УДК 621.311.1

В. О. Комар, д-р техн. наук, проф.; Є. О. Нікіторович

ФОРМУВАННЯ МОДЕЛЕЙ РОЗПОДІЛУ ОБМЕЖЕНОГО РЕСУРСУ BESS В ЗАДАЧАХ ІНТЕГРАЦІЇ ВДЕ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСИТЕМИ

Розширення масштабів використання відновлюваних джерел енергії актуалізує проблему раціонального залучення накопичувачів електроенергії до забезпечення режимної та експлуатаційної ефективності електроенергетичних систем. Особливу складність становить організація роботи електрохімічних накопичувачів за умов, коли один і той самий енергетичний ресурс необхідно використовувати для отримання економічного ефекту, підтримання балансу потужності та збереження можливості електропостачання відповідальних споживачів у післяаварійних режимах. За таких обставин виникає потреба у визначенні обґрунтованих правил розмежування доступної енергії накопичувача з урахуванням різної значущості визначених завдань.

У роботі запропоновано підхід до координації функцій системи накопичення електроенергії (Battery Energy Storage System, BESS), побудований на диференціації пріоритетів її використання. Основну увагу зосереджено на узгодженні комерційної експлуатації накопичувача з вимогами до стійкості електропостачання та можливістю функціонування локальної електроенергетичної системи за відсутності зовнішнього джерела живлення. Для математичного опису відповідних процесів сформовано взаємопов'язані моделі, які враховують зміну енергетичного стану батареї, граничні значення потужності заряджання та розряджання, втрати під час перетворення енергії й обмеження, зумовлені одночасним виконанням різних функцій.

Економічну складову представлено моделлю вибору режимів заряджання та розряджання з урахуванням цінових відмінностей і витрат, пов'язаних зі старінням акумуляторів. Для участі в балансуванні передбачено визначення доступних резервів регулювання з перевіркою їх забезпеченості необхідним запасом енергії. Задачу підтримання електропостачання після аварійного відключення розглянуто через формування умов живлення навантажень різної критичності та обмеження їх сумарного споживання відповідно до можливостей накопичувача й наявності інших джерел генерування.

Відмінною рисою запропонованого підходу є організація розподілу ресурсу за ієрархічним поділом, відповідно до якого першочергово забезпечуються вимоги безпеки та відновлення електропостачання, далі враховуються потреби балансування, а залишковий ресурс спрямовується на отримання економічного результату. Додатково передбачено адаптацію обсягу аварійного резерву до характеристик критичного навантаження, тривалості необхідного автономного живлення, доступності альтернативних джерел і поточного стану мережі. На основі зазначених положень сформовано послідовність дій системи енергетичного менеджменту (EMS), що охоплює оцінювання доступного ресурсу, визначення необхідних резервів, планування комерційних режимів та коригування керувальних рішень залежно від зміни умов функціонування.

Запропоновані положення можуть бути використані під час розроблення стратегій керування накопичувачами в електроенергетичних системах із відновлюваними джерелами енергії, зокрема в локальних системах, для яких важливими є як економічна доцільність експлуатації, так і збереження електропостачання критичних споживачів.

Ключові слова: *локальні електроенергетичні системи, відновлювані джерела енергії, накопичення енергії, BESS, самовідновлення, балансування, енергетичний арбітраж, ієрархічне керування.*

Вступ

Зростання встановленої потужності відновлюваних джерел енергії та їх інтеграція в електроенергетичні системи зумовлюють необхідність удосконалення методів керування режимами генерування, споживання та розподілу електроенергії. Залежність виробітку сонячних і вітрових електростанцій від природних умов ускладнює підтримання балансу активної потужності та підвищує вимоги до маневреності енергетичного обладнання. За таких умов особливого значення набувають системи накопичення електроенергії (BESS), які дають змогу акумулювати надлишкову енергію, використовувати її в періоди дефіциту генерування,

брати участь у балансуванні та підтримувати електропостачання за порушення нормального режиму роботи електричної мережі.

Багатофункціональність систем накопичення створює передумови для підвищення ефективності їх експлуатації, однак одночасне виконання різних завдань потребує узгодження способів використання доступного ресурсу. Енергетична ємність і потужність BESS є обмеженими, а можливість реалізації конкретного режиму визначається поточним станом заряду акумуляторної батареї, допустимими параметрами заряджання та розряджання, втратами під час перетворення енергії й технічним станом обладнання. Тому використання накопичувача для отримання економічного ефекту може зменшувати його готовність до надання послуг балансування або забезпечення автономного електропостачання в аварійних умовах.

