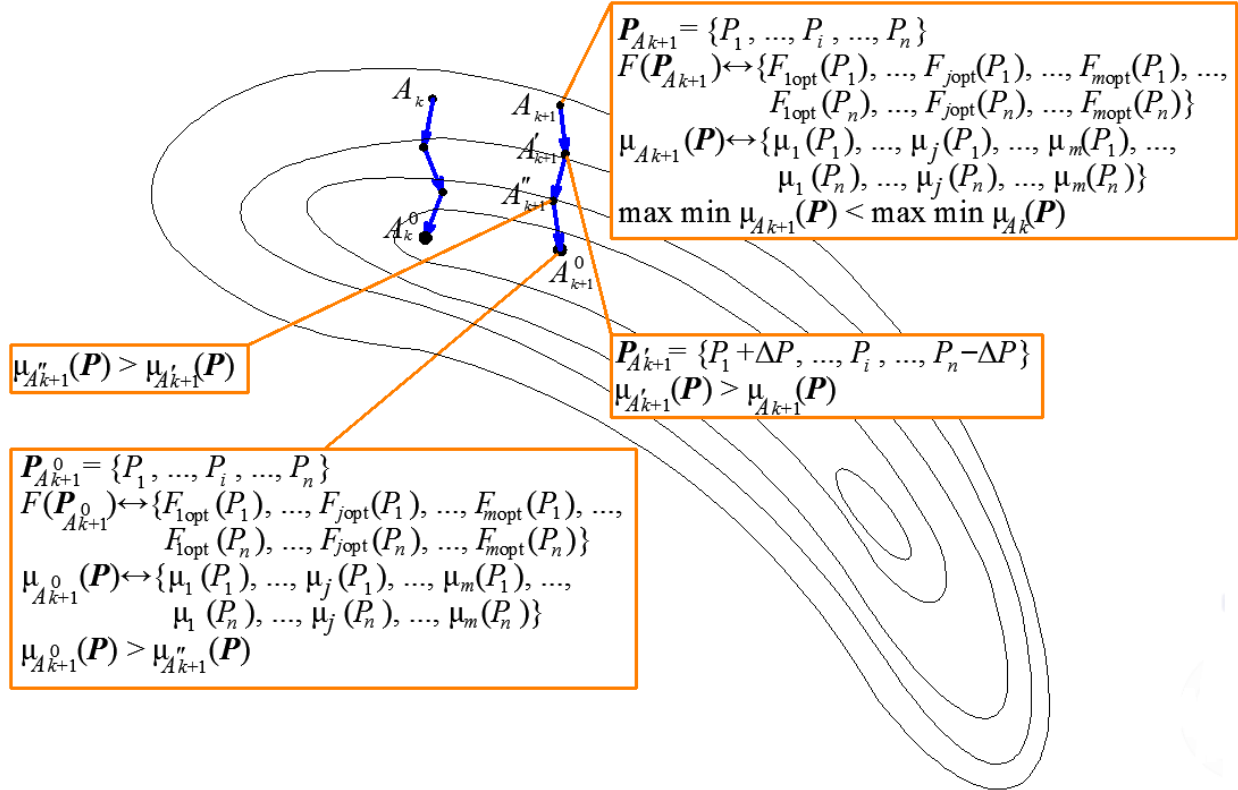


Рисунок 2.8 – Другий етап локального пошуку

7. Виконуємо такий аналіз:

- якщо $P_{A_k}^0 \neq P_{A_{k+1}}^0$, $k = 1$, то переходимо до етапу 8 цього методу;
- якщо $P_{A_k}^0 = P_{A_{k+1}}^0$, $k = 1$, для $k \neq m - 1$, то повертаємося до етапу 6 методу,

приймаючи $k = k + 1$;

- якщо $P_{A_k}^0 = P_{A_{k+1}}^0 = P_{A^*}$, $k = 1$, то слідуємо до етапу 11 методу, вважаючи, що

отримане рішення $P_{A_k}^0 = \{P_{1k}^0, \dots, P_{ik}^0, \dots, P_{nk}^0\}$, $k = 1$, є оптимальним.

8. Проводимо лінію між точками $P_{A_k^0}$ і $P_{A_{k+1}^0}$, $k = 1$, та вибираємо один із трьох подальших напрямів руху (рис. 2.9). Серед них (якщо всі вони є прийнятними з точки зору обмежень), обирається точка $P_{A_{k+2}}$, що відповідає умові $P_{A_{k+2}} = \arg \max \{ \min \mu_{A_{k+2}^1}(P); \min \mu_{A_{k+2}^2}(P); \min \mu_{A_{k+2}^3}(P) \}$, і яка визначає напрям для подальшої реалізації процедури пошуку.

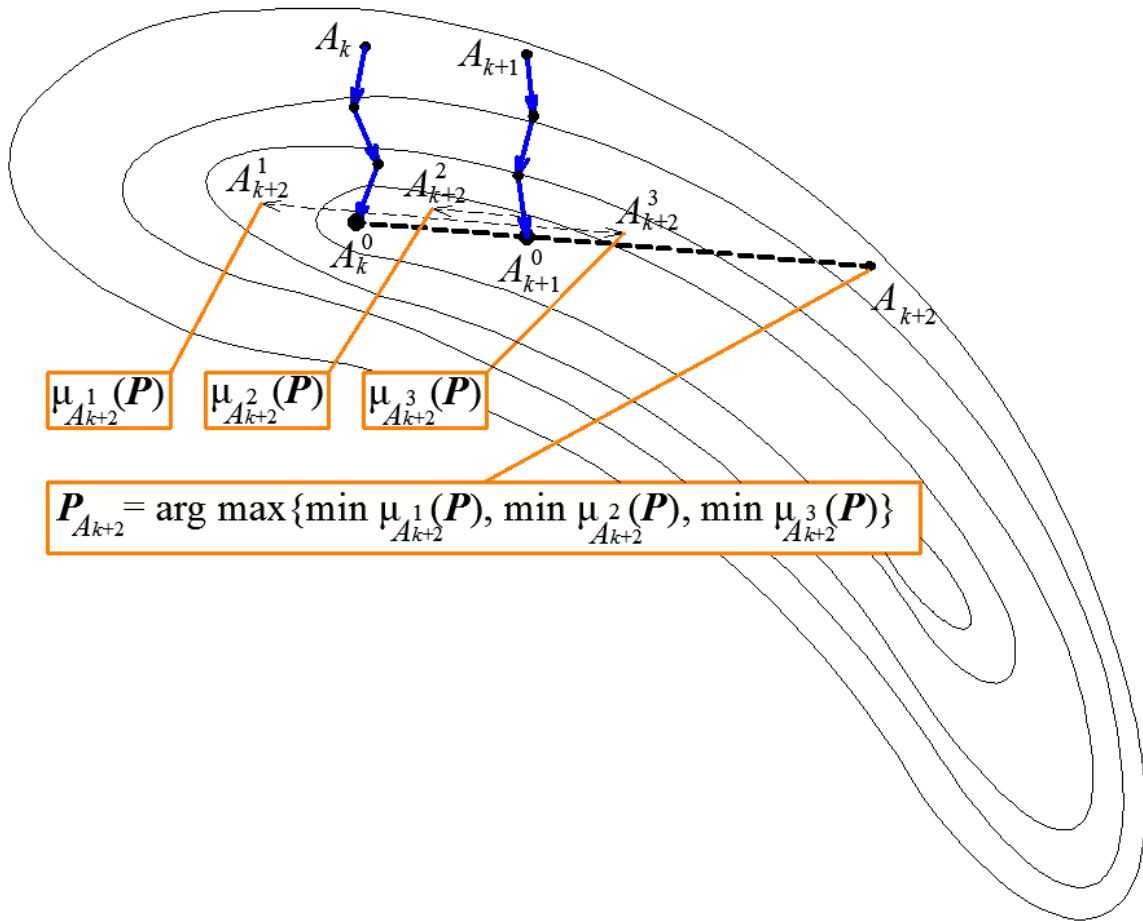


Рисунок 2.9 – Вибір подальшого напрямку оптимізації

9. Вздовж прямої, що з'єднує точки $P_{A_k^0}$ і $P_{A_{k+1}^0}$, $k = 1$, у напрямі визначеному на попередньому етапі, робимо великий крок. Отримана при цьому точка $P_{A_{k+2}} = \{P_{1k+2}, \dots, P_{ik+2}, \dots, P_{nk+2}\}$ виявляється на схилу яру, та обирається у якості

початкової для реалізації чергової процедури локального пошуку, у результаті виконання якої отримуємо точку $P_{A_{k+2}}^0 = \{P_{1k+2}^0, \dots, P_{lk+2}^0, \dots, P_{nk+2}^0\}$.

10. Виконуємо аналіз: якщо різниця значень характеристик трьох останніх знайдених точок $P_{A_k}^0$, $P_{A_{k+1}}^0$ та $P_{A_{k+2}}^0$, відповідно $\min \mu_{A_k}^0(P)$, $\min \mu_{A_{k+1}}^0(P)$ і $\min \mu_{A_{k+2}}^0(P)$, $k=1$, менше ніж заздалегідь задана точність розрахунків ε_Δ , то переходимо до етапу 11 методу, прийнявши $P_{A^*} = \arg \max \{\min \mu_{A_k}^0(P); \min \mu_{A_{k+1}}^0(P); \min \mu_{A_{k+2}}^0(P)\}$ (рис. 2.10); інакше переходимо до етапу 8 методу, приймаючи $k = k + 1$.

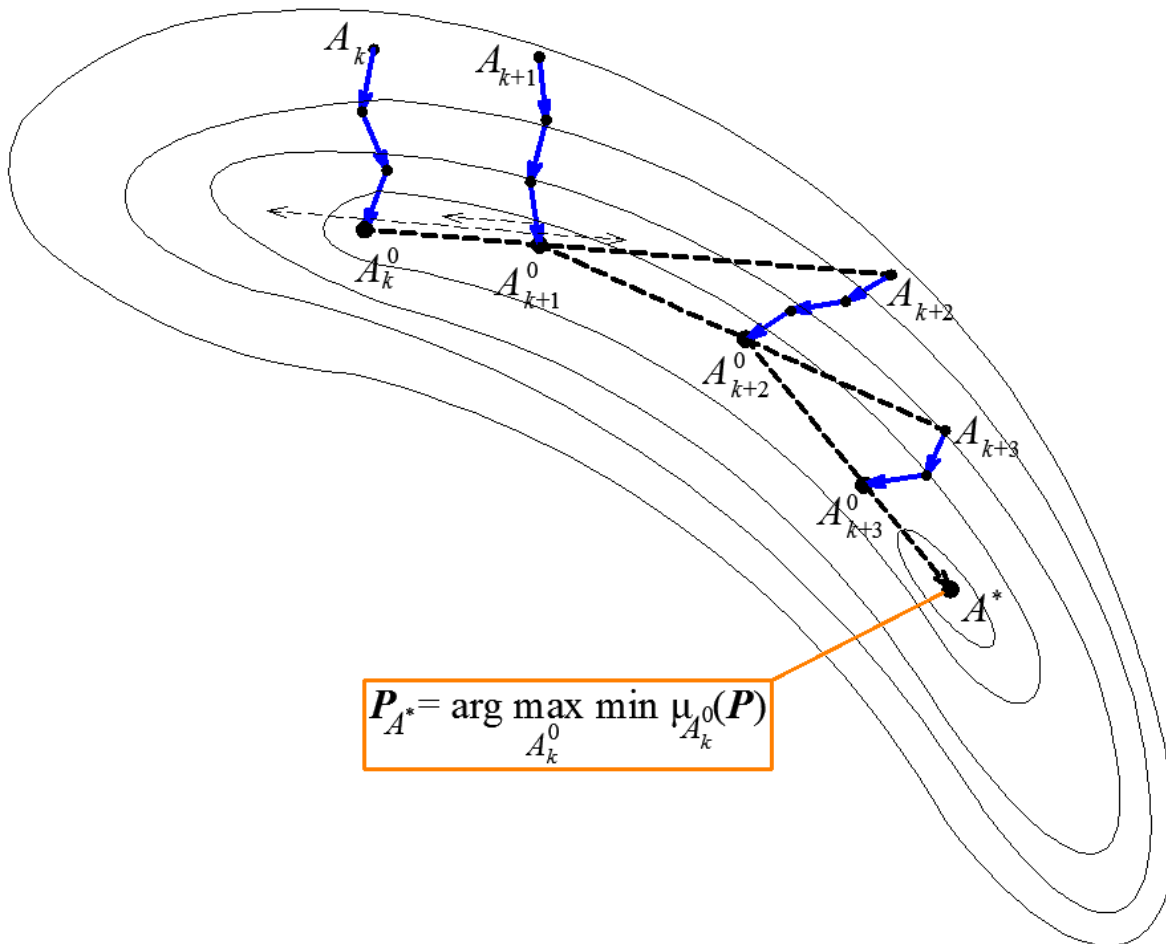


Рисунок 2.10 – Пошук оптимального рішення

11. Отримане рішення є оптимальним. При цьому дане рішення належить як області допустимих рішень, так і області компромісів, що дає змогу його розглядати у якості кінцевого.

2.5 Аналіз використання методів багатокритеріального прийняття рішень в задачі оптимізації використання джерел енергії енергетичної спільноти

У ході експериментальних розрахунків було розглянуто електроенергетичну систему з множинними джерелами енергії, яка забезпечує споживачів енергією на певній території. Потенційними джерелами генерації є десять СЕС, десять МГЕС та одна біогазова установка. Також будемо враховувати можливість споживання електроенергії з мережі.

Для визначення оптимального режиму роботи були використано чотири критерії: вартість електроенергії, що генерується ВДЕ; кількість годин роботи з максимальним навантаженням $T_{\max}$; рівень шкідливих викидів (викиди CO_2); коефіцієнт використання встановленої потужності. Як обмеження, наприклад, на проміжок часу $t = 18$ годин, були попередньо встановлені: сумарне навантаження

$$\sum_{i=1}^{22} P_{it} = A_t = 1045,518 \text{ кВт та обмеження потужності окремих генеруючих установок}$$

(таблиця 2.5).

Для вирішення задачі розподілу навантаження між компонентами ЕнС та мережею було сформовано чотири цільові функції:

- надати перевагу джерелам енергії з вищим «зеленим» тарифом за 1 кВт·год згенерованої енергії;
- надати перевагу джерелам енергії з мінімальним значенням $T_{\max}$;

- надати перевагу джерелам енергії з мінімальним рівнем шкідливих викидів в атмосферу;
- надати перевагу джерелам енергії з вищою ефективністю використання встановленої потужності.

Таблиця 2.5 – Обмеження потужності окремих генеруючих установок

$P^{\min}$, кВт	джерело	$P^{\max}$, кВт		$P^{\min}$, кВт	джерело	$P^{\max}$, кВт
0	$\leq P_{1t} \leq$	15,001		0	$\leq P_{11t} \leq$	600
0	$\leq P_{2t} \leq$	19,501		0	$\leq P_{12t} \leq$	4,552
0	$\leq P_{3t} \leq$	46,503		0	$\leq P_{13t} \leq$	6,069
0	$\leq P_{4t} \leq$	60,004		0	$\leq P_{14t} \leq$	6,069
0	$\leq P_{5t} \leq$	70,505		0	$\leq P_{15t} \leq$	10,015
0	$\leq P_{6t} \leq$	78,006		0	$\leq P_{16t} \leq$	12,139
0	$\leq P_{7t} \leq$	78,006		0	$\leq P_{17t} \leq$	13,353
0	$\leq P_{8t} \leq$	94,507		0	$\leq P_{18t} \leq$	24,035
0	$\leq P_{9t} \leq$	112,508		0	$\leq P_{19t} \leq$	25,734
0	$\leq P_{10t} \leq$	148,511		0	$\leq P_{20t} \leq$	32,047
				0	$\leq P_{21t} \leq$	36,417

При проведенні експериментальних розрахунків було розглянуто ЕнС з різними ВДЕ, яка забезпечує споживачів енергією на певній території.

Отримані результати оптимізації лише за одним критерієм – вищий «зелений» тариф за 1 кВт·год згенерованої енергії, – показані на рис. 2.11.

Якщо обрати лише один критерій оптимізації з більшою кількістю годин роботи з максимальним навантаженням, то результати будуть такими, як показано на рис. 2.12.

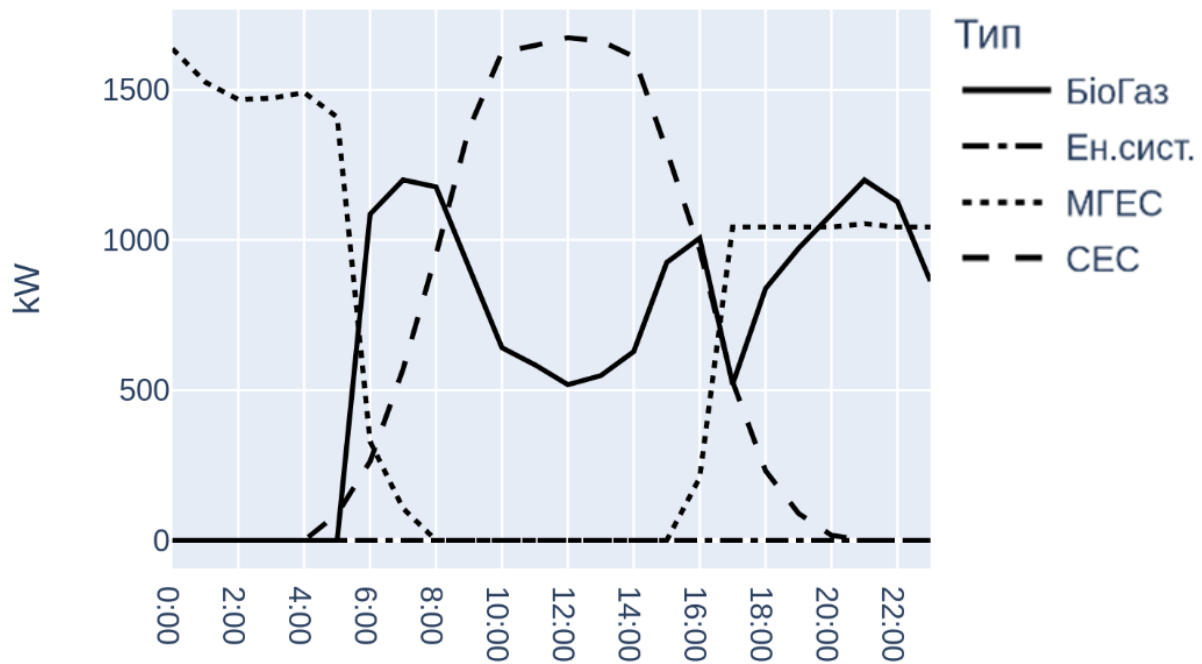


Рисунок 2.11 – Оптимізація лише за одним критерієм – вищий «зелений» тариф ($F_1(P)$)

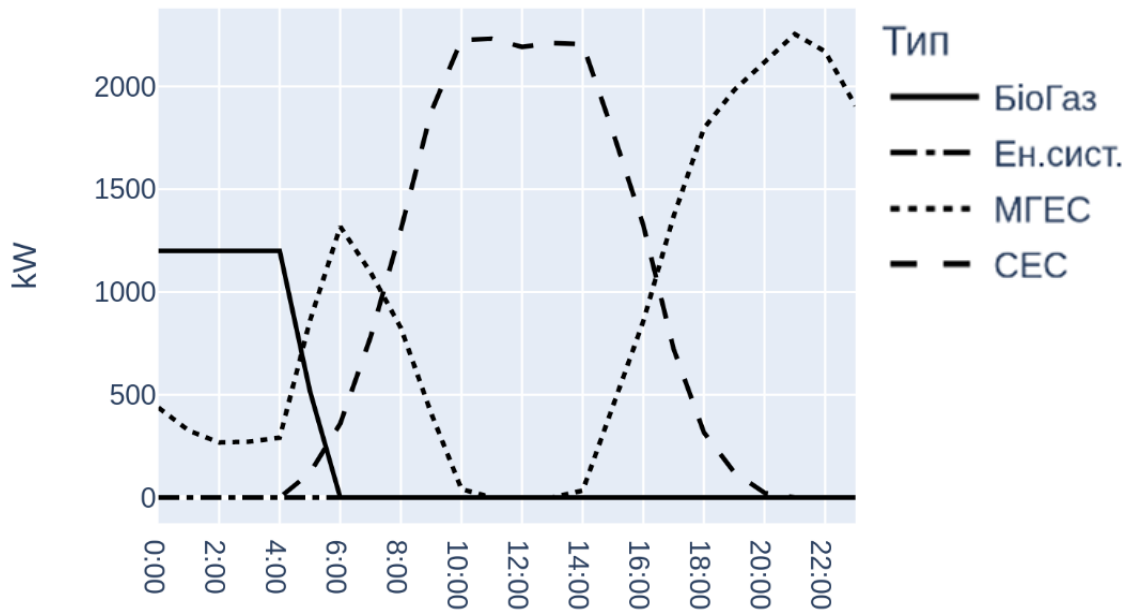


Рисунок 2.12 – Оптимізація за кількістю годин роботи з максимальним навантаженням $T_{\max}$ ($F_2(P)$)

У разі врахування лише одного критерію оптимізації – зменшення кількості шкідливих викидів в атмосферу, – отримаємо результати, показані на рис. 2.13. З

урахуванням заданих режимів роботи джерел генерації, потреба в електроенергії буде забезпечена двома типами станцій: СЕС і МГЕС.

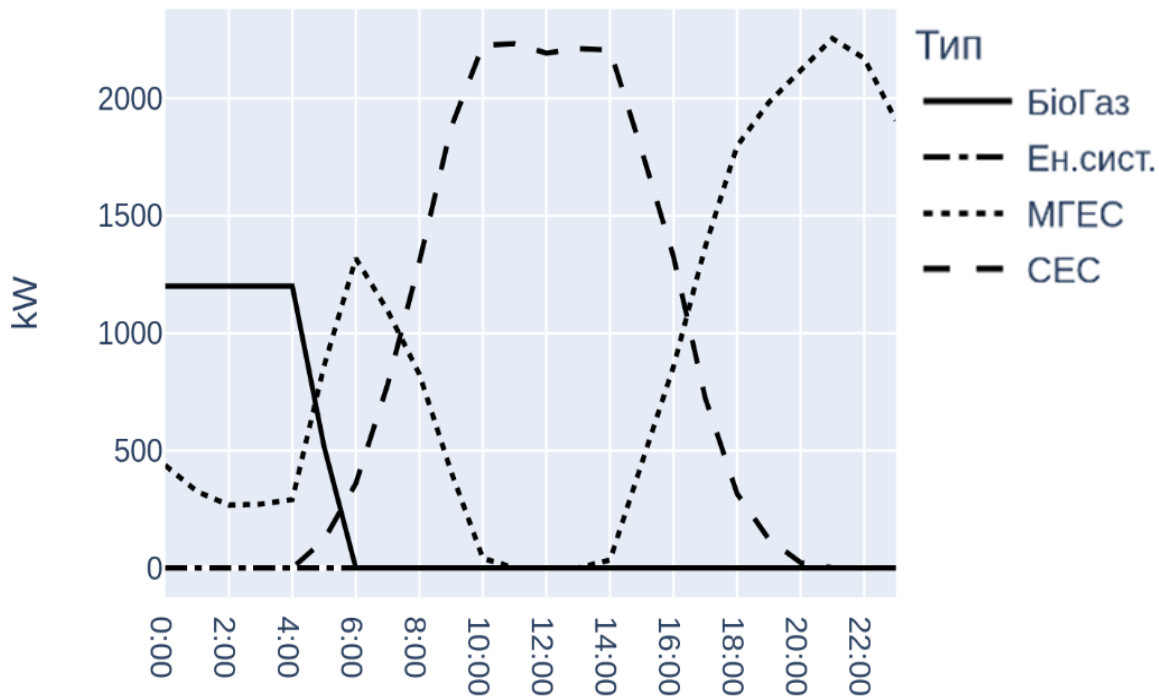


Рисунок 2.13 – Оптимізація за зменшення кількості шкідливих викидів в атмосферу ($F_3(P)$)

Результати моделювання (рис. 2.13) повторили результати за критерієм зниження шкідливих викидів. Це пояснюється однаковим ваговим впливом (а саме, значеннями $a_{2,1}$, $a_{2,2}$, ..., $a_{2,22}$ та $a_{3,1}$, $a_{3,2}$, ..., $a_{3,22}$) у цільових функціях $F_2(P)$ та $F_3(P)$ для заданої оптимізаційної моделі.

Для отримання таких результатів необхідно скасувати роботу всіх генеруючих установок в різні години доби, не залучаючи електроенергію з мережі для покриття потреб споживача. Такий підхід дає можливість максимально залучити об'єкти ВДЕ до отримання прибутку та повернення інвестицій.

Оптимізація за критерієм встановленої потужності (рис. 2.14) дає змогу залучити всі генеруючі об'єкти, що переважають на даній території та формують

основу профілю генерації, тоді як сонячна генерація використовується в години максимальної інсоляції. Також за цим критерієм необхідно враховувати обмеження на рівномірність генерації.

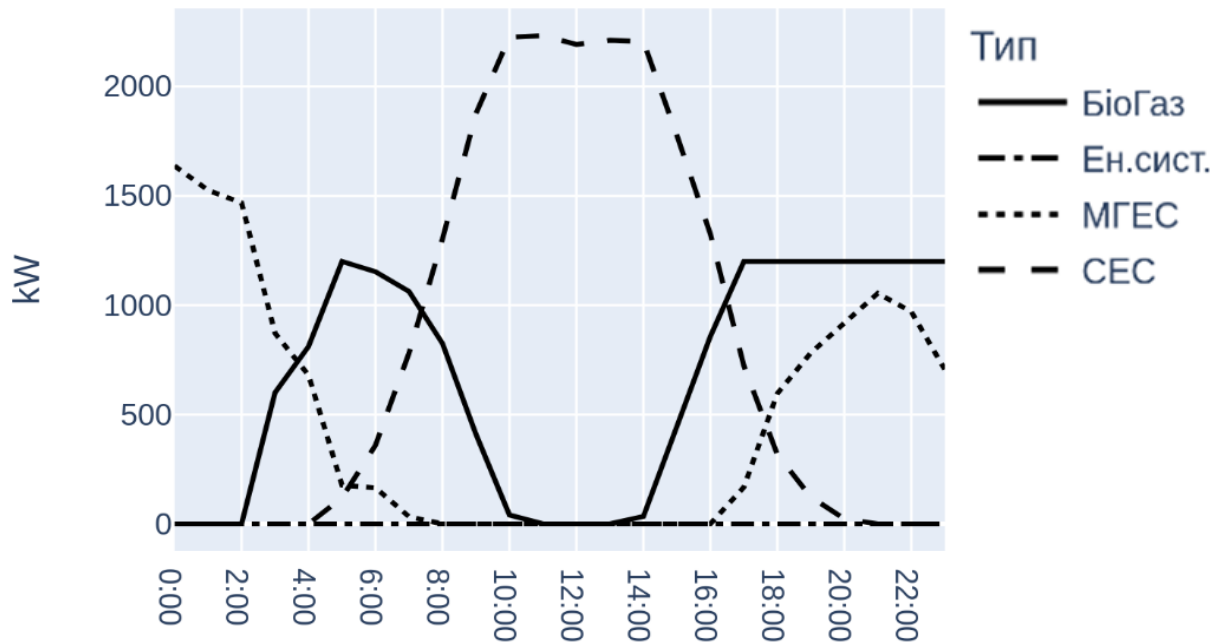


Рисунок 2.14 – Оптимізація за критерієм встановленої потужності ($F_4(P)$)

Покажемо результати багатокритеріальної оптимізації з використанням таких методів вибору альтернатив: *Vikor* (рис. 2.15а), *Topsis* (рис. 2.15б), *Pseudo-weight* (рис. 2.15в) і *Bellman-Zadeh* (рис. 2.15г). Для покриття вечірнього пікового споживання використовувалася електроенергія з мережі. Як видно з рис. 2.15, спостерігається збільшення обмеження потужності для СЕС і біогазової установки (наприклад, у порівнянні з рис. 2.13).

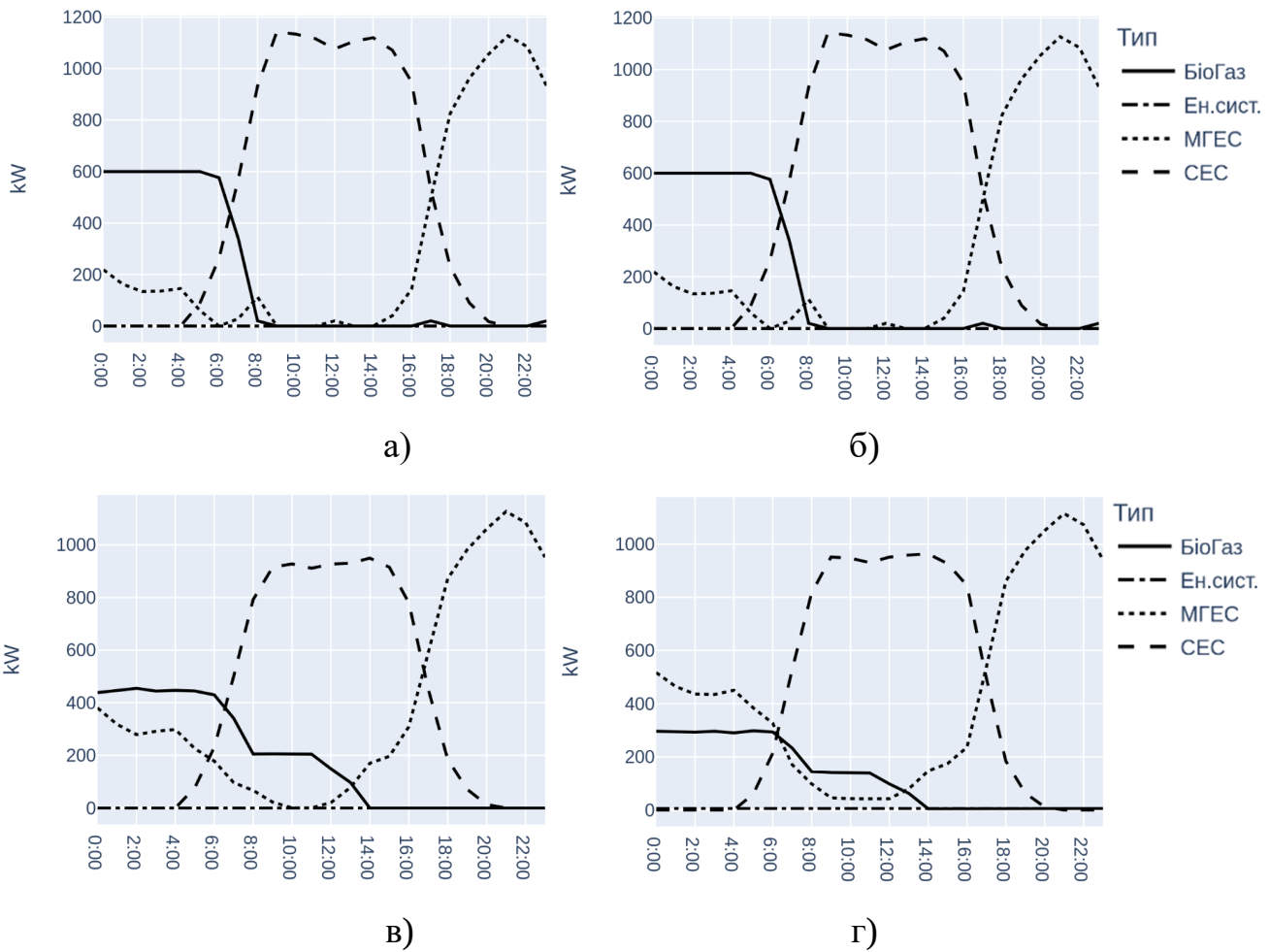


Рисунок 2.15 – Результати багатокритеріальної оптимізації

Було проаналізовано структуру залучення різних джерел генерації для різних рівнів споживання ЕнС. Моделювання виконано для сценаріїв збільшення навантаження (200, 300 %) та зменшення (70 %). Суттєве збільшення навантаження можна пояснити переміщенням населення (внутрішньопереміщені особи) та релокації виробничих підприємств у межах України, що пов'язано зі збройною агресією російської федерації. Результати моделювання зведено до таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Залучення різних типів джерел для покриття попиту ЕнС

Тип джерела	Обсяг електроенергії, яка має бути згенерована кожним джерелом енергії згідно методів вибору альтернатив, кВт·год			
	<i>Topsis</i>	<i>Vikor</i>	<i>Pseudo-weight</i>	<i>Bellman-Zadeh</i>
Базовий графік навантаження (100 %)				
Біогазова установка	4576	4576	4517	3076
Енергетична мережа	0	0	0	129
МГЕС	7689	7689	9603	10645
СЕС	11432	11432	9576	9847
Сценарій збільшення графіку навантаження (200 %)				
Біогазова установка	12306	10783	11600	11198
Енергетична мережа	12	2	6	167
МГЕС	15543	19297	18238	18177
СЕС	19533	17312	17549	17852
Сценарій збільшення графіку навантаження (300 %)				
Біогазова установка	15996	15963	15996	15836
Енергетична мережа	13692	13701	13692	14924
МГЕС	22268	22236	22268	21050
СЕС	19135	19191	19135	19282
Сценарій зменшення графіку навантаження (70 %)				
Біогазова установка	305	7972	7972	3842
Енергетична мережа	0	0	0	117
МГЕС	7510	4199	4199	6327
СЕС	8773	4417	4417	6302

Діаграми залучення різних типів джерел генерації для різних рівнів споживання ЕнС показано на рис. 2.16.

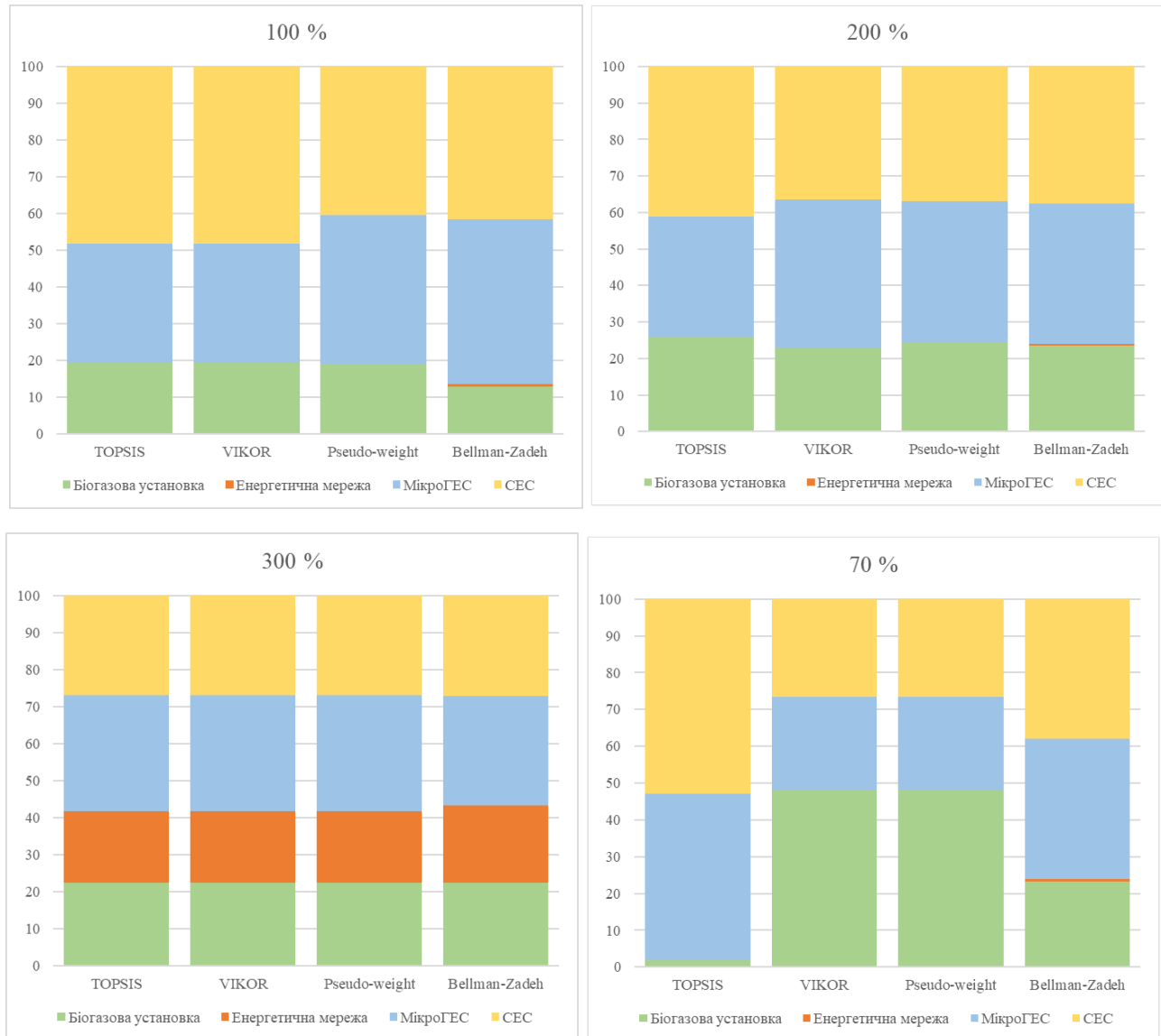


Рисунок 2.16 – Залучення різних типів джерел генерації енергії для задоволення потреб споживачів

Проведений аналіз показує, що використання багатокритеріальних методів дає можливість визначити оптимальний розподіл генерації в енергетичній спільноті з урахуванням різних, часто суперечливих, критеріїв. Важливо відзначити, що вибір конкретного методу (*Vikor*, *Topsis*, *Pseudo-weight*, *Bellman-Zadeh*) може призводити

до отримання дещо різних результатів. Це пов'язано з особливостями алгоритмів кожного методу та їх чутливістю до ваг критеріїв.

Отримані результати свідчать про те, що для досягнення максимальної ефективності роботи ЕНС необхідно використовувати комбінований підхід, який враховує як економічні, так і екологічні аспекти. Зокрема, використання «зеленого» тарифу стимулює збільшення частки ВДЕ в енергобалансі, тоді як мінімізація шкідливих викидів сприяє покращенню екологічної ситуації.

Важливим аспектом є також врахування часової динаміки споживання електроенергії. Запропонована модель дає можливість оптимізувати роботу ЕНС з урахуванням змін попиту протягом доби.

Результати моделювання для різних сценаріїв навантаження демонструють необхідність використання УЗЕ для підвищення надійності електропостачання й ефективності роботи ЕНС, особливо в умовах суттєвих змін попиту.

Подальші дослідження будуть спрямовані на:

- детальніше дослідження впливу ваг критеріїв на результати оптимізації;
- розробку адаптивних алгоритмів оптимізації, які враховують зміну умов роботи ВДЕ в реальному часі;
- інтеграцію систем акумулювання енергії й УП в модель оптимізації роботи ВДЕ.

У цілому, отримані результати підтверджують перспективність використання багатокритеріальних методів для оптимізації роботи ЕНС з високою часткою ВДЕ.

Висновки до розділу

Було досягнуто суттєвих результатів в сфері оптимізації розподілу енергії в системах з джерелами малої потужності. Розроблено та всебічно апробовано метод багатокритеріального оперативного розподілу навантаження в електроенергетичній

системі, що об'єднує різні джерела енергії для забезпечення споживачів електроенергією на певній території.

Важливою особливістю розробленого методу є його гнучкість. Підхід надає можливість диференціювати важливість окремих критеріїв і враховувати поточний технічний стан компонентів ЕнС. Це дає можливість адаптувати роботу системи до змінних умов експлуатації та надавати пріоритет тим критеріям, які є найбільш актуальними в конкретний момент часу.

Важливою властивістю запропонованого підходу до багатокритеріального порівняння альтернатив у подальшому є можливість диференціації важливості окремих критеріїв і поточного технічного стану компонентів окремої територіальної громади. Це не тільки дасть змогу за необхідності віддавати перевагу окремим критеріям, але, навіть, повністю виключати деякі з них із процедури прийняття рішення, у залежності від режиму роботи окремої територіальної громади.

Порівняльний аналіз використання методів багатокритеріального прийняття рішень *Vikor*, *Topsis*, *Pseudo-weight* та *Bellman-Zadeh* для оптимізації роботи ЕнС показав, що вибір конкретного методу впливає на кінцевий результат оптимізації.

Основні наукові результати розділу опубліковано у науковій праці [70].

3 ОПТИМІЗАЦІЯ ПРОЦЕСІВ РОЗПОДІЛУ ЕНЕРГІЇ У СИСТЕМАХ ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ СПІЛЬНОТ

Розглянуто актуальні питання оптимізації розподілу енергії у системах енергозабезпечення ЕнС. Проведено детальний аналіз різних аспектів цієї проблеми, починаючи від визначення оптимальних режимів роботи окремих джерел енергії до формування оптимального складу генеруючих потужностей для забезпечення потреб різних груп споживачів. Отримані результати досліджень можуть бути використані для розробки рекомендацій щодо формування та розвитку ЕнС, а також для вдосконалення існуючих методів управління енергосистемами з високою часткою ВДЕ.

3.1 Оптимізація процесів розподілу енергії на основі критеріїв часу роботи з максимальним навантаженням, шкідливих викидів та коефіцієнту використання встановленої потужності

При проведенні розрахунків було розглянуто електроенергетичну систему з різними джерелами енергії, яка забезпечує споживачів енергією на певній території. Потенційними джерелами генерації є десять СЕС і десять МГЕС, одна біогазова установка.

Для визначення оптимального режиму роботи використовувалися чотири критерії:

- вартість електроенергії згенерованої ВДЕ;
- кількість годин роботи з максимальним навантаженням $T_{\max}$;
- рівень шкідливих викидів (емісії CO_2);
- коефіцієнт використання встановленої потужності.

У якості обмежень задавалися попередньо можливі: сумарне навантаження

$$\sum_{i=1}^{21} P_{it} = A_t = 1045,518 \text{ кВт} \text{ і граничні значення потужності генеруючих установок,}$$

які наведено у таблиці 2.5.

Для розв'язання задачі розподілу навантаження між складовими ЕнС сформовано чотири цільові функції:

1) у першу чергу віддати перевагу джерелам енергії з більшим «зеленим» тарифом за 1 кВт·год згенерованої енергії;

2) віддати перевагу джерелам енергії з мінімальним значенням $T_{\max}$;

3) віддати перевагу джерелам енергії з мінімальним рівнем шкідливих викидів в атмосферу;

4) віддати перевагу джерелам енергії з більшим коефіцієнтом використання встановленої потужності;

які у математичному представленні мають такий вигляд:

1. $F_1(\mathbf{P}) = a_{1,1}P_1 + a_{1,2}P_2 + \dots + a_{1,21}P_{21} \rightarrow \max$, де $a_{1,1}, a_{1,2}, \dots, a_{1,21}$ відповідають питомому (на 1 кВт·год) значенню «зеленого» тарифу згенерованої енергії, що характерне для окремих генеруючих установок;

2. $F_2(\mathbf{P}) = a_{2,1}P_1 + a_{2,2}P_2 + \dots + a_{2,21}P_{21} \rightarrow \min$, де $a_{2,1}, a_{2,2}, \dots, a_{2,21}$ відповідають значенню $T_{\max}$, характерному для окремих генеруючих установок;

3. $F_3(\mathbf{P}) = a_{3,1}P_1 + a_{3,2}P_2 + \dots + a_{3,21}P_{21} \rightarrow \min$, де $a_{3,1}, a_{3,2}, \dots, a_{3,21}$ відповідають питомим значенням кількості шкідливих викидів у атмосферу, характерним для окремих генеруючих установок;

4. $F_4(\mathbf{P}) = a_{4,1}P_1 + a_{4,2}P_2 + \dots + a_{4,21}P_{21} \rightarrow \max$, де $a_{4,1}, a_{4,2}, \dots, a_{4,21}$ відповідають коефіцієнту використання встановленої потужності для окремих генеруючих установок.

Для ілюстрації у таблиці 3.1 наведено результати, отримані для режиму, який мав місце о 18:00 17 червня 2020 р. для одного з регіонів України.

