

**Забіяка Денис Олександрович**, PhD-студент, +38(050)652-22-96, denis19z19@gmail.com, ORCID ID: 0009-0003-2363-097X

*Національний університет біоресурсів і природокористування України  
вул. Героїв Оборони, 15, м. Київ, 03041*

**Петренко Андрій Володимирович**, к.т.н., доцент. кафедра інженерії енергосистем, +38(068)100-01-70, petrenko@nubip.edu.ua, ORCID ID: 0000-0002-8246-4911

*Національний університет біоресурсів і природокористування України  
вул. Героїв Оборони, 15, м. Київ, 03041*

## ТЕХНІЧНІ ТА СИСТЕМНІ АСПЕКТИ ІНТЕГРАЦІЇ НАКОПИЧУВАЧІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ПРОМИСЛОВІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ

**Анотація.** У статті здійснено комплексний аналіз технічних та системних аспектів інтеграції систем накопичення електроенергії (BESS) у промислові електромережі з урахуванням режимних, технологічних та економічних параметрів їхнього функціонування. Показано, що зростання частки відновлюваних джерел енергії та високі коливання навантаження на промислових підприємствах зумовлюють потребу у застосуванні накопичувачів як інструменту підвищення гнучкості та стабільності електропостачання. Встановлено, що BESS забезпечують згладжування стохастичних коливань активної потужності, компенсацію реактивної потужності, покращення якості напруги та зменшення навантаження на мережеве обладнання завдяки застосуванню інверторів із функцією керування  $Q$ -потужністю, LPF-орієнтованих стратегій та PR-регуляторів. Проаналізовано роль різних типів накопичувачів (літій-іонних, натрій-сірчаних, ванадієвих редокс-систем, гібридних рішень) і критерії їх вибору для промислових умов з урахуванням швидкодії, тривалості циклів та профілю навантаження. Розкрито особливості схем підключення (on-line, off-line, гібридних) і їхній вплив на доступність сервісів керування потужністю та напругою. У системному аспекті обґрунтовано ефективність BESS у вирівнюванні графіка споживання, зменшенні договірної потужності, мінімізації штрафів за реактивну енергію, підвищенні надійності живлення та інтеграції локальних ВДЕ. Показано, що мультисервісне використання накопичувачів (арбітраж, пікове зрізання, регулювання напруги й частоти) істотно скорочує строк окупності проєктів і підвищує економічну ефективність промислових енергосистем порівняно з монофункціональним використанням накопичувачів. На основі кластеризації сезонних сценаріїв «генерація–навантаження» та аналізу індексів вразливості вузлів показано, що раціональне розміщення BESS у структурно та режимно критичних точках мережі забезпечує максимальний техніко-економічний ефект. Отримані висновки можуть бути використані для розроблення стратегій енергоменеджменту промислових підприємств та планування модернізації розподільчих мереж в умовах зростання частки ВДЕ.

**Ключові слова:** системи накопичення енергії, промислові електромережі, реактивна потужність, напругова стабільність, мікромережі, інверторні технології, енергетичний арбітраж.

**Zabiiaka Denys**, PhD Student, +38(050)652-22-96, denis19z19@gmail.com, ORCID ID: 0009-0003-2363-097X

*National University of Life and Environmental Sciences of Ukraine  
15 Heroiv Oborony St., Kyiv, 03041*

**Petrenko Andrii**, Ph.D, Associate Professor, Department of Energy Systems Engineering, +38(068)100-01-70, petrenko@nubip.edu.ua, ORCID ID: 0000-0002-8246-4911

*National University of Life and Environmental Sciences of Ukraine  
15 Heroiv Oborony St., Kyiv, 03041*