Особливо гостро зазначена проблема проявляється в локальних електроенергетичних системах із розподіленою генерацією, де накопичувач може виконувати одночасно комерційну, регулювальну та резервну функції. У нормальному режимі роботи мережі економічно доцільним є використання BESS для перенесення електроенергії між часовими інтервалами з різною ціною, зменшення обмежень відновлюваної генерації та надання послуг балансування. Водночас за виникнення аварійного порушення електропостачання визначальним стає забезпечення енергетичних потреб критичних споживачів протягом необхідного періоду автономної роботи. Це потребує попереднього резервування відповідної частини енергії та обмежує обсяг ресурсу, доступного для інших режимів експлуатації.

Додаткову складність становить негарантованість умов функціонування електроенергетичної системи. Величина необхідного резерву залежить від складу та потужності критичних навантажень, очікуваної тривалості автономного електропостачання, доступності альтернативних джерел живлення, поточного стану мережі та ймовірності виникнення аварійних подій. Застосування незмінного резерву за таких умов може призводити як до надмірного обмеження комерційного використання накопичувача, так і до недостатнього забезпечення потреб післяаварійного живлення. Отже, виникає необхідність у визначенні принципів формування резерву, які враховують зміну режимних умов і забезпечують раціональне використання доступної енергії.

Отже, загальна проблема полягає у відсутності в межах розглянутої постановки завдання єдиного узгодженого механізму, який визначав би пріоритети використання обмеженого ресурсу BESS та забезпечував взаємозв’язок між економічною ефективністю, потребами балансування й вимогами до надійності електропостачання. Розв’язання цієї проблеми потребує формалізація основних напрямів використання накопичувача, визначення правил розподілу енергетичного ресурсу та розроблення алгоритму керування, здатного враховувати зміну стану електричної мережі й потребу в аварійному резервуванні.

Мета і завдання статті

Метою статті є формування ієрархічної моделі розподілу обмеженого ресурсу BESS, яка на відміну від підходів, орієнтованих переважно на максимізацію економічного ефекту від поєднання декількох послуг, передбачає послідовне забезпечення потреб за принципом самовідновлення – балансування – енергетичний арбітраж.

Для досягнення поставленої мети визначено такі ***завдання дослідження****:*

1. Проаналізувати сучасні підходи до багатофункціонального використання систем накопичення електроенергії в електроенергетичних системах із високою часткою відновлюваних джерел енергії та визначити особливості розподілу обмежених енергетичних і потужнісних ресурсів між економічними й системними функціями.

2. Розробити математичні моделі основних напрямів використання BESS, зокрема енергетичного арбітражу, надання послуг балансування та аварійного самовідновлення електропостачання, з урахуванням обмежень за ємністю, потужністю, ефективністю перетворення енергії та станом заряду батареї.

3. Сформувати ієрархічний принцип розподілу доступного ресурсу BESS між забезпеченням операційної безпеки, самовідновленням електропостачання, балансуванням і комерційним використанням та визначити умови перемикання між відповідними режимами роботи.

4. Розробити підхід до динамічного визначення обсягу аварійного резерву BESS залежно від критичного навантаження, необхідної тривалості автономної роботи, доступності альтернативних джерел живлення, стану електричної мережі та ризику виникнення аварійних подій.

5. Сформувати алгоритм функціонування EMS, який забезпечує послідовне визначення аварійного й системного резервів та оптимізацію енергетичного арбітражу з урахуванням технічних обмежень накопичувача і вартості деградації батареї.

Аналіз результатів останніх досліджень та публікацій

У сучасних дослідженнях систем накопичення електроенергії (BESS) можна виділити декілька взаємопов'язаних напрямів: оцінювання можливостей їх інтеграції в електроенергетичні системи, оптимізацію одночасного надання декількох послуг, координацію керування на різних часових масштабах, урахування деградації акумуляторів і забезпечення стійкості електропостачання в аварійних режимах. Відмінності між цими напрямами визначаються передусім цільовими функціями, складом врахованих обмежень і принципами розподілу доступного енергетичного ресурсу накопичувача.

У роботі [1] автори систематизували основні напрями застосування мережевих систем накопичення електроенергії та особливості їх інтеграції з генеруванням і споживанням. Розглянуто використання BESS для регулювання частоти, підтримання напруги, енергетичного арбітражу та інших мережевих завдань. Особливу увагу приділено характеристикам обладнання, режимам його використання, стану заряду (SOC), технічному стану батареї (SOH) та взаємозв'язку експлуатаційних показників з економічною ефективністю. На відміну від досліджень, орієнтованих на розв'язання окремої оптимізаційної задачі, робота [1] має оглядовий характер і формує узагальнене уявлення про застосування накопичувачів та особливості їх експлуатації. Водночас вона не ставить за основну мету побудову єдиного диспетчерського механізму, який установлює безумовний пріоритет аварійного самовідновлення перед іншими напрямами використання BESS.