Таблиця 3.1 – Оптимальний розподіл навантаження між компонентами ЕнС

Компоненти ЕнС	Розподіл навантаження, кВт	% участі джерела	% завантаження від $P_{вст}$
СЕС1	15,001	1,4	15,0
СЕС2	19,501	1,9	15,0
СЕС3	38,146	3,6	12,3
СЕС4	60,004	5,7	15,0
СЕС5	70,505	6,7	15,0
СЕС6	78,006	7,5	15,0
СЕС7	78,006	7,5	15,0
СЕС8	94,507	9,0	15,0
СЕС9	112,508	10,8	15,0
СЕС10	140,153	13,4	14,2
Біогаз	192,770	18,4	32,1
МГЕС1	4,552	0,4	6,1
МГЕС2	1,575	0,2	1,6
МГЕС3	5,520	0,5	3,3
МГЕС4	7,645	0,7	3,8
МГЕС5	13,353	1,3	6,1
МГЕС6	13,353	1,3	6,1
МГЕС7	19,541	1,9	4,9
МГЕС8	19,072	1,8	4,5
МГЕС9	32,047	3,1	6,1
МГЕС10	29,754	2,8	5,0
Навантаження споживачів, кВт	1045,518		

Реалізація методу розподілу навантаження між компонентами ЕнС підтверджує ідею, що для задоволення потреб споживачів електричною енергією, у першу чергу за відсутності обмежень, мають застосовуватися СЕС і МГЕС (у разі наявності такої можливості). А для покриття решти навантаження джерела енергії на органічному паливі – у цьому випадку газопоршнева установка.

На рис. 3.1 показано розподіл навантаження між окремими джерелами генерації, що є компонентами ЕнС, отриманий для режиму, який мав місце о 18:00 17 червня 2020 р.

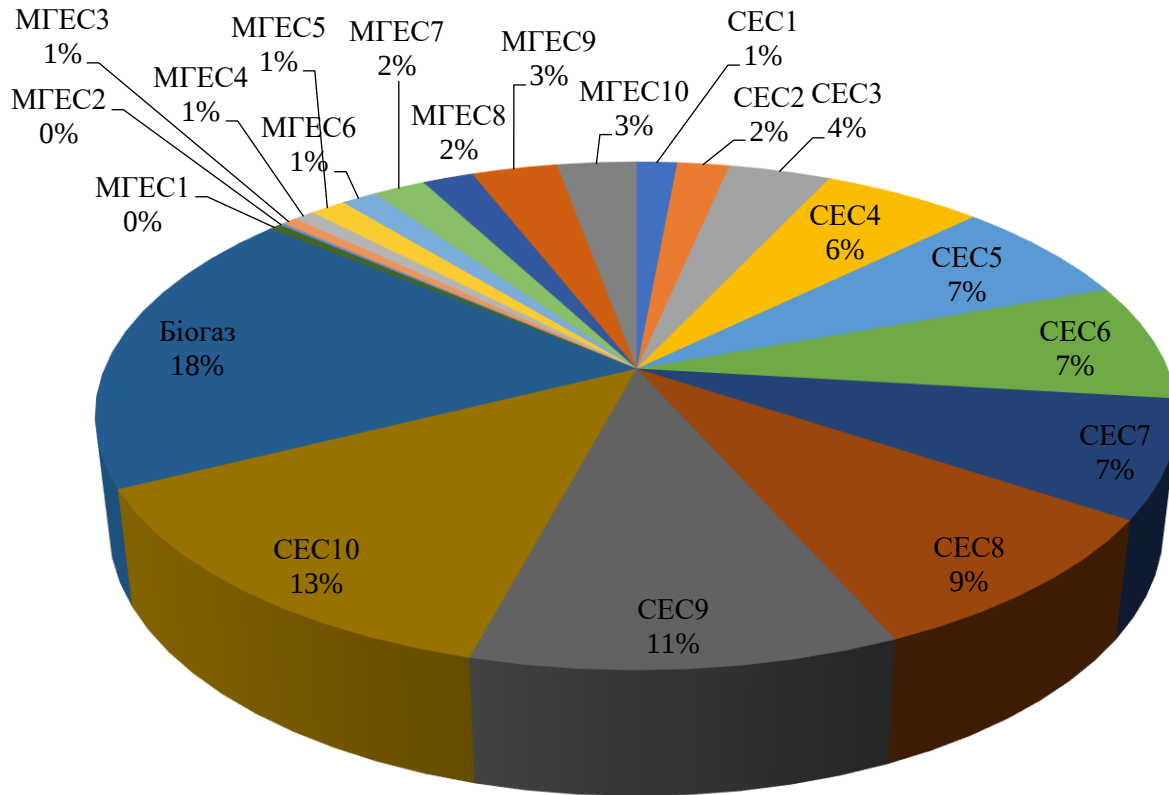


Рисунок 3.1 – Розподіл навантаження між ВДЕ, %

Запропонований метод дає можливість визначити оптимальні режими роботи кожного джерела енергії в складі ЕнС в будь-який момент часу. Це забезпечує максимально ефективне використання наявних енергетичних ресурсів із одночасним зниженням негативного впливу на навколишнє середовище та мінімізацією витрат на генерацію електроенергії.

Важливою особливістю розробленого методу є його гнучкість. Підхід надає можливість диференціювати важливість окремих критеріїв та враховувати поточний технічний стан компонентів ЕнС. Це дає змогу адаптувати роботу

системи до змінних умов експлуатації та надавати пріоритет тим критеріям, які є найбільш актуальними в конкретний момент часу.

Результати проведених досліджень підтверджують практичну цінність та високу ефективність запропонованого методу. Його впровадження дасть можливість підвищити ефективність роботи систем з джерелами генерації енергії та сприятиме подальшому розвитку відновлюваної енергетики.

3.2 Аналіз впливу фактору середньодобових обмежень генерації на вирішення задачі оптимізації процесів розподілу електроенергії

При проведенні експериментальних розрахунків було розглянуто ЕнС з різними ВДЕ, яка забезпечує споживачів енергією на певній території. На рис. 3.2 показаний добовий графік відпуску електричної енергії споживачам.

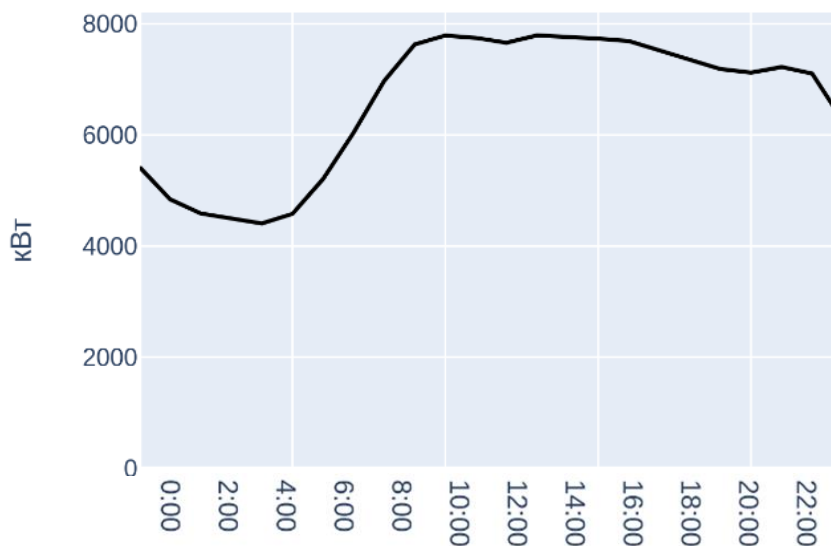


Рисунок 3.2 – Добовий графік відпуску електричної енергії споживачам

Потенційними джерелами генерації визначено: п'ять СЕС, п'ять МГЕС і три біогазові електростанції. У структурі ЕнС наявні керовані та некеровані ВДЕ,

потенціал останніх має бути задіяний у кожен момент часу у повному обсязі й у першу чергу. Також враховано можливість споживання електричної енергії з мережі. Для визначення оптимального режиму роботи використовувалися чотири критерії: собівартість електроенергії згенерованої ВДЕ; інвестиції/капітальні витрати; ступінь керованості станцією; вплив на довкілля. У якості обмежень, наприклад для періоду часу $t = 18$ год, задавалися попередньо можливі: сумарне навантаження $\sum_{i=1}^{13} P_{it} = A_t = 6124,179$ кВт і граничні значення потужності окремих генеруючих установок (таблиця 3.2).

Таблиця 3.2 – Встановлені потужності окремих генеруючих установок

$P^{\min}$, кВт	джерело	$P^{\max}$, кВт		$P^{\min}$, кВт	джерело	$P^{\max}$, кВт
0	$\leq P_{1t} \leq$	2380,000		0	$\leq P_{8t} \leq$	21,002
0	$\leq P_{2t} \leq$	180,013		0	$\leq P_{9t} \leq$	630,000
0	$\leq P_{3t} \leq$	111,008		0	$\leq P_{10t} \leq$	56,446
0	$\leq P_{4t} \leq$	28,502		0	$\leq P_{11t} \leq$	2410
0	$\leq P_{5t} \leq$	36,417		0	$\leq P_{12t} \leq$	7,890
0	$\leq P_{6t} \leq$	103,180		0	$\leq P_{13t} \leq$	9,711
0	$\leq P_{7t} \leq$	150,011				

Для розв'язання задачі розподілу навантаження між складовими ЕнС і мережею сформовано чотири цільові функції:

- 1) у першу чергу задіяти генеруючі джерела (фактори) з мінімальним питомим значенням собівартості за 1 кВт·год згенерованої енергії;
- 2) віддати перевагу джерелам енергії з максимальним питомим значенням капітальних витрат на 1 кВт встановленої потужності;
- 3) віддати перевагу джерелам енергії з мінімальним (легким) ступенем керованості (маневреності) станції;
- 4) віддати перевагу джерелам енергії з мінімальним впливом на довкілля (займані корисні площі, затоплення земель тощо);

які у математичному представленні мають такий вигляд:

1. $F_1(\mathbf{P}) = a_{1.1}P_1 + a_{1.2}P_2 + \dots + a_{1.14}P_{14} \rightarrow \min$, де $a_{1.1}, a_{1.2}, \dots, a_{1.14}$ відповідають питомому (на 1 кВт·год) значенню собівартості згенерованої енергії, що характерне для окремих генеруючих установок;

2. $F_2(\mathbf{P}) = a_{2.1}P_1 + a_{2.2}P_2 + \dots + a_{2.14}P_{14} \rightarrow \max$, де $a_{2.1}, a_{2.2}, \dots, a_{2.14}$ відповідають питомому значенню капітальних витрат, характерному для окремих генеруючих установок;

3. $F_3(\mathbf{P}) = a_{3.1}P_1 + a_{3.2}P_2 + \dots + a_{3.14}P_{14} \rightarrow \min$, де $a_{3.1}, a_{3.2}, \dots, a_{3.14}$ відповідають значенню ступеня керованості, характерним для окремих генеруючих установок;

4. $F_4(\mathbf{P}) = a_{4.1}P_1 + a_{4.2}P_2 + \dots + a_{4.14}P_{14} \rightarrow \min$, де $a_{4.1}, a_{4.2}, \dots, a_{4.14}$ відповідають значенню впливу на довкілля для окремих генеруючих установок.

Результати розв'язання задачі розподілу навантаження між складовими ЕнС і мережею отримано для режиму, який мав місце о 18:00 17 червня 2020 р. для одного з регіонів України (рис. 3.3–3.7).

Оптимізацію роботи ЕнС за критерієм мінімізації питомого значення собівартості за 1 кВт·год згенерованої енергії $F_1(\mathbf{P}) \rightarrow \min$ показано на рис. 3.3.

Оптимізацію роботи ЕнС за критерієм максимізації питомого значення капітальних витрат на 1 кВт встановленої потужності $F_2(\mathbf{P}) \rightarrow \max$ показано на рис. 3.4.

Оптимізацію роботи ЕнС за критерієм мінімізації ступеня керованості (маневреності) станцій $F_3(\mathbf{P}) \rightarrow \min$ показано на рис. 3.5.

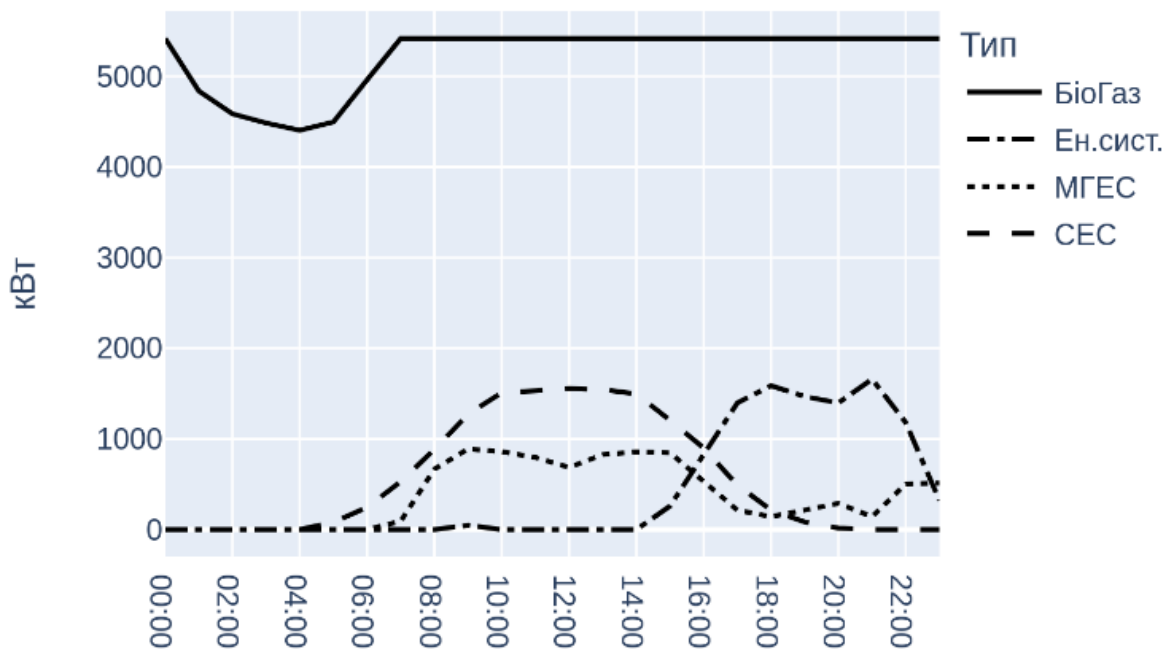


Рисунок 3.3 – Оптимізація за критерієм мінімізації питомого значення собівартості

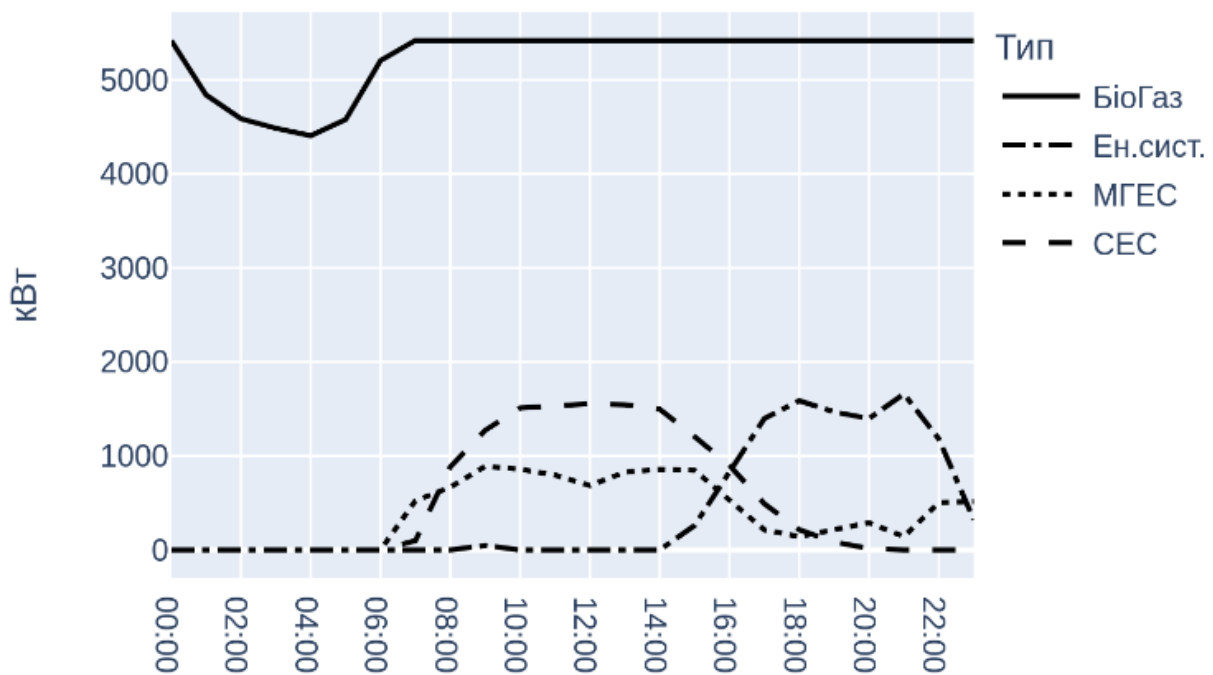


Рисунок 3.4 – Оптимізація за критерієм максимізації питомого значення капітальних витрат

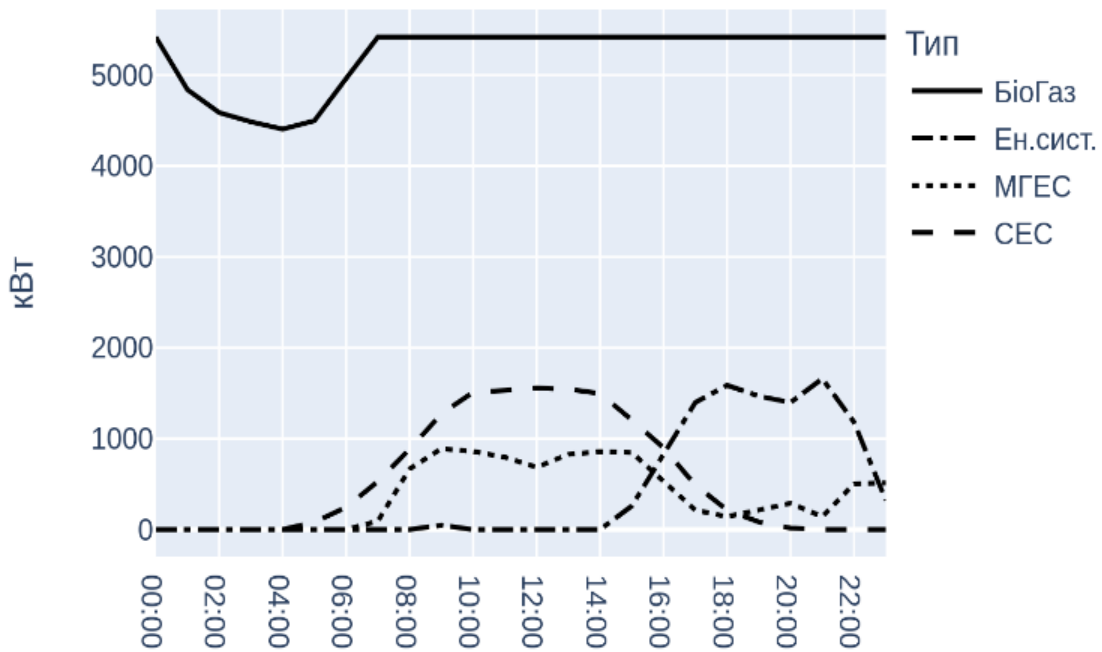


Рисунок 3.5 – Оптимізація за критерієм мінімізації ступеня керованості (маневреності) станцій

Оптимізацію роботи ЕнС за критерієм мінімізації мінімального впливу на довкілля (займані корисні площі, затоплення земель тощо) $F_4(\mathbf{P}) \rightarrow \min$ показано на рис. 3.6.

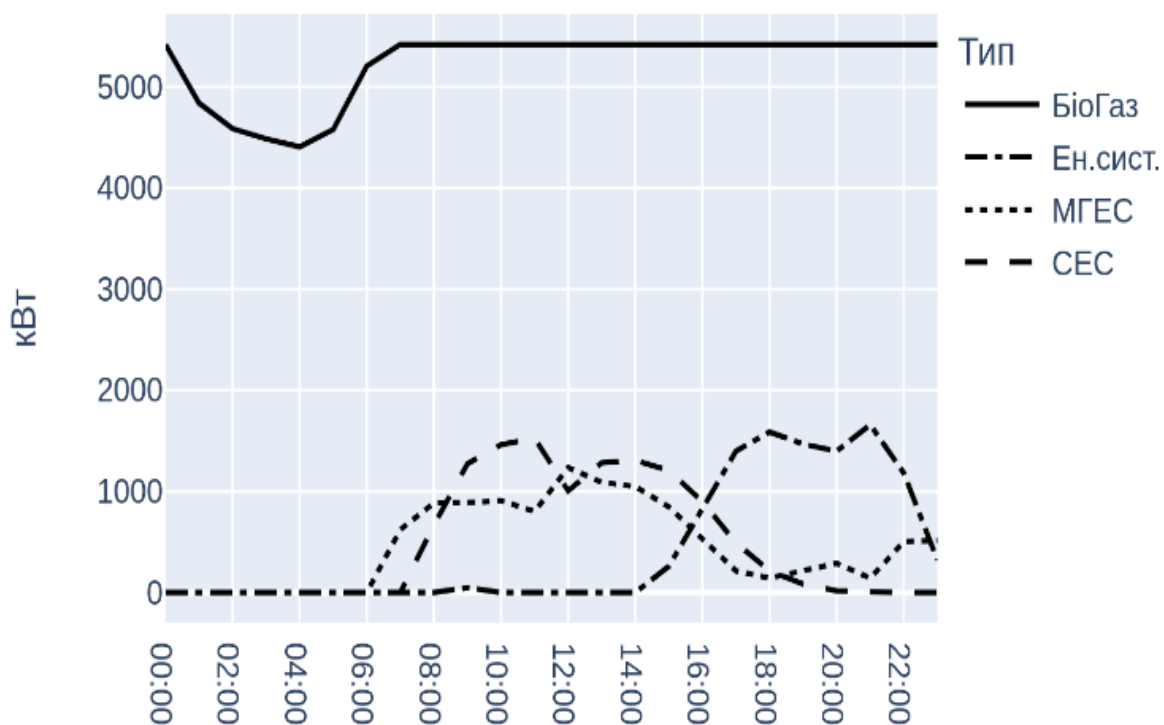


Рисунок 3.6 – Оптимізація за критерієм мінімізації мінімального впливу на довкілля

Оптимізацію роботи ЕНС з урахуванням багатокритеріальності показано на рис. 3.7.

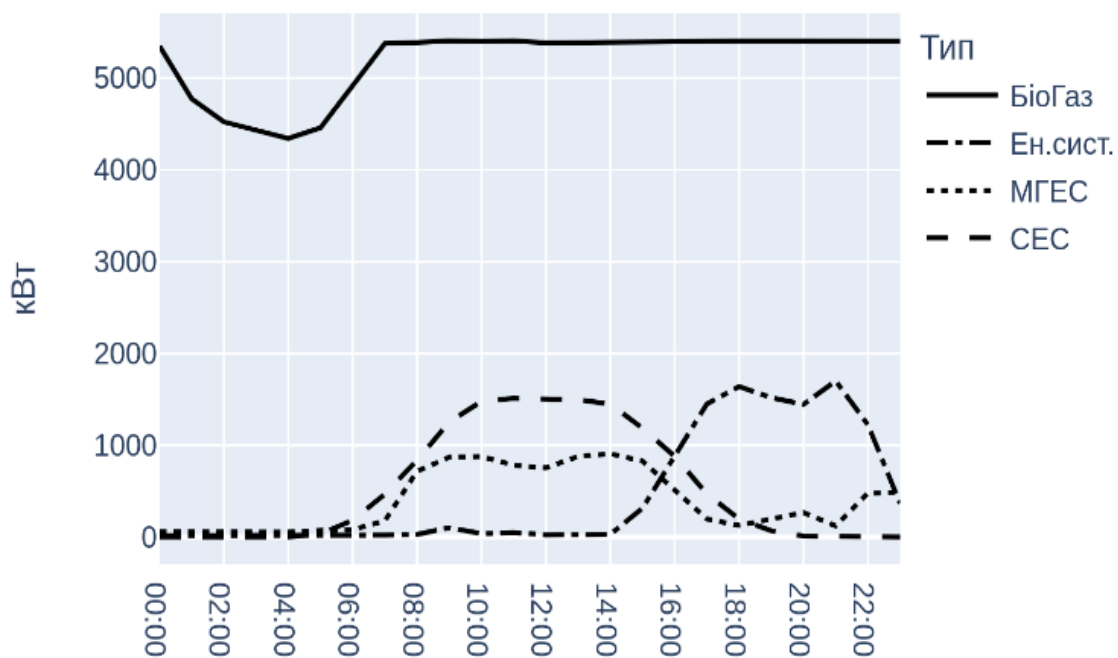


Рисунок 3.7 – Оптимізація з урахуванням багатокритеріальності

При проведенні розрахунків було встановлено середньодобові обмеження для двох типів джерел генерації, а саме для МГЕС і біогазових станцій, що відповідають режимам роботи та технічним можливостям функціонуванням генерації в даний місяць (таблиця 3.3).

Таблиця 3.3 – Середньодобові обмеження генерації окремих енергоустановок

Компоненти ЕнС	кВт·год/добу	Компоненти ЕнС	кВт·год/добу
Біогазова станція 1	39 984	МГЕС 2	7 999
Біогазова станція 2	10 584	МГЕС 3	4 376
Біогазова станція 3	40 488	МГЕС 4	612
МГЕС 1	2 823	МГЕС 5	753

Результати розв’язання задачі розподілу навантаження між складовими ЕнС і мережею із середньодобовими обмеженнями отримано для режиму, який також мав місце о 18:00 17 червня 2020 р. для одного з регіонів України (рис. 3.8–3.12).

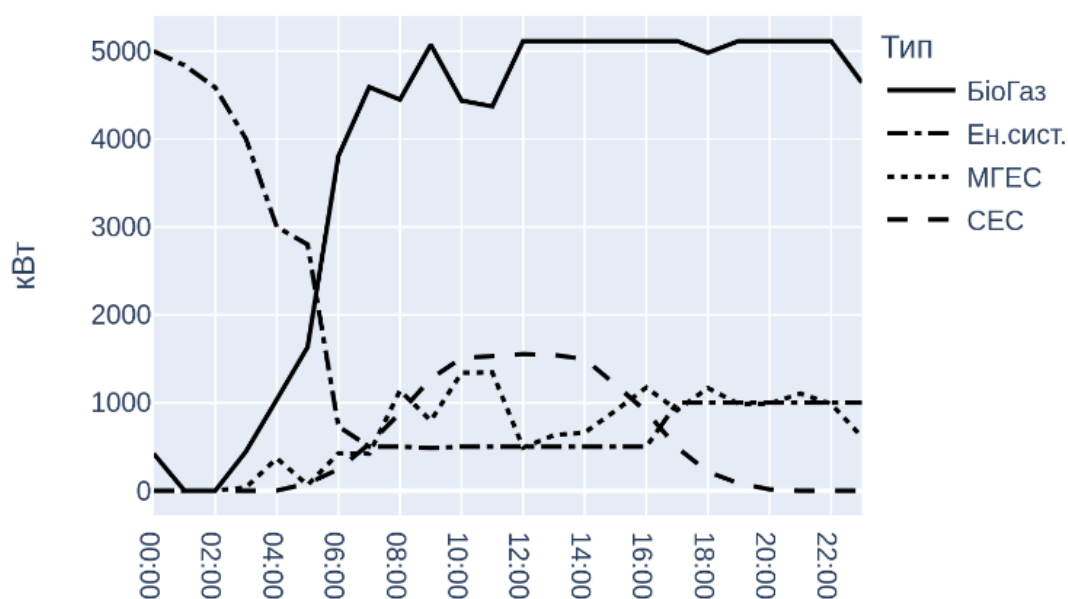


Рисунок 3.8 – Оптимізація за критерієм мінімізації питомого значення собівартості

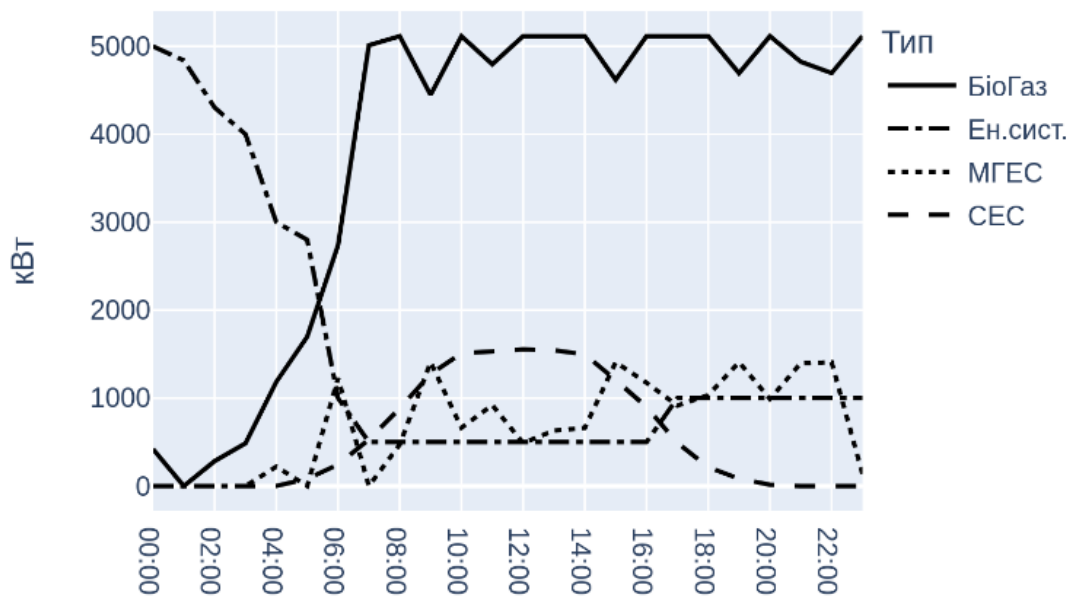


Рисунок 3.9 – Оптимізація за критерієм максимізації питомого значення капітальних витрат

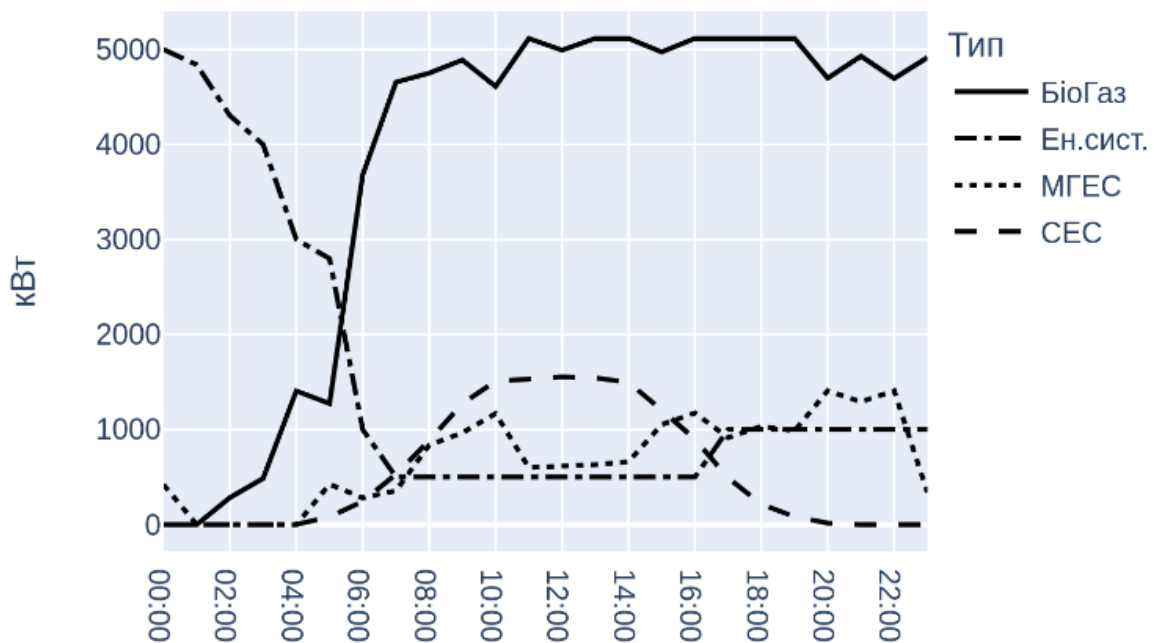


Рисунок 3.10 – Оптимізація за критерієм мінімізації ступеня керованості (маневреності) станцій

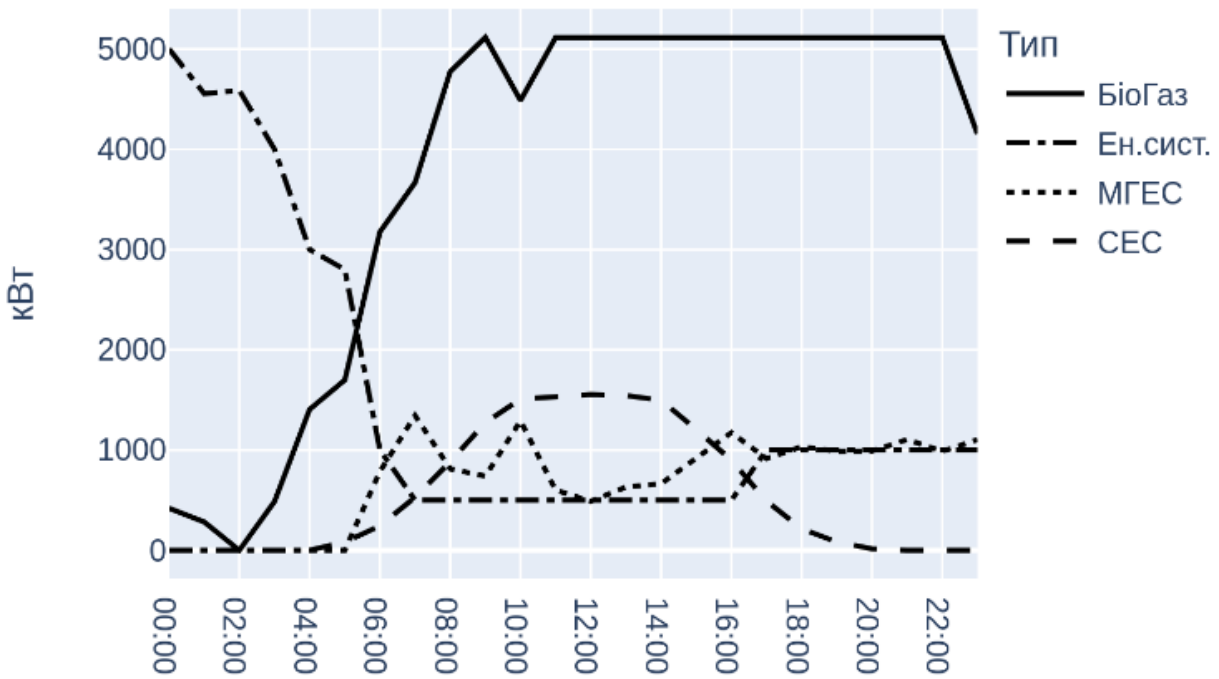


Рисунок 3.11 – Оптимізація за критерієм мінімізації мінімального впливу на довкілля

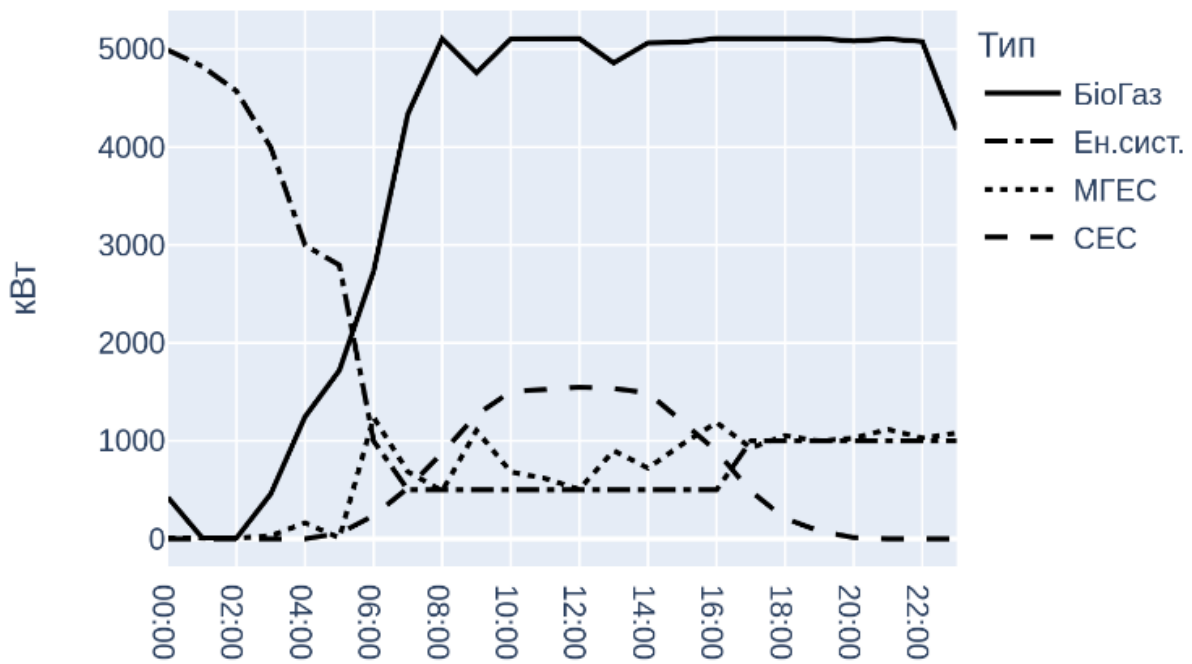


Рисунок 3.12 – Оптимізація з урахуванням багатокритеріальності

Реалізація методу розподілу навантаження між компонентами ЕнС підтверджує ідею, що для задоволення потреб споживачів електричною енергією, у першу чергу за відсутності обмежень, мають застосовуватися СЕС і МГЕС (у разі наявності такої можливості). А для покриття решти навантаження – керовані джерела енергії й електромережа.

Застосування різних критеріїв оптимізації (собівартість, капітальні витрати, керованість, екологічність) призводить до суттєвих змін в структурі генерації ЕнС. Наприклад, мінімізація собівартості (рис. 3.3) призводить до максимального використання СЕС і МГЕС, тоді як мінімізація впливу на довкілля (рис. 3.6) може сприяти більшому залученню біогазових установок.

Врахування середньодобових обмежень на генерацію (таблиця 3.3) суттєво впливає на результати розподілу навантаження (рис. 3.8–3.12). Це особливо помітно для біогазових і МГЕС, потенціал яких обмежений їх технічними характеристиками та режимами роботи. Як і очікувалось, при відсутності обмежень, надає перевагу використанню некерованих ВДЕ (СЕС і МГЕС), що підтверджується результатами на рис. 3.3–3.7. Багатокритеріальна оптимізація (рис. 3.7) дає змогу знайти компромісне рішення, яке враховує всі важливі аспекти функціонування ЕнС.

Подальші дослідження цих питань можуть бути спрямовані на:

- врахування невизначеності генерації ВДЕ;
- оптимізацію роботи ЕнС з урахуванням УЗЕ;
- розробку адаптивних алгоритмів управління, що враховують зміни в режимах споживання та генерації.

Загалом, проведені дослідження підтверджує ефективність використання оптимізаційних методів для розподілу навантаження з метою забезпечення надійного й економічно ефективного енергопостачання споживачів в умовах обмежень на рівень генерації окремих типів ВДЕ у складі ЕнС.

3.3 Моделювання й аналіз сценаріїв з різним складом генеруючих потужностей при визначенні оптимальної роботи енергетичних спільнот

Різноманітність типів генеруючих об'єктів, що можуть входити до складу ЕнС, забезпечує гнучкість у забезпеченні електричною енергією та безпеку постачання. Однак, враховуючи необхідність повернення інвестицій та отримання прибутку, виникає задача формування оптимального складу спільноти з урахуванням попиту споживачів.

Метою даного дослідження є розробка методології формування оптимального складу генеруючих потужностей ЕнС для забезпечення електричною енергією різних груп споживачів.

При проведенні експериментальних розрахунків було розглянуто три сценарії складу ЕнС. Кожен сценарій (таблиця 3.4) характеризує дольову участь групи однотипних джерел генерації електроенергії у сумарній встановленій потужності.

Таблиця 3.4 – Сценарії участі джерел генерації у сумарній встановленій потужності

Сценарії	% участі станції		
	Біогазові установки	СЕС	МГЕС
Сценарій 1	44	27	29
Сценарій 2	33	32	34
Сценарій 3	38	23	39

Різні сценарії роботи моделювали для різних шести типів споживачів, які мають різний добовий профіль споживання електроенергії: «будівництво», «комунальне господарство», «промисловість», «світло та побутові споживачі», «сільськогосподарські споживачі», «транспорт».

Також, під час моделювання було встановлено середньодобове обмеження для двох типів джерел генерації: МГЕС і біогазової установки. Ці обмеження

відповідають режимам роботи та технічним можливостям генерації у цьому конкретному місяці (таблиця 3.5).

Таблиця 3.5 – Середньодобові обмеження генерації енергоустановок

Джерело	кВт·год/доба		
	Сценарій 1	Сценарій 2	Сценарій 3
МГЕС 1	2823	2823	2823
МГЕС 2	7999	7999	7999
МГЕС 3	4376	4376	4376
МГЕС 4	612	612	5317
МГЕС 5	753	753	5458
Біогазова установка 1	39984	23184	23184
Біогазова установка 2	10584	10584	10584
Біогазова установка 3	40488	23688	23688

Моделювання здійснювали враховуючи, що ЕнС має забезпечувати своїх споживачів електричною енергією залучаючи власні генеруючі потужності та найменше взаємодіяти з енергетичною системою щодо покриття попиту. Крім цього взаємодія з енергетичною системою є позитивно при нічних провалах для підтримання її надійності.

У межах дослідження отримано результати по трьом сценаріям, де було встановлено ряд закономірностей щодо покриття попиту груп споживачів. Серед шести типових графіків споживання можна виділити тип 1 («будівництво» та «комунальне господарство») (рис. 3.13 та рис. 3.14), де у результаті опрацювання усіх сценаріїв ЕнС покриває два піки навантаження (ранковий і вечірній) за рахунок енергетичної системи.

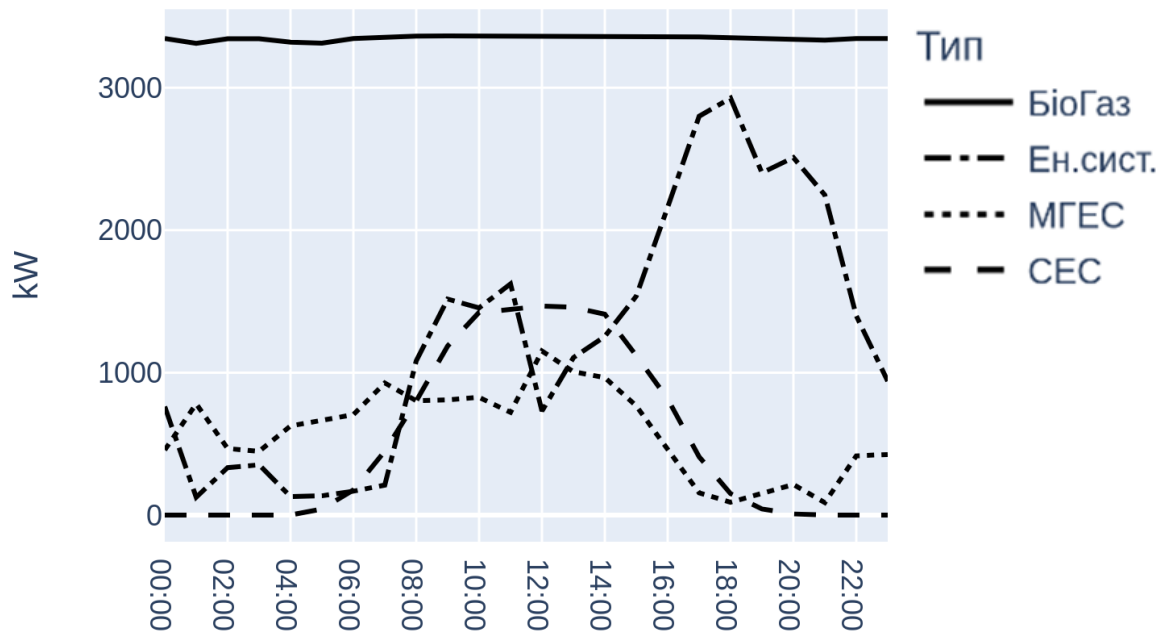


Рисунок 3.13 – «Будівництво», Сценарій 2

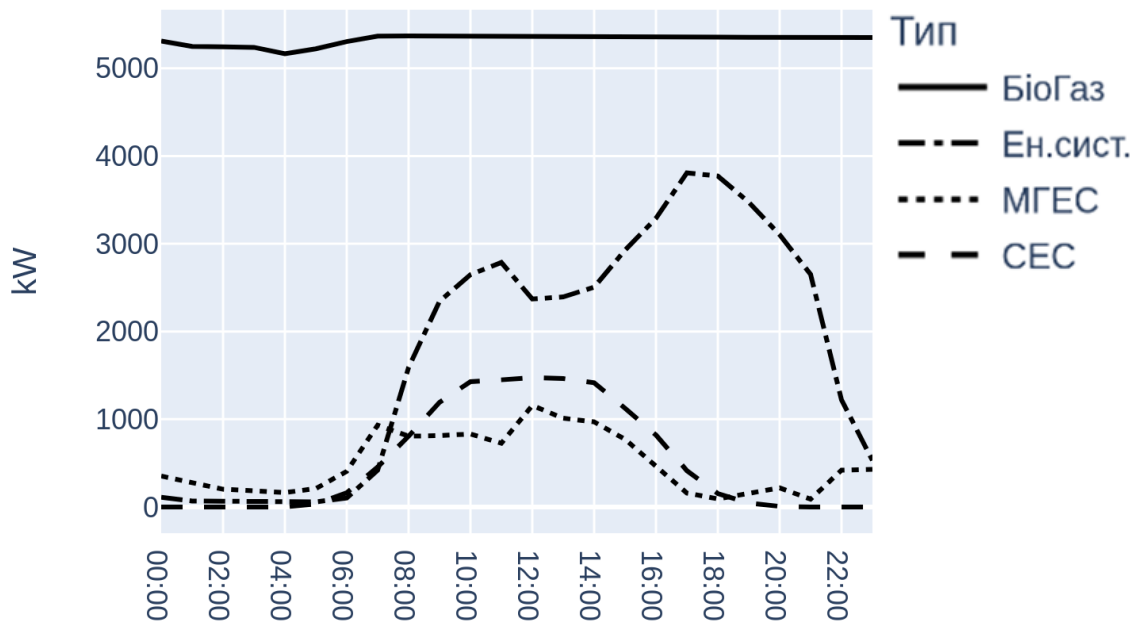


Рисунок 3.14 – «Комунальне господарство», Сценарій 1

Також в окремий тип 2 слід виокремити групу «світло та побутові споживачі». За різних сценаріїв потрібно забезпечити попит у вечірній пік за рахунок перетоку з енергетичної системи або за рахунок потужності МГЕС при умові її включення тільки на вечірній пік. На рис. 3.15 показано результати

моделювання з добовими обмеженнями для сценарію 1, на рис. 3.16 – без добових обмежень.