## **TECHNICAL AND SYSTEM ASPECTS OF INTEGRATION OF ELECTRICITY STORAGE SYSTEMS IN INDUSTRIAL ELECTRICITY NETWORKS**

**Abstract.** *The paper provides a comprehensive analysis of the technical and system aspects of integrating battery storage systems (BESS) into industrial electrical networks, taking into account the operating, technological and economic parameters of their operation. It is shown that the growth of the share of renewable energy sources and high load fluctuations at industrial enterprises determine the need to use storage systems as a tool to increase the flexibility and stability of power supply. It is established that BESS provide smoothing of stochastic fluctuations of active power, compensation of reactive power, improvement of voltage quality and reduction of load on network equipment due to the use of inverters with  $Q$ -power control function, LPF-oriented strategies and PR-regulators. The role of different types of storage devices (lithium-ion, sodium-sulfur, vanadium redox systems, hybrid solutions) and the criteria for their selection for industrial conditions are analyzed, taking into account the speed of operation, cycle duration and load profile. The features of connection schemes (on-line, off-line, hybrid) and their impact on the availability of power and voltage management services are revealed. In the systemic aspect, the effectiveness of BESS in smoothing the consumption schedule, reducing contractual capacity, minimizing reactive energy penalties, increasing power reliability and integrating local renewables is substantiated. It is shown that multi-service use of storage devices (arbitration, peak shaving, voltage and frequency regulation) significantly reduces the payback period of projects and increases the economic efficiency of industrial power systems compared to the monofunctional use of storage devices. Based on the clustering of seasonal scenarios "generation-load" and the analysis of the vulnerability indices of nodes, it is shown that the rational placement of BESS in structurally and regime-critical points of the network provides the maximum technical and economic effect. The conclusions obtained can be used to develop energy management strategies for industrial enterprises and planning the modernization of distribution networks in the context of an increase in the share of renewable energy.*

**Keywords:** *energy storage systems, industrial power grids, reactive power, voltage stability, microgrids, inverter technologies, energy arbitrage.*

**Постановка проблеми.** Поглиблення процесів декарбонізації та зростання частки відновлюваних джерел енергії у паливно-енергетичному балансі призводять до суттєвого ускладнення режимів роботи розподільчих та промислових електричних мереж. Стохастичний характер генерації фотоелектричних та вітрових установок, значні піково-провальні коливання навантаження, а також жорсткі вимоги до якості електроенергії й надійності електропостачання критичних технологічних процесів формують якісно нові виклики для систем електропостачання промислових підприємств. Традиційні

засоби керування режимами (релейний захист, конденсаторні установки, регулювання трансформаторів) виявляються недостатніми для ефективного демпфування швидких коливань потужності, обмеження перенапруг і просідань напруги та забезпечення допустимих темпів зміни активної потужності в умовах високої проникності ВДЕ.

Наукова проблема полягає у відсутності цілісного техніко-системного підходу до інтеграції накопичувачів електроенергії в промислові електромережі, який би поєднував: обґрунтований вибір типу та параметрів BESS для конкретного підприємства; аналіз вразливості та режимних обмежень мережі; розроблення оптимальних схем підключення та алгоритмів керування активною й реактивною потужністю; а також оцінювання їхнього впливу на показники напруженої стійкості, втрати електроенергії та економічні результати експлуатації. У зв'язку з цим, вважаємо за необхідність проведення аналізу технічних та системних аспектів інтеграції накопичувачів електроенергії в промислові електромережі.

**Аналіз останніх досліджень і публікацій.** Сучасні наукові праці у сфері інтеграції систем накопичення енергії, насамперед, фокусуються на проблемі згладжування стохастичних флуктуацій потужності відновлюваних джерел енергії та дотримання вимог мережевих кодексів. Низка робіт, спираючись на стандарти типу IEEE Std 1547a та обмеження темпів зміни потужності для фотоелектричних станцій, обґрунтовує необхідність застосування BESS для обмеження швидких змін генерованої потужності й утримання напруги в допустимому діапазоні [1–3]. У дослідженнях, присвячених батарейно-орієнтованим системам згладжування, детально розглядаються алгоритми керування зарядженням/розрядженням, використання низькочастотних фільтрів (LPF) зі змінними параметрами, гібридних систем «акумулятор + суперконденсатор», а також підходи до оптимального розподілу потужності між різними накопичувачами з метою мінімізації відхилень потужності та втрат енергії [2–9].