У роботі [2] автори досліджують концепцію одночасного надання накопичувачем декількох послуг (service stacking). Основний акцент зроблено на можливості поєднання різних напрямів використання накопичувачів і на методичних труднощах визначення доцільного складу таких послуг. Автори звертають увагу на відсутність універсального способу оптимізації набору послуг, придатного для всіх типів накопичувачів і застосувань. На відміну від огляду [1], де основна увага приділяється широкому спектру застосувань та інтеграції BESS, у [2] центральним питанням є саме сумісність і комбінування послуг. Проте визначення економічно доцільного набору послуг не тотожне формуванню ієрархії, за якої частина енергії має бути обов'язково зарезервована для аварійного живлення критичних споживачів.

У роботі [3] запропоновано дворівневий підхід до планування використання та оперативного керування BESS для надання декількох мережевих послуг. Модель охоплює енергетичний арбітраж, резервування та регулювання, корекцію коефіцієнта потужності й керування попитом. На етапі планування визначаються умови залучення накопичувача до відповідних послуг, а на оперативному етапі формуються керувальні рішення з урахуванням особливостей їх реалізації. Для врахування нелінійності процесів і невизначеності ринкових параметрів автори використовують, зокрема, робастні методи оптимізації. Відмінність цього підходу полягає в системній координації широкого набору послуг та узгодженні планування з оперативним керуванням. Водночас основна постановка орієнтована на багатофункціональне використання накопичувача, а не на пріоритетне формування аварійного резерву для самовідновлення локальної електроенергетичної системи.

У роботі [4] досліджується економічна доцільність одночасної участі BESS у торгівлі електроенергією та наданні послуг регулювання частоти. Особливістю підходу є врахування невизначеності результатів конкурентного ринку допоміжних послуг. Для оцінювання можливих результатів участі в ринку застосовується класифікатор машинного навчання, за допомогою якого формуються сценарії ринкових результатів, що надалі використовуються в задачі оптимізації. Такий підхід дає змогу оцінити не лише очікуваний дохід, а й ризик несприятливого результату. На відміну від детермінованого планування, тут особливе значення має невизначеність ринкових умов. Проте предметом оптимізації є поєднання арбітражу та частотного регулювання, а не розподіл ресурсу між комерційними послугами й обов'язковим аварійним резервом.

У роботі [5] автори розглянули можливості збільшення економічної ефективності накопичувача, встановленого на стороні споживача, шляхом одночасної участі в ринку електроенергії та наданні послуг частотного регулювання. На прикладі локальної системи з фотоелектричною генерацією та накопичувачем оцінюється вплив поєднання джерел доходу на експлуатаційні витрати та інвестиційну привабливість BESS. У дослідженні показано, що залучення до частотного регулювання може збільшувати дохід і за певних умов зменшувати експлуатаційні витрати та деградацію батареї. На відміну від [4], де значну увагу приділено невизначеності результатів конкурентного ринку, у [5] основний акцент зроблено на економічному ефекті поєднання послуг у конкретній конфігурації локальної системи. Однак економічне оцінювання кількох джерел доходу саме по собі не визначає, який обсяг енергії повинен залишатися недоступним для комерційного використання задля забезпечення аварійної автономії.

У роботі [6] досліджується економічна оцінка мережевих накопичувачів за одночасного надання декількох послуг. Розглянуто оптимізацію параметрів накопичувача та планування його використання для зменшення обмежень відновлюваної генерації, регулювання частоти, зниження пікової потужності та інших завдань. Запропонований підхід передбачає планування з ковзним міждобовим горизонтом, що дає змогу узгоджувати енергетичні й потужнісні можливості BESS. Основна відмінність роботи [6] від [3 – 5] полягає в акценті на комплексній економічній оцінці різних послуг і визначенні умов доцільності залучення накопичувача до декількох напрямів використання. Водночас економічне ранжування послуг не є еквівалентним ієрархії за вимогами безпеки: послуга з нижчим комерційним доходом може бути обов'язковою, якщо вона необхідна для відновлення електропостачання.

У роботі [7] автори розглядають планування використання BESS протягом життєвого циклу з урахуванням прибутковості різних послуг. Особливість підходу полягає в нормалізованому оцінюванні економічних результатів окремих напрямів використання та врахуванні впливу експлуатаційних режимів на старіння батареї. Автори також удосконалюють модель деградації, ураховуючи вплив струму розряджання, і застосовують фактичні дані для оцінювання результатів за різних правил функціонування ринку. На відміну від короткострокових моделей, орієнтованих переважно на добовий графік, у [7] оцінювання пов'язується з довгостроковою економічною ефективністю та зміною технічного ресурсу батареї. Проте основним критерієм залишається економічна доцільність використання послуг, а не гарантоване забезпечення аварійного резерву з пріоритетом над іншими функціями.