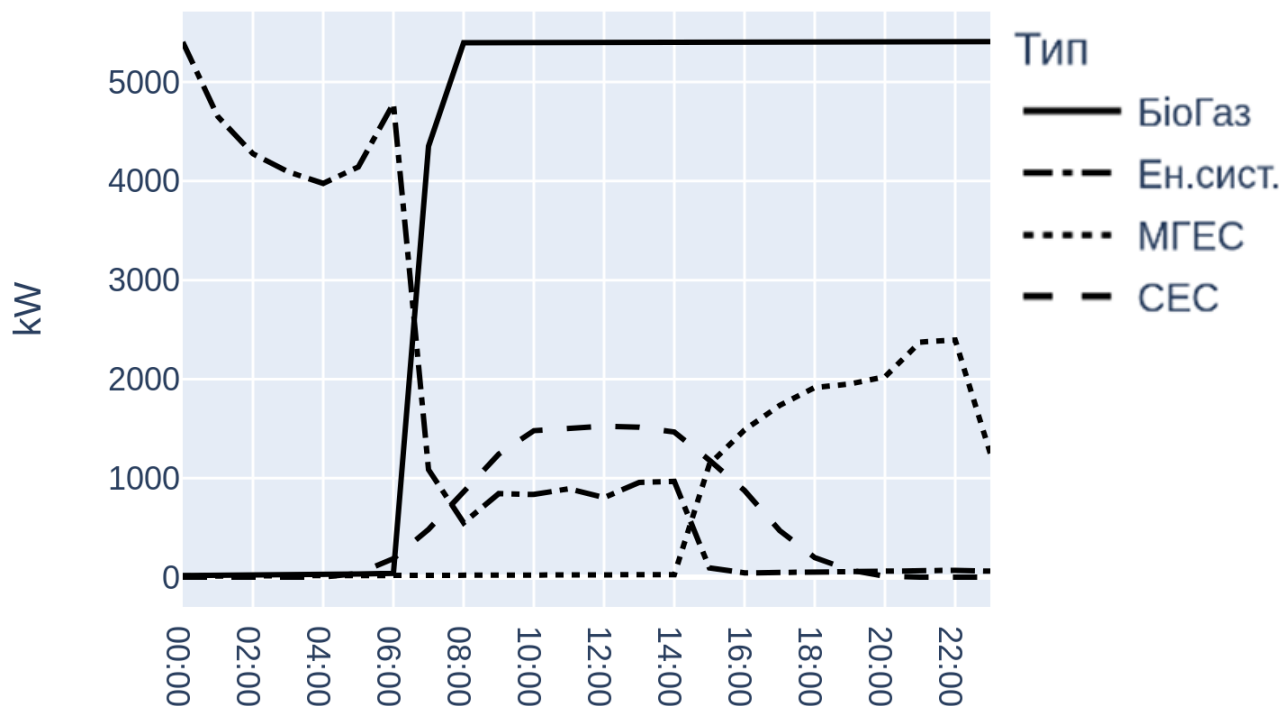


Рисунок 3.15 – «Світло та побутові споживачі», Сценарій 1 з добовими обмеженнями

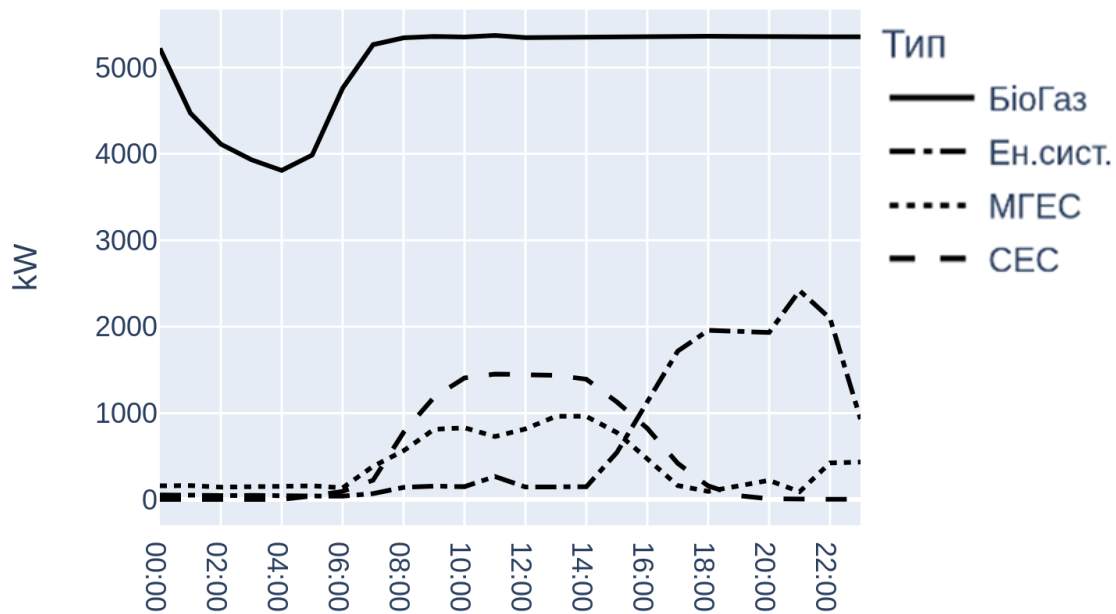


Рисунок 3.16 – «Світло та побутові споживачі», Сценарій 1

За умови покриття попиту групи «транспорт» (тип 3) виникає необхідність покривати максимум навантаження протягом однієї години у ранковий і вечірній піки (рис. 3.17). За таких умов також ефективно є використання потужності МГЕС, як регулятора потужності у вечірній пік, а ранковий пік покривати за рахунок біогазових установок.

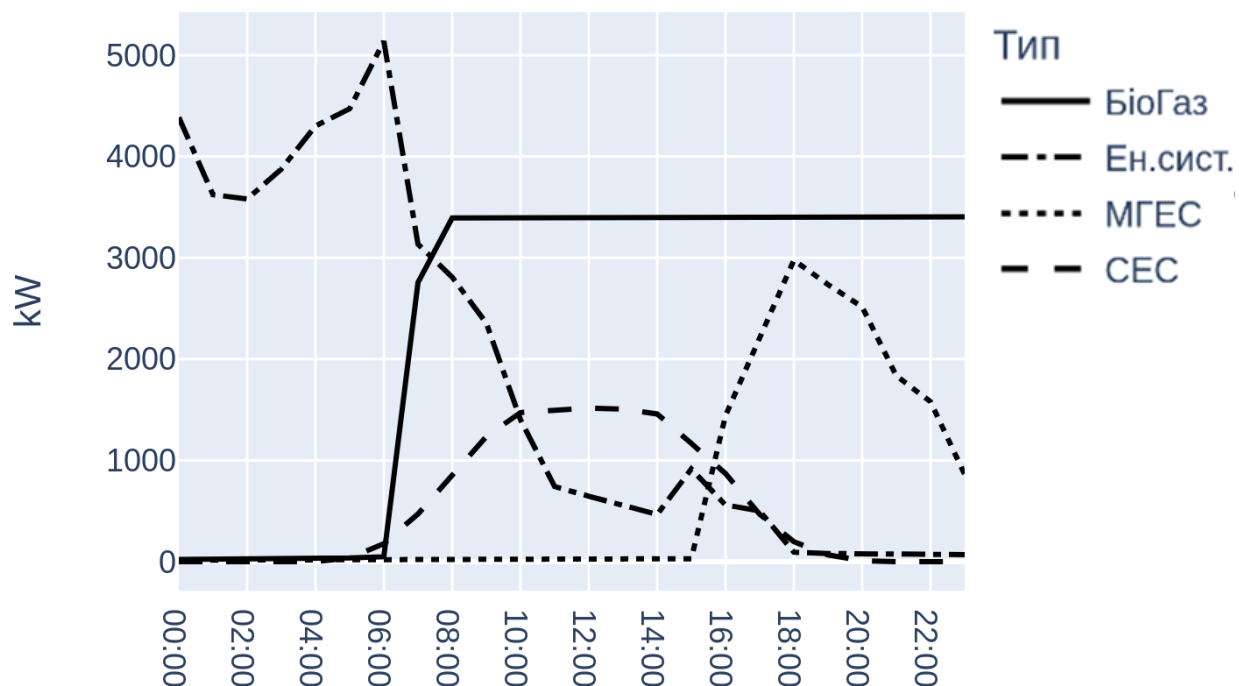


Рисунок 3.17 – «Транспорт», Сценарій 2 з добовими обмеженнями

Окрім того комбінація МГЕС і біогазових станцій у вечірній і ранковий піки за різних сценарії покриває попит груп споживачів «промисловості» та «сільськогосподарських споживачів» (тип 4). При цьому енергетична системи покриває попит у нічний провал (рис. 3.18).

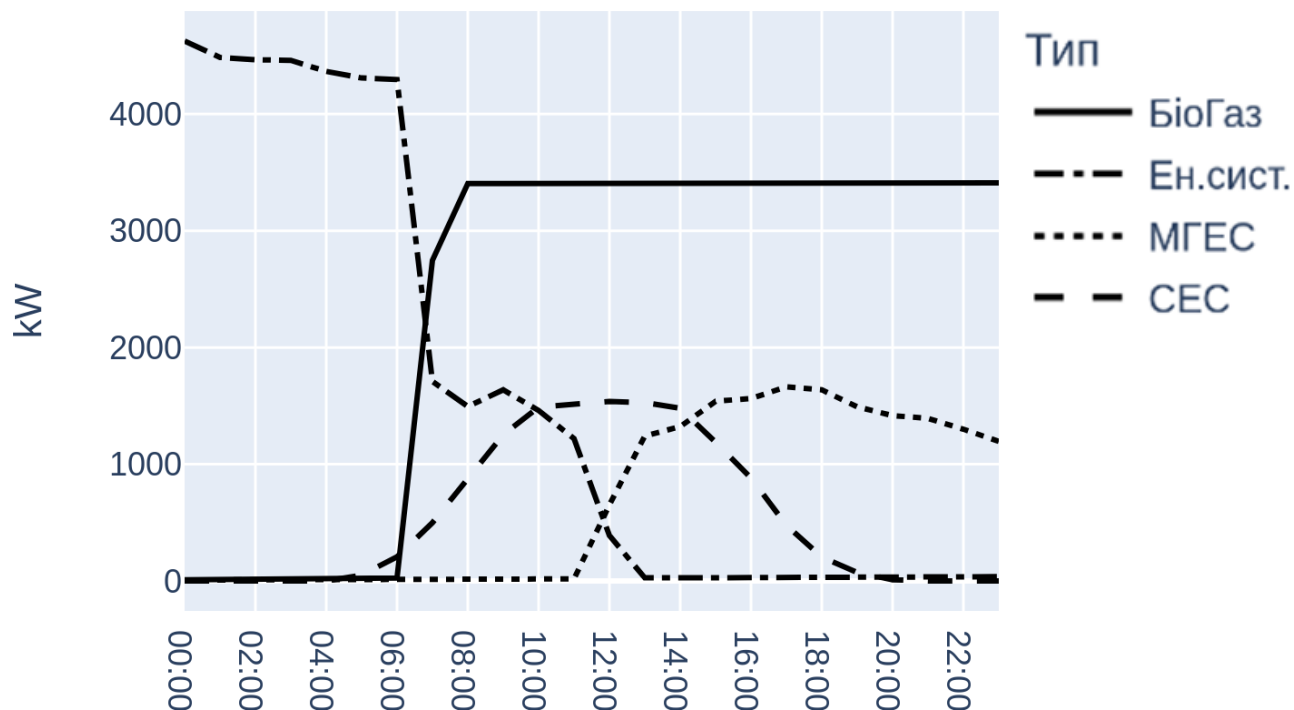


Рисунок 3.18 – «Промисловість», Сценарій 2 з добовими обмеженнями

Використання різних джерел ВДЕ, дає можливість адаптувати генерування до змінних умов і забезпечує стійкість системи при можливих випадках відмов чи проблем при перевазі одного з типів джерел генерації. Можливість визначати оптимальний склад генеруючих потужностей для ЕнС відповідно до попиту може мати економічний ефект.

Проведене дослідження було зосереджене на актуальній проблемі оптимізації роботи ЕнС з урахуванням варіативності їх складу та динаміки попиту різних груп споживачів. Запропоновано комплексну методологію, яка враховує як економічні, так і технічні аспекти функціонування спільноти, а також екологічні наслідки її діяльності.

Розроблена методологія формування оптимального складу генеруючих потужностей ЕнС, яка базується на використанні багатокритеріального підходу та враховує специфіку різних типів споживачів. Це дає можливість забезпечити індивідуальний підхід до формування ЕнС, зважаючи на локальні умови та потреби споживачів.

Визначено ключові цільові функції для оптимізації роботи ЕнС. Серед них: мінімізація собівартості згенерованої електроенергії, максимізація повернення інвестицій, пріоритетність використання джерел з мінімальним впливом на довкілля й оптимальне використання керованих джерел генерації.

Проведено моделювання роботи ЕнС з різним складом генеруючих потужностей для шести типових профілів споживання електроенергії. У результаті моделювання встановлено, що:

- для груп споживачів з двома піками навантаження («будівництво», «комунальне господарство»), ЕнС може забезпечити потреби споживачів у період низького попиту, тоді як для покриття пікових навантажень доцільне використання енергетичної системи.

- для групи споживачів «світло та побутові споживачі», оптимальним є комбіноване використання власних джерел генерації й енергетичної системи з урахуванням можливості регулювання потужності МГЕС.

- Група «транспорт» характеризується необхідністю покриття короточасних пікових навантажень, що потребує використання маневрених джерел, таких як МГЕС, і джерел з високою доступністю, таких як біогазові електростанції.

- Попит груп «промисловість» та «сільськогосподарські споживачі» може бути ефективно забезпечений комбінацією МГЕС і біогазових електростанцій, тоді як енергетична система використовується для покриття нічного провалу.

Дослідження підтвердило, що використання різних джерел ВДЕ у рамках ЕнС підвищує стійкість системи та забезпечує гнучкість у реагуванні на зміни попиту.

Отримані результати можуть бути використані для розробки рекомендацій щодо формування оптимального складу ЕнС з урахуванням специфіки регіону та потреб споживачів. Запропонована методологія може бути інтегрована в програмні продукти для моделювання та оптимізації роботи ЕнС. Результати дослідження

сприятимуть підвищенню ефективності функціонування ЕнС та їх інтеграції в енергетичну систему.

Напрямки подальших досліджень включають врахування впливу систем накопичення енергії на роботу ЕнС та дослідження можливостей впровадження *Demand-side management* з боку ЕнС.

Таким чином, проведене дослідження вносить вагомий внесок у розвиток теорії та практики функціонування ЕнС та сприятиме їх подальшому розвитку та впровадженню.

3.4 Аналіз розвитку спільнот відновлюваних джерел енергії малої потужності з урахуваннях сценаріїв обмеженості електропостачання та їх повної автономності

Автономність спільноти ВДЕ досягається за умови, коли відсутні перетоки потужності з зовнішньою енергосистемою. Для цього необхідно, щоб вся споживана електроенергія генерувалася на власних генеруючих потужностях, що можливо тільки за збільшення їх встановленої потужності.

Розглянемо задачу пошуку мінімальної встановленої потужності кожного з типів генерації, яка дасть змогу знизити споживання енергії з зовнішньої мережі до мінімального значення для кожної години розрахункової доби. Для вирішення такої задачі виконаємо моделювання оптимального режиму завантаження різних типів генераторів з пошуком сумарної генерації за добу, включаючи розрахунок сумарного перетоку з енергосистемою. Виконаємо таке моделювання для різних значень встановленої потужності генераторів вибравши значення, які будуть змінюватися в заданому діапазоні як відсоток від існуючої на даний момент встановленої потужності. Серед отриманих результатів виберемо мінімальне

значення при якому досягається мінімальне значення перетоку потужності з енергосистемою.

Для моделювання режиму роботи спільноти ВДЕ в умовах необхідності забезпечення її автономної роботи використано дані про використання електроенергії споживачами одного з регіонів України за 24 години. Профіль навантаження споживачів, який використаний для моделювання показано на рис. 3.19.

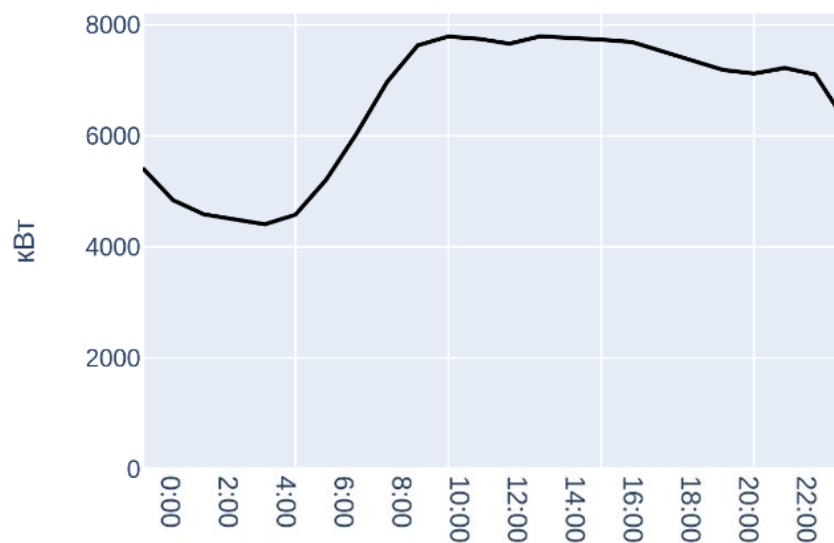


Рисунок 3.19 – Графік споживання електроенергії в спільноті ВДЕ

При проведенні експериментальних розрахунків було розглянуто електроенергетичну систему (об'єднання ВДЕ малої потужності, які розташовані у безпосередній територіальній близькості) з різними джерелами енергії, яка забезпечує споживачів електроенергією для певної територіальної громади. Потенційними джерелами генерації є СЕС, МГЕС і біогазові установки.

Моделювання виконано для чотирьох типових структур спільнот ВДЕ які задаються співвідношенням встановлених потужностей між різними типами генерації (СЕС, МГЕС, біогазові установки). Дані співвідношення, які використовувалися в моделюванні показані в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Співвідношення потужностей різних типів ВДЕ в структурах спільнот

Пропоновані типові структури спільнот ВДЕ	Біогазові установки	СЕС	МГЕС
Структура 1	44 %	27 %	29 %
Структура 2	33 %	32 %	35 %
Структура 3	38 %	23 %	39 %
Структура 4	28 %	27 %	45 %

Спершу розглянемо сценарій забезпечення автономності спільноти ВДЕ за рахунок збільшення встановленої потужності біогазових генераторів. Виконаємо моделювання при зміні встановленої потужності установок в діапазоні 50–200 % від поточної. Результати моделювання представлено на рис. 3.20.

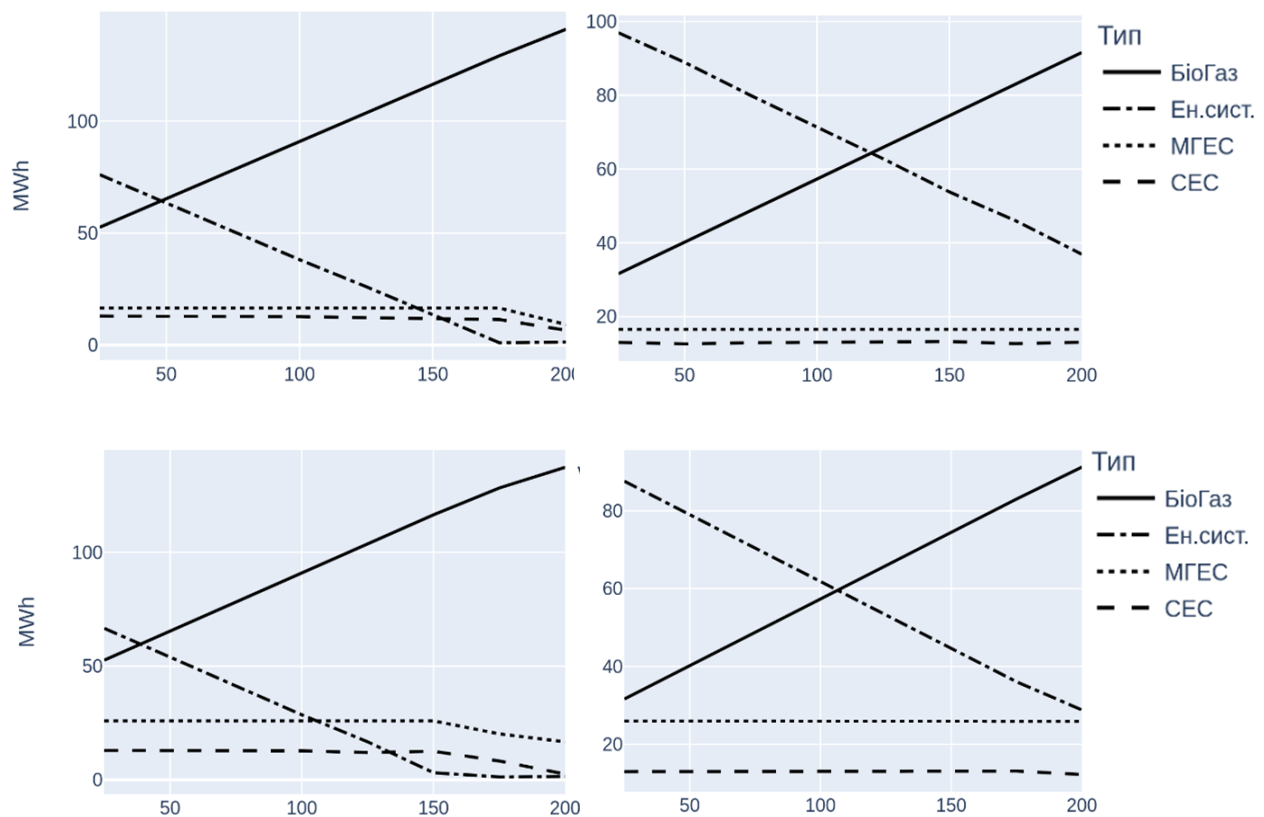


Рисунок 3.20 – Залежність сумарної генерації електроенергії за добу від відсотку збільшення встановленої потужності біогазових генераторів

Як видно з графіку для структури енергосистеми першого типу автономність досягається при збільшенні встановленої потужності біогазових генераторів до 175 % від поточної. Для структури з типом 3 необхідно збільшення на 150 %. Для структур із типом 2 та 4 автономність не може бути досягнута навіть при збільшенні встановленої потужності біогазових генераторів до 200 % від поточної.

На рис. 3.21 представлено результати оптимізації режиму роботи спільноти ВДЕ зі структурою типу 1 для початкових умов (рис. 3.21а) та для умов забезпечення автономності за рахунок збільшення встановленої потужності біогазової генерації (рис. 3.21б).

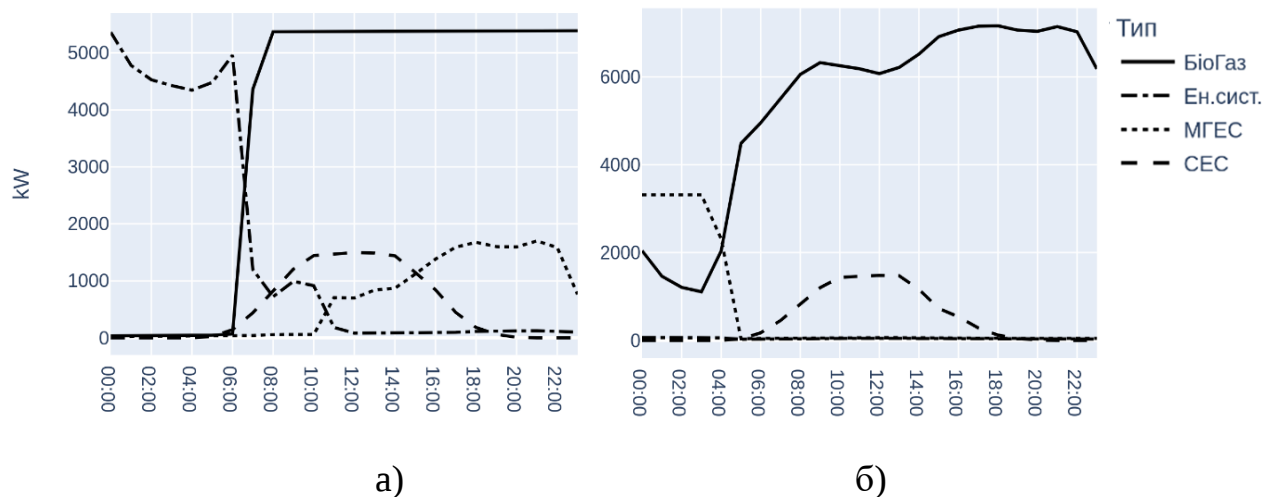


Рисунок 3.21 – Результати оптимізації режиму роботи спільноти ВДЕ зі структурою типу 1

Далі розглянемо сценарій забезпечення автономності спільноти ВДЕ за рахунок збільшення встановленої потужності СЕС. Виконаємо моделювання при зміні встановленої потужності установок в діапазоні 150–500 % від поточної. Результати моделювання представлено на рис. 3.22.

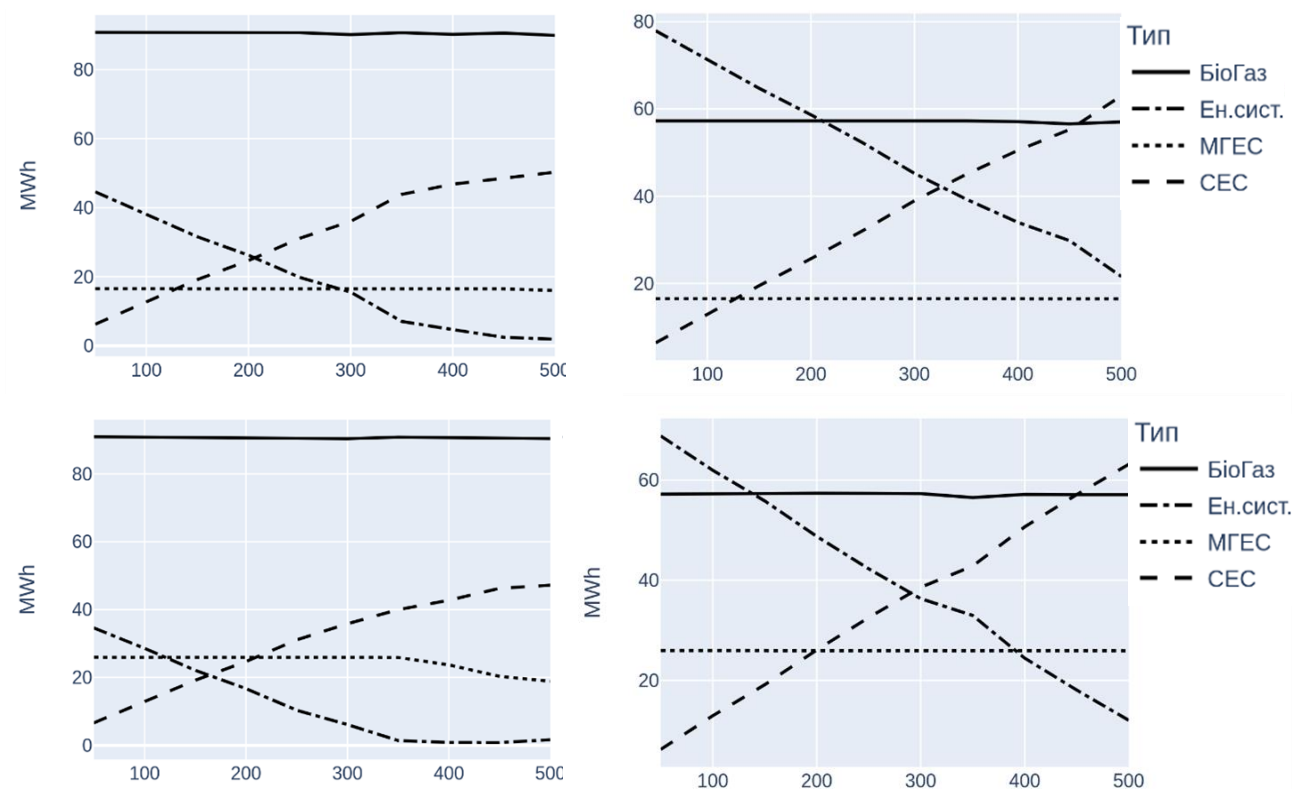


Рисунок 3.22 – Залежність сумарної генерації електроенергії за добу від відсотку збільшення встановленої потужності СЕС

Як видно з графіку для структури енергосистеми першого типу автономність досягається при збільшенні встановленої потужності СЕС до 450 % від поточної. Для структури з типом 3 необхідно збільшення на 350 %. Для структур із типом 2 та 4 автономність не може бути досягнута навіть при збільшенні встановленої потужності СЕС до 500 % від поточної.

На рис. 3.23 представлено результати оптимізації режиму роботи спільноти ВДЕ зі структурою типу 3 для початкових умов (рис. 3.23а) та для умов забезпечення автономності за рахунок збільшення встановленої потужності СЕС (рис. 3.23б).

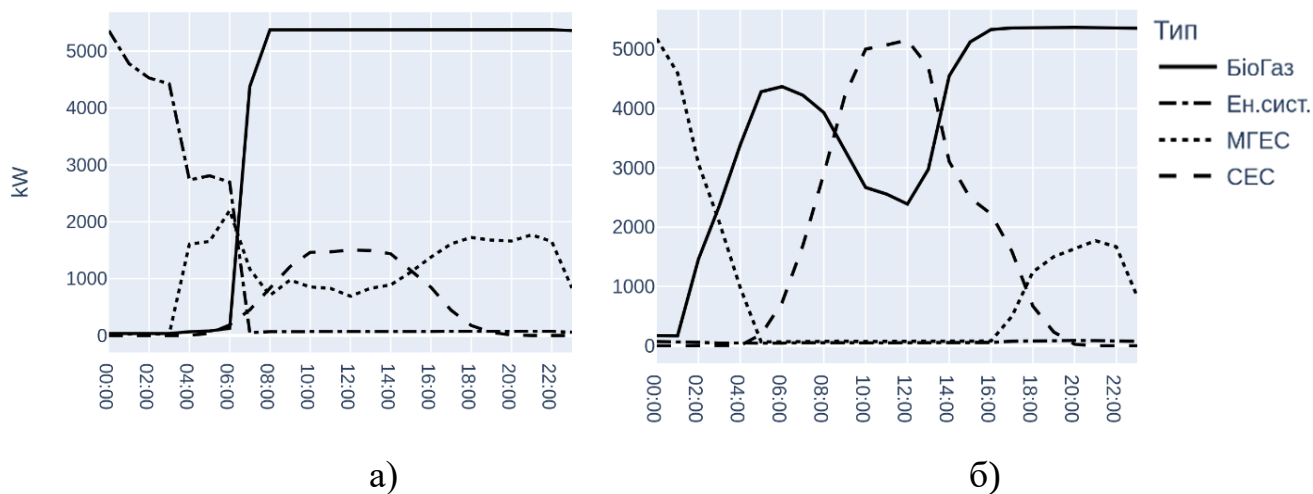


Рисунок 3.23 – Результати оптимізації режиму роботи спільноти ВДЕ зі структурою типу 3

На отримання оптимальних результатів впливає ряд невизначеностей: природні складові, конфігурація електричної мережі, зміни в навантаженні й інші фактори усі вони є важливими, але маючи профілі генерації та споживання даних інструментарій дає можливість провести моделювання й отримати оптимальне рішення.

За результатами розрахунків можна зробити висновки що для забезпечення автономної роботи спільноти ВДЕ в умовах розглянутого регіону України необхідно збільшити встановлену потужність генеруючих джерел, так, щоб вона відповідала піковим навантаженням і не передбачала необхідності використання енергії зовнішньої мережі.

Моделювання для чотирьох типів структур спільнот ВДЕ показало, що автономність можна досягти для першої та третьої структур, і лише при значному збільшенні встановленої потужності біогазових генераторів (до 175 % для першої структури та до 150 % для третьої).

Для структур з типами 2 та 4 автономність не досягається навіть при збільшенні встановленої потужності біогазових генераторів до 200 %, що вказує на

необхідність розгляду інших способів забезпечення енергетичної незалежності або інтеграції додаткових джерел генерації.

Схожий сценарій спостерігається і зі збільшенням встановленої потужності СЕС. Автономність для першої структури досягається при збільшенні до 450 %, а для третьої – при збільшенні до 350 %. Структури з типами 2 та 4 знову не змогли досягти автономності, навіть за 500 % збільшення потужності СЕС.

Оптимальним варіантом для досягнення автономності є адаптація спільноти ВДЕ під високу частку біогазової генерації в першій структурі та СЕС у третій структурі. Однак, такі значні збільшення встановлених потужностей вимагатимуть значних інвестицій і можуть бути обмежені технічними, економічними або екологічними умовами.

Результати моделювання підкреслюють необхідність розгляду різних сценаріїв і комбінацій генеруючих джерел, ураховуючи їх ресурсний потенціал, змінність генерації електроенергії та вартість експлуатації. Це дає змогу оптимізувати структуру спільноти ВДЕ, щоб досягти балансу між надійністю, вартістю та екологічними аспектами.

Застосування розглянутих раніше підходів до оптимізації режимів функціонування джерел електропостачання ЕнС дає змогу вибрати оптимальний за декількома критеріями режим роботи.

Але у випадку неочікуваної зміни умов експлуатації, наприклад, відключення одного з джерел або зміни попиту на електроенергію через відключення ліній живлення значної частки споживачів, може виникнути ситуація, коли з'являється дефіцит або надлишок електроенергії, що не може бути скомпенсований оперативною зміною режиму роботи джерел енергії. Це призводить до небажаного відключення споживачів або втрати потенціалу генерації електроенергії.

У той же час, якщо заздалегідь визначити можливі сценарії розвитку подій і вибрати оптимальний режим роботи джерел енергії, то можна уникнути виникнення таких ситуацій. При цьому вибраний режим не буде сильно

відрізнятися від оптимального за попередніми критеріями, але він буде більш стійким до змін умов експлуатації.

Можна виокремити два типи сценаріїв: відомі заздалегідь, які можна передбачити за декілька годин до виникнення, та невідомі, які можуть виникнути в будь-який момент.

Пропонується розглянути модифіковану модель оптимізації режимів функціонування джерел електропостачання ЕНС, яка дає змогу враховувати можливість виникнення невідомих сценаріїв.

Модель передбачає резервування певного обсягу генерації електроенергії керованими джерелами, які можуть бути включені в роботу в будь-який момент, такими як біогазові установки та МГЕС. Цей резерв буде використаний для компенсації зміни попиту при зміні запропонованих режимів функціонування. У той же час, якщо сценарії зміни не виникають, то резерв генерації буде максимально ефективно використаний для покриття поточного попиту на електроенергію.

Спершу для оцінювання того, які негативні наслідки можуть виникнути в разі незапланованих змін умов експлуатації, було виконано моделювання роботи енергетичної спільноти без резервування генерації з використанням попередньої моделі оптимізації.

Оцінювання роботи ЕНС відбувалася за такими критеріями:

1. Наявність необхідності непланового відключення споживачів або джерел електроенергії.
2. Втрати потенціалу генерації електроенергії.
3. Розподіл генерації між джерелами енергії.

Оцінювання роботи моделі було виконано моделювання на основі реальних даних про обсяги попиту та генерації ЕНС в одному з регіонів України.

Розглянуто два сценарії зміни умов експлуатації:

1. Зменшення попиту на електроенергію на 50 % від запланованого обсягу, через відключення ліній живлення споживачів.

2. Зменшення можливого споживання енергії з енергосистеми до 25 % від нормального через застосування обмежень зі сторони оператора мережі (дефіцит генерації в основній енергосистемі).

Для першого сценарію (рис. 3.24) (зменшення попиту на електроенергію на 50 % від запланованого обсягу, через відключення ліній живлення споживачів) змодельовано декілька випадків відключення споживачів.

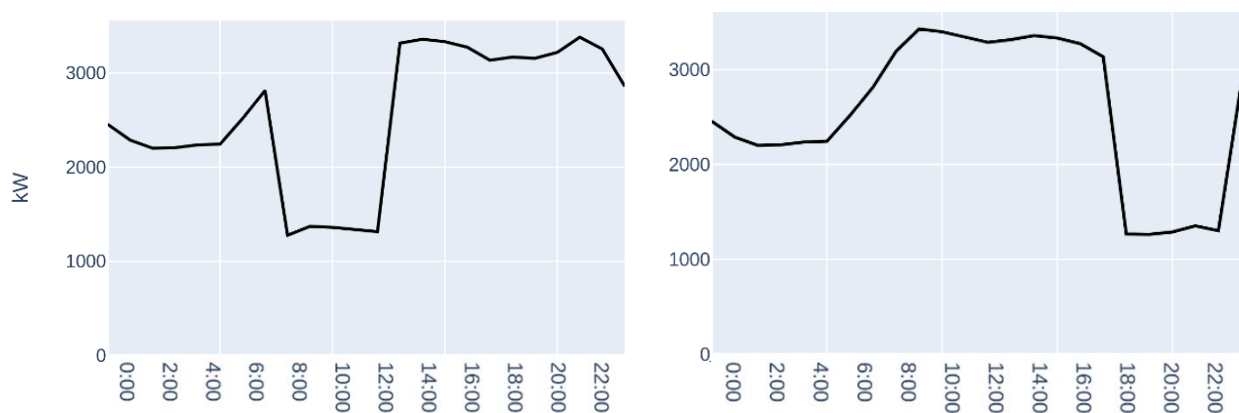


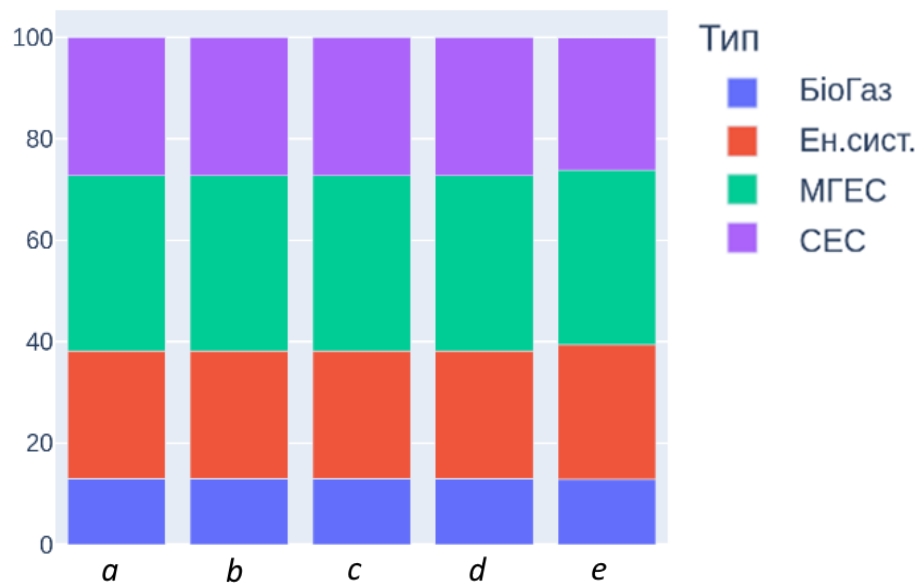
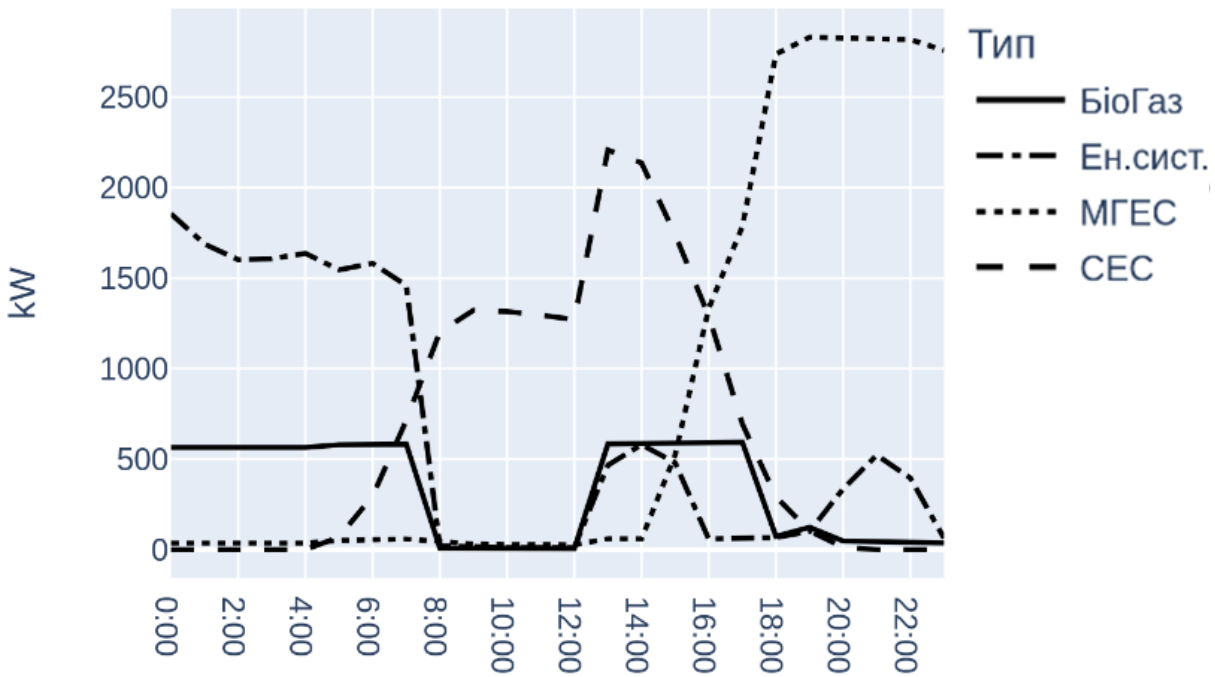
Рисунок 3.24 – Зменшення попиту на електроенергію на 50 % від запланованого обсягу, через відключення ліній живлення споживачів

Перелік змодельованих випадків відключення споживачів:

1. Відключення 50 % споживачів з 8:00 до 12:00 (відомо про планове відключення електроенергії за 24 години до виникнення) (результати моделювання показано на рис. 3.25).