Окремий науковий напрям становлять дослідження, присвячені підвищенню показників якості електроенергії та напруженої/частотної

стабільності за рахунок використання BESS у режимі, близькому до STATCOM. Показано, що застосування інверторів із можливістю керування реактивною потужністю дає змогу ефективно компенсувати Q-навантаження, зменшувати провали напруги, покращувати профіль напруги вздовж фідера та підвищувати стійкість мікромереж у режимах із високою частотою ВДЕ [10–12; 21–23]. Значна увага приділяється також структурі систем керування: розробляються алгоритми на основі PR-регуляторів, цифрових фазозв'язаних контурів PLL, LCL-фільтрів та мультиагентних/консенсусних методів керування розподіленими BESS, що забезпечують координоване регулювання активної та реактивної потужності, баланс стану заряду та підвищення надійності системи [13–15].

У роботах, присвячених оптимізації розмірів і розміщення накопичувачів, застосовуються багатокритеріальні та еволюційні алгоритми для мінімізації сумарних витрат, втрат електроенергії та ризиків відхилення режимних параметрів, а також для максимізації економічного ефекту від участі у кількох ринкових сервісах (арбітраж, пікове зрізання, резервування, регулювання частоти й напруги) [14–20]. Окремі дослідження вводять поняття індексів вразливості вузлів, кластеризацію сценаріїв «генерація–навантаження» та врахування топологічних особливостей мережі при виборі місць встановлення BESS, що дозволяє підвищити ефективність їх інтеграції в розподільчі системи [24–29].

Водночас наявні роботи переважно зосереджуються або на окремих технічних аспектах, або на загальних питаннях економічної доцільності використання BESS у розподільчих мережах. Недостатньо опрацьованими залишаються комплексні підходи, які б одночасно враховували специфіку графіків навантаження промислових споживачів, вимоги до показників якості електроенергії, структуру штрафів за перетікання реактивної потужності й перевищення договірної потужності, топологію та вразливість вузлів мережі, а також мультисервісний характер використання накопичувачів.

**Формулювання цілей статті.** Метою статті є комплексне дослідження технічних та системних аспектів інтеграції систем накопичення електроенергії у промислові електромережі з акцентом на їхній вплив на підвищення гнучкості,

напругової та частотної стабільності, енергоефективності та надійності електропостачання.

**Виклад основного матеріалу дослідження.** Зростання частки відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) у структурі електрогенерації та орієнтація енергетичного сектору на декарбонізацію зумовлюють широке впровадження мікромережових рішень, здатних забезпечити підвищення гнучкості та надійності розподільчих систем [1]. Мікромережі, що включають фотоелектричні станції, вітрову генерацію та інші розподілені енергетичні ресурси, характеризуються високою стохастичністю режимів, оскільки виробіток потужності суттєво залежить від кліматичних параметрів – інтенсивності сонячного випромінювання, температури та швидкості вітру. Коливання активної та реактивної потужності можуть призводити до виходу напруги за межі допустимого діапазону ( $\pm 5\%$  від номіналу згідно IEEE Std.1547a [1]), що створює передумови для виникнення аварійних або передаварійних режимів. У ряді країн запроваджено обмеження на швидкість зміни потужності фотоелектричних станцій (1–5 %/хв або 10 %/хв) з метою зменшення навантаження на операторів системи та підтримання належних параметрів якості електроенергії [2; 3].

Одним із найефективніших інженерних рішень щодо мінімізації негативних наслідків стохастичної генерації є застосування систем накопичення енергії на акумуляторній основі (Battery Energy Storage Systems – BESS). У конфігурації мікромережі (див. рис. 1) BESS виконує функції двонаправленого буфера між джерелами та споживачами електроенергії, забезпечуючи згладжування коливань потужностей, компенсацію реактивної потужності, стабілізацію напруги та підтримку параметрів якості електроенергії. Завдяки наявності двонаправленого інтерфейсного перетворювача (DC/AC-інвертора) BESS може адаптивно реагувати на зміни режимів генерації і навантаження, підтримуючи стабільність мікромережі у широкому діапазоні умов [4–12].