У роботі [8] автори запропонували дворівневу за часовими масштабами стратегію роботи накопичувача на ринках електроенергії та частотного регулювання. Основна проблема полягає в необхідності узгодження рішень, які приймаються з різною періодичністю: планування торгівлі здійснюється на погодинному рівні, тоді як керування частотним регулюванням потребує реакції на сигнали автоматичного регулювання генерації протягом секунд. Використання потужності та енергетичного ресурсу в одному напрямку обмежує можливості накопичувача в іншому. Запропонований підхід координує ринкові заявки та оперативну реакцію BESS, забезпечуючи узгодженість рішень на різних часових масштабах. На відміну від [4], де акцент зроблено на невизначеності результатів конкурентного ринку, у [8] ключовою є часова координація енергетичного арбітражу та частотного регулювання.

Ці ж автори у подальшій роботі [9] розвинули підхід до багатомасштабного керування, безпосередньо враховуючи технічний стан і деградацію акумуляторної батареї. Довгострокове планування визначає допустимі межі участі накопичувача в енергетичному та балансуючому ринках, які періодично переглядаються залежно від зміни стану батареї. Короткострокове керування враховує ринкові заявки та реакцію на сигнали регулювання, а модель деградації описує нелінійний характер зміни ресурсу акумулятора. Таким чином, у [9] обмеження використання BESS визначаються не лише поточним SOC, а й довгостроковими наслідками режимів експлуатації. На відміну від [8], де основна увага приділяється часовій координації ринкових і регулювальних операцій, у [9] така координація доповнюється моделлю стану батареї та її життєвого циклу. Водночас аварійне самовідновлення не є центральним напрямом цієї оптимізаційної постановки.

У роботі [10] автори розглядають оптимальне керування накопичувачем у складі комплексу з фотоелектричною електростанцією. Модель передбачає одночасне зменшення втрат від обмеження сонячної генерації та надання допоміжних мережевих послуг із врахуванням календарного й циклічного старіння батареї. Запропоновано детерміновану стратегію керування на добовому горизонті з урахуванням витрат, пов’язаних зі зменшенням ресурсу акумулятора. На відміну від робіт [4 – 6], де досліджується переважно поєднання ринкових послуг, у [10] безпосередньо враховується взаємодія фотоелектричної генерації та BESS, зокрема використання накопичувача для зменшення обмежень генерації. Проте оптимізація спільної роботи ФЕС і BESS з урахуванням деградації не розв’язує автоматично задачу резервування енергії для аварійного живлення критичних споживачів.

Окремий напрям досліджень становить підвищення стійкості локальних електроенергетичних систем і забезпечення електропостачання в умовах втрати зовнішнього живлення. На відміну від моделей багатофункціонального використання, у яких основною метою є економічна ефективність або максимізація доходу, у задачах стійкості необхідно враховувати здатність системи підтримувати критичні навантаження протягом аварійного періоду. Це змінює роль накопичувача: частина його енергетичного ресурсу повинна бути доступною для автономного режиму незалежно від поточної комерційної вигоди.

У роботі [11] автори запропонували метод планування режимів мікромережі з гібридною системою накопичення, що включає акумуляторну батарею та водневий накопичувач. Для підвищення стійкості електропостачання використано стохастичне прогнозне керування (SMPC), яке враховує можливі переходи між режимами роботи з приєднанням до зовнішньої мережі та автономним функціонуванням. У моделі передбачено добове планування, забезпечення критичних навантажень і врахування деградації накопичувачів. Відмінність від економічних моделей [3 – 10] полягає в тому, що надійність і тривалість автономного живлення включено безпосередньо до постановки оптимізаційної задачі. Водночас використання гібридного накопичення та стохастичного прогнозного керування передбачає іншу структуру системи й інший спосіб урахування невизначеності, ніж ієрархічний розподіл ресурсу однієї BESS між аварійним резервом, балансуванням і арбітражем.

У роботі [12] автори розробили прогнозну стратегію керування накопичувачем для підвищення стійкості мікромережі на основі погодних умов. Метод використовує прогнозні моделі навантаження та сонячної генерації, а також оцінювання ймовірності переривання електропостачання в зовнішній розподільній мережі. На цій основі формується добовий графік роботи BESS, який узгоджує економічні завдання з підготовкою до можливого переходу в острівний режим. Для цього застосовано багатокритеріальну оптимізацію з імовірнісними обмеженнями. На відміну від [11], де основна увага приділяється стохастичному прогнозному керуванню гібридною системою накопичення, у [12] важливим елементом є прогнозування ймовірності аварійного переривання електропостачання на основі погодних і експлуатаційних даних. Проте ймовірнісний компроміс між економічними показниками та стійкістю не тотожний безумовному пріоритету аварійного резерву, який закладається в ієрархічну модель.