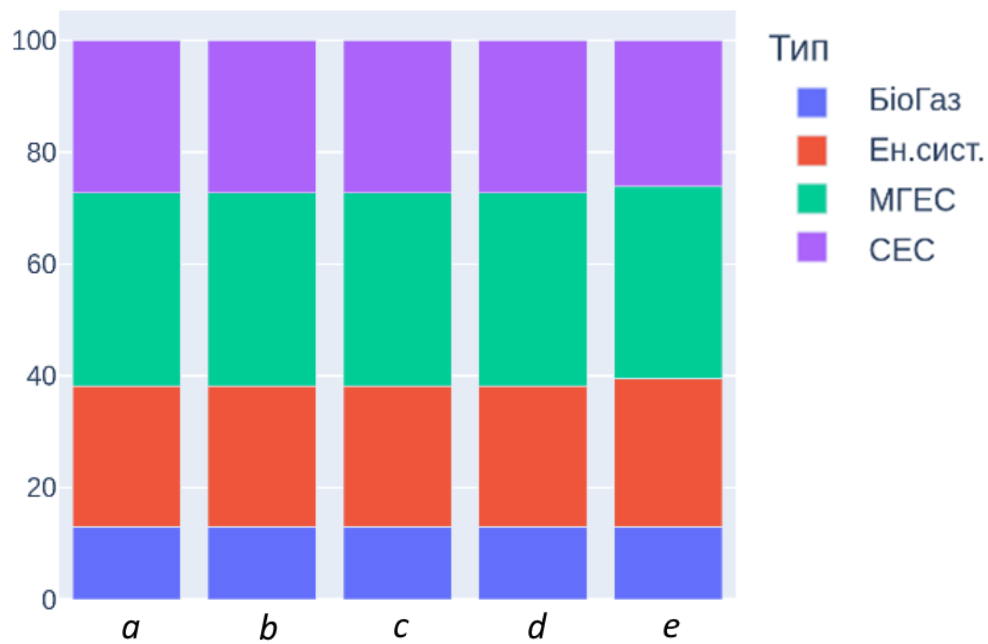
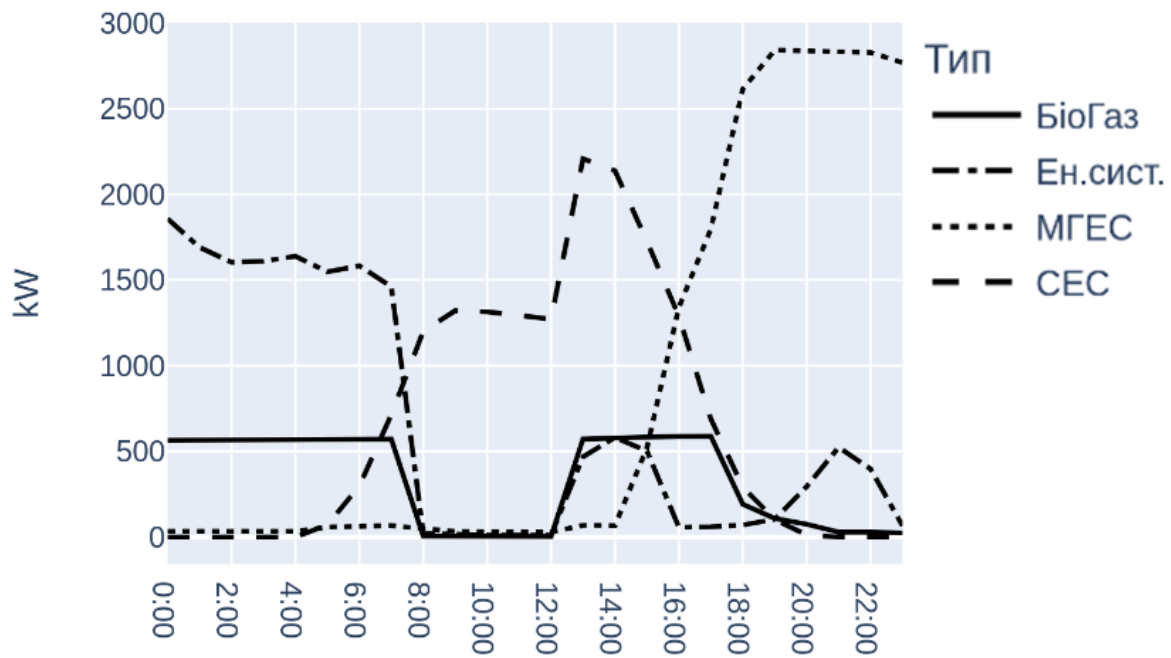
2. Відключення 50 % споживачів з 8:00 до 12:00 (відомо про планове відключення електроенергії за 3 години до виникнення) (результати моделювання показано на рис. 3.26).

3. Відключення 50 % споживачів з 8:00 до 12:00, що виникає неочікувано (відомо за 0 години до виникнення) (результати моделювання показано на рис. 3.27).
4. Відключення 50 % споживачів з 18:00 до 22:00 (відомо про планове відключення електроенергії за 24 години до виникнення) (результати моделювання показано на рис. 3.28).
5. Відключення 50 % споживачів з 18:00 до 22:00 (відомо про планове відключення електроенергії за 3 години до виникнення) (результати моделювання показано на рис. 3.29).
6. Відключення 50 % споживачів з 18:00 до 22:00, що виникає неочікувано (відомо за 0 години до виникнення) (результати моделювання показано на рис. 3.30).



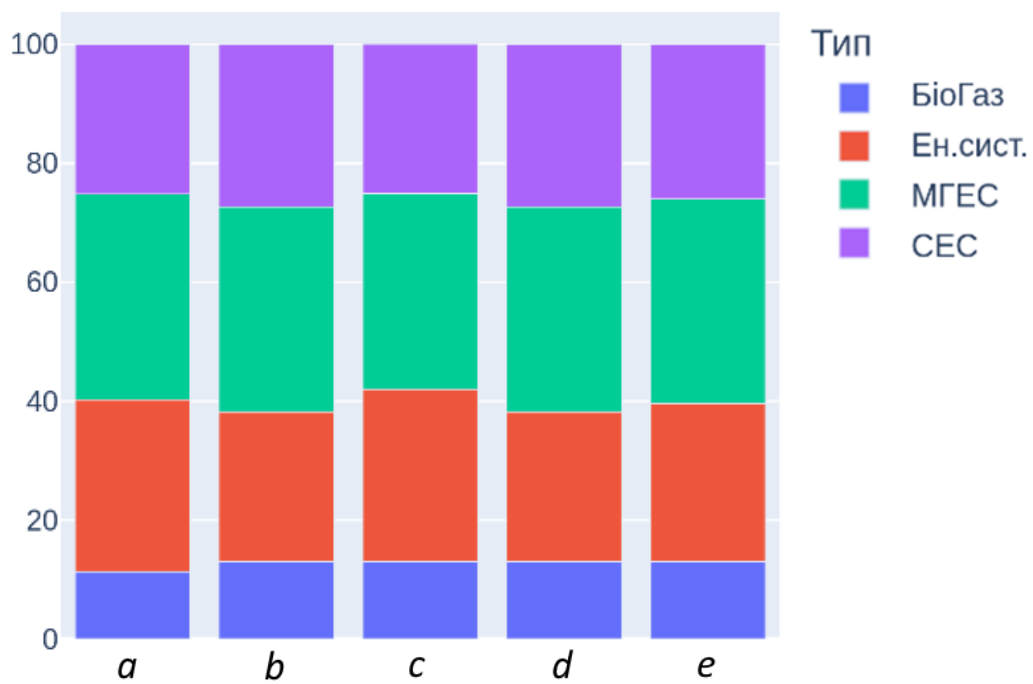
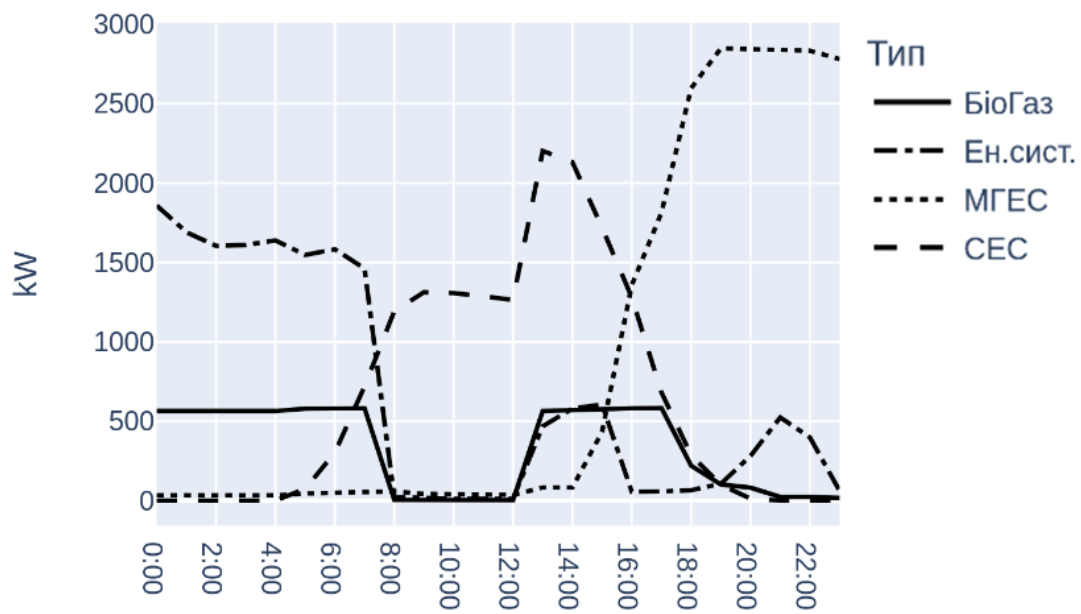
a – «зелений» тариф; **b** – кількість годин роботи з максимальним навантаженням $T_{\max}$;
c – коефіцієнт використання встановленої потужності;
d – рівень шкідливих викидів (емісії CO_2); **e** – багатокритеріальний підхід

Рисунок 3.25 – Відключення 50 % споживачів з 8:00 до 12:00 (відомо про планове відключення електроенергії за 24 години до виникнення)



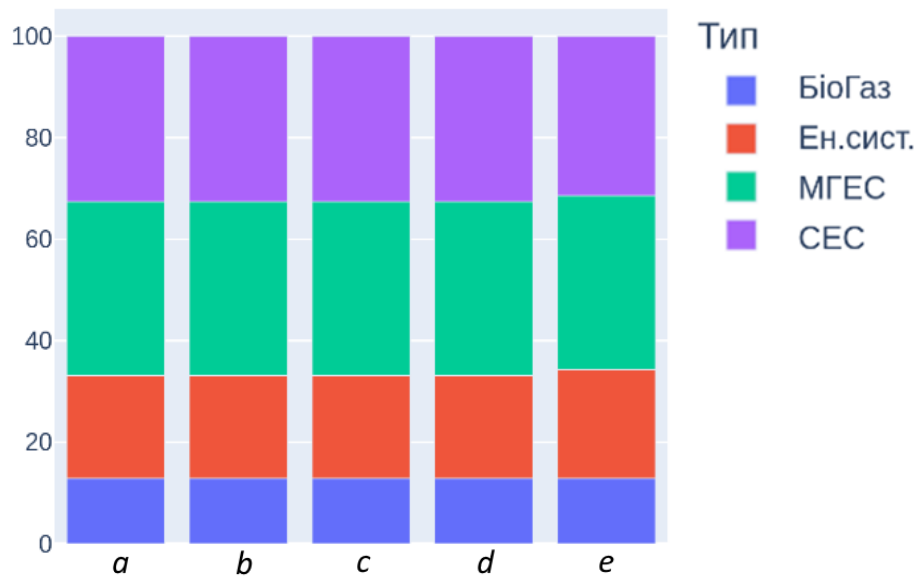
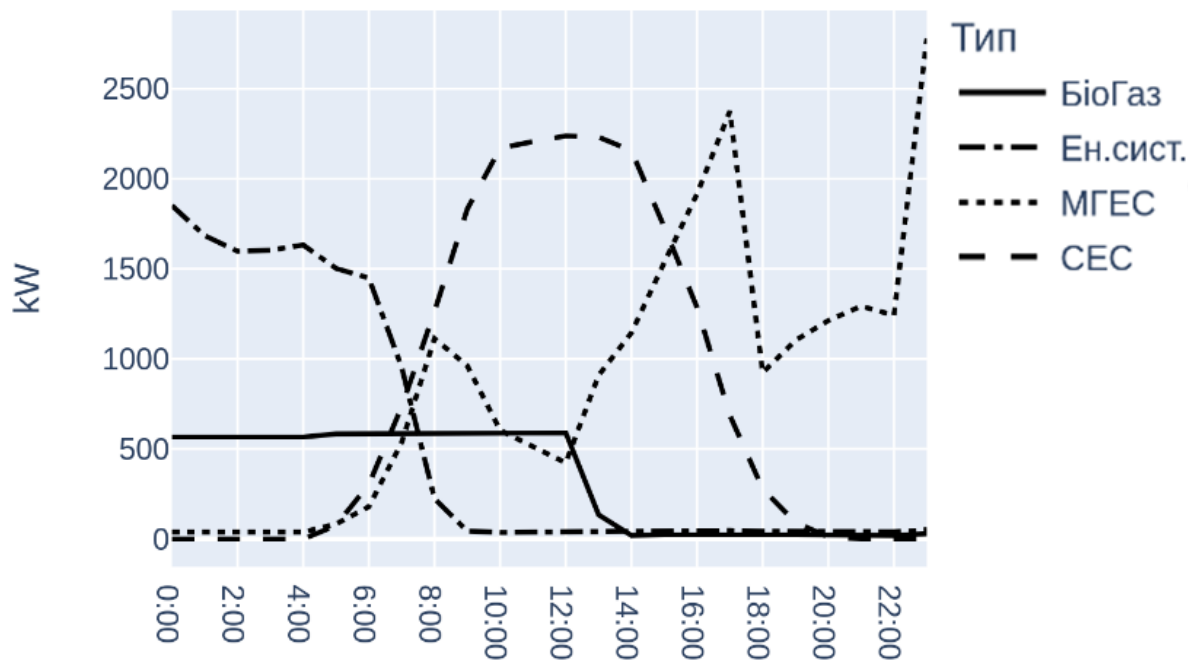
a – «зелений» тариф; **b** – кількість годин роботи з максимальним навантаженням $T_{\max}$;
c – коефіцієнт використання встановленої потужності;
d – рівень шкідливих викидів (емісії CO_2); **e** – багатокритеріальний підхід

Рисунок 3.26 – Відключення 50 % споживачів з 8:00 до 12:00 (відомо про планове відключення електроенергії за 3 години до виникнення)



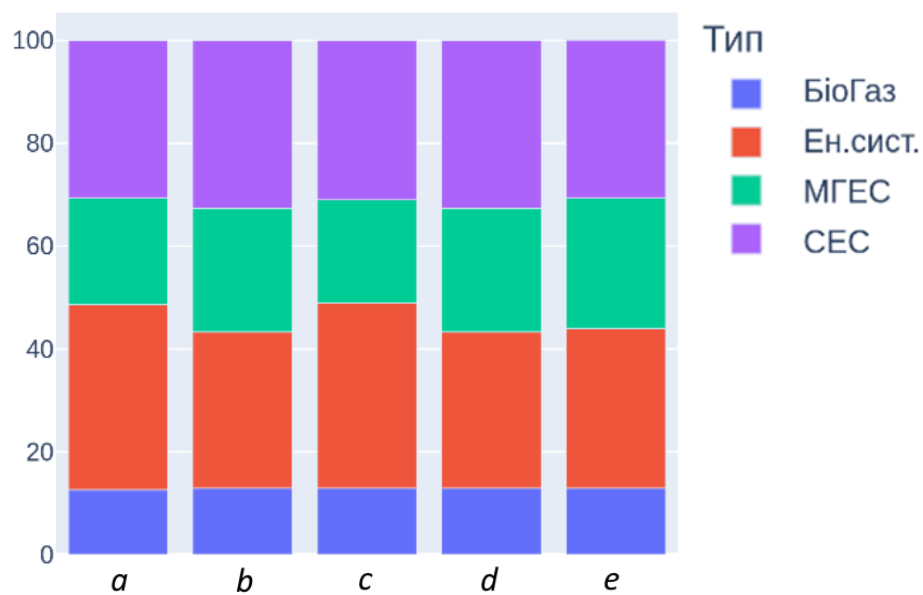
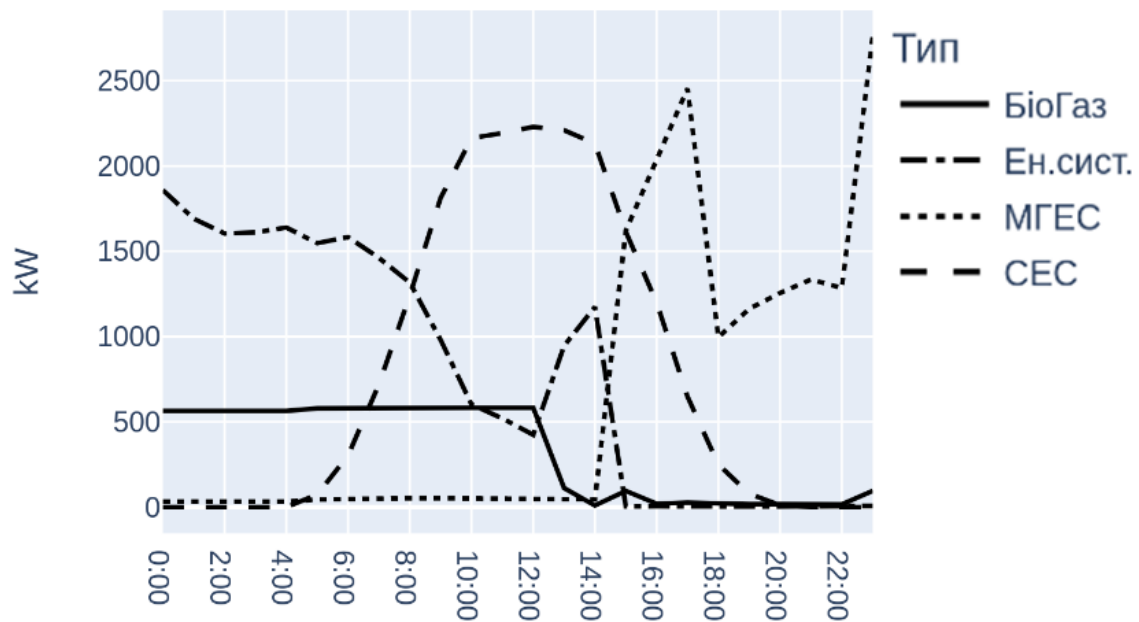
a – «зелений» тариф; **b** – кількість годин роботи з максимальним навантаженням $T_{\max}$;
c – коефіцієнт використання встановленої потужності;
d – рівень шкідливих викидів (емісії CO_2); **e** – багатокритеріальний підхід

Рисунок 3.27 – Відключення 50 % споживачів з 8:00 до 12:00, що виникає неочікувано (відомо за 0 години до виникнення)



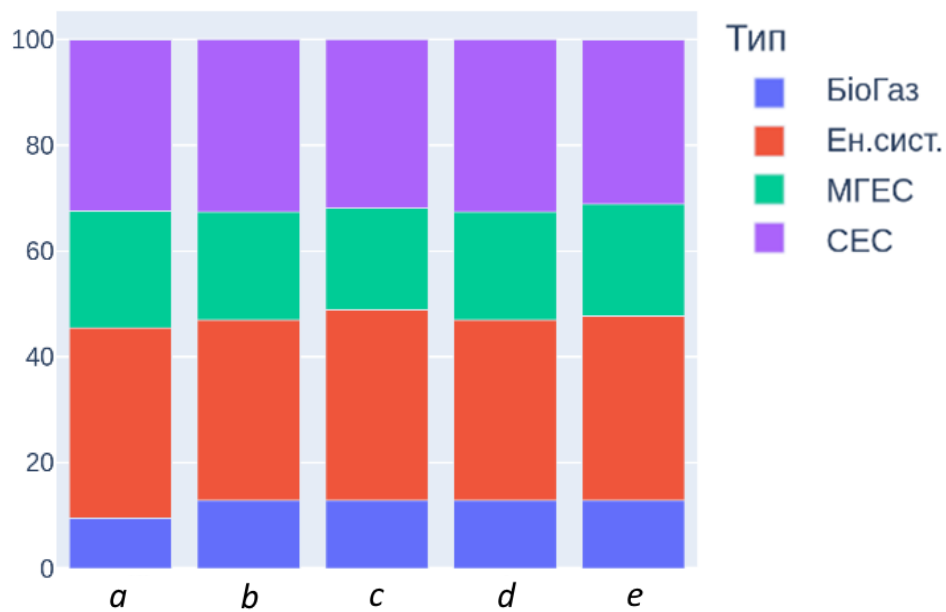
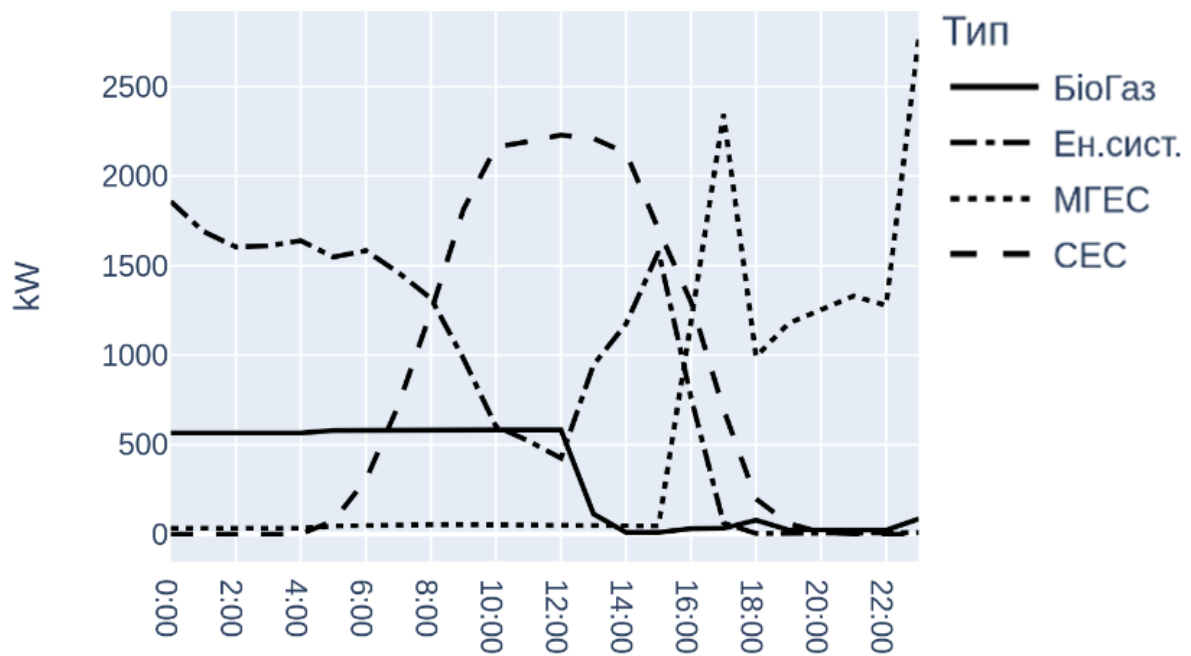
a – «зелений» тариф; **b** – кількість годин роботи з максимальним навантаженням $T_{\max}$;
c – коефіцієнт використання встановленої потужності;
d – рівень шкідливих викидів (емісії CO_2); **e** – багатокритеріальний підхід

Рисунок 3.28 – Відключення 50 % споживачів з 18:00 до 22:00 (відомо про планове відключення електроенергії за 24 години до виникнення)



a – «зелений» тариф; ***b*** – кількість годин роботи з максимальним навантаженням $T_{\max}$;
c – коефіцієнт використання встановленої потужності;
d – рівень шкідливих викидів (емісії CO_2); ***e*** – багатокритеріальний підхід

Рисунок 3.29 – Відключення 50 % споживачів з 18:00 до 22:00 (відомо про планове відключення електроенергії за 3 години до виникнення)



a – «зелений» тариф; **b** – кількість годин роботи з максимальним навантаженням $T_{\max}$;
c – коефіцієнт використання встановленої потужності;
d – рівень шкідливих викидів (емісії CO_2); **e** – багатокритеріальний підхід

Рисунок 3.30 – Відключення 50 % споживачів з 18:00 до 22:00, що виникає неочікувано (відомо за 0 години до виникнення)

Для другого сценарію (зменшення можливого споживання енергії з енергосистеми до 25 % від нормального через застосування обмежень зі сторони оператора мережі (дефіцит генерації в основній енергосистемі)) (рис. 3.31) змодельовано декілька випадків обмеження споживання енергії:

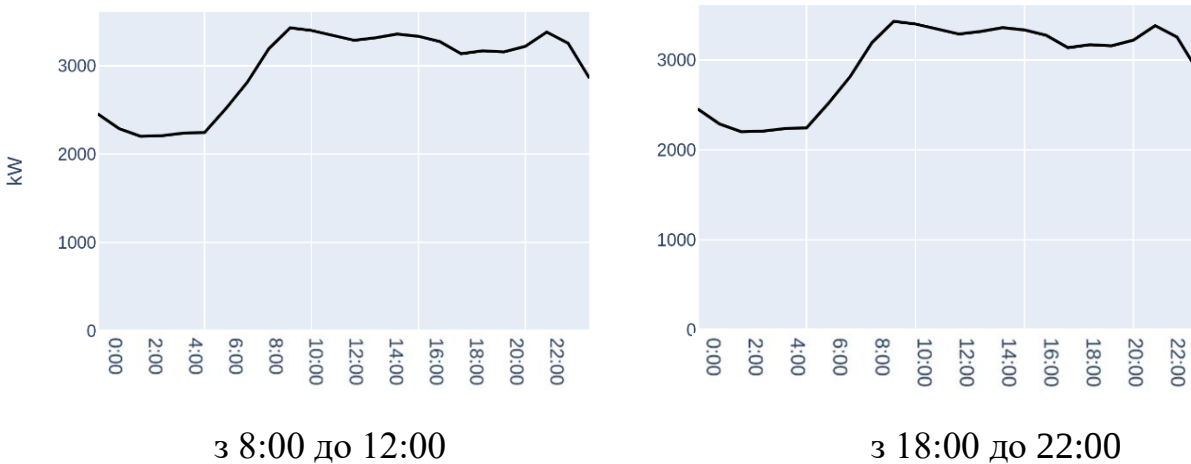
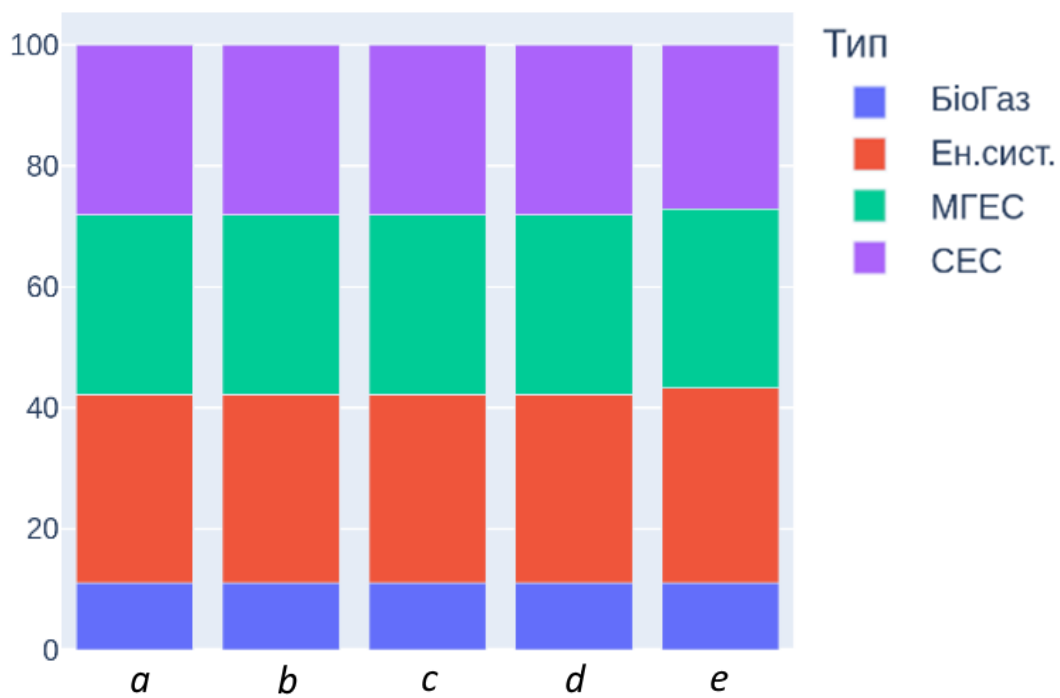
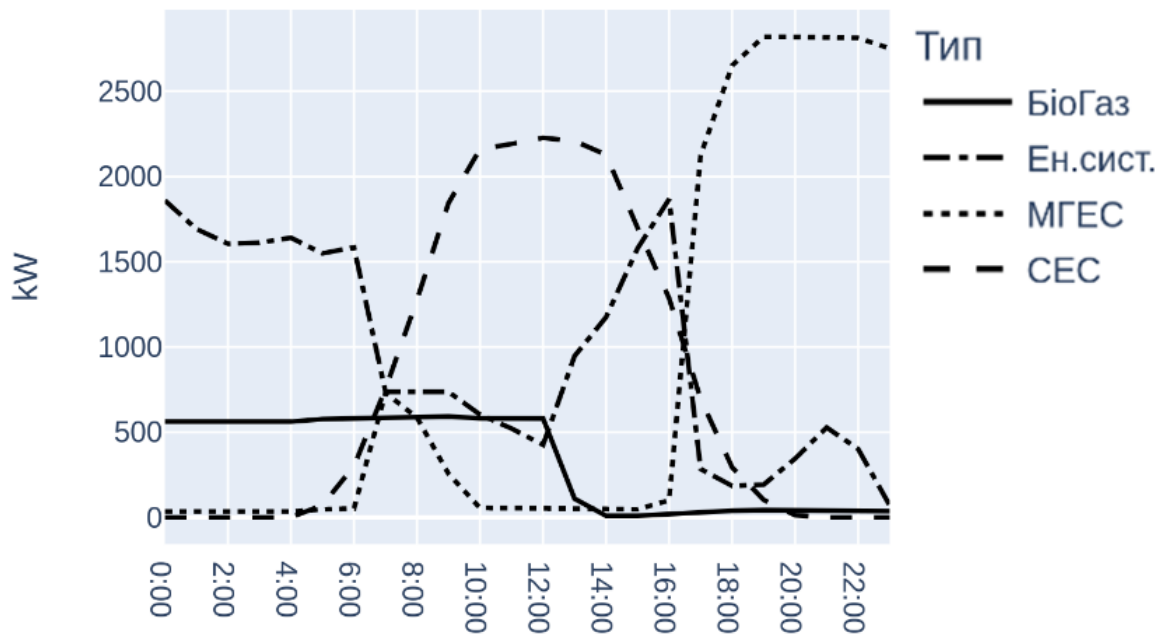


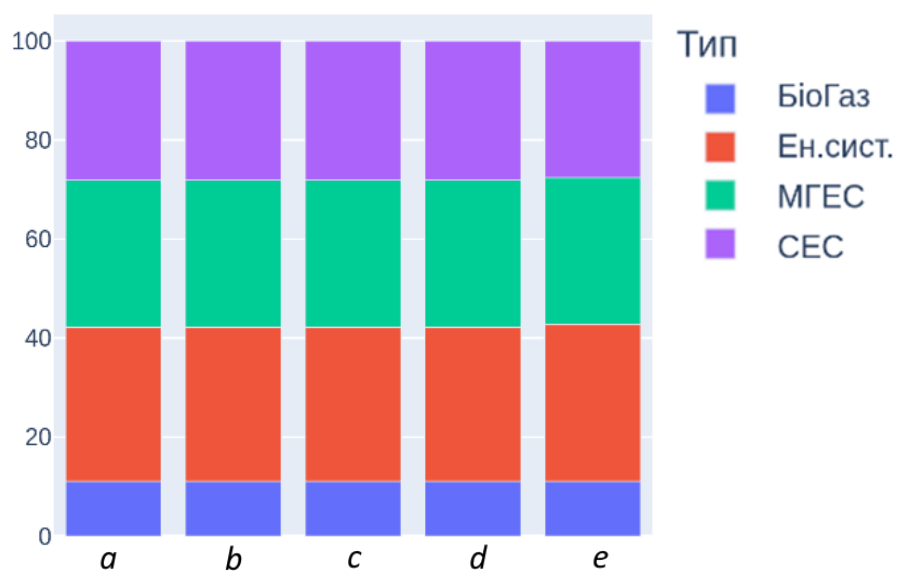
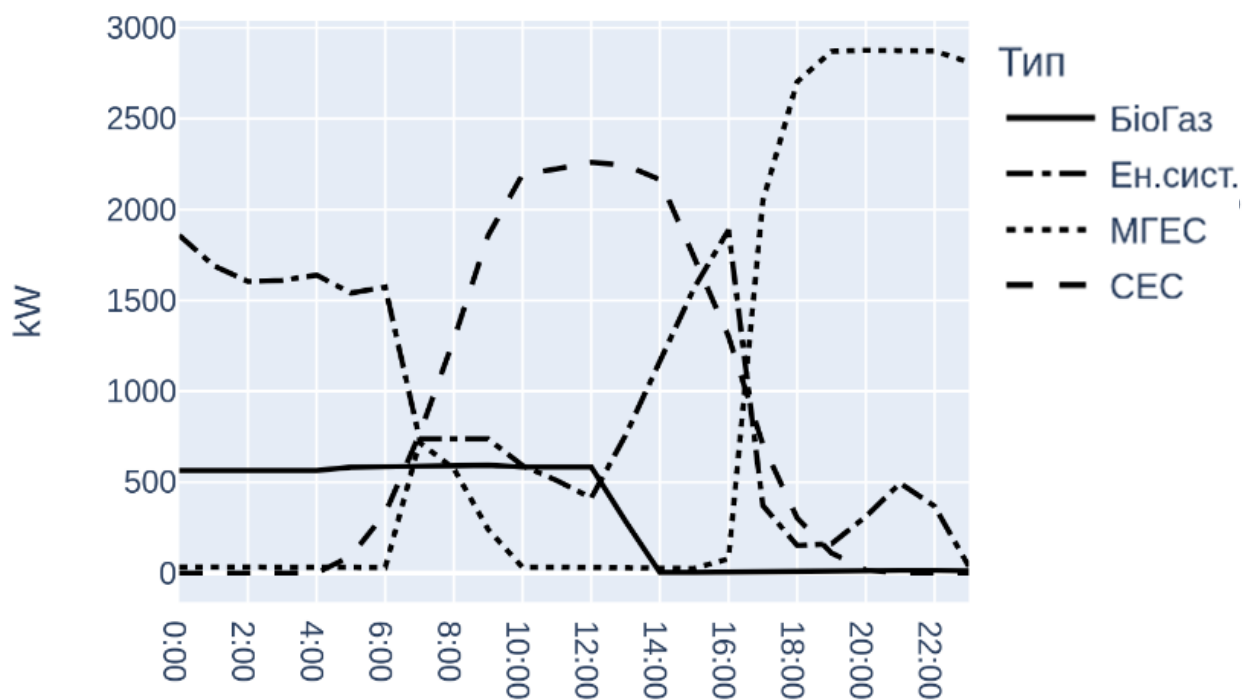
Рисунок 3.31 – Зменшення можливого споживання енергії з енергосистеми до 25 % від нормального

1. Обмеження споживання енергії до 25 % від нормального з 8:00 до 12:00 відоме за 24 години до виникнення (результати моделювання показано на рис. 3.32).
2. Обмеження споживання енергії до 25 % від нормального з 8:00 до 12:00 відоме за 3 години до виникнення (результати моделювання показано на рис. 3.33).
3. Обмеження споживання енергії до 25 % від нормального з 8:00 до 12:00, що виникає неочікувано (результати моделювання показано на рис. 3.34).
4. Обмеження споживання енергії до 25 % від нормального з 18:00 до 22:00 відоме за 24 години до виникнення (результати моделювання показано на рис. 3.35).
5. Обмеження споживання енергії до 25 % від нормального з 18:00 до 22:00 відоме за 3 години до виникнення (результати моделювання показано на рис. 3.36).
6. Обмеження споживання енергії до 25 % від нормального з 18:00 до 22:00, що виникає неочікувано (результати моделювання показано на рис. 3.37).



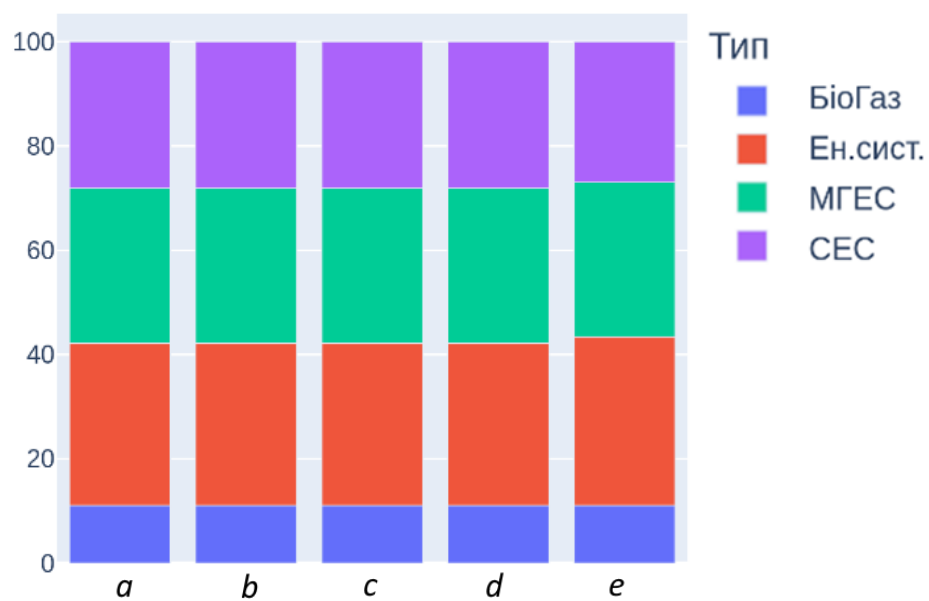
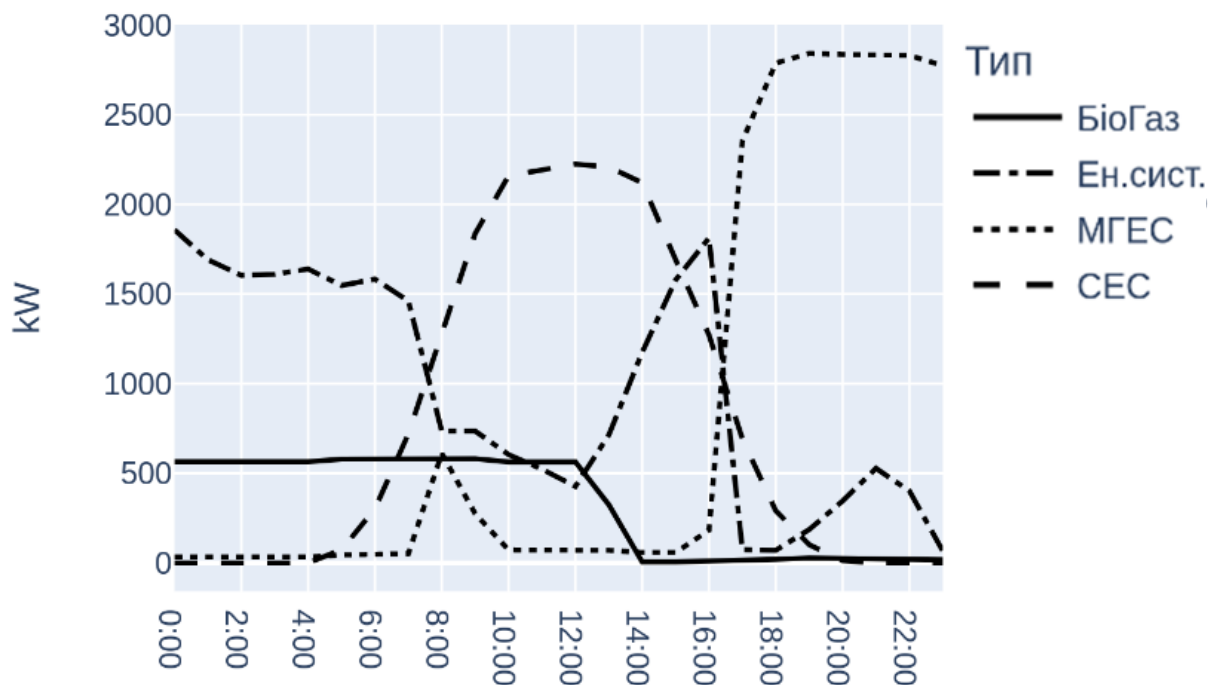
a – «зелений» тариф; **b** – кількість годин роботи з максимальним навантаженням $T_{\max}$;
c – коефіцієнт використання встановленої потужності;
d – рівень шкідливих викидів (емісії CO_2); **e** – багатокритеріальний підхід

Рисунок 3.32 – Обмеження споживання енергії до 25 % від нормального з 8:00 до 12:00 відоме за 24 години до виникнення



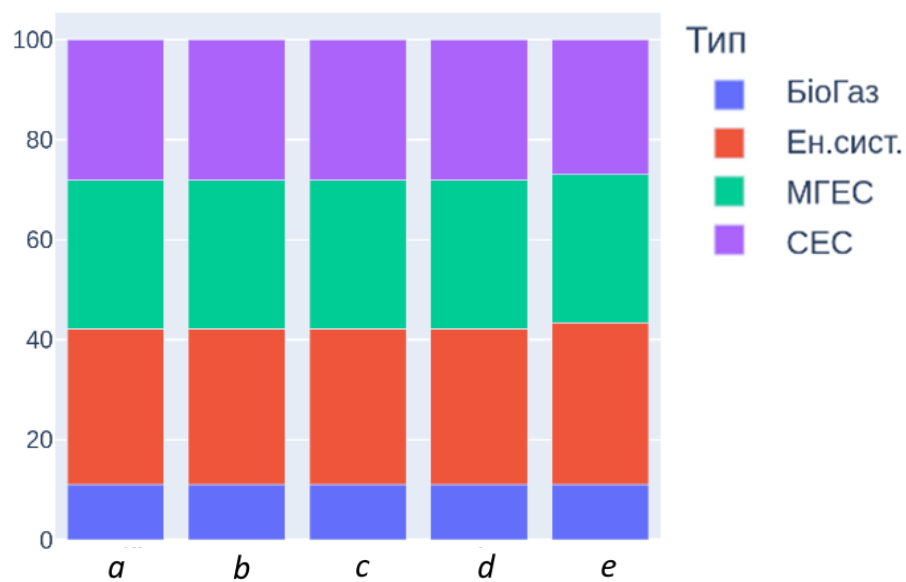
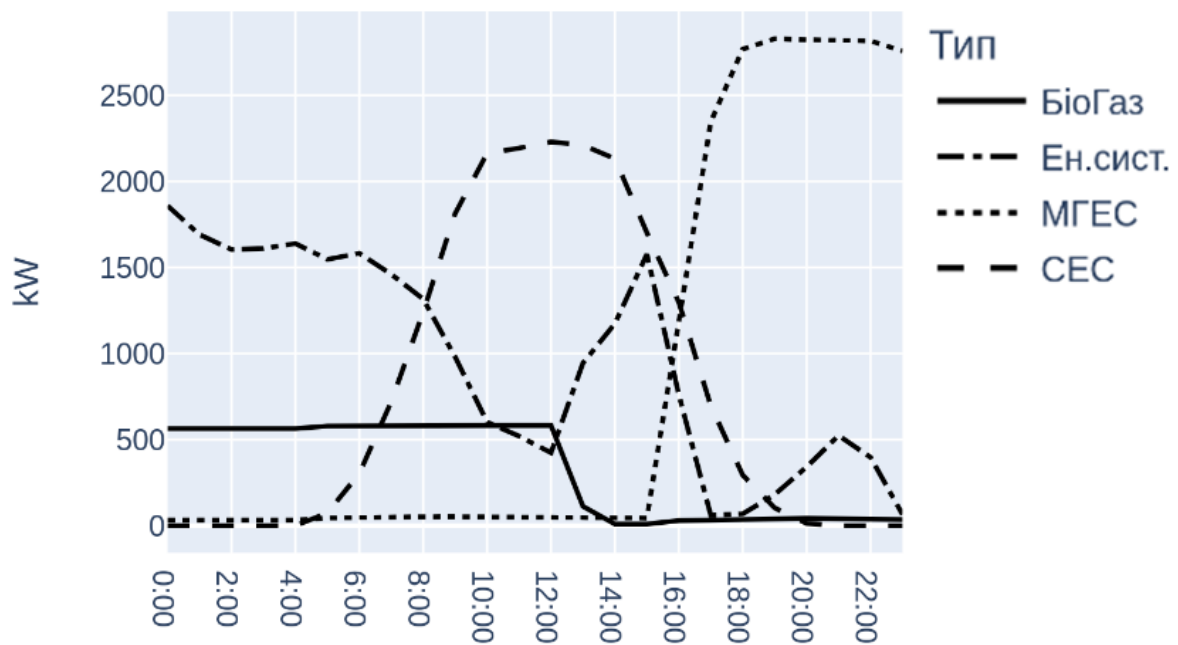
a – «зелений» тариф; ***b*** – кількість годин роботи з максимальним навантаженням $T_{\max}$;
c – коефіцієнт використання встановленої потужності;
d – рівень шкідливих викидів (емісії CO_2); ***e*** – багатокритеріальний підхід