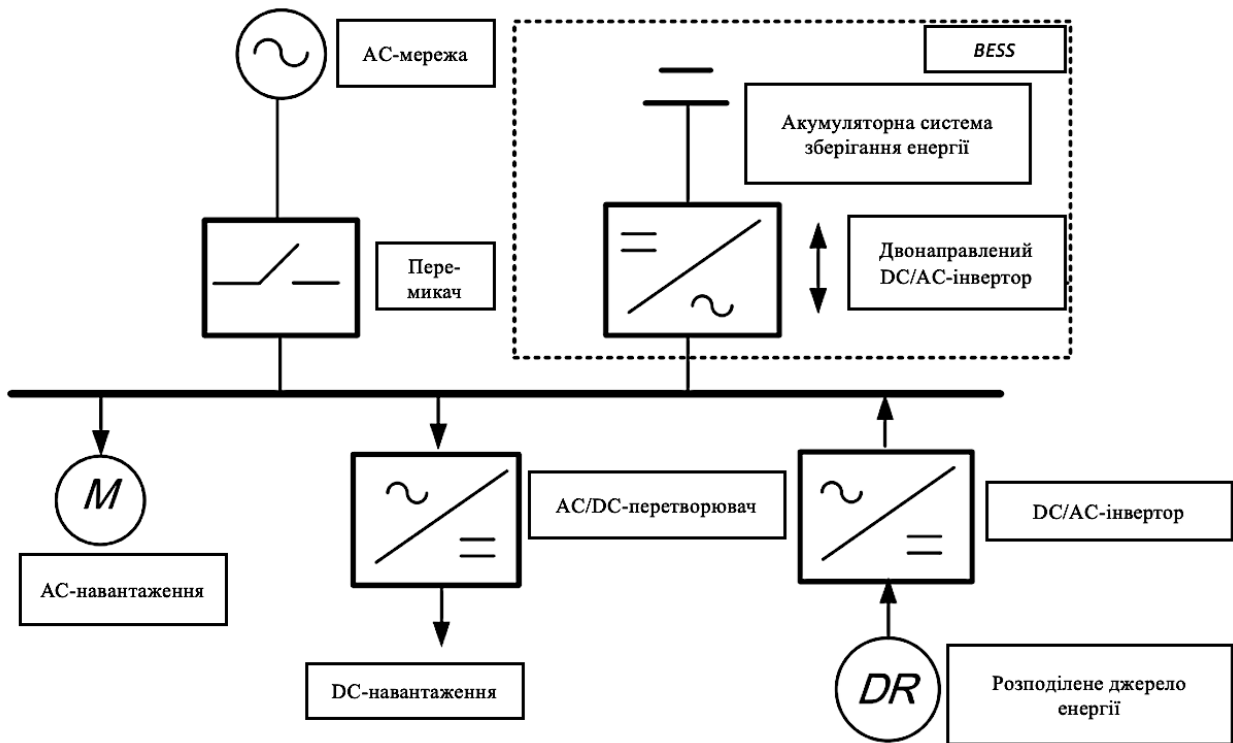


Рисунок 1 – Схема конфігурації мікромережі з інтегрованою системою накопичення енергії (BESS). Джерело: сформовано автором на основі [13].

Концептуальна рамка, подана на рис. 2., відображає узагальнену структуру оптимізаційної моделі інтеграції систем накопичення енергії (BESS), що застосовується в умовах житлових віртуальних електростанцій (VPP) [14–16], розподільчих і мережевих застосувань [17], а також у середовищах з високою часткою відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Сформульована в центральній частині схеми оптимізаційна задача розв'язується з використанням сучасних алгоритмічних методів, зокрема метаевристичних підходів [19], які дозволяють оцінювати екологічні вигоди та ефективність інтеграції ВДЕ у відповідних сценаріях [20].