У роботі [13] автори розглядають стратегію відновлення мікромережі з фотоелектричною генерацією та накопиченням електроенергії з урахуванням стану заряду батареї. Основна увага приділяється умовам успішного запуску та відновлення електропостачання, зокрема обмеженням SOC, недотримання яких може унеможливити реалізацію процедури black start. На відміну від [11] і [12], де розглядається планування режимів та підготовка мікромережі до можливого порушення електропостачання, у [13] акцент зроблено на процедурі відновлення та вимогах до стану накопичувача під час її виконання. Водночас забезпечення можливості black start є окремим технічним завданням і саме по собі не визначає, як у нормальному режимі розподіляти ресурс BESS між економічними операціями, балансуванням і підтриманням аварійного резерву.

Отже, розглянуті праці охоплюють різні аспекти використання BESS: систематизацію застосувань, економічну оптимізацію багатофункціональної експлуатації, координацію керування на різних часових масштабах, урахування деградації батарей, прогнозування ризику переривання електропостачання та відновлення мікромереж. Відмінності між ними визначаються передусім цілями оптимізації та способом урахування обмеженого ресурсу накопичувача. У роботах [3 – 10] основний акцент зроблено на поєднанні послуг, ринкових результатах, технічних обмеженнях і вартості деградації, тоді як у [11 – 13] центральними є стійкість, автономне живлення, прогнозування переривань або відновлення електропостачання.

Для задачі, що розглядається в цій статті, принциповим є не саме поєднання декількох функцій BESS, оскільки воно вже є предметом численних досліджень, а формалізація єдиного механізму розподілу обмеженого енергетичного ресурсу між ними за встановленою ієрархією завдань. У межах запропонованого підходу передбачається послідовне забезпечення операційної безпеки та самовідновлення електропостачання, резервування ресурсу для балансування й використання залишкової енергії для арбітражу. Додатковою особливістю є динамічне визначення величини аварійного резерву залежно від критичного навантаження, необхідної тривалості автономної роботи, доступності альтернативних джерел живлення, стану електричної мережі та оціненого ризику аварійної події.

Результати досліджень

1. Ієрархічна модель одночасного використання ресурсу BESS для декількох задач

Як зазначалось в аналізі публікацій значна кількість робіт проводиться для обгрунтування багатофункціонального використання систем накопичення оскільки такій підхід дозволяє підвищити економічну ефективність їх використання, а, відповідно, зменшити термін окупності. Однак, особливо в умовах повномасштабного вторгнення, на перший план виходять задачі з підтримання високого рівня надійності електропостачання об’єктів критичної інфраструктури. Саме тому в роботі розглядається формування ієрархічної моделі реалізації тьох функцій: самовідновлення → балансування → енергетичний арбітраж.

Множину таких режимів можна представити так:

$$M(t) = \{M_{рез}, M_б, M_а\},$$

де $M_{рез}$ – самовідновлення, $M_б$ – балансування, $M_а$ – енергетичний арбітраж.

Перемикання між режимами визначається станом мережі:

$M(t) = M_{рез}$, *якщо* $S(t) =$ *аварійний*;

$M(t) = M_б$, *якщо* $S(t) =$ *нормальний та* $P_{неб}(t) > 0$;

$M(t) = M_а$, *якщо* $S(t) =$ *нормальний та* $P_{неб}(t) < P_{доп}$,

де $S(t)$ – стан електричної мережі; $P_{неб}(t)$ – потужність небалансу в момент часу t; $P_{доп}$ – величина допустимого небалансу.

Спільною змінною цих станів є енергія $E(t)$. Для дискретного часу t стан енергії

визначається:

$$E(t) = E(t-1) + \eta_з \cdot P_з(t) \cdot \Delta t - \frac{P_p(t) \cdot \Delta t}{\eta_p}. \quad (1)$$

де потужності заряду $P_з$ і розряду P_p та ККД заряду $\eta_з$, розряду η_p.