Рисунок 3.33 – Обмеження споживання енергії до 25 % від нормального з 8:00 до 12:00 відоме за 3 години до виникнення



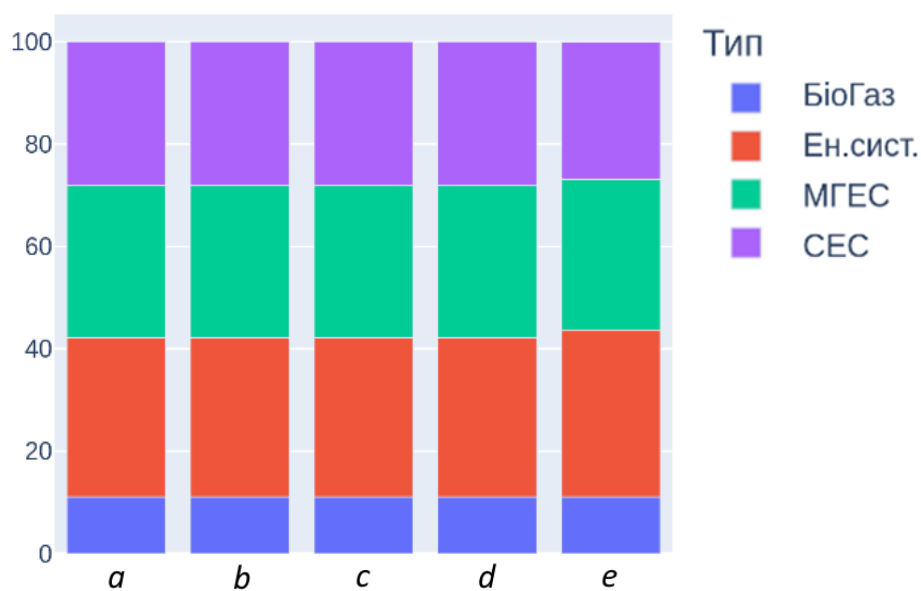
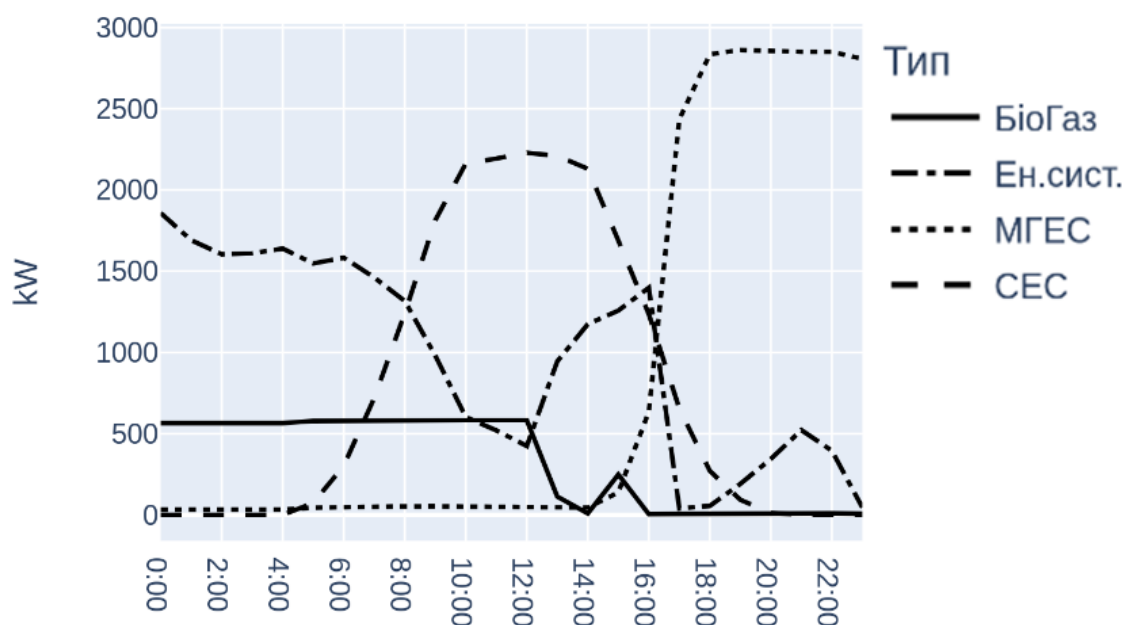
a – «зелений» тариф; **b** – кількість годин роботи з максимальним навантаженням $T_{\max}$;
c – коефіцієнт використання встановленої потужності;
d – рівень шкідливих викидів (емісії CO_2); **e** – багатокритеріальний підхід

Рисунок 3.34 – Обмеження споживання енергії до 25 % від нормального з 8:00 до 12:00, що виникає неочікувано



a – «зелений» тариф; **b** – кількість годин роботи з максимальним навантаженням $T_{\max}$;
c – коефіцієнт використання встановленої потужності;
d – рівень шкідливих викидів (емісії CO_2); **e** – багатокритеріальний підхід

Рисунок 3.35 – Обмеження споживання енергії до 25 % від нормального з 18:00 до 22:00 відоме за 24 години до виникнення

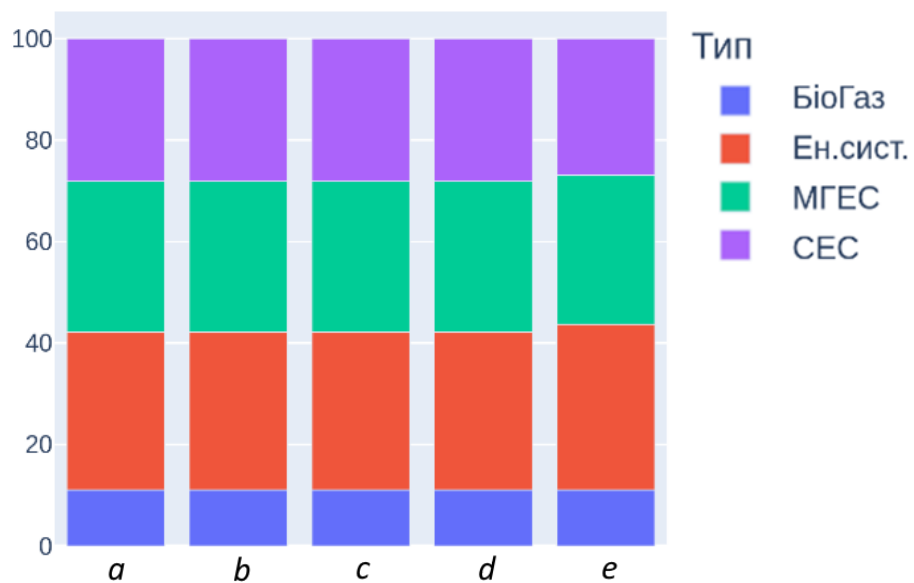
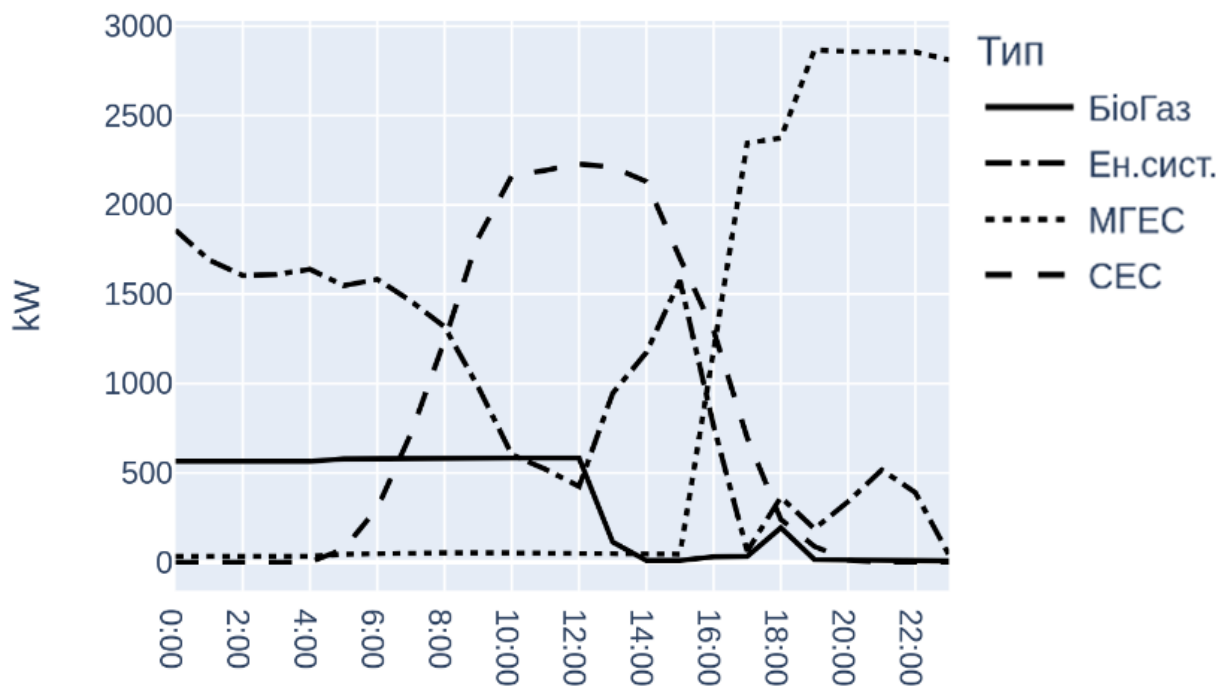


a – «зелений» тариф; ***b*** – кількість годин роботи з максимальним навантаженням $T_{\max}$;

c – коефіцієнт використання встановленої потужності;

d – рівень шкідливих викидів (емісії CO_2); ***e*** – багатокритеріальний підхід

Рисунок 3.36 – Обмеження споживання енергії до 25 % від нормального з 18:00 до 22:00 відоме за 3 години до виникнення



a – «зелений» тариф; **b** – кількість годин роботи з максимальним навантаженням $T_{\max}$;
c – коефіцієнт використання встановленої потужності;
d – рівень шкідливих викидів (емісії CO_2); **e** – багатокритеріальний підхід

Рисунок 3.37 – Обмеження споживання енергії до 25 % від нормального з 18:00 до 22:00, що виникає неочікувано

Проведене моделювання роботи ЕНС з використанням попередньої моделі оптимізації, яка не враховувала можливості неочікуваних відключень, показало наступні результати:

Для сценарію 1 «Зменшення попиту на електроенергію»:

1) Планові відключення (випадки 1, 2, 4 та 5 – рис. 3.25, 3.26, 3.28 та 3.29): Модель успішно адаптується до змін попиту, якщо інформація про відключення доступна заздалегідь (за 3 або 24 години). Спостерігається незначне зниження ефективності роботи через неможливість миттєвої зміни режиму роботи деяких джерел.

2) Неочікувані відключення (випадки 3 та 6 – рис. 3.27 та 3.30): Модель не здатна оперативно реагувати на раптові зміни попиту. Це призводить до суттєвого надлишку генерації електроенергії в енергетичній спільноті, що, в свою чергу, може викликати:

- необхідність відключення джерел енергії, що призведе до втрати потенціалу генерації та економічних втрат;
- зворотні потоки енергії, що може негативно вплинути на стабільність роботи енергетичної системи;
- неоптимальний розподіл генерації між джерелами енергії, що знижує ефективність роботи всієї системи.

Для сценарію 2 «Обмеження споживання енергії з енергосистеми»:

1) Заплановані обмеження (випадки 1, 2, 4, 5 – рис. 3.32, 3.33, 3.35 та 3.36): Модель адаптується до змін, збільшуючи власне виробництво та зменшуючи споживання з енергосистеми.

2) Неочікуване обмеження (випадки 3 та 6 – рис. 3.34 та 3.37): Спостерігається дефіцит електроенергії, що може призвести до:

- необхідності відключення споживачів, що є неприпустимим для забезпечення надійного енергопостачання;

– неефективне використання власних джерел, оскільки частина генерації не може бути використана.

Попередня модель оптимізації ефективно працює лише в умовах стабільності та передбачуваних змін. Необхідно враховувати можливість неочікуваних відключень споживачів та обмежень з боку енергосистеми. Резервування певного обсягу генерації керованими джерелами є необхідним для підвищення стійкості та надійності роботи ЕНС. Модифікована модель, що враховує резервування генерації, дасть можливість забезпечити безперебійне енергопостачання споживачів навіть за умов непередбачуваних змін та максимально ефективного використання власних джерел енергії.

Висновки до розділу

У цьому розділі розглянуто актуальні питання оптимізації розподілу енергії в системах енергозабезпечення ЕНС. Проведено детальний аналіз різних аспектів цієї проблеми, починаючи від визначення оптимальних режимів роботи окремих джерел енергії до формування оптимального складу генеруючих потужностей для забезпечення потреб різних груп споживачів.

У підрозділі 3.1 запропоновано метод оптимізації розподілу навантаження між компонентами ЕНС, що враховує такі критерії, як вартість електроенергії, час роботи з максимальним навантаженням, рівень шкідливих викидів та коефіцієнт використання встановленої потужності. Результати розрахунків підтвердили, що пріоритетним є використання СЕС і МГЕС, а для покриття пікових навантажень доцільно використовувати керовані джерела, такі як біогазові установки.

У підрозділі 3.2 розглянуто вплив середньодобових обмежень на генерацію ВДЕ на роботу ЕнС. Встановлено, що врахування цих обмежень є критично важливим для забезпечення надійного енергопостачання та уникнення дисбалансів в енергосистемі.

Підрозділ 3.3 присвячено розробці методології формування оптимального складу генеруючих потужностей ЕнС з урахуванням попиту різних груп споживачів. Моделювання роботи спільноти з різним складом генерації показало, що оптимальне рішення залежить від профілю споживання та технічних характеристик джерел енергії.

У підрозділі 3.4 проаналізовано сценарії розвитку спільнот ВДЕ з метою досягнення автономності. Визначено, що для забезпечення автономності необхідне значне збільшення встановленої потужності ВДЕ, що вимагатиме значних інвестицій. Також розглянуто важливий аспект – можливість неочікуваних відключень споживачів або джерел енергії. Запропоновано модифіковану модель оптимізації, яка враховує цю проблему шляхом резервування певного обсягу генерації.

Узагальнюючи, можна стверджувати:

- розроблено комплексний підхід до оптимізації розподілу енергії в ЕнС, який враховує економічні, технічні й екологічні аспекти;
- запропоновано методи та моделі, які дають можливість визначити оптимальні режими роботи джерел енергії, враховуючи обмеження та динаміку попиту;
- визначено ключові фактори, що впливають на ефективність роботи ЕнС, та сформульовано рекомендації щодо її оптимального розвитку;
- визначено перспективні напрямки подальших досліджень, пов'язані з вдосконаленням методів оптимізації та врахуванням нових технологій, таких як системи акумулювання енергії та керування попитом.

Отримані результати досліджень, викладених у цьому розділі, є вагомим внеском у розвиток теорії та практики функціонування ЕнС. Вони можуть бути використані для розробки рекомендацій щодо формування та розвитку ЕнС, а також для вдосконалення існуючих методів управління енергосистемами з високою часткою ВДЕ.

Основні наукові результати розділу опубліковано у наукових працях [70–74].

4 УСТАНОВКИ ЗБЕРІГАННЯ ЕНЕРГІЇ У СИСТЕМАХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ СПІЛЬНОТ

Енергетичні та ВДЕ спільноти є важливим інструментом у переході до сталого енергетичного майбутнього, сприяючи більшій участі громадян у децентралізації енергетичної системи, а також підтримуючи розвиток місцевої економіки й енергоефективну свідомість. У свою чергу становлення та розвиток ВДЕ спільнот, що інтегрують ВДЕ, такі як сонячна та вітрова енергія, мають ще й екологічний вплив. Однак, нестабільність виробництва ВДЕ можуть створювати значні проблеми при забезпеченні стабільності та надійності електропостачання. Саме тут на перший план виходять спільноти, що використовують УЗЕ, як ключовий фактор для подолання цих викликів. УЗЕ в таких спільнотах діють як буфери, накопичуючи надлишок електроенергії, виробленої з ВДЕ, коли попит низький, та вивільняючи його в мережу, коли попит перевищує пропозицію.

Важливо також досліджувати можливості та перспективи використання УЗЕ для надання допоміжних послуг у рамках енергетичних і ВДЕ спільнот, зосереджуючись на участі у РПЧ. Окрім цього, актуальним є аналіз різних стратегій управління УЗЕ з метою визначення їх ефективності з точки зору як максимізації прибутку, так і мінімізації деградації батарей. Це особливо важливо в контексті України, де енергетичний сектор зазнає трансформації під-час військової агресії, а енергетичні та ВДЕ спільноти мають значний потенціал для підвищення гнучкості та надійності енергосистеми.

У цьому розділі буде проведено детальний аналіз функціонування УЗЕ на РПЧ, зосереджуючись на їх ролі у забезпеченні РПЧ. Будуть розглянуті різні аспекти управління УЗЕ, включаючи базову та модифіковану стратегії, та проведено їх порівняльний аналіз на основі даних про частоту в енергосистемах України та Європи. Дослідження надає цінні висновки щодо оптимальних стратегій

управління УЗЕ для максимізації їх економічної ефективності та ресурсу роботи, що є критично важливим для успішної інтеграції ВДЕ та забезпечення сталого розвитку енергетичного сектору.

4.1 Управління об'єктами накопичення енергії за різними критеріями в рамках енергетичних спільнот

Енергетичний арбітраж є однією з послуг, які системи акумуляторного накопичення енергії (САНЕ) можуть надавати як енергосистемі, так і учасникам енергетичного ринку. Він передбачає використання мінливості цін на електроенергію шляхом стратегічного заряджання САНЕ, коли оптові ринкові ціни низькі, та їх розряджання, коли ціни високі [75]. Такий ціновий арбітраж є можливим завдяки швидкості реакції САНЕ. Шляхом відстеження коливань цін на енергетичних спотових ринках у режимі реального часу, алгоритми можуть визначати оптимальний час для заряджання або розряджання акумуляторів з метою максимізації прибутку. Оскільки проникнення ВДЕ збільшує мінливість у мережах, енергетичний арбітраж стане ще більш важливим інструментом для підтримки стабільності мережі з мінімальними витратами.

Управління цінами за часом доби

Ціноутворення за часом доби (*ToU*) відноситься до тарифних структур, де ціна за кВт·год змінюється в залежності від часу доби та сезону. Тарифи *ToU* вищі в періоди пікового попиту та нижчі в періоди низького попиту. Диференційоване ціноутворення має на меті зменшити споживання енергії в періоди високого навантаження на мережу [76].

САНЕ мають унікальну здатність оптимізувати коливання цін *ToU*. Їх швидкість реакції та програмованість дає можливість їм синхронізувати цикли

заряджання та розряджання, щоб скористатися погодинними різницями в тарифах на електроенергію. Акумулятори можуть бути запрограмовані на заряджання вночі або у вихідні дні та вдень, коли промисловий і побутовий попит знижується, що призводить до зниження тарифів. Потім накопичена енергія може бути розряджена у періоди пікового навантаження в кінці дня та ввечері, коли тарифи на електроенергію найвищі.

Це стратегічне зміщення навантаження узгоджує використання з ціновими сигналами, уникаючи пікових періодів з високими тарифами та максимізуючи споживання в періоди низьких тарифів поза піком. Це зменшує вплив ціноутворення *ToU* для кінцевого споживача, а також згладжує профіль навантаження комунального підприємства. Мережа отримує переваги від нижчого пікового попиту без необхідності дорогого розширення потужностей. Крім того, відновлювана енергія може накопичуватися, коли її виробництво високе, але попит низький, і розподілятися пізніше за піковими тарифами *ToU*.

Правильне програмування та алгоритми прогнозування дають змогу акумуляторним системам автоматично та постійно оптимізувати тарифи *ToU*. Це розумне використання УЗЕ допомагає управляти витратами на електроенергію як для споживачів, так і для операторів мережі. Ринкові стимули ціноутворення *ToU* можуть бути використані за допомогою гнучкості навантаження, яку забезпечують акумулятори.

Оптимізація плати за потужність

Платежі за потужність, також відомі як плата за попит, є складовою витрат на електроенергію, що застосовуються комунальними підприємствами для відшкодування інвестицій в інфраструктуру, необхідну для задоволення пікових потреб у електроенергії. Вони базуються на максимальному або піковому навантаженні, відібраному з мережі протягом розрахункового періоду. САНЕ може

допомогти мінімізувати плату за потужність шляхом оптимізованого планування заряджання та розряджання [77, 78].

Аналізуючи історичні моделі використання та профілі пікового попиту, алгоритми можуть визначити оптимальний час заряджання, коли потужність у мережі не обмежена. Після повного заряджання УЗЕ можуть розряджатися за потреби під час типових пікових подій, щоб знизити пікове навантаження. Це цілеспрямоване використання накопиченої потужності зменшує пікове навантаження, зафіксоване протягом розрахункового періоду, що безпосередньо знижує розрахунки плати за потужність.

Безперервний моніторинг і короткострокові прогнози інформують прогностичні моделі оптимізації для планування того, коли та скільки САНЕ потрібно зарядити або розрядити для досягнення максимального зниження плати за попит. Будь-які обмеження, такі як обмеження стану заряду або витрати на деградацію акумулятора, враховуються для забезпечення загальної оптимізації системи.

Інтелектуальне управління станом заряду акумулятора та його розподілом зменшує залежність від мережі в складних умовах, одночасно знижуючи витрати на потужність. Це максимізує економічну цінність системи як для операторів акумуляторів, так і для всієї мережі. Отримана оптимізація потужності дає змогу більшу інтеграцію ВДЕ та модернізацію мережі шляхом зниження витрат на інфраструктуру.

Розумні операції САНЕ можуть згладити вплив періодичних навантажень та постачання, оптимізуючи профілі використання потужності таким чином, щоб мінімізувати витрати та максимізувати переваги для споживачів, виробників та операторів мережі.

Знижки на плату за потужність

Знижки винагороджують ефективне використання потужності, що забезпечується УЗЕ. Комунальне підприємство виграє від нижчих витрат на інфраструктуру в періоди пікового навантаження, в той час як споживач економить на платі за потужність. Точно скоординовані цикли заряджання та розряджання гарантують, що САНЕ економічно ефективно підтримує потреби мережі в потужності [77, 78].

Алгоритми прогнозування аналізують минулі моделі попиту та прогнозують пікові події, рекомендуючи оптимізований графік. Система розраховує оптимальні рівні заряду та точні обсяги розподілу, необхідні для максимізації зниження плати. Цей якісний зсув, що забезпечується САНЕ, дає змогу отримати стимули, засновані на продуктивності.

Інтелектуальне використання акумуляторного накопичувача дає змогу отримати знижені платежі за потужність шляхом зменшення піків та узгодження використання з умовами мережі. Індивідуальні рішення для зберігання можуть забезпечити економію для споживачів завдяки зниженим платам за попит, а також принести користь комунальним підприємствам, що перебувають у скрутному становищі.

Ключова відмінність полягає в тому, що знижки на плату за потужність базуються на знижених тарифах, що пропонуються комунальними підприємствами для стимулювання формування навантаження, тоді як оптимізація плати за потужність використовує акумуляторне накопичення для проактивного зниження плати за потужність шляхом мінімізації пікового попиту, незалежно від конкретної політики знижок комунального підприємства.

Участь у ринку потужності

Ринки потужності – це конструкції, призначені для забезпечення достатньої потужності генерації в мережі для надійного задоволення попиту на електроенергію. Суб'єкти, що обслуговують навантаження, повинні придбати контракти на потужність, часто через конкурентні аукціони, що проводяться операторами мережі. САНЕ добре підходять для участі в цих ринках потужності [79].

Подаючи заявки на потужність зберігання на аукціонах, САНЕ можуть отримати контракти на потужність та платежі за те, що вони доступні для постачання енергії в зазначені періоди високого попиту. Їхня здатність накопичувати та розподіляти електроенергію за потребою збільшує запас потужності мережі. Оператор мережі може запланувати розрядження САНЕ в критичні моменти, коли прогнозується пікове навантаження, що перевищує поточну пропозицію, тим самим зміцнюючи потужність.

Передові алгоритми інформують стратегію торгів власника САНЕ, враховуючи такі фактори, як управління станом заряду, втрати ефективності, витрати на деградацію та можливості отримання доходів з інших ринків. Участь оптимізована для максимізації доходів від контракту на потужність, одночасно мінімізуючи ризики.

Після укладання контракту САНЕ повинна продемонструвати свою здатність надавати узгоджену потужність, коли це потрібно під час подій, що впливають на надійність. Системи відповідності гарантують, що актив зберігання працює за графіком, встановленим оператором мережі, в періоди пікового навантаження. Ця надійна потужність зменшує залежність мережі від дорогих та вуглецево-інтенсивних пікових електростанцій.

Властива гнучкість акумуляторного накопичення використовується через участь у ринку потужності для пропонування керованих резервів потужності. Це

забезпечує економічно ефективну енергетичну безпеку та стійкість для задоволення піків попиту, коли пропозиція обмежена.

Допоміжні послуги

Допоміжні послуги відносяться до ряду функцій, які допомагають підтримувати стабільність та якість електроенергії в електричній мережі. Акумуляторне накопичення енергії унікально підходить для надання ключових допоміжних послуг завдяки своїй здатності до швидкого реагування та двонаправленій гнучкості [80, 81]. Деякі приклади включають:

- регулювання частоти – САНЕ може миттєво регулювати заряджання або розряджання за потребою, щоб підтримувати стабільну частоту мережі в умовах коливань попиту та пропозиції. Ця швидка компенсуюча реакція згладжує відхилення, гарантуючи, що частота залишається в межах вузьких допусків.

- регулювання напруги – шляхом динамічного введення або поглинання реактивної потужності САНЕ може змінювати потоки потужності для регулювання рівнів напруги в мережі, запобігаючи небезпечним перенапругам або зниженням напруги. Плавне регулювання напруги підтримує якість електроенергії.

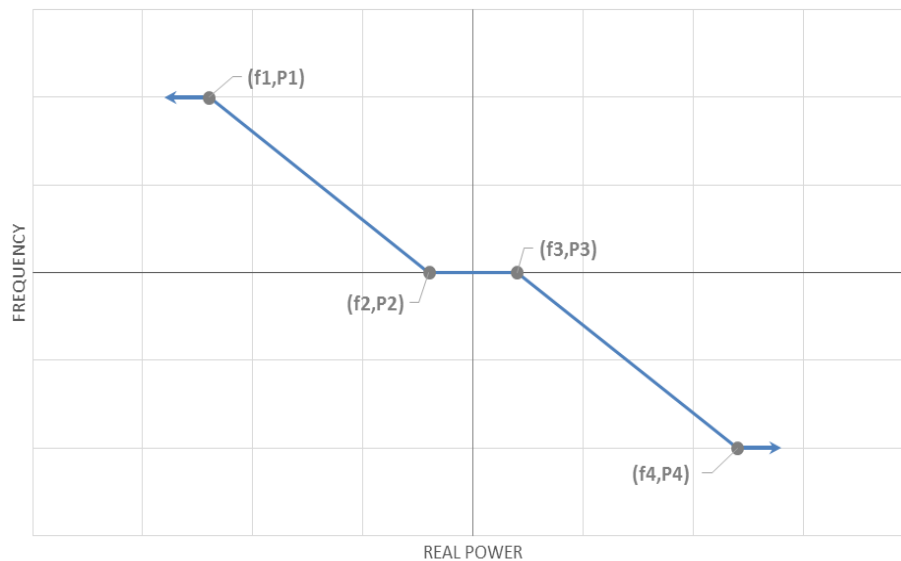
- обертові резерви – САНЕ може пропонувати резервні потужності, залишаючись частково зарядженими, щоб швидко збільшити потужність у разі несподіваних втрат постачання, щоб уникнути перебоїв.

- послуги чорного старту – після відключень САНЕ може жити мережу та забезпечувати пускову потужність для перезапуску інших генераторів, швидко повертаючи мережу в робочий стан.

Для оцінки ефективності вибору стратегії участі УЗЕ у ринку допоміжних послуг, необхідно проаналізувати історичні дані та ретроспективно, тобто спираючись на історичні дані оцінити потенційні можливості участі УЗЕ у цих сегментах.

Існують різні варіанти стратегій управління, які вибираються залежно від вимог до роботи УЗЕ та критеріями оптимальності функціонування.

Розглянемо базову (загальну) стратегію управління УЗЕ, яка визначається графіком зображеним на рис. 4.1 і строго відповідає чинним вимогам Кодексу системи передачі до Постачальника допоміжних послуг [82].



$P1$ – максимальна потужність розряду;
 $P2$ – мінімальна потужність розряду;
 $P4$ – максимальна потужність заряду;
 $P3$ – максимальна потужність розряду

Рисунок 4.1 – Базова стратегія управління УЗЕ [82]

Відправними точками в наданні послуги є відхилення частоти δf у діапазоні $[f2, P2; f3, P3]$, що раніше (до кінця 2022 року) складали ± 20 мГц, а станом на сьогодні складають ± 10 мГц [81].

Така стратегія управління підходить для роботи в енергосистемі, де відхилення частоти симетрично розподілені відносно номінального значення частоти f_n та мають нормальний або біноміальний закони розподілу. У такому випадку УЗЕ в середньому працює 50 % часу при зниженій частоті (і в цей час віддає енергію в енергосистему) та 50 % часу при підвищеній частоті (і в цей час

споживає енергію з енергосистеми). Однак така стратегія не враховує поступове зниження заряду УЗЕ через внутрішні втрати на саморозряд та резервне живлення. Водночас тривалі періоди перевищення частоти можуть змусити УЗЕ досягти максимального заряду, обмежуючи здатність до участі у регулюванні частоти. Такі ситуації можуть бути усунені ручним втручанням у процес роботи УЗЕ, але це вимагатиме постійної участі персоналу в процесі управління, що є небажаним. Тому доцільно також розглянути модифіковану стратегію управління УЗЕ, яка вводить асиметрію в режим роботи УЗЕ [82].

4.2 Базова стратегія управління установками зберігання енергії

Для забезпечення роботи Об'єднаної енергетичної системи України, важливою задачею системного оператора є підтримання номінального значення частоти. Відповідно до відхилення частоти в Об'єднаній енергетичній системі України, надання послуг пов'язаних із первинним регулюванням (РПЧ) від УЗЕ буде залежати від параметрів, що об'єднує обмеження заряду/розряду з точки зору ємності батареї, є стан заряду батареї *State of Charge (SOC)*, що для відхилень +/- 20 мГц визначається як:

якщо $f > 50 + 10\delta f$ Гц, то $P = P_{\max}$,

інакше, якщо $f < 50 - 10\delta f$, то $P = -P_{\max}$,

інакше, якщо $f \leq 50 - \delta f$ Гц, то $P = (f - 50) \frac{P_{\max}}{200} \cdot 1000$,

інакше, якщо $f \geq 50 + \delta f$ Гц, то $P = -(f - 50) \frac{P_{\max}}{200} \cdot 1000$,

інакше $P = 0$,

де F – значення частоти;

δf – відхилення частоти з котрої починається активація допоміжних послуг;

$10\delta f$ – відхилення частоти при якій УЗЕ зобов'язана видати максимально можливу потужність $P_{\max}$.

Оскільки УЗЕ на основі літій-іонних накопичувачів чутливі до глибини заряду/розряду (циклюванню), важливим критерієм оптимізації є мінімізація випадків повного розряду під час роботи УЗЕ на ринках електричної енергії у рамках встановлених виробником величин. За результатами моделювання реальних даних зміни частоти й отриманого графіка, можна зробити висновок, що ефективність роботи батареї без належного контролю й енергоменеджменту спричиняє режими роботи на низькому рівні SOC. Оператори УЗЕ мають планувати роботу з метою підтримання SOC на достатньому рівні, обираючи таку стратегію, котра забезпечить стабільність надання послуг. В іншому випадку, відсутність можливості симетричного надання послуги, потягне накладання штрафів за порушення договору Постачальника допоміжних послуг.

Для розрахунку деградації батареї через присутність циклів заряд-розряд, а також знаходження батареї у стані глибокого розряду скористаємося методикою [83] основний критерій якої визначає ступінь деградації в залежності від кількості циклів УЗЕ q описується залежністю

$$Y = 1591,1x^{-2,089}. \quad (4.1)$$

Дане формулювання є дещо спрощеним і не враховує весь спектр сучасних технологій УЗЕ на базі літій-іонну.

Для розуміння результатів такого розрахунку, варто розглянути ілюстрацію на рис. 4.2 залежності кількості циклів заряду-розряду (*Battery Life Cycles*) до глибини розряду (*DOD – Depth of Discharge*).

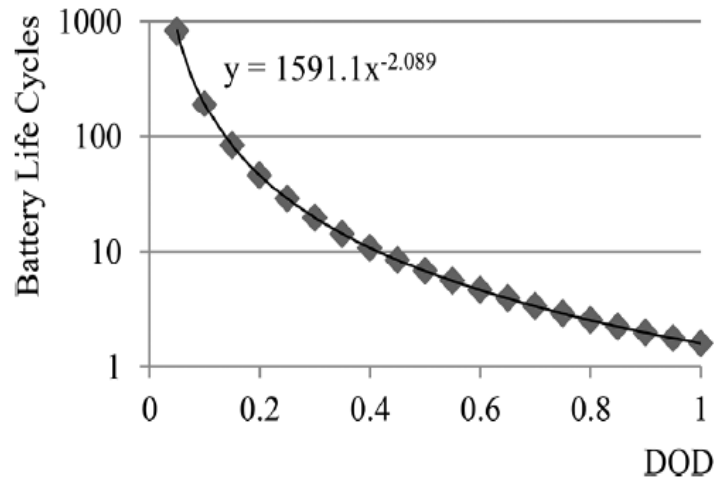


Рисунок 4.2 – Залежність деградації УЗЕ від кількості циклів заряд-розряд [83]

Очевидно, що режим роботи УЗЕ вимагає підходу до визначення кількості циклів, адже режими УЗЕ передбачають частковий заряд-розряд при наданні послуг. Для визначення кількості циклів за рахунок апроксимації кількості мікроциклів заряду/розряду циклів скористаємось методикою [84]. Методика передбачає використання історичних даних про стан заряду та по секундні зміни стану заряду. Позитивні зміни вказують на заряд, від'ємні – на розряд, а нульові зміни – на стан спокою. Після визначення набору даних додаються позитивні та від'ємні значення для отримання даних про зарядку та розрядку акумулятора. Повний цикл заряду акумулятора розраховується як середнє значення циклів заряду та розряду за певний період. Алгоритм повторюється для всього набору історичних даних про стан заряду, що дає змогу отримати загальну кількість циклів.

4.3 Модифікована стратегія управління установками зберігання енергії

Для оптимізації роботи УЗЕ та зменшення рівня деградації необхідно оптимізувати та контролювати режими її роботи (C). Розрахунок SOC виконувався аналогічно до базової стратегії, з додатковими обмеженнями, які полягають в тому, що при $SOC < 0,25$ надання послуг УЗЕ буде пов'язано виключно з послугами зменшення генерації (заряд) і навпаки, з послугами збільшення генерації (розряд). Така стратегія неможлива з точки зору поточних регуляторних вимог, проте важлива для врахування у локальних енергетичних мережах, де ресурс з надання будь-яких послуг є обмеженим та можуть мати місце локальні правила

$$\begin{aligned} &\text{якщо } f > 50 + 10\delta f \text{ Гц, то } P = P_{\max}, \\ &\text{інакше, якщо } f < 50 - 10\delta f, \text{ то } P = -P_{\max}, \\ &\text{інакше, якщо } f \leq 50 - \delta f \text{ Гц, то } P = (f - 50) \frac{P_{\max}}{200} \cdot 1000 \cdot \frac{C}{C_{\max}}, \quad (4.2) \\ &\text{інакше, якщо } f \geq 50 + \delta f \text{ Гц, то } P = -(f - 50) \frac{P_{\max}}{200} \cdot 1000 \cdot \left(1 - \frac{C}{C_{\max}}\right), \\ &\text{інакше } P = 0. \end{aligned}$$

Для розрахунку деградації батареї через присутність циклів заряд-розряд, а також знаходження батареї у стані глибокого розряду скористаємося аналогічною методикою та відповідною залежністю (4.2).

4.4 Моделювання роботи установки зберігання енергії

Для дослідження використано дані частоти виміряні на кафедрі електропостачання КПІ ім. Ігоря Сікорського у м. Київ [82] за період часу з 01.10.2021 р. по 03.01.2022 р. з інтервалом дискретизації 1 сек. Відповідно до даних визначалися відхилення частоти у кожен період часу та використовуючи алгоритм стратегії управління розраховувався плановий перетік потужності з енергосистемою для заданого інтервалу часу. Інтегруючи перетоки потужності розраховувався поточний рівень заряду УЗЕ. Отримані дані використовувалися для розрахунку рівня деградації акумуляторних батарей УЗЕ. При моделюванні вважалося, що в початковий момент часу рівень заряду УЗЕ становить 50 %.

Для кращого сприйняття великого масиву даних, які збирались з секундним інтервалом впродовж періоду з 01.10.2021 р. по 03.01.2022 р., використаємо просту візуалізацію періодів часу з відхиленнями частоти поза межами інтервалу [49,8; 50,2], які мали б бути компенсовані при роботі УЗЕ (рис. 4.3).

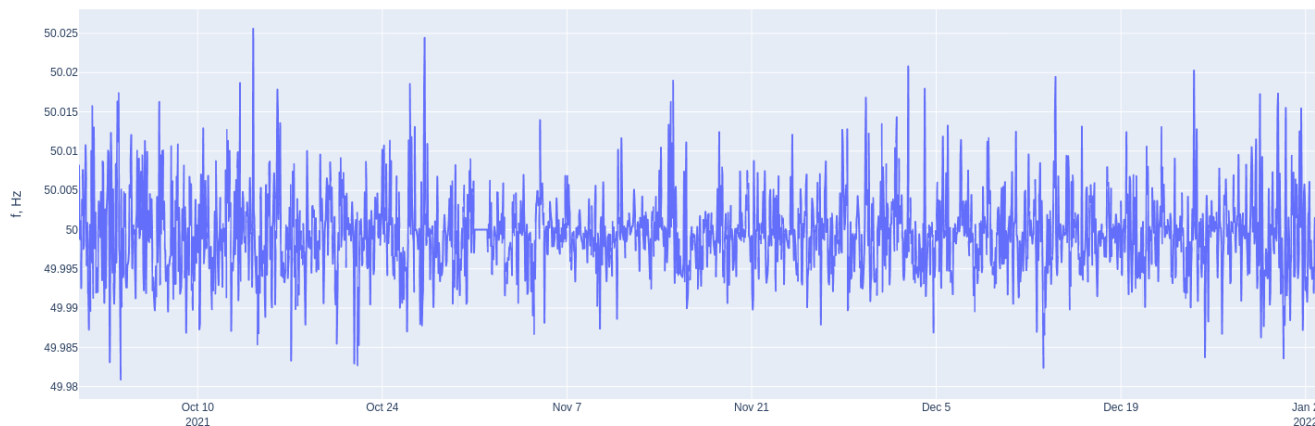


Рисунок 4.3 – Графік зміни частоти в енергосистемі

Враховуючи, що УЗЕ має обмеження як по заряду, так і розряду, варто також проілюструвати розподіл частоти окремо для заряду та розряду (рис. 4.4).

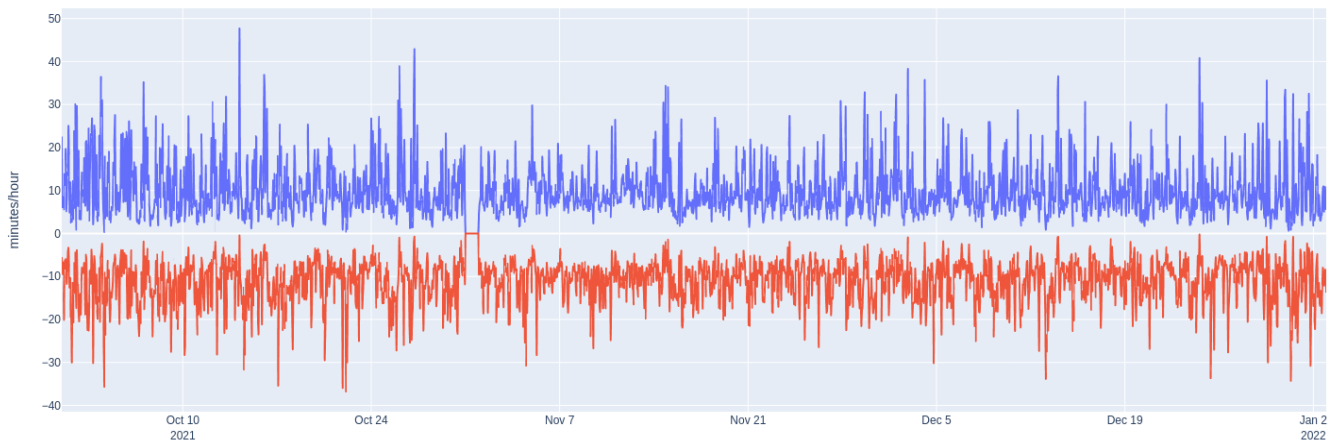


Рисунок 4.4 – Погодинна тривалість відхилень за межі [49,8; 50,2] Гц

Для розрахунку економічних показників, які будуть характеризувати УЗЕ з точки зору організації, яка її експлуатує. Прийmemo рівень ціни за РПЧ – 1078,54 грн/МВт за годину (що відповідає граничній ціні станом на 09 грудня 2021 р.).

На рис. 10 побудовано різницю між тривалістю роботи УЗЕ в режимах заряду та розряду в межах однієї доби. Цей графік дає змогу оцінити довготермінову тенденцію до розряду чи досягнення максимального заряду в процесі участі у регулюванні частоти. Як видно з графіку (рис. 4.5) режими роботи розряду переважають над інтервалами часу з зарядом УЗЕ.



Рисунок 4.5 – Усереднена за добу різниця тривалостей відхилень за межі [49,8; 50,2] Гц

Також цікаво було проаналізувати особливості режимів роботи в різні години доби за період роботи УЗЕ. Така залежність показана на рис. 4.6. Як видно залежність середнього відхилення частоти від часу доби практично відсутня.

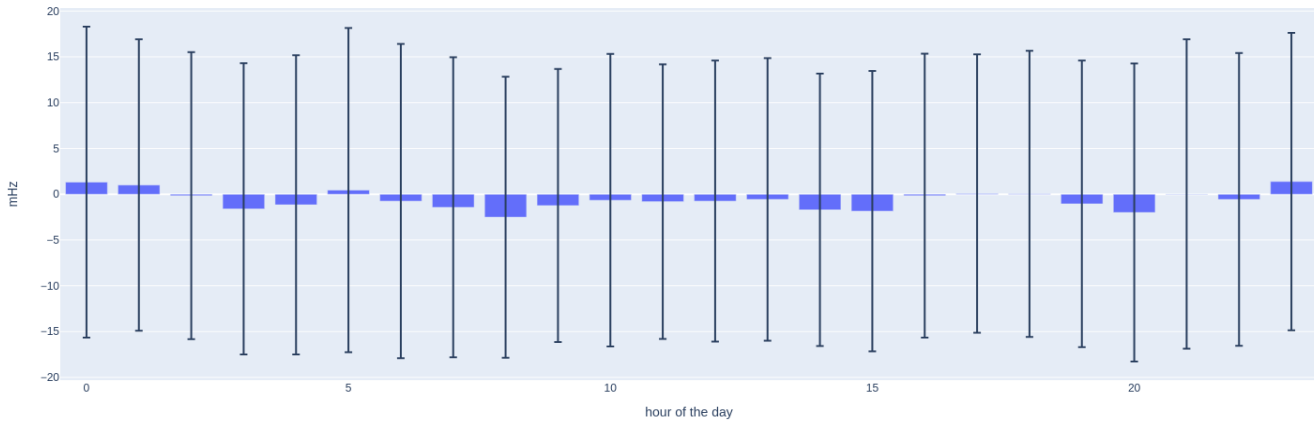


Рисунок 4.6 – Погодинний розподіл відхилень частоти з довірчими інтервалами

При виборі оптимальної стратегії участі УЗЕ при наданні послуг РПЧ, ключовим є планування добових режимів роботи. З рис. 4.6, ми бачимо, що найбільші розбіжності у показниках припадають на 8, 14, 15 та 20 год, що може пояснюватись локальними піками споживання, які припадають саме на ці години доби. Також варто звернути увагу, що найбільші по амплітуді відхилення частоти, припадають на завершення періодів торговельних графіків, що може пояснюватись різкою зміною між цільовими величинами генерації та споживання.