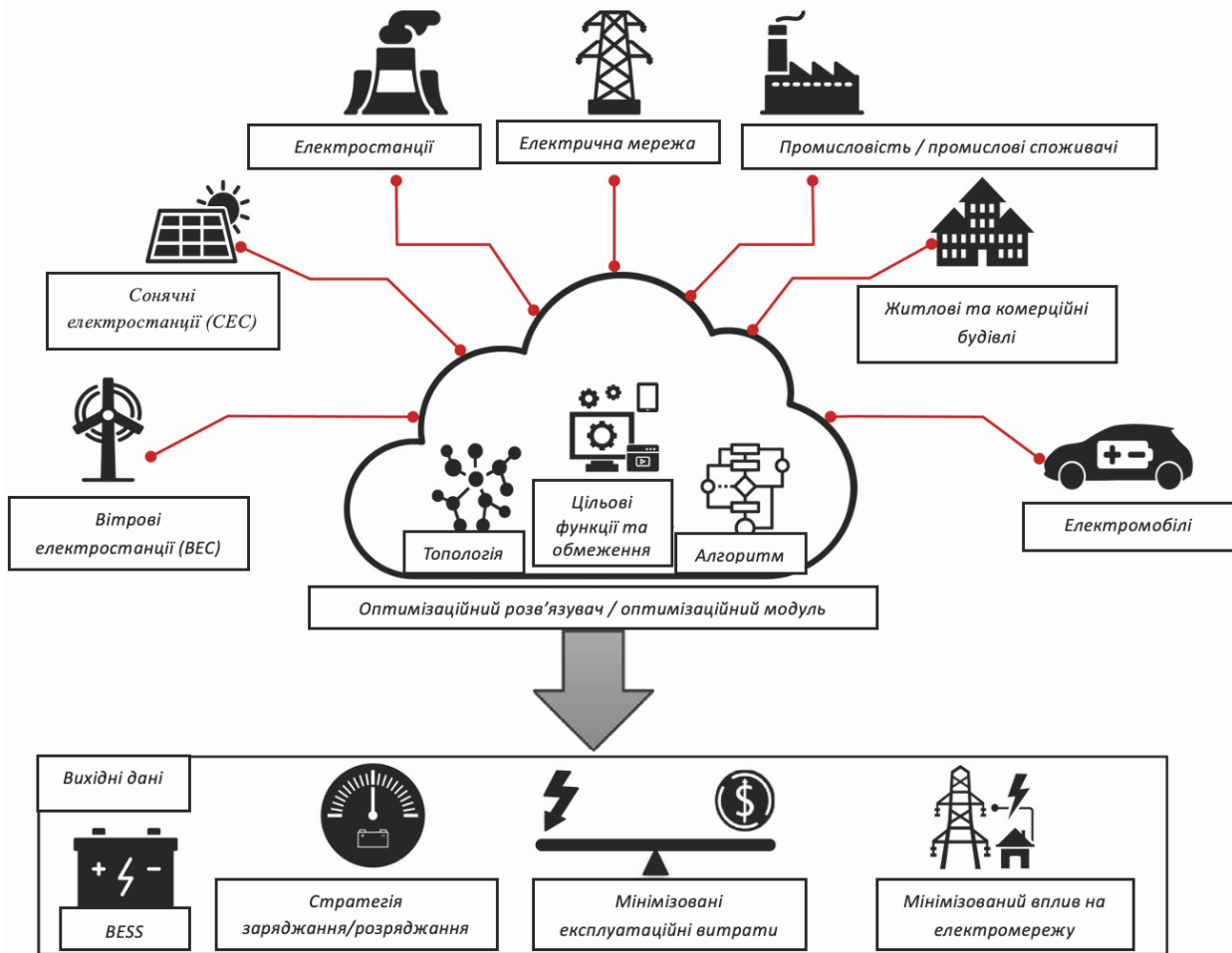


Рисунок 2 – Концептуальна рамка оптимізації інтеграції систем накопичення енергії (BESS) в електроенергетичну систему. Джерело: сформовано автором на основі [14–18; 20].