При цьому обмеження мають вигляд:

$$E_{\min} \le E(t) \le E_{\max}, \quad (2)$$

$$0 \le P_з(t) \le P_{з,\max}, \quad (3)$$

$$0 \le P_p(t) \le P_{p,\max}. \quad (4)$$

Для виключення одночасного заряджання і розряджання вводиться $u(t) \in \{0,1\}$:

$$P_з(t) \le u(t) \cdot P_{з,\max}, \quad (5)$$

$$P_p(t) \le [1-u(t)] \cdot P_{p,\max}. \quad (6)$$

Ключовим доповненням є аварійний резерв $E_{рез}(t)$:

$$E(t) \ge E_{\min} + E_{рез}(t). \quad (7)$$

1.1 Модель самовідновлення (резерву)

Самовідновлення розглядається як забезпечення критичних навантажень після втрати зовнішнього живлення [14]. Нехай $L_i(t)$ – потужність *i*-го навантаження, $x_i(t) = \{0,1\}$ – змінна його підключення. Тоді:

$$P_{кр}(t) = \sum_i x_i(t) \cdot L_i(t), \quad (8)$$

а недовідпущена енергія мінімізується:

$$J_{рез} = \min \sum_t \sum_i (1 - x_i(t)) L_i(t) \Delta t. \quad (9)$$

Навантаження поділяються за пріоритетом; за дефіциту енергії першими відключаються некритичні. Для острівного режиму:

$$P_{BESS}(t) + P_{PV}(t) + P_{ін}(t) = P_{кр}(t) + \Delta P(t). \quad (10)$$

Очевидно аварійна подія, яка зумовила відключення від централізованого електропостачання, формує безумовний перехід на самовідновлення і живлення власного навантаження локальної електроенергетичної системи. При цьому в BESS має бути зарезервовано певний об'єм енергії, який враховує зміну критичного навантаження протягом доби, ризик появи аварії, час протягом, якого потрібно живити визначене навантаження:

Для відновлення необхідний запас:

$$E(t) \ge E_{рез,\min}. \quad (11)$$

Практична реалізація потребує здатності інвертора до підтримки частори та напруги, а за певних конфігурації – до холодного старту.

1.1.1 Динамічне формування аварійного резерву

Фіксований $E_{рез}$ не є оптимальним для змінного навантаження та стану мережі. Пропонується визначати $E_{рез}$ в часі за таким переліком даних:

$$E_{рез}(t) = f\left(L_{кр}(t), T_{авт}, P_{ін}(t), S_м(t), R(t)\right), \quad (12)$$

де $L_{кр}(t)$ – критичне навантаження; $T_{авт}$ – необхідна тривалість острівного режиму (автономії); $P_{ін}(t)$ – потужність інших джерел; $S_м(t)$ – стан мережі; $R(t)$ – оцінка ризику.

У простішому випадку резервну енергію можна визначити так:

$$E_{рез}(t) = \frac{L_{кр} \cdot T_{авт}}{\eta_p}. \quad (13)$$

Для ФЕС+BESS прогнозовану генерацію сонячної станції можна враховувати як ресурс, що зменшує необхідний резерв, але за високої невизначеності прогнозу резерв має визначатися з врахуванням точності прогнозу. Динамічне резервування дозволяє в нормальному режимі збільшувати частку енергії для арбітражу, а перед очікуваними дефіцитами або аварійними подіями – підвищувати рівень захищеного SOC.

1.2 Модель балансування

У режимі балансування BESS резервує можливість змінити потужність за системним сигналом, якщо вона використовується ринку допоміжних послуг, або на балансуючому ринку, або виконується балансування прогнозованого графіка джерела енергії. При цьому резерви для балансування поділяються на дві групи: висхідний резерв – коли накопичувач за командою повинен збільшити потужність видачі (розряду); низхідний резерв – коли накопичувач має збільшити потужність споживання (заряду).

Для висхідного резерву:

$$R_{up}(t) \le P_{p,\max} - P_p(t), \quad (14)$$

$$R_{up}(t) \cdot \Delta t \le E(t) - E_{\min} - E_{рез}(t). \quad (15)$$

Для низхідного резерву:

$$R_{down}(t) \le P_{з,\max} - P_з(t), \quad (16)$$

$$R_{down}(t) \cdot \Delta t \le E_{\max} - E(t). \quad (17)$$

1.3 Модель енергетичного арбітражу

Арбітраж полягає в заряджанні за низької ціни та розряджанні за високої. Економічний критерій може бути записаний так:

$$J_a = \sum_t \left[\pi_n(t) \cdot P_p(t) \cdot \Delta t - \pi_к(t) \cdot P_з(t) \cdot \Delta t - C_д(t) \right], \quad (18)$$