Базова стратегія управління установками зберігання енергії при нечутливості $\delta f = 0,015$ Гц

Для кращого розуміння режимів роботи УЗЕ та подальшого аналізу, візуалізуємо дані частоти умовної УЗЕ потужністю 2 МВт та ємністю 2,25 МВт·год з точки зору SOC (рис. 4.7).

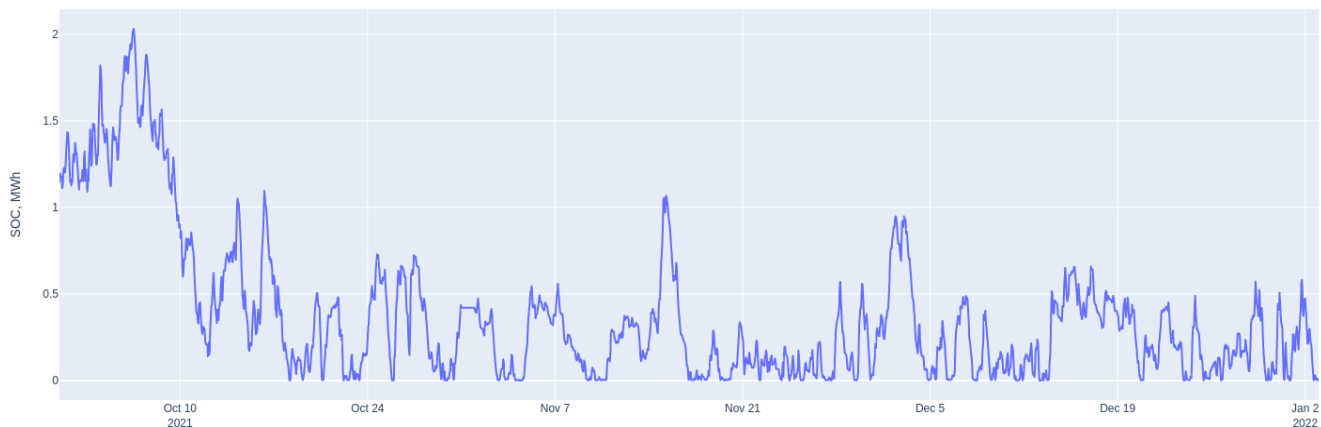


Рисунок 4.7 – Стан заряду батареї

Результати з використанням базової стратегії управління УЗЕ показують, що змодельована УЗЕ значну частину часу знаходиться в стані повної розрядки, що не дає змогу брати участь у наданні допоміжних послуг на сегменті РПЧ. Розрахований час, коли УЗЕ не могла брати участь в регулюванні склав 64 год, що становить 2,8 % від всього часу моделювання. Така поведінка УЗЕ в основному була зумовлена тенденцією до зниження частоти відносно номінальної, зареєстрованими в період моделювання. Розподіл SOC по тривалості наведено на рис. 4.8.

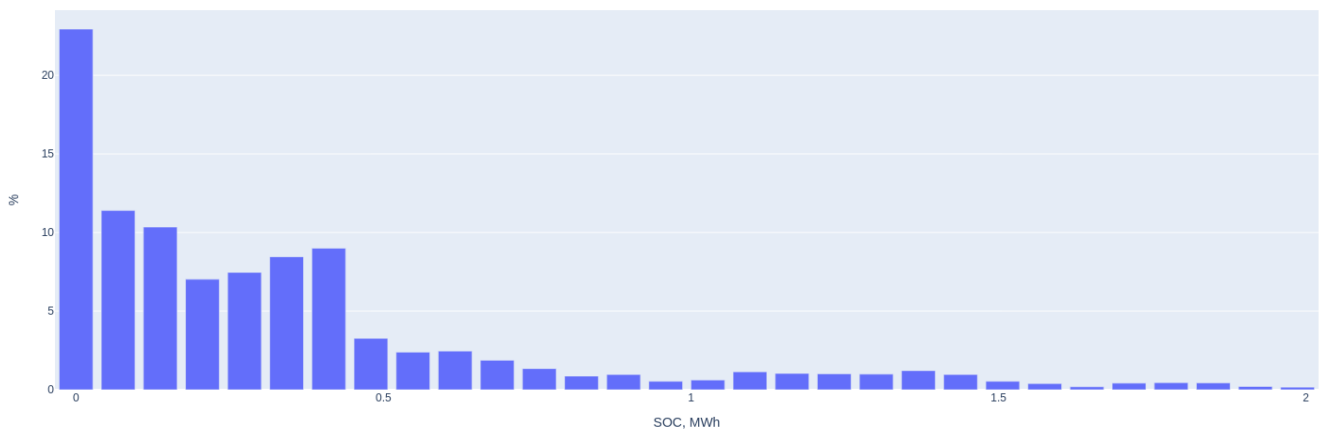


Рисунок 4.8 – Розподіл SOC по тривалості

Оцінимо рівень тенденції до розряду УЗЕ (рис. 4.9). Для детального аналізу поведінки SOC, припустимо, що УЗЕ матиме необмежену ємність. З рис. 4.9 видно,

що за наявних умов, тренд роботи УЗЕ на РПЧ тяжітиме до розряду зі швидкістю 1,079 кВт.

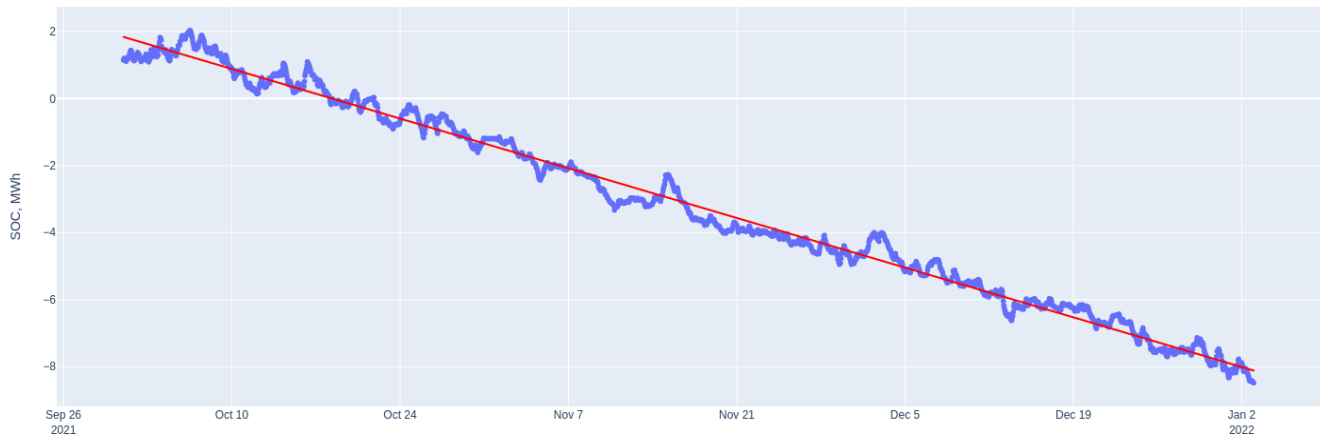


Рисунок 4.9 – Тренд зміни заряду при необмеженій ємності

Розрахований сумарний дохід від надання допоміжних послуг РПЧ за весь період моделювання склав 5,47 млн. грн. (таблиця 4.1).

Таблиця 4.1 – Результати моделювання

Відсоток часу неактивності батареї через заряд 0 або 100 %	2,84
Кількість годин неактивності батареї через заряд 0 або 100 %	64,06
Розрахункова кількість циклів заряду-розряду	105,1
Дохід від участі на ринку допоміжних послуг (тис. грн)	5474
Сумарна змодельована деградація у відсотках	15,16

Для розрахунку деградації змодельованої батареї через присутність циклів заряд-розряд, а також знаходження УЗЕ у стані глибокого розряду скористаємося (4.1) використавши змодельований рівень заряду УЗЕ SOC (рис. 4.7). Отриману залежність рівня деградації показано на рис. 4.10.

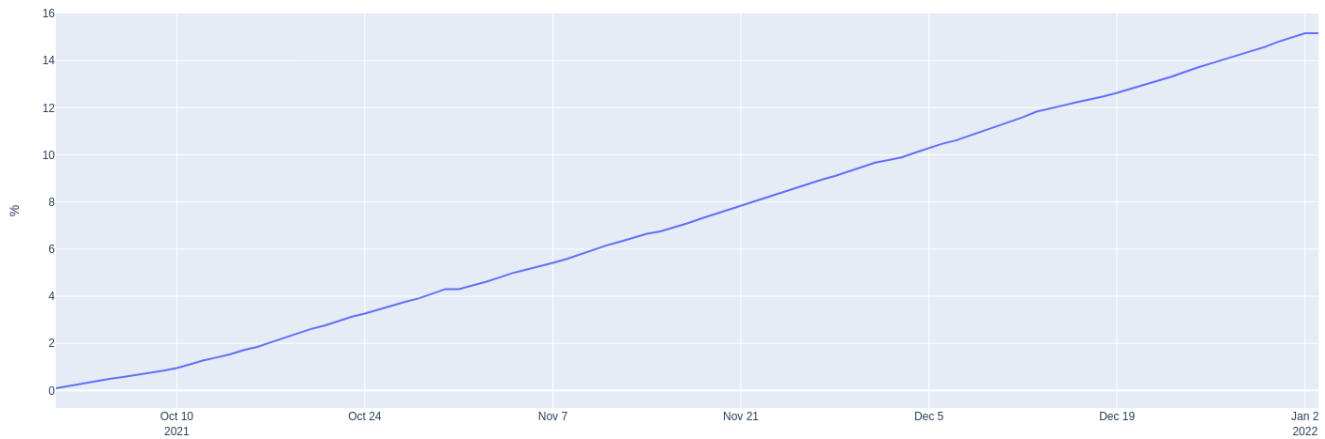


Рисунок 4.10 – Деградація батареї

Досить високий рівень деградації можна пояснити тим, що змодельована УЗЕ значну частину часу знаходилася в стані з рівнем заряду нижче встановлених.

Модифікована стратегія управління установками зберігання енергії при нечутливості $\delta f = 0,015$ Гц

Виконаємо моделювання режиму роботи УЗЕ з застосуванням модифікованої стратегії управління, яка забезпечує підтримання середнього рівня заряду протягом процесу участі УЗЕ в підтриманні частоти. Розрахунок виконувався аналогічно до базової стратегії, з доповненням, що при $SOC < 0,25$ батарея буде заряджатись при частоті від 49,985 до 50,015 Гц надаючи послугу на симетричну послугу.

Отриманий графік стану заряду батареї показано на рис. 4.11. Результати з використанням модифікованої стратегії управління УЗЕ показують, що батарея практично не досягала граничних значень повного розряду чи заряду.

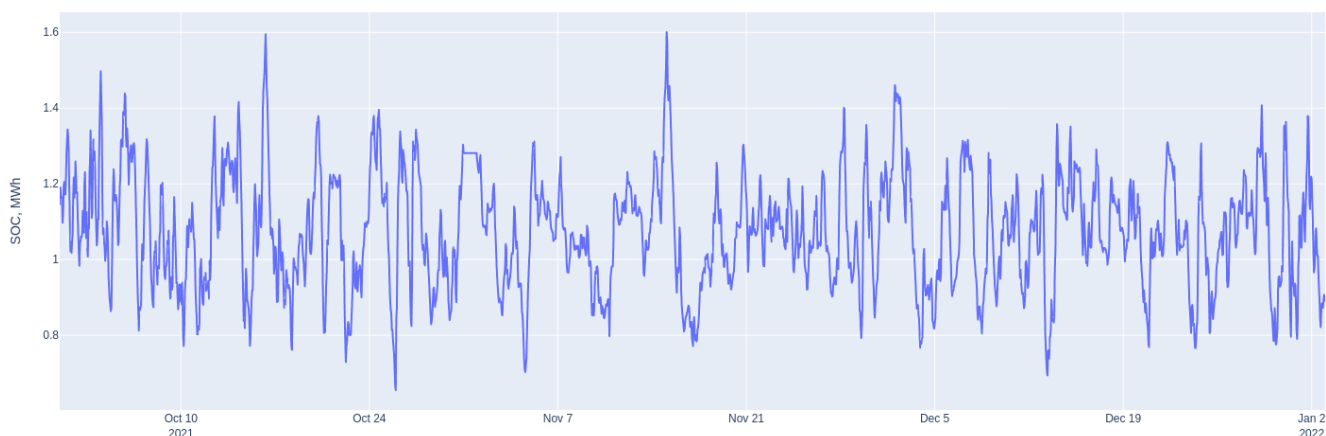


Рисунок 4.11 – Стан заряду батареї для модифікованої стратегії управління УЗЕ

Розрахований час коли батарея не могла брати участь в регулюванні склав відсутній. Очевидно, що такий результат значно кращий з точки зору мінімізації впливу деградації ніж для випадку базової стратегії. На рис. 4.12 показана гістограма розподілу рівня заряду батареї.

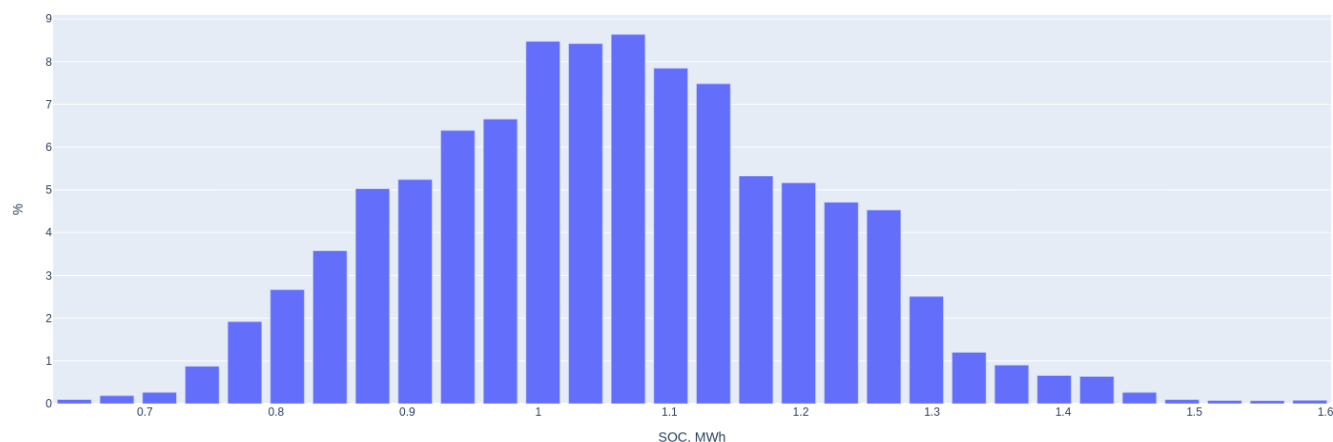


Рисунок 4.12 – Гістограма розподілу рівня заряду батареї (секунд) для модифікованої стратегії управління УЗЕ

Розрахований сумарний дохід від участі в РПЧ і продажу ЕЕ на ринку небалансів за весь період моделювання практично не змінився у порівнянні з базовою стратегією і склав 5,47 млн. грн. (таблиця 4.2).

Таблиця 4.2 – Результати моделювання

Відсоток часу неактивності батареї через заряд 0 або 100 %	0
Кількість годин неактивності батареї через заряд 0 або 100 %	0
Розрахункова кількість циклів заряду/розряду	102 96
Дохід від участі на ринку допоміжних послуг (тис. грн)	5474
Сумарна змодельована деградація у відсотках	8,4

Розрахунковий рівень деградації батареї УЗЕ показано на рис. 4.13. Накопичений знос за період моделювання склав 8,4 %, що значно менше ніж для випадку використання базової стратегії. Така значна відмінність пояснюється тим, що при використанні модифікованої стратегії середній рівень заряду підтримується на значно вищому рівні та відсоток часу коли батарея знаходиться в стані глибокого розряду незначний.

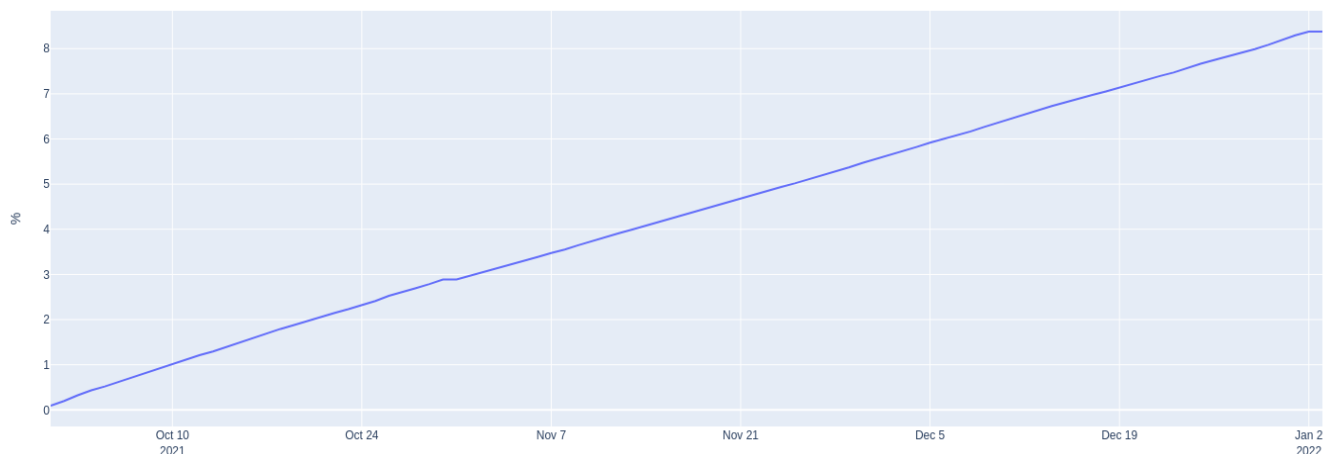


Рисунок 4.13 – Деградація батареї для модифікованої стратегії управління УЗЕ

Базова стратегія управління установками зберігання енергії при нечутливості $\delta f = 0,01$ Гц

Після змін до правил надання допоміжних послуг, відхилення частоти після яких відбувається активація допоміжних послуг складають [49,9; 50,1]. Для розрахунку економічних показників, приймемо рівень ціни за

РПЧ – 1339,82 грн/МВт за годину (що відповідає граничній ціні станом на 28 травня 2023 р.).

Для кращого розуміння режимів роботи УЗЕ та подальшого аналізу, візуалізуємо попередні дані частоти з точки зору SOC (рис. 4.14).

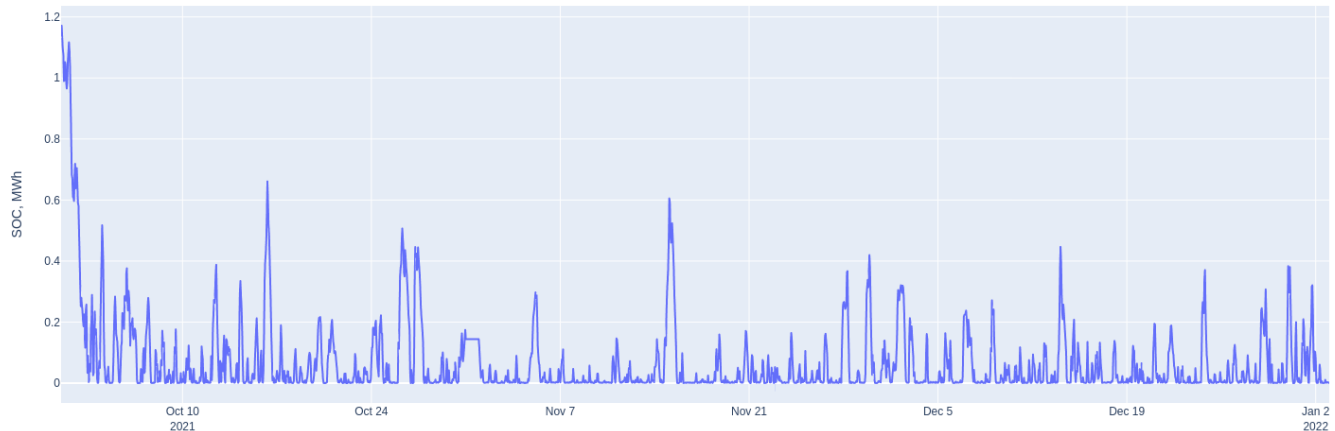


Рисунок 4.14 – Стан заряду батареї

Результати з використанням базової стратегії управління УЗЕ показують, що змодельована УЗЕ для $\delta f = 0,01$, значну частину часу знаходиться в стані повної розрядки, аналогічно до попередніх умов $\delta f = 0,02$. Розподіл SOC по тривалості наведено на рис. 4.15.

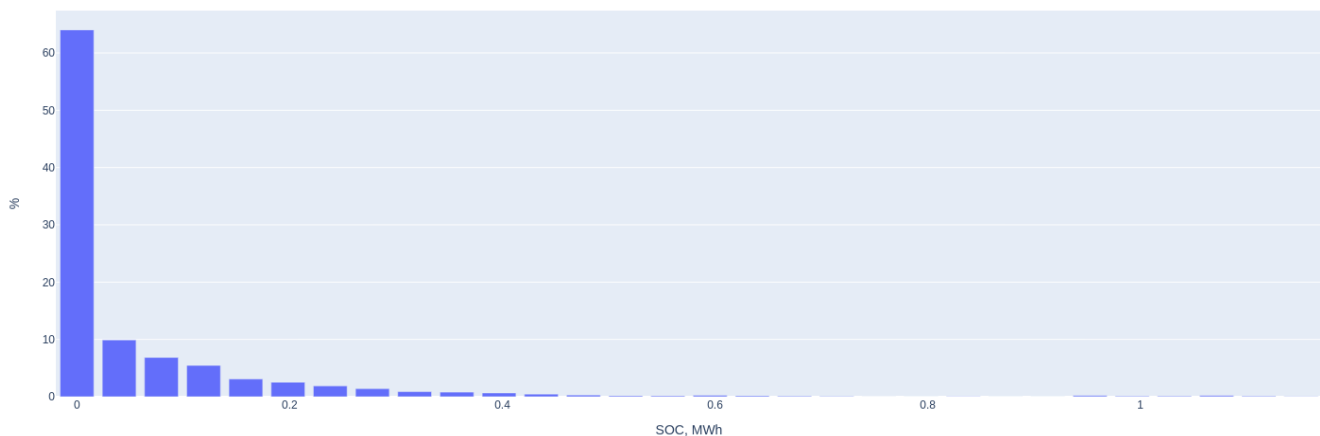


Рисунок 4.15 – Розподіл SOC по тривалості

Тренд зміни заряду зображений на рис. 4.16 є аналогічним до рис. 4.15, в зв'язку зі збереженням загального тренду.

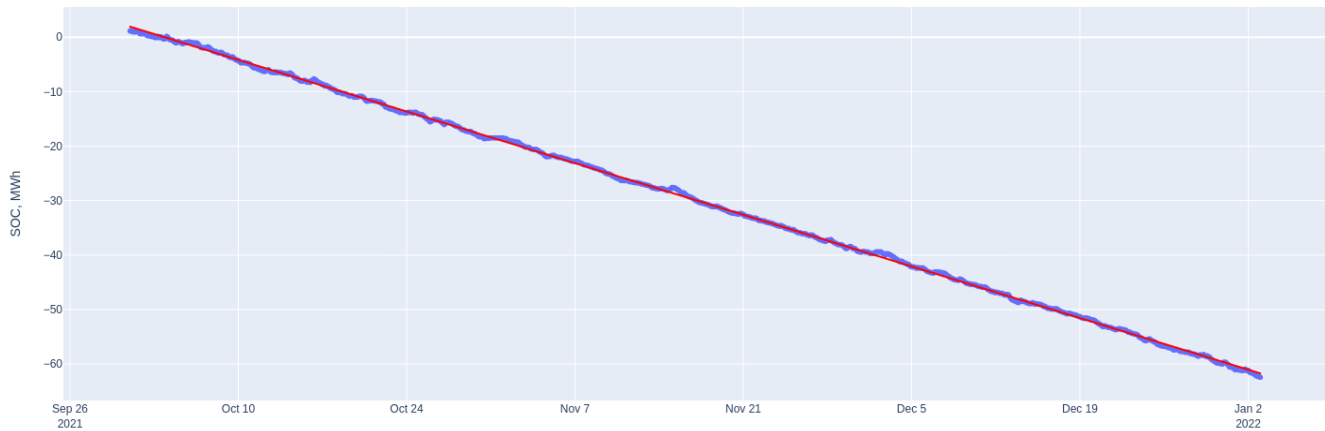


Рисунок 4.16 – Тренд зміни заряду при необмеженій ємності

Аналогічно, скористаємося (4.1) використавши змодельований рівень заряду УЗЕ SOC (рис. 4.14). Отриману залежність рівня деградації показано на рис. 4.17.

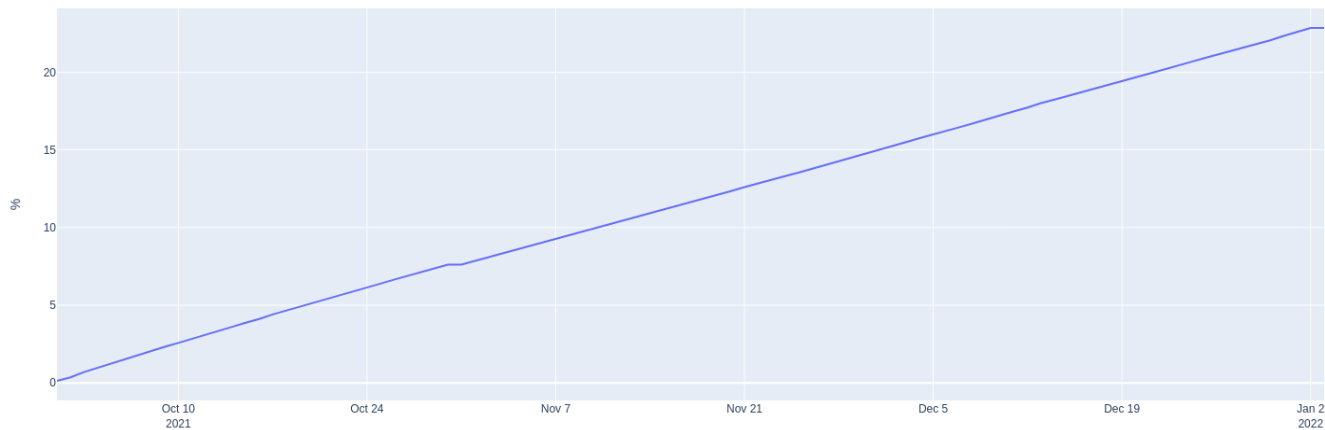


Рисунок 4.17 – Деградація батареї

Розрахований сумарний дохід від участі в РПЧ і продажу електроенергії на ринку небалансів за весь період моделювання практично не змінився у порівнянні з базовою стратегією і склав 6,8 млн. грн. (таблиця 4.3).

Таблиця 4.3 – Результати моделювання

Відсоток часу неактивності батареї через заряд 0 або 100 %	20,59
Кількість годин неактивності батареї через заряд 0 або 100 %	464,42
Розрахункова кількість циклів заряду/розряду	132
Дохід від участі на ринку допоміжних послуг, тис. грн	6800
Сумарна змодельована деградація у відсотках	22,85

Модифікована стратегія управління установками зберігання енергії при нечутливості $\delta f = 0,01$ Гц

Отриманий графік стану заряду батареї показано на рис. 4.18. Результати з використанням модифікованої стратегії управління УЗЕ показують, що батарея практично не досягала граничних значень повного розряду чи заряду.

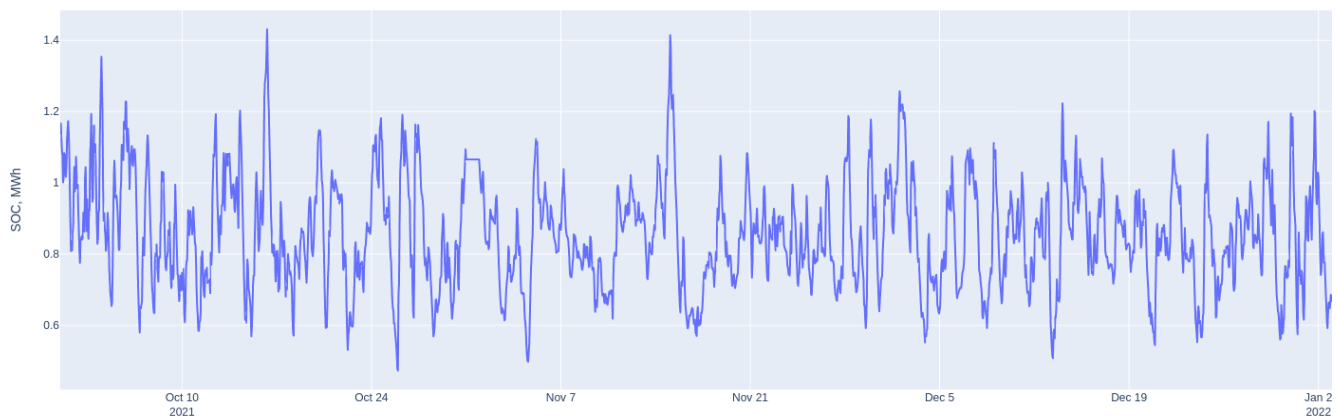


Рисунок 4.18 – Стан заряду батареї для модифікованої стратегії управління УЗЕ

Розрахований час коли батарея не могла брати участь в регулюванні склав відсутній. Очевидно, що такий результат значно кращий з точки зору мінімізації впливу деградації ніж для випадку базової стратегії. На рис. 4.19 показана гістограма розподілу рівня заряду батареї.

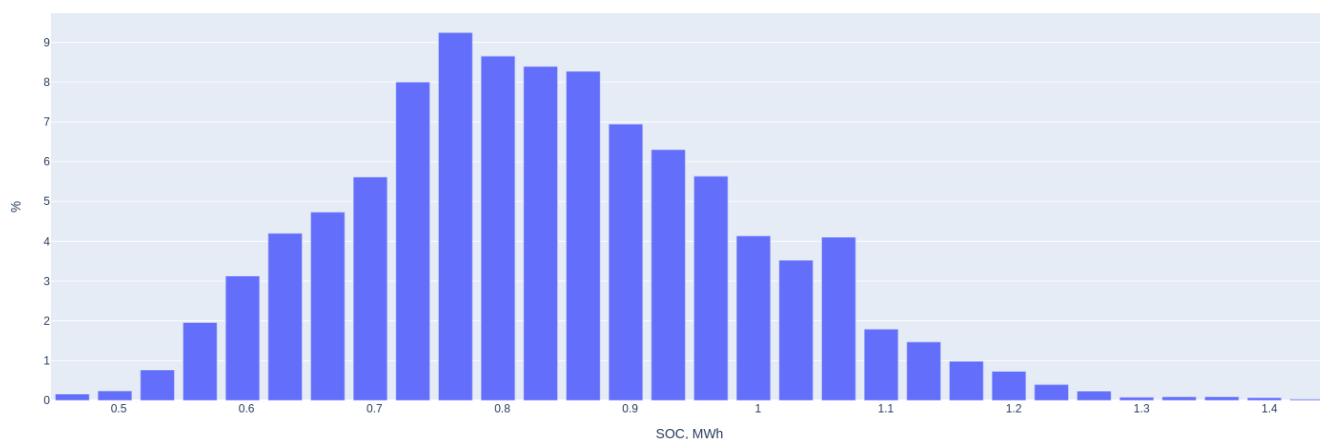


Рисунок 4.19 – Гістограма розподілу рівня заряду батареї для модифікованої стратегії управління УЗЕ

Розрахований сумарний дохід від участі в РПЧ і продажу ЕЕ на ринку небалансів за весь період моделювання практично не змінився у порівнянні з базовою стратегією і склав 6,8 млн. грн. (таблиця 4.4).

Таблиця 4.4 – Результати моделювання

Відсоток часу неактивності батареї через заряд 0 або 100 %	0
Кількість годин неактивності батареї через заряд 0 або 100 %	0
Розрахункова кількість циклів заряду/розряду	122
Дохід від участі на ринку допоміжних послуг, тис. грн	6800
Сумарна змодельована деградація у відсотках	11,12

Розрахунковий рівень деградації батарей УЗЕ показано на рис. 4.20.

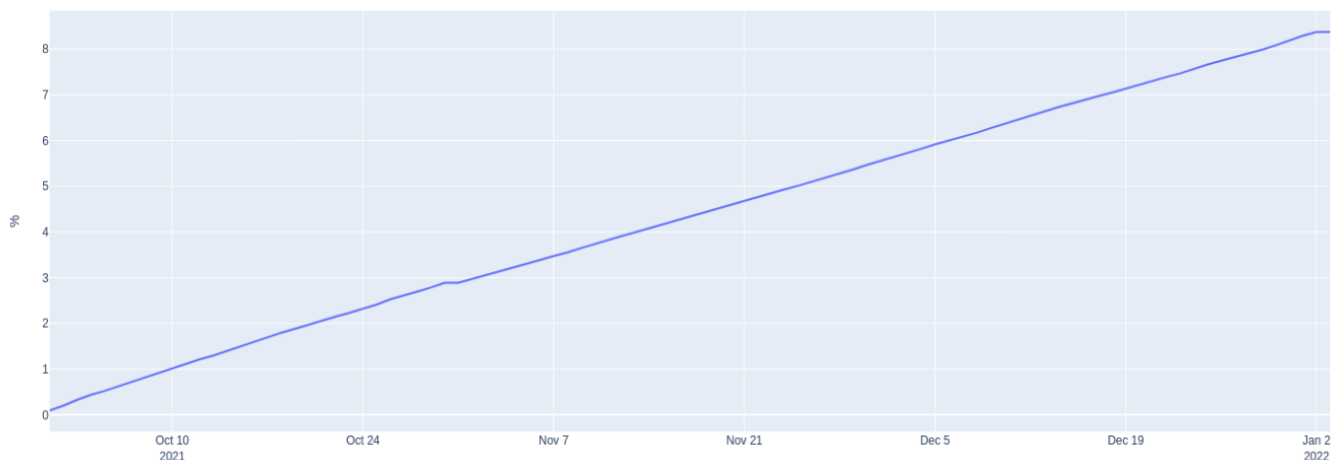


Рисунок 4.20 – Деградація батареї для модифікованої стратегії управління УЗЕ

Моделювання роботи установки зберігання енергії в умовах енергосистеми Європи

Для дослідження використано дані частоти виміряні *Fingrid* [14] за період часу з 01.01.2022 р. по 31.12.2022 р. з інтервалом дискретизації 0,1 сек. Відповідно до даних визначалися відхилення частоти у кожен період часу та використовуючи алгоритм стратегії управління розраховувався плановий перетік потужності з енергосистемою для заданого інтервалу часу. Інтегруючи перетоки потужності розраховувався поточний рівень заряду УЗЕ. Отримані дані використовувалися для розрахунку рівня деградації акумуляторних батарей УЗЕ. При моделюванні вважалося, що в початковий момент часу рівень заряду УЗЕ становить 50 %.

Для кращого сприйняття великого масиву даних, які збирались з секундним інтервалом впродовж періоду з 01.01.2022 р. по 31.12.2022 р., використаємо просту візуалізацію періодів часу з відхиленнями частоти поза межами інтервалу $[49,8; 50,2]$, які мали б бути компенсовані при роботі УЗЕ (рис. 4.21).

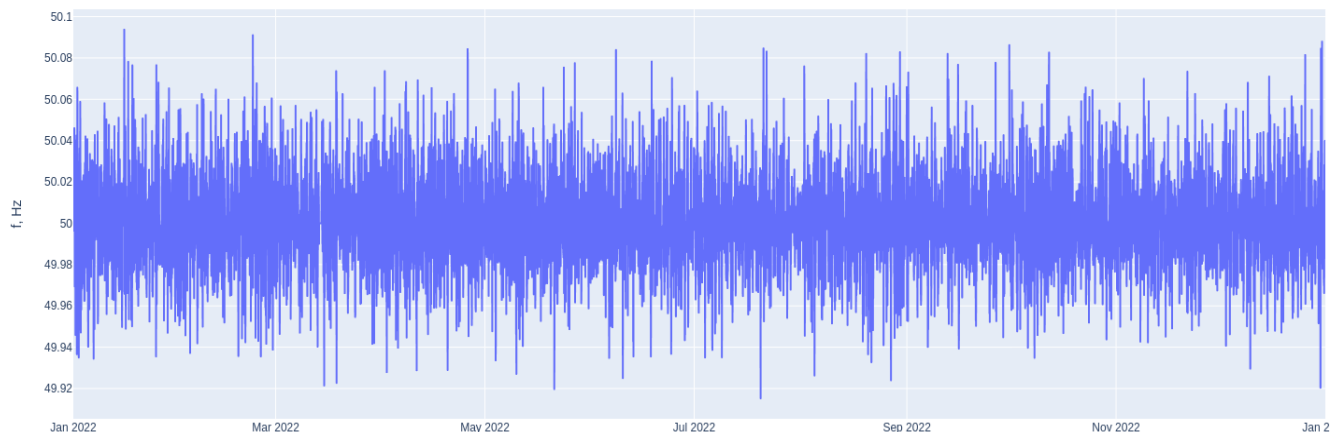


Рисунок 4.21 – Графік зміни частоти в енергосистемі

Враховуючи, що УЗЕ має обмеження як по заряду, так і розряду, варто також проілюструвати розподіл частоти окремо для заряду та розряду (рис. 4.22).

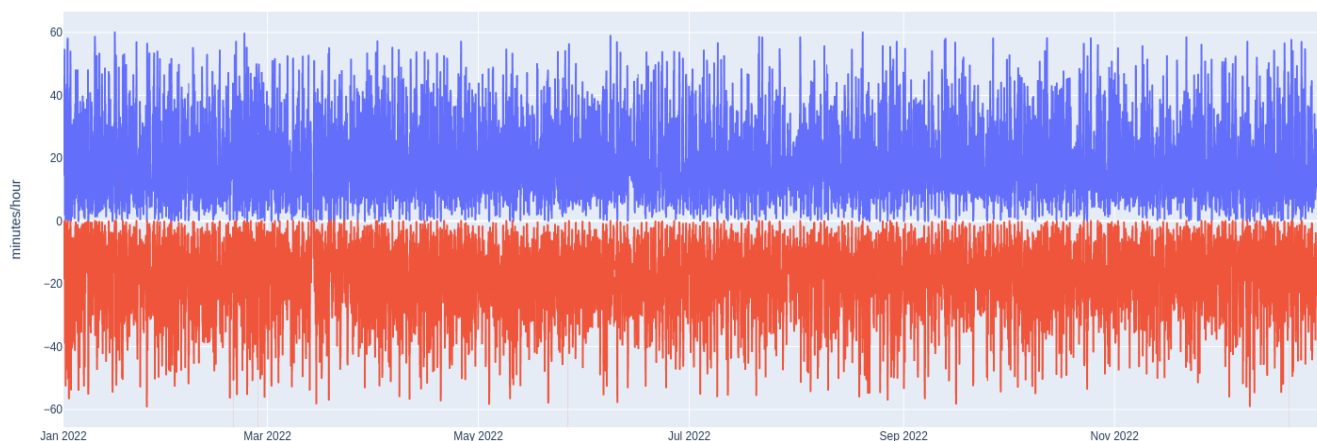


Рисунок 4.22 – Погодинна тривалість відхилень за межі [49,8; 50,2]

Для розрахунку економічних показників, які будуть характеризувати УЗЕ з точки зору організації, яка її експлуатує. Приймемо рівень ціни за РПЧ – 1617,81 грн/МВт за годину.

На рис. 4.23 побудовано різницю між тривалістю роботи УЗЕ в режимах заряду та розряду в межах однієї доби. Цей графік дає змогу оцінити довготермінову тенденцію до розряду чи досягнення максимального заряду в процесі участі у регулюванні частоти. Як видно з графіку (рис. 4.23) режими роботи розряду переважають над інтервалами часу з зарядом УЗЕ.

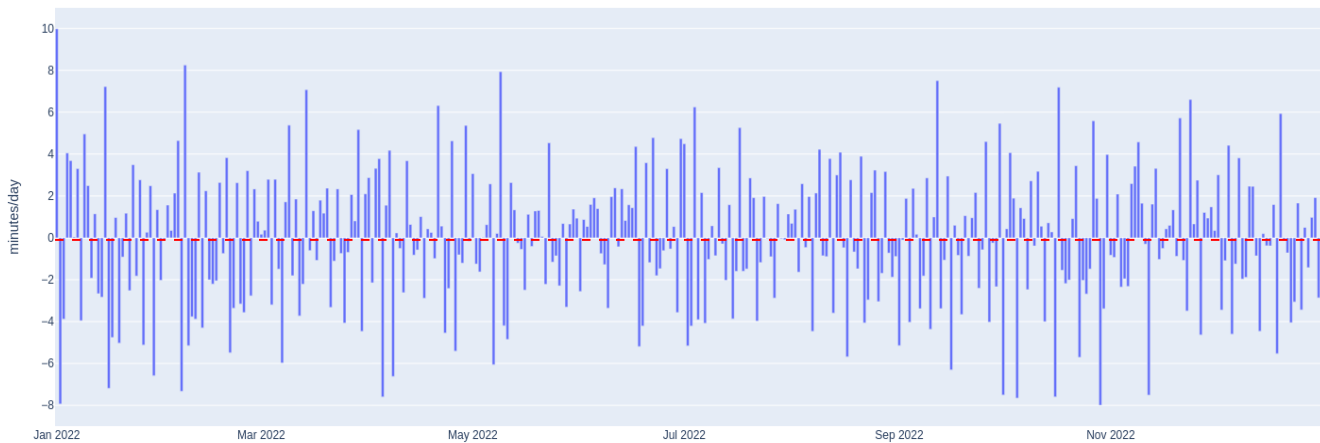


Рисунок 4.23 – Усереднена за добу різниця тривалостей відхилень за межі [49,8; 50,2]

Також цікаво було проаналізувати особливості режимів роботи в різні години доби за період роботи УЗЕ. Така залежність показана на рис. 4.24. Як видно залежність середнього відхилення частоти від часу доби практично відсутня.

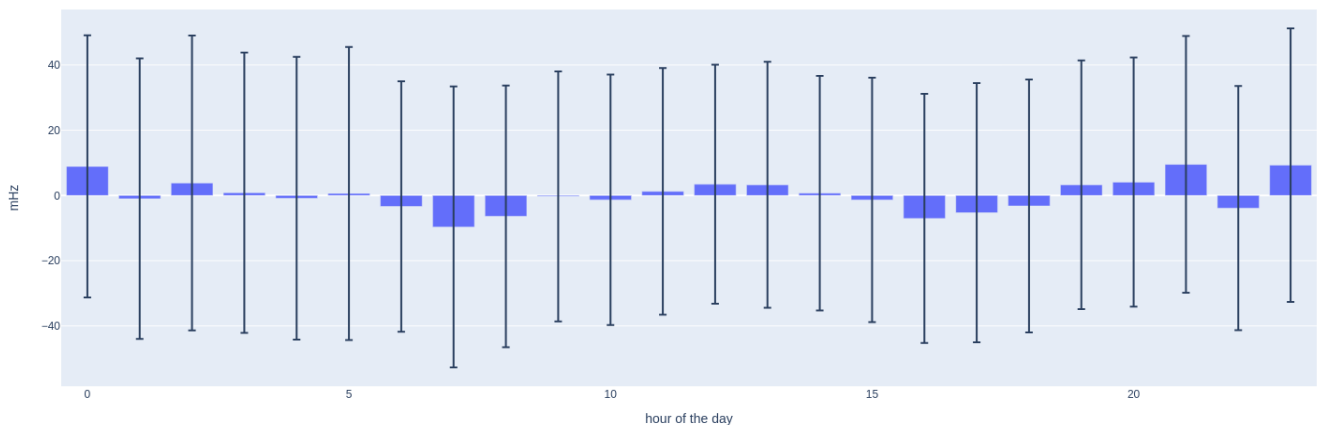


Рисунок 4.24 – Погодинний розподіл відхилень частоти з довірчими інтервалами

При виборі оптимальної стратегії участі УЗЕ при наданні послуг РПЧ, ключовим є планування добових режимів роботи. З рис. 4.24, ми бачимо, що найбільші розбіжності у показниках припадають на 7, 16, 17, 21, 23 год, що може пояснюватись локальними піками споживання, які припадають саме на ці години доби. Також варто звернути увагу, що найбільші по амплітуді відхилення частоти,

припадають на завершення періодів торгівельних графіків, що може пояснюватись різкою зміною між цільовими величинами генерації та споживання.

Базова стратегія управління установками зберігання енергії при нечутливості $\delta f = 0,015$ Гц

Для кращого розуміння режимів роботи УЗЕ та подальшого аналізу, візуалізуємо дані частоти умовної УЗЕ потужністю 2 МВт та ємністю 2,25 МВт·год з точки зору SOC (рис. 4.25).

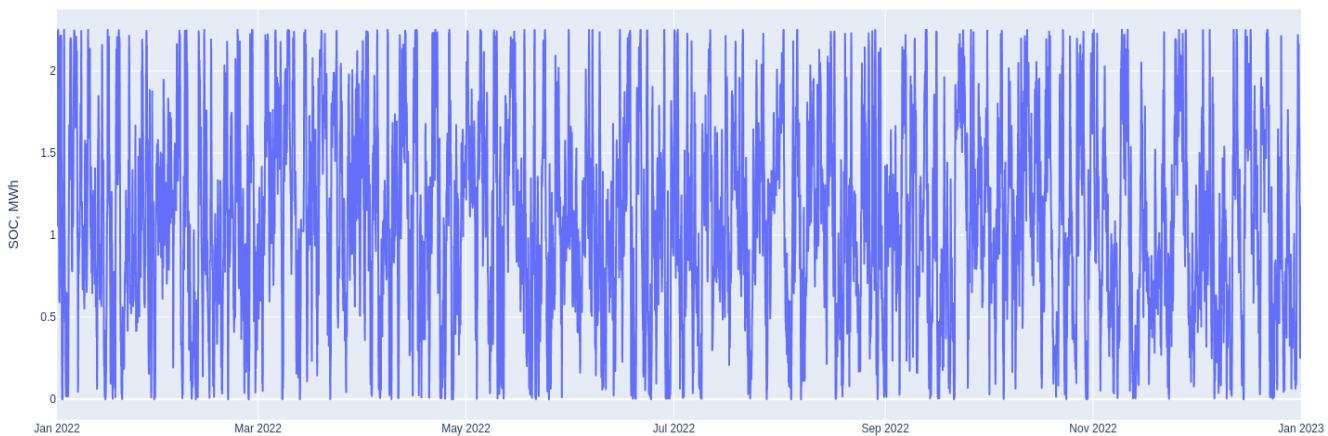


Рисунок 4.25 – Стан заряду батареї

Результати з використанням базової стратегії управління УЗЕ показують, що змодельована УЗЕ значну частину часу знаходиться в стані повної розрядки, що не дає змогу брати участь у наданні допоміжних послуг на сегменті РПЧ. Розрахований час, коли СНЕ не могла брати участь в регулюванні склав 269,4 год, що становить 3 % від всього часу моделювання. Така поведінка УЗЕ в основному була зумовлена тенденцією до зниження частоти відносно номінальної, зареєстрованими в період моделювання. Розподіл SOC по тривалості наведено на рис. 4.26.

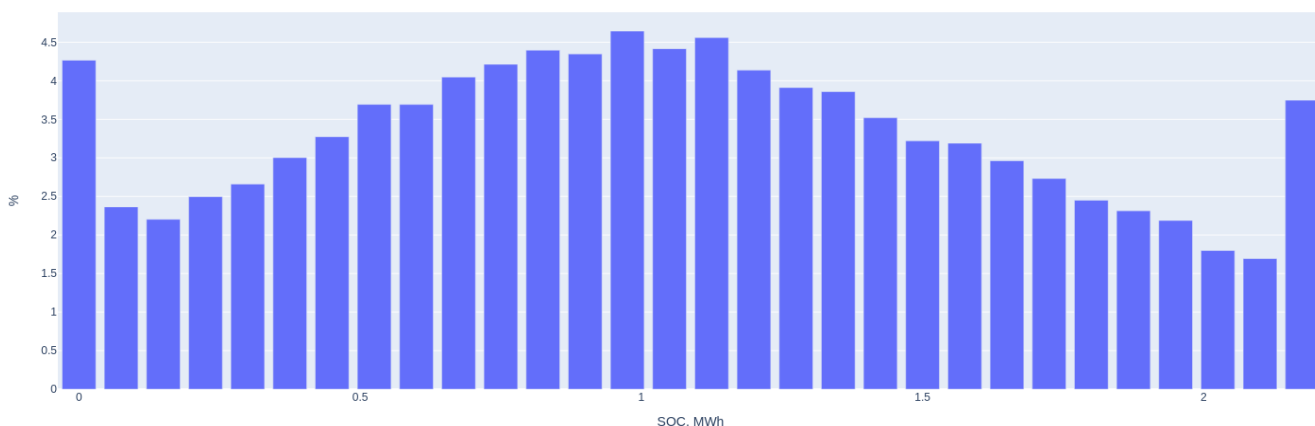


Рисунок 4.26 – Розподіл SOC по тривалості

Оцінимо рівень тенденції до розряду УЗЕ (рис. 4.27). Для детального аналізу поведінки *SOC*, припустимо, що УЗЕ матиме необмежену ємність. З рис. 4.27 видно, що за наявних умов, тренд роботи УЗЕ на РПЧ тяжітиме до заряджання.

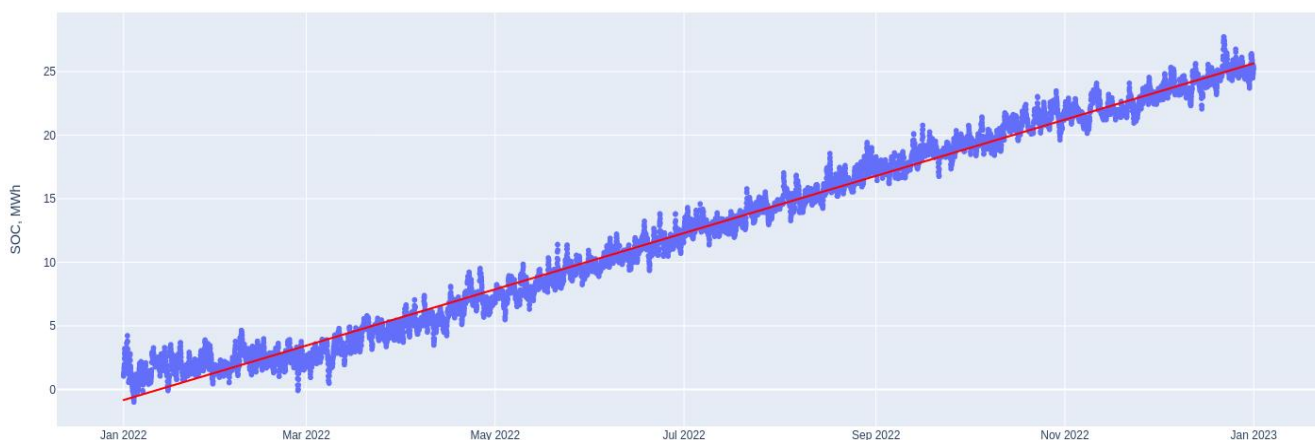


Рисунок 4.27 – Тренд зміни заряду при необмеженій ємності

Розрахований сумарний дохід від надання допоміжних послуг РПЧ за весь період моделювання склав 31,887 млн. грн. (таблиця 4.5).

Таблиця 4.5 – Результати моделювання

Відсоток часу неактивності батареї через заряд 0 або 100 %	3,08
Кількість годин неактивності батареї через заряд 0 або 100 %	269,4
Розрахункова кількість циклів заряду-розряду	1429,5
Дохід від участі на ринку допоміжних послуг (тис. грн)	31887
Сумарна змодельована деградація у відсотках	131,1

Для розрахунку деградації змодельованої батареї через присутність циклів заряд-розряд, а також знаходження УЗЕ у стані глибокого розряду скористаємося (4.1) використавши змодельований рівень заряду УЗЕ SOC (рис. 4.25). Отриману залежність рівня деградації показано на рис. 4.28.

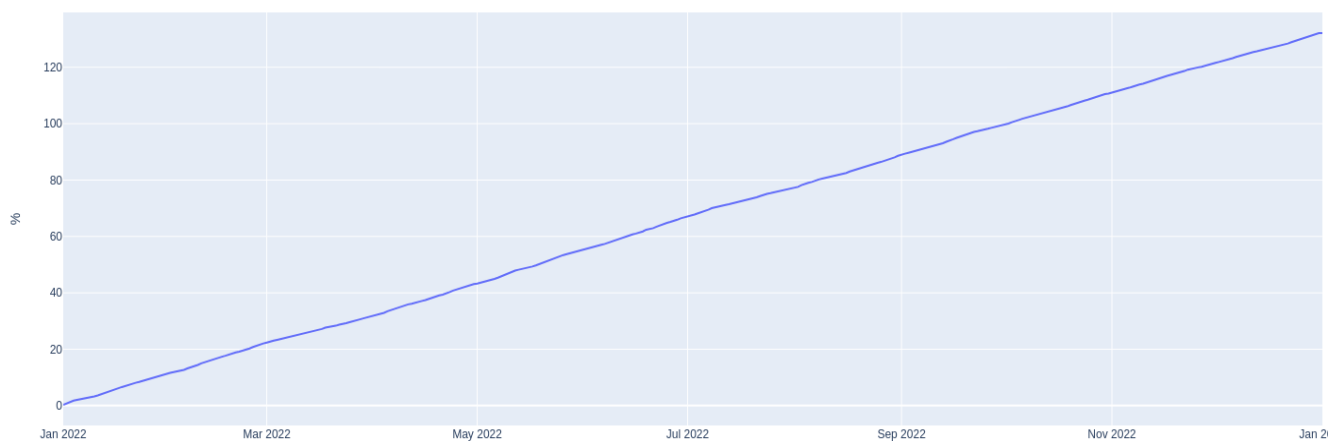


Рисунок 4.28 – Деградація батареї

Досить високий рівень деградації можна пояснити тим, що змодельована УЗЕ значну частину часу знаходилася в стані з рівнем заряду нижче встановлених.

Модифікована стратегія управління установками зберігання енергії при нечутливості $\delta f = 0,015$ Гц

Виконаємо моделювання режиму роботи УЗЕ з застосуванням модифікованої стратегії управління, яка забезпечує підтримання середнього рівня заряду протягом процесу участі УЗЕ в підтриманні частоти. Розрахунок виконувався аналогічно до

базової стратегії, з доповненням, що при $SOC < 0,25$ батарея буде заряджатись при частоті від 49,985 до 50,015 Гц надаючи послугу на симетричну послугу.

Отриманий графік стану заряду батареї показано на рис. 4.29. Результати з використанням модифікованої стратегії управління УЗЕ показують, що батарея практично не досягала граничних значень повного розряду чи заряду.

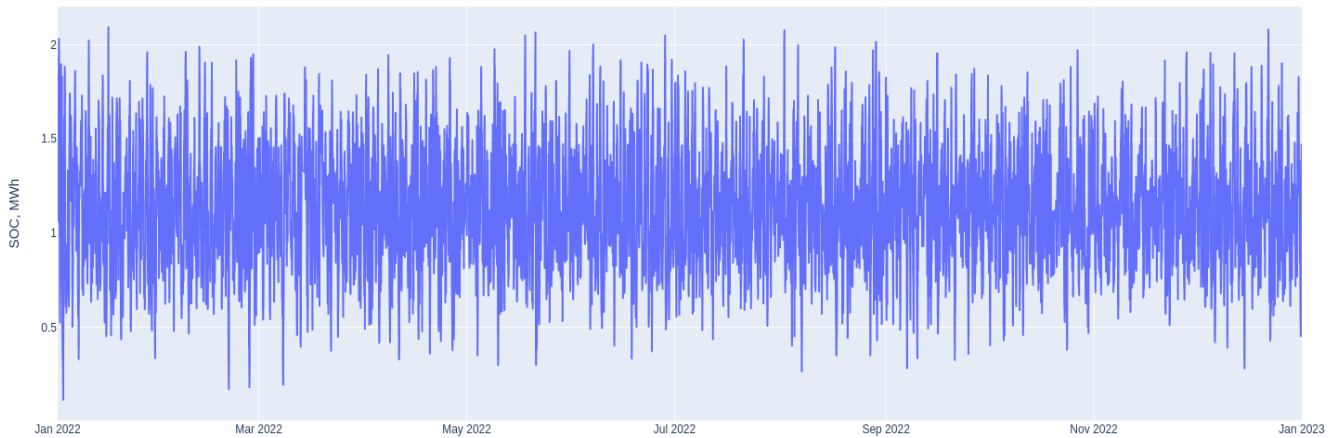


Рисунок 4.29 – Стан заряду батареї для модифікованої стратегії управління УЗЕ

Розрахований час коли батарея не могла брати участь в регулюванні склад відсутній. Очевидно, що такий результат значно кращий з точки зору мінімізації впливу деградації ніж для випадку базової стратегії. На рис. 4.30 показана гістограма розподілу рівня заряду батареї.

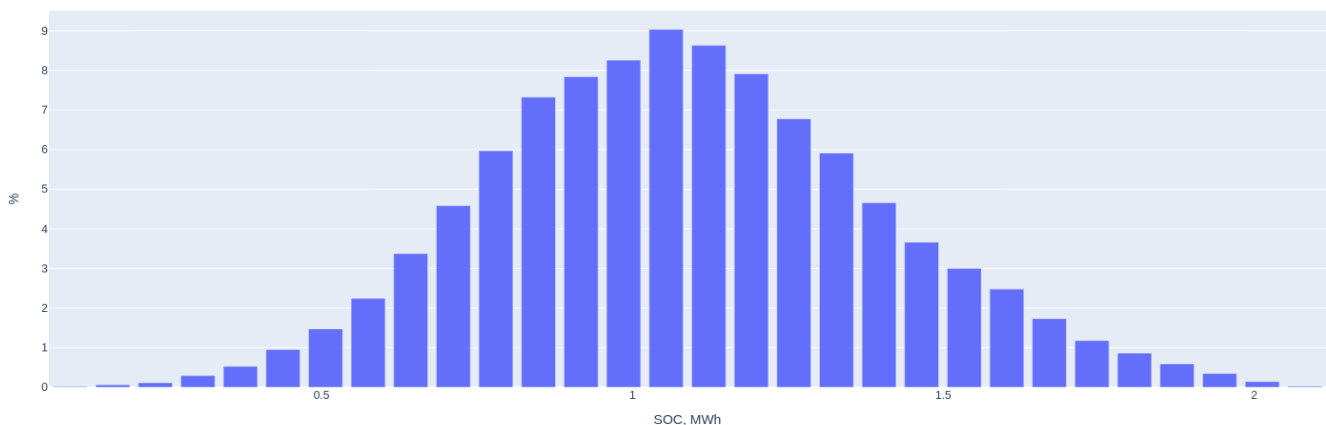


Рисунок 4.30 – Гістограма розподілу рівня заряду батареї для модифікованої стратегії управління УЗЕ

Розрахований сумарний дохід від участі в РПЧ і продажу електричної енергії на ринку небалансів за весь період моделювання практично не змінився у порівнянні з базовою стратегією і склав 31,887 млн. грн. (таблиця 4.6).

Таблиця 4.6 – Результати моделювання

Відсоток часу неактивності батареї через заряд 0 або 100 %	0
Кількість годин неактивності батареї через заряд 0 або 100 %	0
Розрахункова кількість циклів заряду/розряду	1306,1
Дохід від участі на ринку допоміжних послуг (тис. грн)	31887
Сумарна змодельована деградація у відсотках	106,2

Розрахунковий рівень деградації батарей УЗЕ показано на рис. 4.31. Накопичений знос за період моделювання склав 106,2 %, що менше ніж для випадку використання базової стратегії, але все одно становить значну величину.

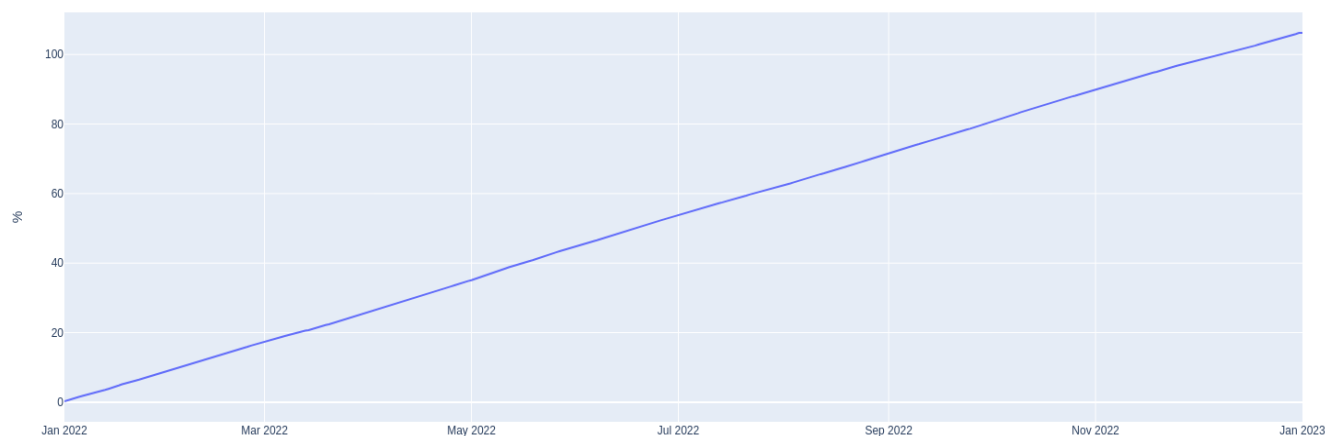


Рисунок 4.31 – Деградація батареї для модифікованої стратегії управління УЗЕ

Базова стратегія управління установками зберігання енергії при нечутливості $\delta f = 0,02$ Гц

Після змін до правил надання допоміжних послуг, відхилення частоти після яких відбувається активація допоміжних послуг складають [49,8; 50,2].

Для кращого розуміння режимів роботи УЗЕ та подальшого аналізу, візуалізуємо попередні дані частоти з точки зору SOC (рис. 4.32).

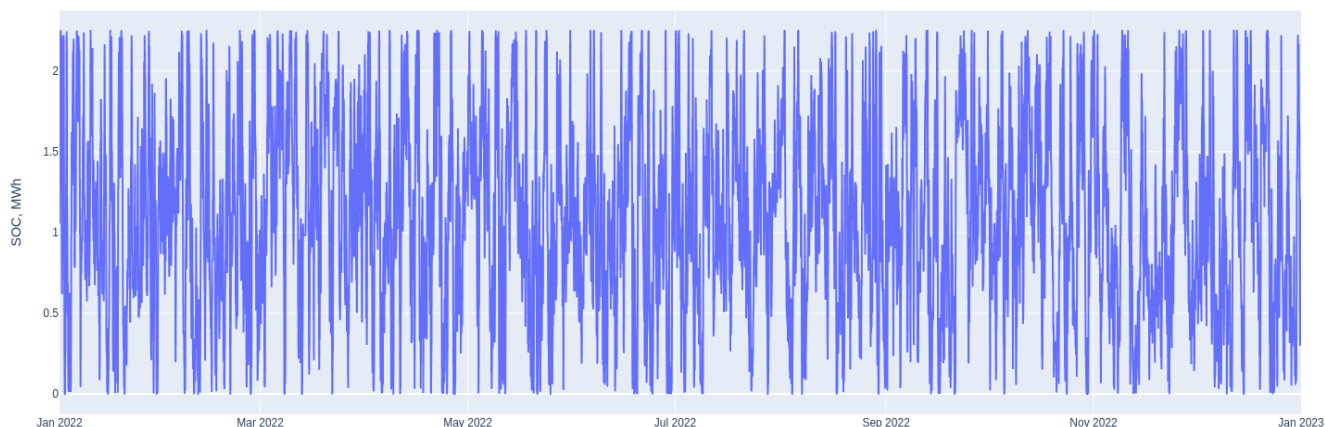


Рисунок 4.32 – Стан заряду батареї

Результати з використанням базової стратегії управління УЗЕ показують, що змодельована УЗЕ для $\delta f = 0,02$, значну частину часу знаходиться в стані повної розрядки, аналогічно до попередніх умов $\delta f = 0,015$. Розподіл SOC по тривалості наведено на рис. 4.33.

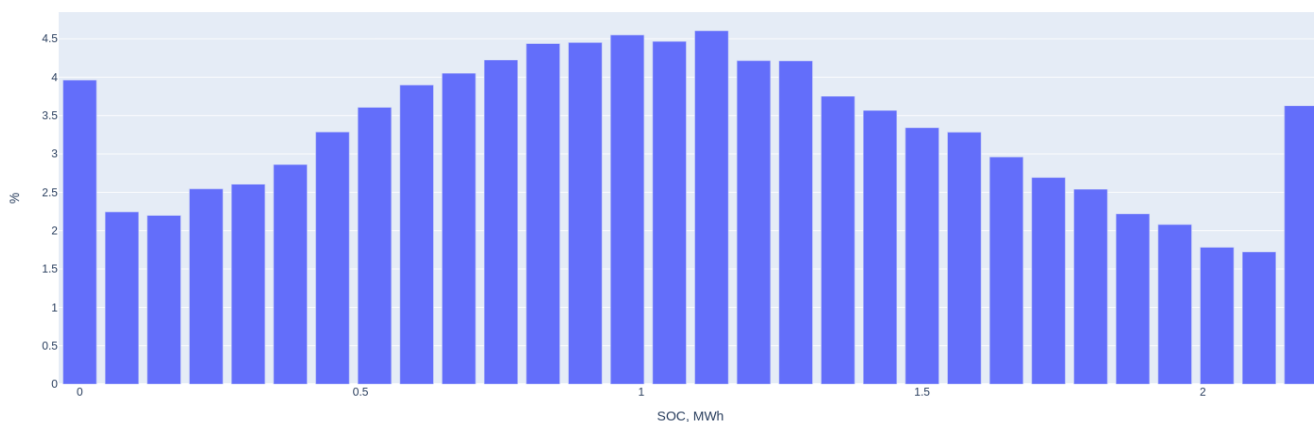


Рисунок 4.33 – Розподіл SOC по тривалості

Тренд зміни заряду зображений на рис. 4.34 є аналогічним до рис. 4.27, в зв'язку зі збереженням загального тренду.

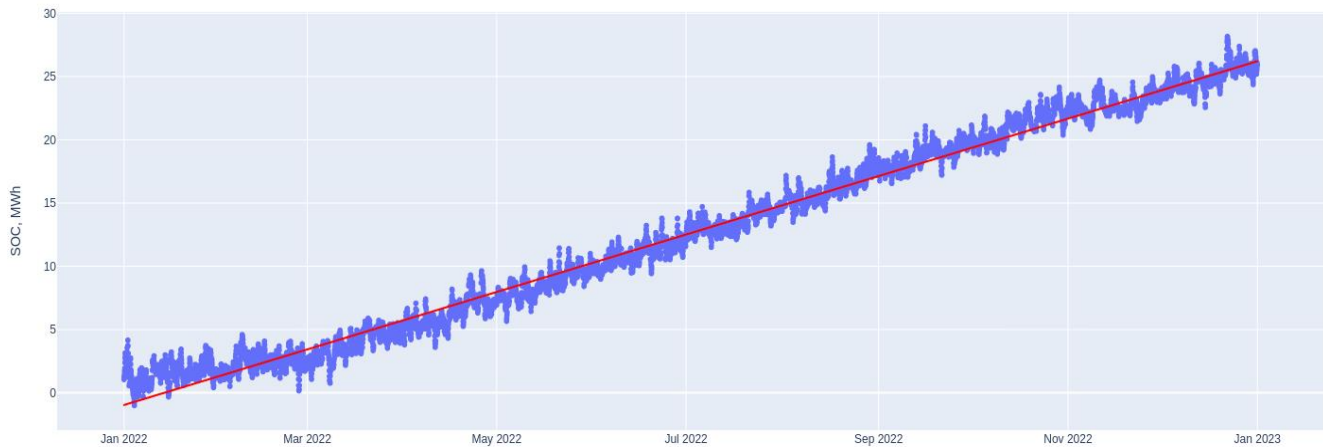


Рисунок 4.34 – Тренд зміни заряду при необмеженій ємності

Аналогічно, скористаємося (4.1) використавши змодельований рівень заряду УЗЕ SOC (рис. 4.32). Отриману залежність рівня деградації показано на рис. 4.35.

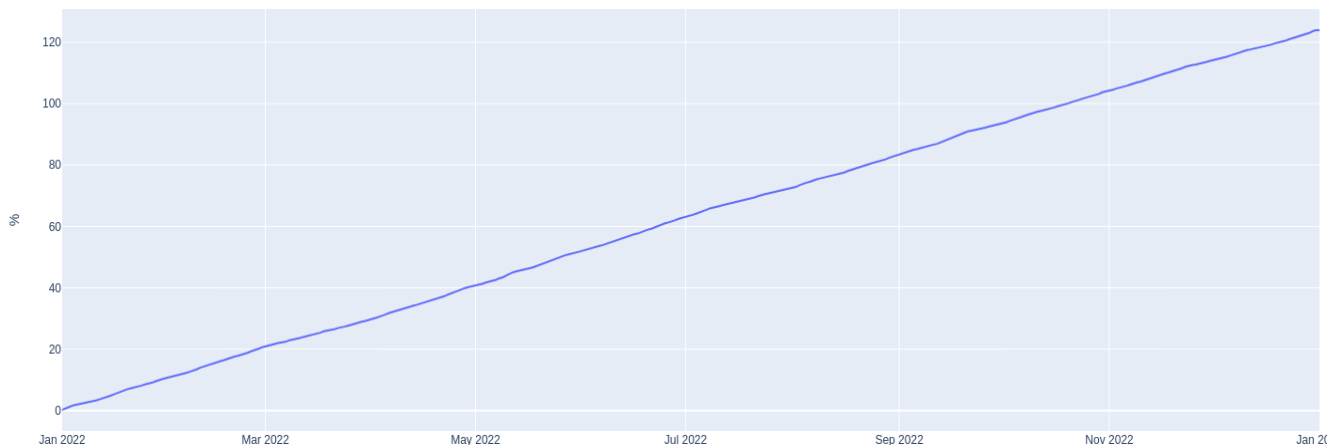


Рисунок 4.35 – Деградація батареї

Розрахований сумарний дохід від участі в РПЧ і продажу ЕЕ на ринку небалансів за весь період моделювання практично не змінився у порівнянні з базовою стратегією і склав 31,887 млн. грн. (таблиця 4.7).

Таблиця 4.7 – Результати моделювання

Відсоток часу неактивності батареї через заряд 0 або 100 %	3,04
Кількість годин неактивності батареї через заряд 0 або 100 %	266
Розрахункова кількість циклів заряду/розряду	1348
Дохід від участі на ринку допоміжних послуг, тис. грн	31887
Сумарна змодельована деградація у відсотках	123,9

Модифікована стратегія управління установками зберігання енергії при нечутливості $\delta f = 0,02$ Гц

Отриманий графік стану заряду батареї показано на рис. 4.36. Результати з використанням модифікованої стратегії управління УЗЕ показують, що батарея практично не досягала граничних значень повного розряду чи заряду.

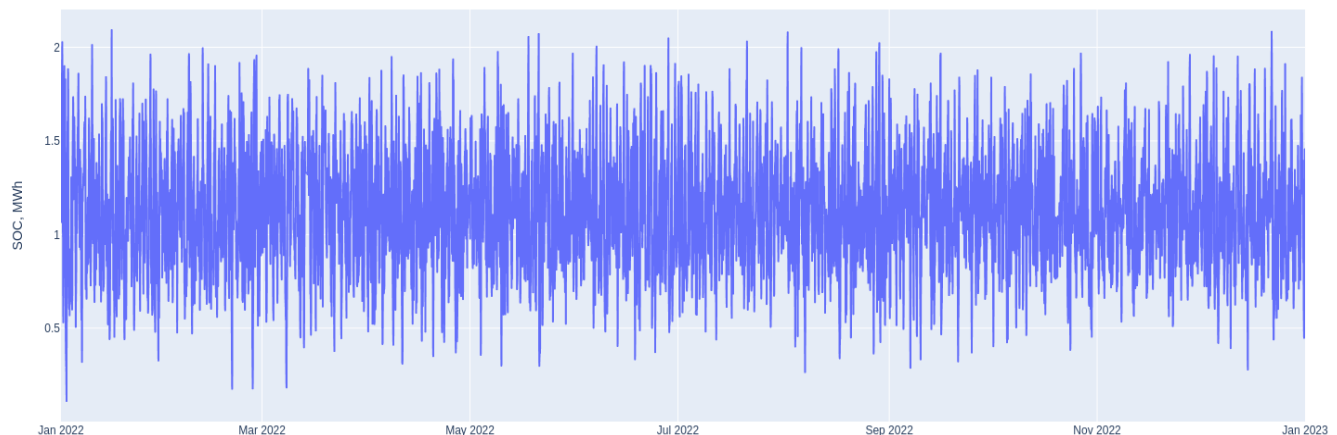


Рисунок 4.36 – Стан заряду батареї для модифікованої стратегії управління УЗЕ

Розрахований час коли батарея не могла брати участь в регулюванні склав відсутній. Очевидно, що такий результат значно кращий з точки зору мінімізації впливу деградації ніж для випадку базової стратегії. На рис. 4.37 показана гістограма розподілу рівня заряду батареї.

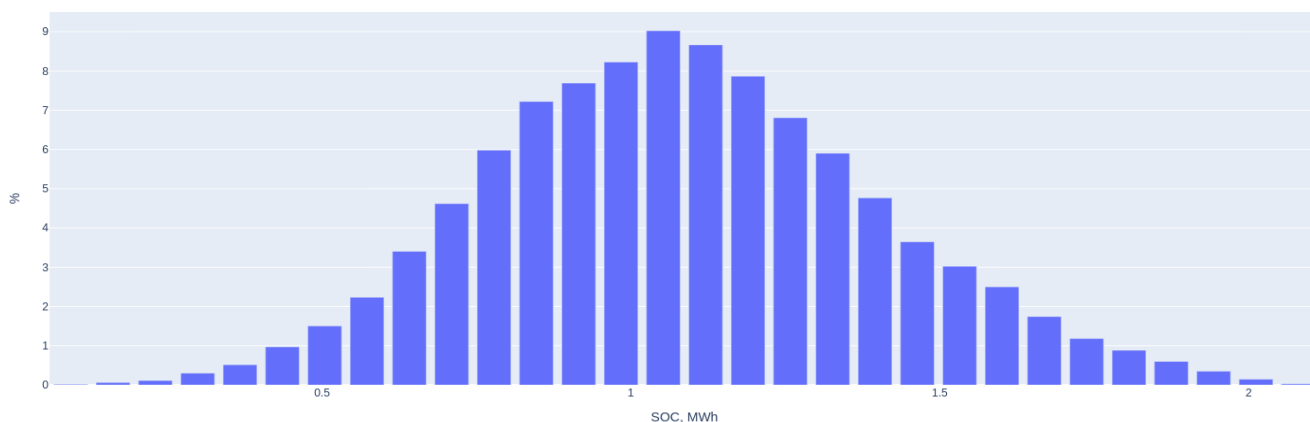


Рисунок 4.37 – Гістограма розподілу рівня заряду батареї (секунд) для модифікованої стратегії управління УЗЕ

Розрахований сумарний дохід від участі в РПЧ і продажу електроенергії на ринку небалансів за весь період моделювання практично не змінився у порівнянні з базовою стратегією і склав 31,887 млн. грн. (таблиця 4.8).

Таблиця 4.8 – Результати моделювання

Відсоток часу неактивності батареї через заряд 0 або 100 %	0
Кількість годин неактивності батареї через заряд 0 або 100 %	0
Розрахункова кількість циклів заряду/розряду	1230
Дохід від участі на ринку допоміжних послуг, тис. грн	31887
Сумарна змодельована деградація у відсотках	100

Розрахунковий рівень деградації батарей УЗЕ показано на рис. 4.38.

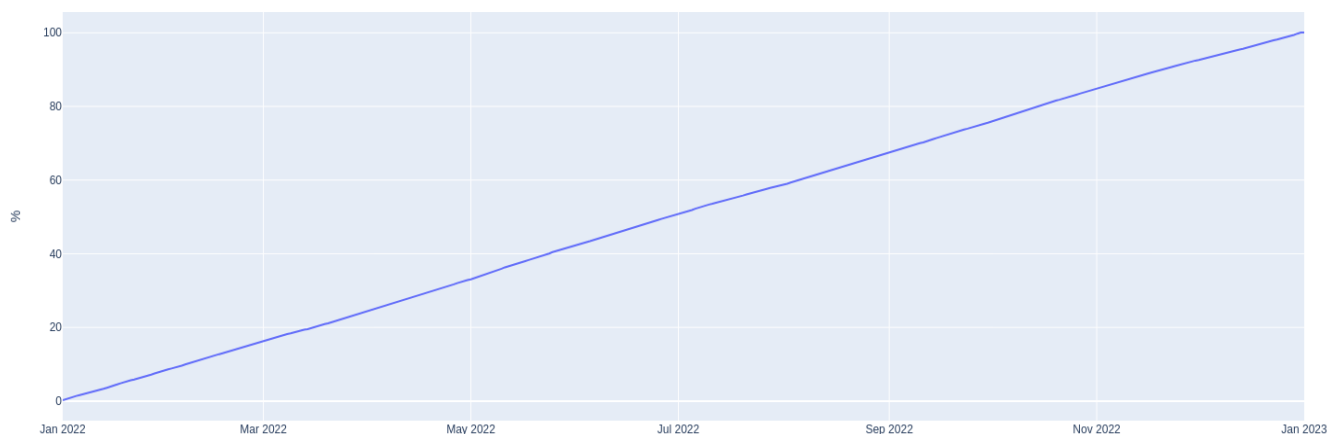


Рисунок 4.38 – Деградація батареї для модифікованої стратегії управління УЗЕ

Висновки до розділу

У результаті проведеного аналізу показано, що УЗЕ забезпечують оптимізацію виробництва електричної енергії, регулювання частоти енергомережі, балансування енергосистеми, гарантуючи її гнучкість, тим самим підвищуючи безпеку електропостачання.

Проведено аналіз різних стратегій управління УЗЕ, які визначаються залежно від їх роботи та встановленими критеріями оптимального функціонування. Для моделювання визначено стратегію управління, яка відповідає чинним нормативним вимогам України «Кодексу системи передачі».

Виконано моделювання режимів роботи УЗЕ з застосуванням: модифікованої стратегії управління, яка забезпечує середній рівень заряду під час процесу участі УЗЕ в підтриманні частоти; та базової стратегії управління, під час якої змодельована УЗЕ значну частину часу знаходиться у стані повної розрядки.

У контексті України це моделювання оцінило потенціал УЗЕ для надання послуг з регулювання частоти. Наприклад, з 1 жовтня 2021 року по 3 січня 2022 року прогнозований дохід з нечутливістю $\delta f 0,02$ Гц становив 5,47 млн. грн, а з нечутливістю $\delta f 0,01$ Гц – 6,8 млн. грн.

Порівнюючи дві стратегії управління УЗЕ, модифікована стратегія, яка підтримує середній рівень заряду під час участі УЗЕ в підтримці частоти, зменшила час перебування УЗЕ в розрядженому стані до нуля та мінімізувала деградацію батареї з 22,85 % до 11,12 %.

У ширшому європейському контексті моделювання оцінило потенціал УЗЕ для надання послуг з регулювання частоти в українській енергосистемі. За той самий період очікуваний дохід при нечутливості $\delta f 0,02$ Гц та при нечутливості $\delta f 0,01$ Гц становив однакову суму в 31,887 млн. грн.

Основні наукові результати розділу опубліковано у наукових працях [85–88].

5 ІНФОРМАЦІЙНО-РОЗРАХУНКОВИЙ КОМПЛЕКС МОДЕЛЮВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИМИ СПІЛЬНОТАМИ

Ефективне функціонування ЕнС неможливе без надійної та функціональної інформаційної інфраструктури. Ця інфраструктура, реалізована у вигляді інформаційно-розрахункового комплексу, забезпечує збір, обробку, аналіз та візуалізацію даних, що надходять від різноманітних джерел. Вона також є основою для прийняття оптимальних рішень щодо управління генерацією, споживанням і розподілом енергії в межах спільноти.

Даний розділ присвячено детальному розгляду архітектури інформаційно-розрахункового комплексу для енергетичних спільнот. Одним із основних факторів що зумовлюють актуальність цього розгляду є зростання складності енергетичних систем. Інтеграція розподілених джерел енергії, таких як СЕС і ВЕС, разом з активним розвитком УЗЕ й управління попитом, значно ускладнює управління енергетичними системами. Інформаційно-розрахунковий комплекс забезпечує необхідну інфраструктуру для обробки великих обсягів даних та управління цією складністю.

Також актуальною є потреба в оптимізації режимів роботи енергетичних спільнот. Для досягнення максимальної ефективності та мінімізації витрат ці спільноти потребують інструментів для аналізу даних та оптимізації процесів генерації, споживання та розподілу енергії. Інформаційний комплекс надає можливості для реалізації таких інструментів. Не менш важливим є те що такі інформаційні комплекси забезпечують прозорість функціонування ЕнС, надаючи користувачам (членам спільноти, адміністраторам, операторам) доступ до актуальної інформації про стан системи та її ключових показників.

У цьому розділі буде розглянуто основні компоненти інформаційно-розрахункового комплексу, включаючи апаратну частину (датчики, мережеву

інфраструктуру), програмне забезпечення (модулі «збору», «обробки» й «аналізу даних», «інтерфейс користувача»), а також питання безпеки та захисту даних.

Реалізація ефективного та надійного інформаційно-розрахункового комплексу є ключовим фактором успішного функціонування ЕнС. Правильно спроектована та впроваджена інформаційна інфраструктура забезпечить:

- оптимізацію використання енергії, зниження витрат та підвищення ефективності генерації, споживання та розподілу енергії;
- підвищення надійності та стабільності, забезпечення безперебійного енергопостачання та стабільної роботи енергетичної системи;
- надання користувачам актуальної інформації про стан системи та можливостей для управління власним енергоспоживанням.

У наступних підрозділах будуть детально розглянуті окремі аспекти вибору структури інформаційно-розрахункового комплексу.

5.1 Структура інформаційно-розрахункового комплексу

Інформаційно-розрахунковий комплекс системи енергозабезпечення ЕнС являє собою багаторівневу систему, що об'єднує різноманітне обладнання та програмне забезпечення для забезпечення ефективного управління енергоресурсами (рис. 5.1).

В основі цієї структури лежить розгалужена мережа датчиків та вимірювальних пристроїв. Вони збирають інформацію про ключові параметри системи, такі як енергоспоживання, генерація енергії, стан акумуляторів та метеорологічні умови. Датчики енергоспоживання інтегруються в розумні лічильники, тоді як датчики генерації енергії встановлюються на сонячних панелях, вітрогенераторах та інших джерелах. Датчики стану акумуляторів відстежують рівень їх заряду, а метеорологічні датчики фіксують сонячну інсоляцію, швидкість

вітру та інші параметри, що впливають на генерацію енергії. Для зв'язку з датчиками використовуються різноманітні інтерфейси, що базуються на бездротових (*Zigbee*, *Z-Wave*, *LoRaWAN*) та провідних (*Modbus*, *DNP3*) протоколах.

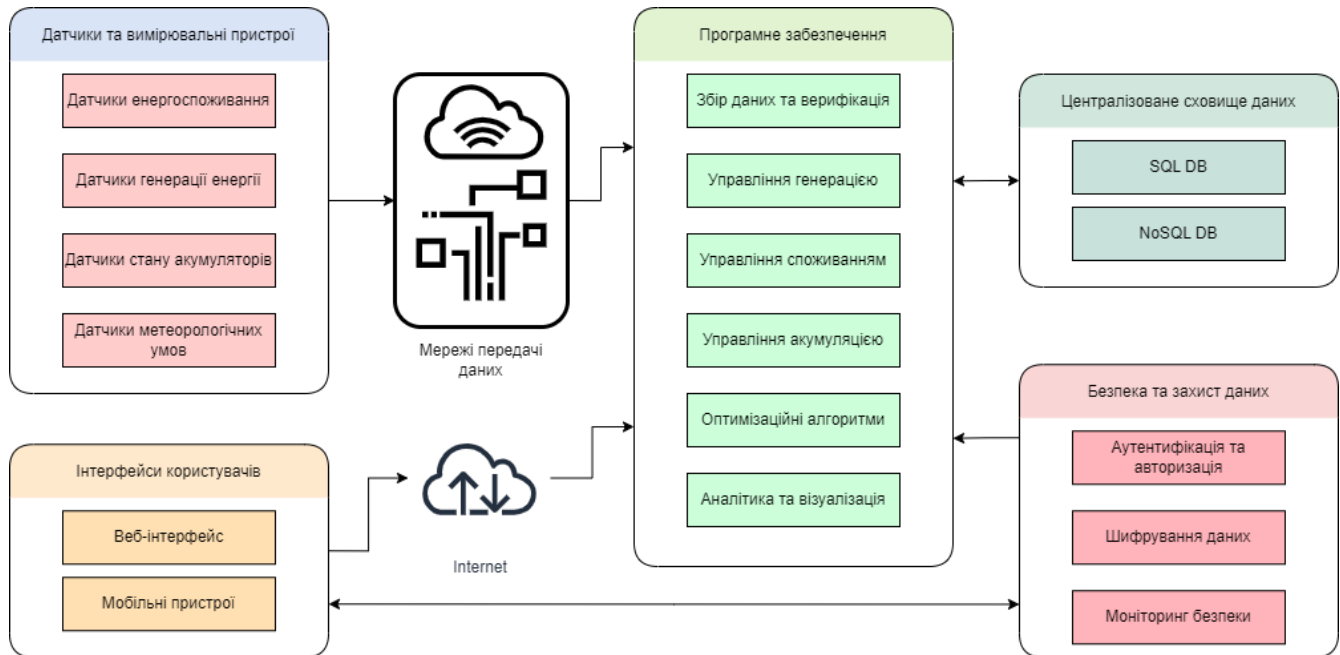


Рисунок 5.1 – Структура інформаційно-розрахункового комплексу моделювання ЕнС

Зібрані з датчиків дані передаються до централізованого сховища через комунікаційну мережу. Ця мережа, як правило, являє собою комбінацію локальної мережі (*LAN*) для об'єднання пристроїв в межах ЕнС та Інтернет-з'єднання для передачі даних на центральний сервер. *IoT* шлюзи відіграють важливу роль, забезпечуючи збір даних з датчиків та їх подальшу передачу. Централізоване сховище даних реалізується на базі серверів з *SQL/NoSQL* базами даних, що забезпечують надійне зберігання та обробку великих обсягів інформації.

Наступний рівень структури формує спеціалізоване програмне забезпечення. Воно відповідає за обробку отриманих даних та управління системою. Модулі «збору даних» агрегують інформацію з різних джерел, використовуючи *API* для

взаємодії з датчиками. Аналізатори якості даних забезпечують перевірку достовірності та цілісності отриманої інформації. Модулі «управління» реалізують алгоритми для контролю різних аспектів роботи системи: управління генерацією, споживанням та акумуляцією енергії. Модулі «оптимізації» використовують алгоритми прогнозування та моделювання для визначення оптимальних режимів роботи системи з метою зниження витрат і підвищення ефективності.

Для візуалізації стану системи та аналізу її роботи використовуються панелі моніторингу, що відображають ключові показники у режимі реального часу. Звіти та аналітика, що формуються на основі зібраних даних, дають можливість оцінити ефективність роботи системи та виявити потенціал для її покращення.

Важливим елементом є інтуїтивно зрозумілі інтерфейси користувачів. Вони надають доступ до функціоналу системи операторам, адміністраторам та кінцевим користувачам. Найчастіше використовується *Web*-інтерфейс, що забезпечує зручний доступ до даних, управління параметрами системи та генерацію звітів.

Нарешті, невід'ємною частиною структури є комплексна система безпеки. Вона забезпечує захист даних і цілісність роботи комплексу, включаючи механізми аутентифікації та авторизації, шифрування даних, а також системи моніторингу безпеки для виявлення та запобігання несанкціонованому доступу.

5.2 Принципи та задачі реалізації модуля «агрегування даних»

Модуль «агрегування даних» є ключовим елементом інформаційно-розрахункового комплексу ЕнС, що відповідає за збір, первинну обробку та передачу інформації з різноманітних джерел до централізованого сховища. Його основне завдання – забезпечити єдину точку доступу до актуальних та достовірних даних про стан енергетичної системи. Цей модуль відіграє роль фундаменту для

всіх подальших аналітичних та управлінських процесів, забезпечуючи їх надійною та своєчасною інформацією.

Ефективне функціонування модуля «агрегування даних» базується на вирішенні ряду важливих задач. По-перше, це інтеграція з різноманітними джерелами даних. Сучасні ЕнС використовують широкий спектр датчиків та пристроїв, що працюють за різними протоколами зв'язку та надають інформацію в різних форматах. Модуль «агрегування даних» повинен забезпечити можливість підключення до всіх цих джерел та отримання даних незалежно від їх типу та формату.

Другим важливим аспектом є обробка даних у режимі реального часу. Для забезпечення актуальності інформації та можливості оперативного реагування на зміни в енергетичній системі, модуль «агрегування даних» повинен здійснювати збір, обробку та передачу даних з мінімальною затримкою. Це особливо важливо для забезпечення стабільності та надійності енергопостачання, особливо в умовах високої мінливості генерації з ВДЕ.