де $\pi_n(t)$, $\pi_к(t)$ – ціна електроенергії відповідно продажу і купівлі, $C_д(t)$— еквівалентна вартість деградації. Її можна описати такою залежністю:

$$C_д(t) = c_д\left(P_з(t) + P_p(t)\right)\Delta t. \quad (19)$$

2. Математична модель оптимізаційної задачі та її розв'язання

Математична модель оптимізаційної задачі використання обмеженого ресурсу BESS може бути записана так:

критерій оптимальності

$$\max_{\{P_p(t), P_з(t)\}} J_a = \sum_t \left[\pi_n(t) \cdot P_p(t) \cdot \Delta t - \pi_к(t) \cdot P_з(t) \cdot \Delta t - C_д(t) \right],$$

за умов

$$E(t) = E(t-1) + \eta_з \cdot P_з(t) \cdot \Delta t - \frac{P_p(t) \cdot \Delta t}{\eta_p},$$

$$E_{\min} + E_{рез}(t) + E_{бал}(t) \le E(t) \le E_{\max},$$

граничні умови

$$\left[P_p(t), P_з(t) \right] \ge 0.$$

Сформульована задача має значну невизначеність. Так до невизначених параметрів можна віднести: прогнозована потужність джерела енергії (ФЕС, ВЕС) за наявності; зміна

потужності критичного навантаження; ринкові ціни; тривалість аварії; фактичний стан накопичувача.

Враховучи наявність невизначеності доцільним є використання робастної оптимізації [15]. При цьому робастне визначення резерву на самовідновлення (13) буде виглядати так:

множина можливих значень навантаження

$$L_{кр}(t) \in \left[\underline{L_{кр}}(t), \overline{L_{кр}}(t)\right],$$

множина можливої тривалості аварії

$$T_{авт} \in \left[\underline{T_{авт}}, \overline{T_{авт}}\right].$$

Тоді резерв визначається за несприятливим поєднанням параметрів:

$$E_{рез}(t) = \frac{\overline{L_{кр}}(t) \cdot \overline{T_{авт}}}{\eta_p}.$$

Однак при цьому проявляється головна проблема робастної оптимізації: надмірно широка множина невизначеності може зробити економічне використання BESS невигідним або навіть унеможливити виконання всіх обмежень. Тому є доцільним для задачі балансування і арбітражу використовувати не максимальні діапазони невизначеності, а додатково їх обгрунтовувати, тобто приймати, що не всі параметри одночасно досягають найгірших значень.

Отже з врахуванням невизначеності критерій оптимальності можна переписати так:

$$\max_{\{P_p(t),P_з(t)\}} \min_{\xi \in v} J_a = \sum_t \left[\pi_n(t) \cdot P_p(t) \cdot \Delta t - \pi_к(t) \cdot P_з(t) \cdot \Delta t - C_д(t)\right],$$

де ξ – сукупність параметрів, які містять невизначеність, v – множина їх допустимих значень.

3. Формування алгоритму EMS

Практична реалізація передбачає циклічну оптимізацію. EMS отримує ціни електроенергії, прогноз ФЕС/ВЕС генерації, прогноз навантаження, поточний SOC, доступну потужність BESS та інформацію про стан мережі. Далі визначається аварійний резерв, системний резерв і лише після цього оптимальний арбітражний графік.

При аварії комерційні операції припиняються, визначаються критичні навантаження, BESS переходить у grid-forming режим, формується острівний режим локальної системи та виконується живлення критичного навантажень. Після відновлення зовнішнього живлення здійснюються синхронізація та повернення до нормальної оптимізації.

Висновки

У ході проведеного аналізу було запропоновано ієрархічний підхід до формування моделі багатофункціонального використання BESS:

1. Сформовано комплекс моделей використання BESS, який об’єднує три функціональні режими: енергетичний арбітраж, балансування та самовідновлення електропостачання. Визначено, що їх одночасна реалізація потребує спільного опису SOC, потужності заряджання/розряджання та резерву енергії.

2. Для арбітражу сформовано цільову функцію максимізації економічного ефекту від часової різниці цін із урахуванням деградаційної вартості. Такий підхід запобігає оптимізації, яка максимізує кількість циклів без урахування вартості зношування батареї.

3. Для балансування сформовано окремі обмеження висхідного та низхідного резерву, що пов’язують доступну потужність BESS із поточним SOC. Це дозволяє не допускати ситуації, коли заявлений системний резерв фізично недоступний через недостатній запас енергії.

4. Для самовідновлення сформовано модель пріоритетного живлення критичних навантажень із резервуванням мінімального SOC. Передбачено можливість острівного

режиму роботи, grid-forming та black-start функцій, що відповідає сучасному напряму підвищення стійкості локальних електроенергетичних систем.

5. Запропоновано ієрархічний принцип керування BESS: самовідновлення має найвищий пріоритет, балансування – другий, а арбітраж – третій. Такий порядок усуває конфлікт між отриманням ринкового доходу та забезпеченням надійності електропостачання.