Наступним викликом є забезпечення масштабованості модуля. Зі збільшенням кількості учасників ЕнС та розширенням її функціональності, обсяги даних, що обробляються модулем, будуть зростати. Тому архітектура модуля повинна бути спроектована таким чином, щоб забезпечити можливість його масштабування без втрати продуктивності та надійності.

Для вирішення цих задач модуль «агрегування даних» реалізується з використанням багаторівневої структури.

Першим рівнем є інтерфейси для збору даних. Цей рівень відповідає за взаємодію з різноманітними джерелами даних. Він складається з:

- вхідних колекторів – забезпечують підключення до сенсорів та пристроїв з використанням різних мережевих протоколів, таких як *HTTP/HTTPS*, *MQTT*, *Modbus*, *Zigbee* тощо;

- вхідних адаптерів – відповідають за обробку даних, отриманих від певних типів сенсорів або джерел, забезпечуючи їх конвертацію в уніфікований формат;
- модулі «обробки даних» – відповідають за первинну обробку отриманих даних, забезпечуючи їх верифікацію, трансформацію та підготовку до передачі в централізоване сховище.

Прикладами модулів обробки даних є:

- модулі «верифікації даних» – відповідають за перевірку достовірності та цілісності отриманих даних. Вони здійснюють контроль формату даних, виявляють аномальні значення та забезпечують обробку помилок;
- модулі «трансформації даних» – забезпечують приведення даних з різних джерел до єдиного формату, що спрощує їх подальшу обробку та аналіз. Вони також можуть здійснювати конвертацію типів даних, нормалізацію часу та інші операції;
- модулі «обробки потоку даних» – забезпечують ефективну обробку великих потоків даних в режимі реального часу. Зазвичай для цього використовуються спеціалізовані платформи, такі як *Apache Kafka*, що забезпечують високу пропускну здатність, низьку латентність та надійність.

Наступним рівнем є структури збереження даних. Цей рівень відповідає за тимчасове зберігання оброблених даних перед їх передачею в централізоване сховище. До складу цього рівня можуть входити:

- черги повідомлень, такі як *Apache Kafka*, – дають змогу буферизувати дані та забезпечувати їх надійну передачу навіть в умовах нестабільності мережі або перевантаження централізованого сховища;
- інтерфейси до баз даних – забезпечують взаємодію з централізованим сховищем даних, що може бути реалізоване на базі реляційних (*SQL*) або нереляційних (*NoSQL*) баз даних.

Для реалізації модуля «агрегування даних» використовується сучасний технологічний стек, що включає мови програмування, такі як *Python* та *C#*,

спеціалізовані фреймворки та бібліотеки, такі як *Apache Kafka* та *Pandas*, а також бази даних, такі як *PostgreSQL* та *MongoDB*.

Важливим аспектом розробки модуля «агрегування даних» є забезпечення його надійності та відмовостійкості. Для цього застосовуються різні методи, такі як відновлення після збоїв, дублювання критичних компонентів та моніторинг стану системи.

5.3 Принципи та задачі реалізації модуля «аналізатору якості даних»

Модуль «аналізатор якості даних» займає важливе місце в інформаційно-розрахунковому комплексі, забезпечуючи перевірку, обробку та оцінку якості даних, зібраних з різних джерел. Основним завданням цього модуля є забезпечення цілісності та достовірності даних, що надходять від сенсорів та інших джерел, для подальшого опрацювання й прийняття на їх основі управлінських рішень.

Структура модуля «аналізатора якості даних» складається з кількох ключових компонентів. Перший компонент включає інтерфейси для отримання даних, що надходять з модуля «агрегування». Ці інтерфейси використовують *API* запити для підключення до черг повідомлень або ж для прямого доступу до баз даних, де зберігається вихідна інформація, що підлягає аналізу.

Основний процес починається з перевірки даних на відповідність формату та діапазону значень. Для цього застосовуються регулярні вирази (*Regex*) та контрольні суми. Наприклад, для перевірки строкових даних можуть використовуватися регулярні вирази, які забезпечують валідність формату, а контрольні суми, такі як *CRC*, перевіряють цілісність переданих даних. Послідовно оброблені дані проходять через модулі «верифікації», де відбувається перевірка відповідності фактичних значень параметрів у встановлених межах.

Верифікація даних часто включає ідентифікацію та корекцію помилкових значень. Це здійснюється за допомогою різних методів корекції, наприклад, методом середніх, що заповнює відсутні або помилкові значення на основі середніх значень сусідніх даних, або методом інтерполяції, який дає змогу відновлювати дані на основі відомих значень. Окрім цього, часто використовується машинне навчання, яке надає можливість автоматичного виявлення та виправлення помилок у даних на підставі вбудованих алгоритмів.

Окремо необхідно відзначити модулі «виявлення аномалій», які застосовують статистичні методи й алгоритми машинного навчання для ідентифікації відхилень від нормальних патернів у даних. Наприклад, для виявлення аномалій можуть використовуватися алгоритми, як-от *Isolation Forest* або *Local Outlier Factor (LOF)*, що дають можливість виявити аномальні значення на підставі аналізу просторової близькості точок даних.

У процесі стандартизації даних, націленої на уніфікацію форматів для забезпечення сумісності з іншими системами, використовуються модулі «стандартизації», які перетворюють дані до єдиного стандарту. Це може включати уніфікацію різних форматів часових міток або перетворення різних типів даних до одного формату.

Завершенням циклу обробки даних є передача стандартизованих та перевічених даних у централізоване сховище через вихідні інтерфейси та *API*. У той же час логи та звіти зберігають інформацію про знайдені помилки та аномалії, що дає змогу вести моніторинг якості та забезпечувати безперервне вдосконалення процесу обробки даних.

Технологічний стек, який використовується в модулі «аналізатора якості даних», включає такі мови програмування як *Python*, що є основою для розробки ключових компонентів модуля. Для машинного навчання використовуються бібліотеки *scikit-learn*, а обробка й аналіз даних здійснюються за допомогою *Pandas* та *Numpy*. Бази даних *NoSQL*, такі як *MongoDB*, використовуються для зберігання

оброблених даних, у той час як *Plotly* служить для створення графіків і візуалізацій аномалій.

Розгортанням «аналізатора якості даних можна» здійснювати як локально, за допомогою контейнеризації з використанням *Docker* для ізоляції оточення, так і у хмарних обчислювальних середовищах, таких як *AWS*, *Azure* або *Google Cloud*. Використання оркестраторів контейнерів, таких як *Kubernetes*, дає можливість досягти високого рівня масштабованості та доступності системи.

Для забезпечення надійності та відмовостійкості аналізатора впроваджуються механізми резервного копіювання даних і перезапуску модулів у разі збою. Системи моніторингу на основі *Prometheus* та *Grafana* дають можливість вести моніторинг стану системи в реальному часі, а логи й аудити зберігають інформацію для аналізу продуктивності та діагностики помилок.

Прикладом практичного застосування модуля «аналізатора якості даних» може бути аналіз даних енергоспоживання для виявлення аномальних сплесків споживання, що можуть свідчити про витoki або неефективне використання енергоресурсів. Використання даних із сенсорів дає змогу виявляти патерни використання енергії, які не відповідають встановленим нормам, що дає змогу своєчасно вживати заходів для зменшення споживання та підвищення ефективності енергосистеми.

5.4 Принципи та задачі реалізації модуля «оптимізації»

Модуль «оптимізації» є одним із ключових компонентів інформаційно-розрахункового комплексу, призначеного для підвищення ефективності генерації та споживання енергії в енергетичних спільнотах. Основні завдання цього модуля включають аналіз та прогнозування споживання та генерації енергії, оптимізацію розподілу енергоресурсів, керування енергетичними процесами в реальному часі, а

також забезпечення стабільності та надійності енергосистеми за умов змінного навантаження та генерації.

Основою модуля «оптимізації» є його структура, яка включає інтерфейси для отримання даних з централізованого сховища, основні компоненти обробки даних та вихідні інтерфейси для передачі оптимізаційних рішень. Інтерфейси для отримання даних представлені *API* адаптерами, які забезпечують доступ до баз даних та інших джерел інформації для витягування необхідних даних про споживання та генерацію енергії. Ці дані потім проходять через різні етапи обробки й аналізу.

Модулі «аналізу даних» використовують історичні дані для виявлення патернів і трендів. Вони застосовують методи часових рядів, такі як *ARIMA* або *SARIMA*, для аналізу та прогнозування часових послідовностей, а також кластеризацію, наприклад, *K-Mean* або *DBSCAN*, для виявлення подібних патернів у даних. Цей етап є критично важливим для забезпечення точного прогнозування майбутніх потреб в енергії та потенціалу генерації.

Далі, модулі «прогнозування» використовують широке коло методів, включаючи лінійні моделі, такі як регресійний аналіз, та алгоритми машинного навчання, як-от нейронні мережі типу *LSTM* або *RNN*, для побудови більш точних та комплексних прогнозів щодо споживання та генерації енергії. Окрім цього, застосування методів Монте-Карло для симуляції дає можливість оцінювати варіанти прогнозів на основі імовірнісних моделей, що підвищує точність імовірнісних оцінок.

Основна частина модуля «оптимізації» – це модулі оптимізації, які реалізують алгоритми математичної оптимізації для визначення оптимальних стратегій розподілу ресурсів. Ці алгоритми можуть включати багатокритеріальну оптимізацію, яка враховує одночасно декілька критеріїв, таких як мінімізація витрат і зниження викидів CO_2 . Оптимальні рішення визначаються на основі математичних моделей, що враховують всі наявні обмеження та цілі ЕнС.

Інтерфейси до інших систем забезпечують передачу оптимізаційних рішень модулям, відповідальним за управління генерацією, споживанням і зберіганням енергії. Дані вивідні *API* дають можливість інтегрувати модуль «оптимізації» з іншими компонентами системи, забезпечуючи координацію їх функціонування та реалізацію оптимізаційних стратегій у реальному часі.

При розробці та впровадженні цього модуля може використовуватися технологічний стек, що включає мови програмування *Python* для реалізації алгоритмів і моделей, а також бібліотеки *SciPy* та *PuLP* для математичної оптимізації. Бази даних *NoSQL* також відіграють важливу роль у зберіганні даних та результатів оптимізації, забезпечуючи швидкий доступ до необхідної інформації та гнучкість у роботі з великими обсягами даних.

Розгортання модуля «оптимізації» може здійснюватися як локально, із застосуванням контейнеризації за допомогою *Docker* для тестування та розробки, так і у хмарних обчислювальних середовищах, таких як *AWS*, *Azure* або *Google Cloud*, для забезпечення масштабованості та високої доступності. Використання оркестраторів контейнерів, таких як *Kubernetes*, дає змогу ефективно управляти розподіленими обчислювальними ресурсами та забезпечити безперервність роботи системи.

Надійність та відмовостійкість модуля досягаються за рахунок автоматичного резервного копіювання даних і результатів обчислень, а також перезапуску обчислювальних процесів у разі збою. Моніторинг обчислювальних процесів здійснюється за допомогою інструментів на основі *Prometheus* і *Grafana*, що забезпечує своєчасне виявлення проблем і високий рівень операційної готовності системи.

Прикладом практичного застосування модуля «оптимізації» може бути оптимізація використання УЗЕ. Прогнозуючи час та обсяги заряду і розряду акумуляторів, модуль дає можливість максимізувати ефективність використання енергії та враховувати вартість електроенергії в різні проміжки часу, зокрема, пікові

та непікові тарифи. Додатковим прикладом може бути оптимізація генерації з різних джерел енергії, де модуль прогнозує генерацію ВДЕ й оптимально розподіляє навантаження між традиційними та ВДЕ. Використання даних про споживання для прогнозування майбутніх потреб і оптимального розподілу ресурсів, а також реалізація стратегій *Demand Response* для регулювання навантаження, дає змогу досягти максимальних показників ефективності та стабільності енергосистеми.

5.5 Принципи та задачі реалізації модуля «аналітики та візуалізації»

Модуль «аналітики та візуалізації» є критично важливим компонентом інформаційно-розрахункового комплексу, призначеного для перетворення великих обсягів даних у зрозумілі й інформативні візуальні представлення. Основним завданням цього модуля є забезпечення аналізу даних, створення інтерактивних графіків, діаграм і дашбордів, а також автоматична генерація звітів для різних зацікавлених сторін. Цей модуль надає можливість відображення даних у реальному часі, що є незамінним для оперативного прийняття рішень.

Структура модуля «аналітики та візуалізації» починається з інтерфейсів для отримання даних. Для інтеграції з централізованими сховищами даних використовуються *API*, що дають можливість підключатися до *SQL* та *NoSQL* баз даних для отримання необхідної інформації. Основні компоненти обробки й візуалізації даних включають модулі «аналізу», «візуалізації», «генерації звітів» і модулі «реального часу». Модулі «аналізу» виконують обробку, дослідження та виявлення патернів і трендів у даних, використовуючи алгоритми аналізу часових рядів та методи машинного навчання. Модулі «візуалізації» також відіграють важливу роль, оскільки за їх допомогою створюються інтерактивні графіки та діаграми, що роблять інформацію більш доступною та зрозумілою.

Для забезпечення аналітики даних використовуються різні методи. Наприклад, описова статистика, яка включає середні значення, медіанні, стандартні відхилення та інші базові статистичні показники, дає змогу отримати початкове розуміння даних. Для більш глибокого аналізу даних застосовуються методи часових рядів, такі як моделі *ARIMA* та *SARIMA*, а також методи машинного навчання, включаючи алгоритми класифікації, регресії та кластеризації. Наприклад, для визначення трендів можуть використовуватися алгоритми *Holt-Winters*, а для виявлення аномалій – методи *Isolation Forest* або *LOF*.

Технологічний стек модуля «аналітики та візуалізації» може включати декілька рівнів інструментів і фреймворків. На рівні програмування найбільш поширеними інструментами є *Python* і *JavaScript*, які дають можливість інтегрувати різні бібліотеки для аналізу та візуалізації даних. Для створення графіків і діаграм у *Python* використовується бібліотека *Plotly*, а у *JavaScript* – *Chart.js*. *Front-end* розробка виконується з використанням фреймворка *Vue.js*, що дає змогу створити інтерактивні користувацькі інтерфейси. Для *backend*-розробки використовується *Flask*, що забезпечує обробку запитів та управління бізнес-процесами.

Для створення дашбордів та інтерактивних візуалізацій широко застосовуються такі інструменти, як *Tableau* і *Grafana*. Вони дають можливість реалізувати моніторинг у реальному часі і створювати звіти, що автоматично генеруються у форматах *PDF* або *Excel*. Важливо зазначити, що розгортання модуля може бути виконано як локально для тестування та розробки, так і в хмарі для забезпечення масштабованості та високої доступності. Зокрема, для хмарного розгортання використовуються платформи *AWS*, *Azure* або *Google Cloud*, а для управління контейнерами – *Kubernetes*.

У рамках забезпечення надійності та відмовостійкості модуля «аналітики та візуалізації» передбачені механізми резервного копіювання даних і автоматичного перезапуску у разі збоїв. Моніторинг системи здійснюється за допомогою інструментів *Prometheus* і *Grafana*, які також дають можливість відстежувати

продуктивність і стан системи у режимі реального часу. Логи й аудит використовуються для аналізу продуктивності та діагностики можливих помилок.

Приклади практичного застосування модуля «аналітики та візуалізації» включають моніторинг енергоспоживання з відображенням як поточного, так і історичного споживання енергії, а також аналіз трендів для виявлення можливостей економії. Крім того, модуль дає змогу здійснювати моніторинг генерації енергії з різних джерел, прогнозуючи й аналізуючи продуктивність генераційних установок.

5.6 Принципи та задачі реалізації модуля «інтерфейс користувача»

«Інтерфейс користувача» є критичним компонентом інформаційного комплексу, який забезпечує зручний, інтуїтивно зрозумілий та ефективний доступ до функціональності системи для широкого кола користувачів. До таких користувачів входять адміністратори, оператори та члени ЕнС. Основною метою цього модуля є створення інтерактивного, наочного та безпечного інтерфейсу, що дає змогу виконувати різноманітні операції, пов'язані з управлінням енергоресурсами та моніторингом системи.

Фронтенд інтерфейсу повинен розроблятися з використанням сучасних веб-фреймворків, таких як *Vue.js*, що дає можливість створювати динамічні, інтерактивні веб-додатки. Інтерфейс користувача реалізується за допомогою компонентного підходу, який передбачає поділ інтерфейсу на окремі самостійні модулі, кожен з яких відповідає за виконання певної функції. Цей підхід забезпечує високу гнучкість та підтримку системи, оскільки дає можливість легко оновлювати або доповнювати інтерфейс новими функціями без порушення роботи інших компонентів.

Однією з ключових складових інтерфейсу є інтерактивні візуалізації, які реалізуються за допомогою таких бібліотек як *Chart.js*. Ці візуалізації, включаючи

графіки, діаграми та дашборди, забезпечують наочне представлення даних у реальному часі. Інтерактивність візуалізацій дозволяє користувачам гнучко взаємодіяти з даними, наприклад, змінювати масштаб графіків, фільтрувати дані за певними параметрами або порівнювати різні показники.

Навігація в «інтерфейсі користувача» будується з урахуванням принципів зручності й інтуїтивної зрозумілості. Головне меню, фільтри та пошукові функції розробляються так, щоб забезпечити швидкий доступ до ключових функцій системи та необхідних даних. Наприклад, адміністратори можуть легко переходити між різними розділами для управління користувачами, системними налаштуваннями та переглядом звітів, тоді як оператори можуть швидко отримувати інформацію про стан енергосистеми та здійснювати моніторинг ключових параметрів.

Бекенд інтерфейсу повинен реалізовуватися з використанням *RESTful API*, забезпечуючи ефективну взаємодію між фронтендом і бекендом. *API* сервіси відповідають за передачу даних, виконання запитів та обробку основних бізнес-логік системи. Це включає авторизацію й автентифікацію користувачів, управління сесіями та контроль доступу до різних функцій інтерфейсу, що дає можливість забезпечити безпеку та цілісність даних. Для забезпечення безпеки потрібно використовувати сучасні протоколи, такі як *OAuth 2.0* та *OpenID Connect*, а також *JSON Web Tokens (JWT)* для передачі авторизаційних даних між клієнтом і сервером.

Запровадження належних заходів безпеки є пріоритетом у розробці інтерфейсу користувача. Всі дані, що передаються між клієнтом і сервером, шифруються за допомогою *SSL/TLS* для захисту від перехоплення. Паролі користувачів зберігаються у хешованому вигляді, що забезпечує захист від несанкціонованого доступу. Додатково повинен реалізовуватися захист від атак типу *CSRF (Cross-Site Request Forgery)* за допомогою унікальних токенів та захист

від XSS (*Cross-Site Scripting*) через валідування й ескейпінг введених користувачами даних.

Для забезпечення високої надійності та відмовостійкості системи потрібно використовувати стратегії резервування даних та розподілення навантаження. Проведення автоматичних резервних копій конфігурацій та баз даних є стандартною практикою, яка дає можливість швидко відновити систему у разі збою. Платформи хмарних обчислень, такі як *AWS*, *Azure* або *Google Cloud*, забезпечують масштабованість та високу доступність інтерфейсу користувача. Використання оркестраторів на зразок *Kubernetes* спрощує управління контейнеризованими додатками та забезпечує автоматичний перезапуск сервісів у разі їхнього збою.

Розробка та розгортання «інтерфейсу користувача» відбувається із застосуванням практик *CI/CD*, що забезпечує ефективність розробки та безперервну інтеграцію змін. Це дає змогу командам розробників швидко впроваджувати нові функції, тестувати їх у локальному середовищі за допомогою контейнерів *Docker*, та автоматично розгортати у хмарному середовищі після проходження всіх тестів.

У результаті реалізації такого підходу, «інтерфейс користувача» забезпечує зручний і безпечний доступ до всіх функціональних можливостей системи. Це включає моніторинг енергоспоживання та генерації, аналіз та візуалізацію даних, управління користувачами та налаштуваннями системи. Завдяки інтерактивним візуалізаціям та зручній навігації, користувачі зможуть ефективно управляти енерговикористанням та приймати оптимальні рішення щодо функціонування ЕнС.

Висновки до розділу

Цей розділ представив детальний огляд пропонованої архітектури інформаційно-розрахункового комплексу, що є ключовим елементом ефективного управління ЕнС. Важливим висновком є необхідність комплексного підходу, який передбачає отримання даних з різноманітних джерел, включаючи датчики, вимірювальні пристрої та зовнішні інформаційні системи. Особлива увага приділяється якості та своєчасності отриманих даних, оскільки від цього залежить точність аналізу й ефективність роботи всієї системи. Тому модулі «збору», «аналізу та верифікації даних» відіграють ключову роль в забезпеченні надійності всієї інфраструктури.

Важливим аспектом є оптимізація, яка дає змогу не тільки мінімізувати витрати на споживання, але й максимізувати ефективність генерації та забезпечити стабільну роботу енергосистеми в цілому. Інформаційно-розрахунковий комплекс повинен бути максимально зручним для користувачів з різними рівнями доступу, тому важливу роль відіграє розробка інтуїтивно зрозумілих веб- та мобільних інтерфейсів.

Подальший розвиток інформаційно-розрахункового комплексу має бути спрямований на інтеграцію з інтелектуальними енергетичними мережами (*Smart Grid*), що відкриє нові можливості для оптимізації й автоматизації управління енергоресурсами. Впровадження штучного інтелекту та машинного навчання надасть можливість покращити точність прогнозування, оптимізувати процеси та автоматизувати прийняття рішень. Розширення аналітичних можливостей надасть більш глибоке розуміння роботи ЕнС і дасть змогу виявляти нові шляхи для підвищення ефективності.

Основні наукові результати розділу опубліковано у науковій праці [89].

ВИСНОВКИ

У цій монографії було проведено комплексне дослідження перспектив і напрямів формування ЕнС та оптимізації їх роботи на основі ВДЕ малої потужності.

Проаналізовано потенціал ВДЕ для забезпечення автономного електропостачання споживачів в межах ЕнС. Виконано моделювання різних сценаріїв розвитку ЕнС, враховуючи різні типи ВДЕ, УЗЕ, добові профілі споживання та генерації, обмеження на роботу джерел енергії.

Розроблено й апробовано методики оптимального розподілу навантаження між джерелами генерації в межах ЕнС, враховуючи багатокритеріальність задачі та обмеженість початкової інформації. Запропоновані алгоритми дають можливість:

- мінімізувати експлуатаційні витрати ЕнС;
- підвищити надійність та безперебійність енергопостачання;
- зменшити залежність від централізованої мережі та підвищити рівень автономності ЕнС;
- забезпечити екологічну безпеку енергопостачання за рахунок використання ВДЕ.

Досліджено можливості використання УЗЕ для підвищення ефективності роботи ЕнС, а також потенціал УЗЕ для надання допоміжних послуг на ринку електроенергії. Проаналізовано вплив різних стратегій управління УЗЕ на деградацію батарей, економічну ефективність та стабільність роботи енергосистеми.

Визначено оптимальні структури ЕнС для різних груп споживачів з різними добовими профілями споживання, а також розроблено підходи щодо функціонування стратегій розвитку ЕнС з метою забезпечення їх автономної роботи.

Розроблено концепцію й архітектуру інформаційно-розрахункового комплексу для управління ЕнС, який дає змогу збирати, обробляти, аналізувати та візуалізувати дані про роботу ЕнС, а також забезпечує інтерактивну взаємодію користувачів із системою.

ЕнС мають значний потенціал для розвитку децентралізованої енергетики та забезпечення екологічно чистого, надійного та доступного енергопостачання споживачів.

Для успішного функціонування ЕнС необхідна розробка та впровадження інтелектуальних систем управління, які враховують особливості роботи ВДЕ та УЗЕ.

Оптимальна структура та стратегії розвитку ЕнС залежать від багатьох факторів, таких як потреби споживачів, доступні ресурси, кліматичні умови, законодавча база та економічні стимули.

ЕнС можуть сприяти розвитку місцевих економік, створенню нових робочих місць та підвищенню енергетичної безпеки. Впровадження ЕнС є важливим кроком на шляху до створення стійкої й екологічно безпечної енергетичної системи, що відповідає потребам сучасного суспільства.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Директива про внутрішній ринок електроенергії (ЄС) 2019/944. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32019L0944>.
2. Директива про відновлювану енергетику (ЄС) 2018/2001. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32018L2001>.
3. Закон України про внесення змін до деяких законів України щодо відновлення та «зеленої» трансформації енергетичної системи України. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/3220-20#Text>.
4. Проект «Енергія громадянського суспільства для стійкої України». URL: <https://citizenenergy.com.ua/uk>.
5. Вострякова В.І., Рубаненко О.О. Створення спільнот «зеленої» енергетики в Україні. Вінниця: «Нілан-ЛТД», 2023. 108 с. URL: https://sdasynergy.org/sites/default/files/sinergiya-posibnik-elekt_21.05.2024.pdf.
6. Громадська організація «Екоклуб». URL: https://ecoclubrivne.org/energy_communities_eu/.
7. Сисюк Т.С. Принципи формування енергетичних спільнот в умовах реформування енергетики»: маг. дис.: 141 / Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут». Київ. 2024. 100 с. URL: <https://ela.kpi.ua/server/api/core/bitstreams/686f117e-4724-4c03-9b40-b028d97bb639/content>
8. Lowitzsch J. Energy Transition-Financing consumer co-ownership in renewables. 2019. 794 p.
9. An official website of the European Union. URL: <https://ec.europa.eu>.
10. Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the Promotion of the Use of Energy from Renewable Sources (Recast) (Директива (ЄС) 2018/2001 Європейського Парламенту та Ради від 11

грудня 2018 року про заохочення використання енергії, виробленої з відновлюваних джерел (нова редакція)). URL: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive_en.

11. Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on Common Rules for the Internal Market for Electricity and Amending Directive 2012/27/EU (Recast) (Директива (ЄС) 2019/944 Європейського Парламенту та Ради від 5 червня 2019 року про спільні правила внутрішнього ринку електроенергії та внесення змін до Директиви 2012/27/ЄС (нова редакція)). URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32019L0944>.

12. Tushar W., Saha T.K., Yuen C., Smith D., Poor H.V. Peer-to-Peer trading in electricity networks: an overview. *Proc. IEEE Transactions on Smart Grid*. 2020. Pp. 1–15. DOI: <https://doi.org/10.1109/tsg.2020.2969657>

13. Sharing-Cost Factors for a Community of PV Prosumers with Battery Storage. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10194607>.

14. Koirala B.P., Koliou E., Friege J., Hakvoort R.A., Herder P.M. Energetic communities for community energy: a review of key issues and trends shaping integrated community energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. Vol. 56. Pp. 722–744. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.080>

15. Про схвалення Національного плану з енергетики та клімату на період до 2030 року. Розпорядження кабінете міністрів України від 25 червня 2024 р. № 587-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/587-2024-%D1%80#Text>.

16. Сайт проєкт уряду Великої Британії. URL: <https://www.gov.uk/government/news/uk-ambassador-to-ukraine-and-minister-of-economy-of-ukraine-launch-the-green-transition-office>.

17. Концепція впровадження «розумних мереж» в Україні до 2035 року. Розпорядження кабінету міністрів України від 14.10.2022 р. № 908-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/908-2022-%D1%80#Text>.

18. European Commission. REPowerEU: A plan to rapidly reduce dependence on russian fossil fuels and fast-forward the green transition. URL: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_3131.
19. Salehi J., Abdolahi A. Optimal scheduling of active distribution networks with penetration of PHEV considering congestion and air pollution using DR program. *Sustainable Cities and Society*. 2019. Vol. 51. No. 101709.
20. Westering van W., Hellendoorn H. Low voltage power grid congestion reduction using a community battery: Design principles, control and experimental validation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2020. Vol. 114. No. 105349.
21. Pinson P., Madsen H. Benefits and challenges of electrical demand response: A critical review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014. Vol. 39. Pp. 686–699.
22. Medina J., Muller N., Roytelman I. Demand response and distribution grid operations: Opportunities and challenges. *Proc. IEEE Transactions on Smart Grid*. 2010. Vol. 1 (2). Pp. 193–198.
23. Яндульський О.С., Труніна Г.О., Нестерко А.Б., Настенко Д.В. Регулювання напруги в розподільних електричних мережах з відновлюваними джерелами енергії. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. 184 с. URL: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/53135>.
24. Ініціатива цифрових електромереж, орієнтованих на попит. Цифровізація для гнучких і стійких енергетичних систем. URL: <https://www.iea.org/programmes/digital-demand-driven-electricity-networks-initiative>.
25. Valtonen P., Mendes G., Honkapuro S. Demand response for increased grid flexibility: The case of Finland. *Proc. IEEE Innovative Smart Grid Technologies*. 2017. Pp. 1–6.
26. Energy E, et al. Demand side response in the non-domestic sector. 2012, Prepared for Ofgem. 69 p.

27. Baltputnis K., Broka Z., Sauhats A. Analysis of the potential benefits from participation in explicit and implicit demand response. *Proc. 54th International Universities Power Engineering Conference*. 2019. Pp. 1–5. DOI: <https://doi.org/10.1109/UPEC.2019.8893589>
28. Freire-Barceló T, Martín-Martínez F, Sánchez-Miralles Á. A literature review of explicit demand flexibility providing energy services. *Electric Power Systems Research*. 2022. Vol. 209. No. 107953. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.107953>
29. Закон України «Про ринок електричної енергії» (№ 4017-IX від 10.10.2024). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text>.
30. Zepter J.M., Lüth A., Crespo del Granado P., Egging R. Prosumer integration in wholesale electricity markets: Synergies of peer-to-peer trade and residential storage. *Energy Build.* 2019. Vol. 184. Pp. 163–176.
31. Denysiuk S., Opryshko V. Research on demand side management programs and analysis of their usage efficiency. *Technology Audit and Production Reserves*. 2016. Vol. 3. No. 1 (29). Pp. 69.
32. Веремійчук Ю.А., Опришко В.П., Притискач І.В., Ярмолюк О.С. Оптимізація функціонування інтегрованих систем енергозабезпечення споживачів. Київ : видавничий дім «КИЙ», 2020. 186 с.
33. Український системний оператор НЕК «Укренерго» отримав статус повноправного члена в ENTSO-E. URL: <https://eu-ua.kmu.gov.ua/news/ukrayinskyj-systemnyj-operator-nek-ukrenergo-otrymav-status-povnopravnogo-chlena-v-entso-e/#:~:text=%D0%A2%D0%B0%D0%BA%D0%B5%20%D1%80%D1%96%D1%88%D0%B5%D0%BD%D0%BD%D1%8F%20%D1%81%D1%8C%D0%BE%D0%B3%D0%BE%D0%B4%D0%BD%D1%96%2C%2014%20%D0%B3%D1%80%D1%83%D0%B4%D0%BD%D1%8F,%D1%86%D0%B5%20%D0%BF%D0%BE%D0%B2%D1%96%D0%B4%D0%BE%D0%BC%D0%BB%D1%8F%D1%94%20%D0%9D%D0%95%D0%9A%20%C2%AB%D0%A3%D0%BA%D1%80%D0%B5%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%BE%C2%BB>.

34. EU DSO Entity and ENTSO-E Proposal for a Network Code on Demand Response, V 1.0, 8 May 2024. URL: <https://www.entsoe.eu/news/2024/05/08/dso-entity-and-entso-e-submit-joint-network-code-on-demand-response/>.
35. Demand response. Last accessed 20 November 2024. URL <https://www.helen.fi/en/companies/electricity-for-companies/lisatuotteet-ja-palvelut/kulutuksen-hallinta-ja-optimointi/demand-response>.
36. Ericsson's data centre and Fortum to collaborate in demand response. URL <https://www.fortum.com/media/2018/01/ericssons-data-centre-and-fortumcollaborate-demand-response>.
37. Gils HC. Assessment of the theoretical demand response potential in Europe. *Energy*. 2014. Vol. 67. Pp. 1–18.
38. Sridhar A., Honkapuro S., Ruiz F., Stoklasa J., Annala S., Wolff A., Rautiainen A. Residential consumer preferences to demand response: Analysis of different motivators to enroll in direct load control demand response. *Energy Policy*. 2023. Vol. 173. No. 113420. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113420>
39. Annala S. Households' willingness to engage in demand response in the finnish retail electricity market: an empirical study. 2015. 83 p.
40. Ruokamo E., Kopsakangas-Savolainen M., Meriläinen T., Svento R. Towards flexible energy demand–preferences for dynamic contracts, services and emissions reductions. *Energy Economics*. 2019. Vol. 84. No. 104522.
41. Broberg T., Persson L. Is our everyday comfort for sale? Preferences for demand management on the electricity market. *Energy Economics*. 2016. Vol. 54. Pp. 24–32.
42. Ярмолюк О.С. Оцінювання режимів роботи інтегрованих енергопостачальних систем при невизначеності інформації: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.01 / Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут». Київ. 2015. 238 с.

43. Сабіщенко О.В. Управління енергозабезпеченням сталого регіонального розвитку із використанням гібридних систем альтернативних джерел енергії: дис. ... докт. філософії: 051 / Київський національний університет технологій та дизайну. Київ. 2023. 191 с.
44. EnergyMag. Офіційний вебсайт. URL: <https://energymag.net/> (дата звернення: 22.08.2024).
45. Pareto V. Cours d'economie politique. Lausanne : Lausanne Rouge, 1896. 430 p.
46. Jabr R.A., Singh R., Pal B.C. Minimum loss network reconfiguration using mixed-integer convex programming. *Proc. IEEE Transactions on Power Systems*. 2012. Vol. 27. Pp. 1106–1115.
47. Glamokanin V. Optimal loss reduction of distribution networks. *Proc. IEEE Transactions on Power Systems*. 1990. Vol. 5, No. 3. Pp. 774–782.
48. Sharatkah M.M., Haghifam M.R., Arefi A. Load profile based determination of distribution feeder configuration by dynamic programming. *Proc. IEEE Trondheim PowerTech Conference*. 2011. Vol. 12. Pp. 1–6. DOI: <https://doi.org/10.1109/PTC.2011.6019329>
49. Broadwater R.P. Time varying load analysis to reduce distribution losses through reconfiguration. *Proc. IEEE Transaction on Power Delivery*. 2003. Vol. 8, No. 1. Pp. 294–300.
50. Zhu J.Z. Optimal Reconfiguration of electrical distribution network using the refined genetic algorithm. *Electric Power Systems Research*. 2002. Vol. 62, Is. 1. Pp. 37–42.
51. Su C.-T., Chang C.-F., Chiou J.-P. Distribution network reconfiguration for loss reduction by ant colony search algorithm. *Electric Power Systems Research*. 2005. Vol. 75, Is. 2–3. Pp. 190–199.
52. Olamaei J., Niknam T., Arefi S.B. Distribution feeder reconfiguration for loss minimization based on modified honey bee mating optimization algorithm. *Proc. the 2nd*

International Conference on Advances in Energy Engineering. 2011. Vol. 14. Pp. 304–311. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.12.934>

53. Young J.J., Chul K.J., Kim Jin-O., Joong-Rin Shin J.O., Lee K.Y. An efficient simulated annealing algorithm for network reconfiguration in large-scale distribution systems. *Proc. IEEE Transactions on Power Delivery*. 2002. Vol. 17, Is. 4. Pp. 1070–1078.

54. Abdelaziz A.Y., Mohamed F.M., Mekhamer S.F., Badr M.A.L. Distribution system reconfiguration using a modified Tabu Search algorithm. *Electric Power Systems Research*. 2010. Vol. 80, No. 8. Pp. 943–953.

55. Abdelaziz A.Y., Mohammed F.M., Mekhamer S.F., Badr M.A.L. Distribution Systems Reconfiguration using a modified particle swarm optimization algorithm. *Electric Power Systems Research*. 2009. Vol. 79. Pp. 1521–1530.

56. Bernardon D.P., Sperandio M., Garcia V.J., Canha L.N., Abaide A.D.R., Daza E.F.B. AHP decision-making algorithm to allocate remotely controlled switches in distribution networks. *Proc. IEEE Transactions on Power Delivery*. 2011. Vol. 26, Is. 3. Pp. 1884–1892.

57. Ahuja A., Das S., Pahwa A. An AIS-ACO hybrid approach for multi-objective distribution system reconfiguration. *Proc. IEEE Transactions on Power Systems*. 2007. Vol. 22. Pp. 1101–1111.

58. Deb K. Multi-Objective Optimization Using Evolutionary Algorithms. *John Wiley & Sons*, 2001. 24 p.

59. Coello Coello C.A. Evolutionary multi-objective optimization: A historical view of the field. *IEEE Computational Intelligence Magazine*. 2006. Vol. 1 (1). Pp. 28–36. DOI: <https://doi.org/10.1109/MCI.2006.1597059>

60. Deb K., Jain H. An evolutionary many-objective optimization algorithm using reference-point-based nondominated sorting approach, part I: Solving problems with box constraints. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*. 2013. Vol. 18, No. 4. Pp. 577–601.

61. Floudas C.A., Gounaris C.E. A review of recent advances in global optimization. *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 2009. Vol. 48, No. 6, Pp. 2497–2542.
62. Klamroth K., Schwartz A. On the asymptotic convergence of scalarization methods for multi-objective optimization. *Applied Mathematics & Optimization*. 2005. Vol. 51, No. 2. Pp. 143–167.
63. Deb K., Tiwari S. Preference-based multi-objective optimization: a review,” *The International Journal of Advanced Manufacturing Technology*. 2019. Vol. 105, No. 9–12. Pp. 4441–4458.
64. De Farias I.R., Van Roy B. The linear programming approach to approximate dynamic programming. *Operational Research*. 2001. Vol. 49, No. 3. Pp. 351–363.
65. Гібридні системи малої енергетики : рекомендації до виконання розрахункової роботи [Електронний ресурс] : навч. посіб. для здобувачів ступеня магістра за освіт. програмою «Системи забезпечення споживачів електричною енергією» спец. 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: В. А. Попов, О. С. Ярмолук. – Електрон. текст. дані (1 файл). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. – 64 с. Назва з екрану. URL: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/62344>.
66. Suresh A., Deb K., Boddeti V.N. Towards Multi-objective Co-evolutionary Problem Solving. *Evolutionary Multi-Criterion Optimization*. 2021. Pp. 139–151.
67. Pedrycz W., Gomide F. An Introduction to Fuzzy Sets: Analysis and Design. Cambridge : MIT Press, 1998. 465 p.
68. Ekel P. Fussy sets and models of decisions making. *Computers & Mathematics with Applications*. 2002. Vol. 44 (1), Is. 7. Pp. 863–875. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0898-1221\(02\)00199-2](https://doi.org/10.1016/S0898-1221(02)00199-2)
69. Pedrycz W., Ekel P., Parreiras R. Fuzzy Multicriteria Decision-Making: Models, Methods, and Applications. New York : John Wiley & Sons, 2011. 338 p.

70. Ярмолюк О.С., Веремійчук Ю.А., Опришко В.П., Філянін Д.В. Оптимізація процесів розподілу енергії в системах із відновлюваними джерелами енергії малої потужності та системою накопичення енергії. Авторське право на твір № 113938, 26.07.2022. 28 с.

71. Yarmoliuk O., Veremiichuk Y., Opryshko V., Mahnitko A., Zicmane I., Lomane T. Distribution processes optimization in power supply systems with low power energy sources. *Proc. IEEE 63th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON)*. Latvia, Riga, 10–12 October 2022. Pp. 1–5. DOI: <https://doi.org/10.1109/RTUCON56726.2022.9978794>

72. Veremiichuk Y., Yarmoliuk O., Opryshko V., Prytyskach I., Mahnitko A., Lomane T. Optimal generation structure within sustainable energy communities demand. *Proc. 2023 IEEE 64rd International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON)*. Latvia, Riga, 09–11 October 2023. DOI: <https://doi.org/10.1109/RTUCON60080.2023.10413185>

73. Веремійчук Ю.А., Опришко В.П., Притискач І.В., Ярмолюк О.С. Оптимізація процесів розподілу електроенергії в системі електропостачання енергетичної спільноти. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2023. Вип. 66. С. 77–83. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.66.077>

74. Veremiichuk Y.A., Opryshko V.P., Prytyskach I.V., Yarmoliuk O.S. Prospects for autonomous low-power renewable energy communities. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2024. Vol. 1415. 012120. Pp. 1–11. DOI: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1415/1/012120>

75. Kumtepli V., Hesse H. C., Schimpe M., Tripathi A., Wang Y., Jossen A. Energy arbitrage optimization with battery storage: 3D-MILP for electro-thermal performance and semi-empirical aging models. *IEEE Access*. 2020. Vol. 8. Pp. 204325–204341. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3035504>

76. Javeed I., Khezri R., Mahmoudi A., Yazdani A., Shafiullah G. M. Optimal sizing of rooftop pv and battery storage for grid-connected houses considering flat and time-of-use electricity rates. *Energies (Basel)*. 2021. Vol. 14, No. 12. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14123520>
77. Dowling J.A. *et al.* Role of Long-Duration Energy Storage in Variable Renewable Electricity Systems. *Joule*. 2020. Vol. 4, No. 9. Pp. 1907–1928. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.07.007>
78. Hannan M. A. *et al.* Battery energy-storage system: A review of technologies, optimization objectives, constraints, approaches, and outstanding issues. *J Energy Storage*. 2021. Vol. 42. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103023>
79. Wang J., Zhong H., Wu C., Du E., Xia Q., Kang C. Incentivizing distributed energy resource aggregation in energy and capacity markets: An energy sharing scheme and mechanism design. *Appl Energy*. 2019. Vol. 252. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113471>
80. Prakash K. *et al.* A review of battery energy storage systems for ancillary services in distribution grids: Current status, challenges and future directions. *Frontiers in Energy Research*. 2022. Vol. 10. DOI: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.971704>
81. Maeyaert L., Vandeveld L., Döring T. Battery Storage for Ancillary Services in Smart Distribution Grids. *J Energy Storage*. 2022. Vol. 30. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101524>
82. Official website of NPC Ukrenergo. URL: <https://ua.energy/>.
83. Duggal V.B.I. Short-term scheduling of thermal generators and battery storage with depth of discharge-based cost model. *Proc. IEEE Trans Power Syst*. 2015. Vol. 4, No. 30. P. 2110.
84. Gundogdu B., Gladwin D.T. A Fast Battery Cycle Counting Method for Grid-Tied Battery Energy Storage System Subjected to Microcycles. *Proc. 6th International Electrical Engineering Congress (iEECON)*. Jule 2018. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEECON.2018.8712263>

85. Жаркін А., Попов В., Ярмолюк О., Наталич В. Використання установок зберігання енергії в умовах динамічного керування топологією розподільних мереж. *Вісник Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського*. 2023. № 2. С. 143–152. DOI: <https://doi.org/10.32782/1995-0519.2023.2.18>

86. Притискач І., Опришко В., Веремійчук Ю., Ярмолюк О. Функціонування установок зберігання енергії на ринку допоміжних послуг у контексті резерву підтримки частоти. *Вісник Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського*. 2023. № 3. С. 118–131. DOI: <https://doi.org/10.32782/1995-0519.2023.3.14>

87. Ярмолюк О.С., Веремійчук Ю.А., Опришко В.П., Філянін Д.В. Функціонування установок зберігання енергії на ринку допоміжних послуг у контексті резерву підтримки частоти. Авторське право на твір № 123686, 12.02.2024. 22 с.

88. Prytyskach I., Opryshko V., Veremiichuk Y., Yarmoliuk O. Battery Energy Storage Systems: Enabling Ukraine's Grid Flexibility and Energy Security through Ancillary Services. *Systems, Decision and Control in Energy VI. Volume II: Power Engineering and Environmental Safety*. Switzerland: Springer Cham, 2024. Vol. 552. Pp. 3–36. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-3-031-67091-6>

89. Притискач І.В. Вибір архітектури інформаційного комплексу для оптимізації режимів функціонування енергетичних спільнот. *ЕНЕРГЕТИЧНИЙ МЕНЕДЖМЕНТ: стан та перспективи розвитку – REMS'2024*. Україна, Київ, 26–27 листопада 2024. С. 66–67.

Наукове видання

Веремійчук Юрій Андрійович

Опришко Віталій Павлович

Притискач Іван Васильович

Ярмолюк Олена Сергіївна

**МОДЕЛІ та МЕТОДИ
УПРАВЛІННЯ ПРОЦЕСАМИ ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ
ЕНЕРГЕТИЧНИХ СПІЛЬНОТ**

Монографія

Комп'ютерне верстання І.В. Притискач, О.С. Ярмолюк

Підписано до друку 25.03.2025. Формат 64х90/16
Ум. друк. арк. 13,4. Тираж 50 пр. Зам. № 2803-25

Видавець і виготовлювач ТОВ «7БЦ»
03067, м. Київ, вул. Олекси Тихого, 84
e-mail: 7bc@ukr.net, тел: (044) 592-00-80
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 5329 від 11.04.2017