6. Подальший розвиток роботи доцільно спрямувати на числову реалізацію запропонованої моделі для конкретної локальної електроенергетичної системи, використання прогнозів PV та навантаження, стохастичну оцінку ризику аварій, оптимізацію параметра аварійного резерву та порівняння результатів за сценаріями «арбітраж», «арбітраж + балансування», «арбітраж + балансування + самовідновлення».

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Grid-connected battery energy storage system: A review on application and integration / C. Zhao et al. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2023. Vol. 182. Article 113400. DOI: 10.1016/j.rser.2023.113400.

2. Hjalmarsson J., Thomas K., Boström C. Service stacking using energy storage systems for grid applications – A review. *Journal of Energy Storage*. 2023. Vol. 60. Article 106639. DOI: 10.1016/j.est.2023.106639.

3. Multi-Service Battery Energy Storage System Optimization and Control / S. Hanif et al. *Applied Energy*. 2022. Vol. 311. Article 118614. DOI: 10.1016/j.apenergy.2022.118614.

4. To trade or not to trade: Simultaneously optimising battery storage for arbitrage and ancillary services / F. Biggins et al. *Journal of Energy Storage*. 2022. Vol. 50. Article 104234. DOI: 10.1016/j.est.2022.104234.

5. Seward W., Qadrdan M., Jenkins N. Revenue stacking for behind the meter battery storage in energy and ancillary services markets. *Electric Power Systems Research*. 2022. Vol. 211. Article 108292. DOI: 10.1016/j.epsr.2022.108292.

6. Multi-service based economic valuation of grid-connected battery energy storage systems / S. Yamujala et al. *Journal of Energy Storage*. 2022. Vol. 52. Article 104657. DOI: 10.1016/j.est.2022.104657.

7. Optimal whole-life-cycle planning for battery energy storage system with normalized quantification of multi-services profitability / Y. Du et al. *Journal of Cleaner Production*. 2022. Vol. 376. Article 134214. DOI: 10.1016/j.jclepro.2022.134214.

8. Ma Q., Wei W., Mei S. A Two-Timescale Operation Strategy for Battery Storage in Joint Frequency and Energy Markets. *IEEE Transactions on Energy Markets, Policy and Regulation*. 2024. Vol. 2, №2. P. 200–213. DOI: 10.1109/TEMPR.2023.3324920.

9. Ma Q., Wei W., Mei S. Health-aware coordinate long-term and short-term operation for BESS in energy and frequency regulation markets. *Applied Energy*. 2024. Vol. 356. Article 122363. DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.122363.

10. Bahloul M., Daoud M., Khadem S. K. Optimal dispatch of battery energy storage for multi-service provision in a collocated PV power plant considering battery ageing. *Energy*. 2024. Vol. 293. Article 130744. DOI: 10.1016/j.energy.2024.130744.

11. Resilience-oriented schedule of microgrids with hybrid energy storage system using model predictive control / J. Tobajas et al. *Applied Energy*. 2022. Vol. 306, Part B. Article 118092. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.118092.

12. Weather-Driven Predictive Control of a Battery Storage for Improved Microgrid Resilience / D. Gutiérrez-Rojas et al. *IEEE Access*. 2021. Vol. 9. P. 163108–163121. DOI: 10.1109/ACCESS.2021.3133490.

13. A Black Start Recovery Strategy for a PV-Based Energy Storage Microgrid, Considering the State of Charge of Energy Storage / X. Li et al. *Electronics*. 2025. Vol. 14, №9. Article 1696. DOI: 10.3390/electronics14091696.

14. Self-healing of electricity supply in intelligent local electric power system based on renewable sources of energy / I. Hunko et al. *Vidnovluvana Energetika*. 2025. №1 (80). P. 6–12. https://doi.org/10.36296/1819-8058.

15. Bertsimas D., Brown D. B., Caramanis C. Theory and Applications of Robust Optimization. *SIAM Review*. 2011. Vol. 53, №3. P. 464–501. DOI: 10.1137/080734510.

Стаття надійшла до редакції 20.09.2026.
Стаття пройшла рецензування 28.09.2026.
Стаття опублікована 30.09.2026.

Комар Вячеслав Олександрович – д-р техн. наук, професор, завідувач кафедри електричних станцій та систем, e-mail: kvo1976@ukr.net, ORCID: 0000-0003-4969-8553.

Нікіторович Євген Олександрович – аспірант кафедри електричних станцій та систем, e-mail: familyn261@gmail.com, ORCID: 0009-0008-2209-0189.

Вінницький національний технічний університет.