У технічній літературі описано численні стратегії згладжування потужності ВДЕ, серед яких особливе місце займають методи на основі низькочастотних фільтрів (LPF) зі змінним часовим параметром [6–9]. LPF дає змогу відокремити низькочастотну складову генерованої потужності, що містить енергетично значущі тренди, від високочастотних коливань, які створюють ризики для режимної стійкості системи:

$$i_{d,ref}(t) = LPF\{P_{RES}(t)\}. \quad (1)$$

Тож, формується опорний струм активної складової, необхідний для заряджання або розряджання BESS. Стратегії з адаптивною зміною параметрів LPF дозволяють обмежувати швидкість зміни сумарної потужності до нормативно

визначених меж, зменшуючи навантаження на операторів системи та підвищуючи стійкість режимів.

Окрім згладжування активної складової, BESS здатна реалізовувати функції динамічного STATCOM, забезпечуючи регулювання реактивної потужності та стабілізацію напруги у слабких або довгих фідерах [10–12; 21–23]. Формування опорного потоку реактивного струму у мережевому режимі описується виразом:

$$i_{q,cmd} = i_{q,ref} + i_{q,dis}, \quad (2)$$

де  $i_{q,ref}$  визначає базовий регулювальний компонент для стабілізації напруги, а  $i_{q,dis}$  – реалізує збурення, необхідне для своєчасного ідентифікування переходу системи в острівний режим.

Використання реактивної потужності BESS дозволяє зменшити амплітуду короточасних провалів напруги, вирівняти напругу уздовж фідера та покращити показники якості електроенергії, що є особливо важливим для промислових споживачів.

Синхронізація перетворювача BESS з напругою мережі здійснюється за допомогою цифрового фазозв'язаного контуру (PLL), структурну схему якого наведено на рис. 3. PLL формує оцінку миттєвих значень фазового кута та частоти мережевої напруги на основі вимірюного сигналу, всепропускного фільтра та зворотного зв'язку з низькочастотним фільтром і пропорційною ланкою, що забезпечує робастну синхронізацію навіть за наявності гармонічних спотворень і коливань частоти.

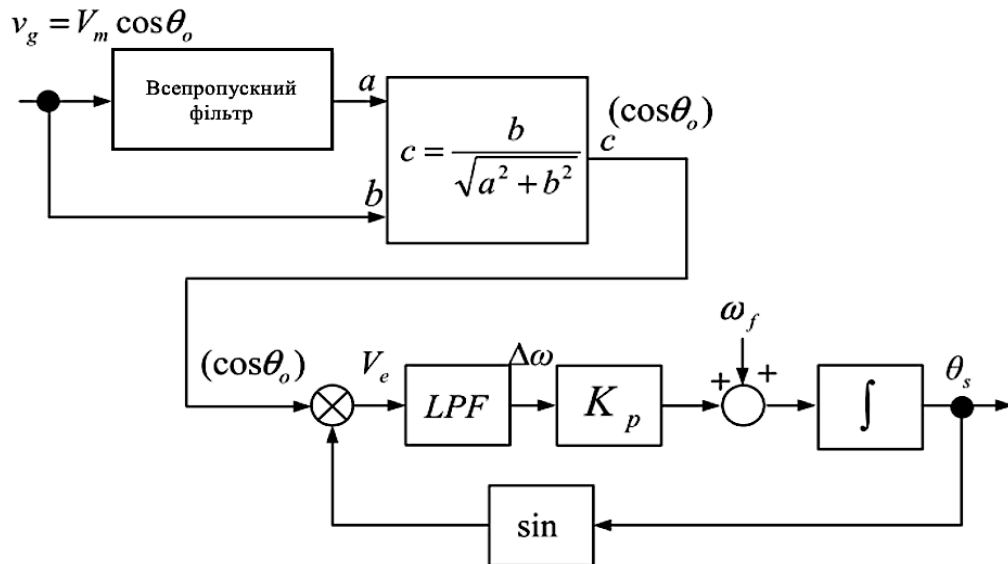


Рисунок 3 – Структурна схема фазозв’язаного контуру PLL. Джерело: сформовано автором на основі [13].

Блок-схему керування інвертором BESS у мережевому режимі подано на рис. 4. Система містить PR-регулятор  $G_c(s)$  як основний елемент струмового контуру, фазозв’язаний контур PLL для синхронізації з напругою мережі, LPF-модуль для формування опорного сигналу активної потужності та компенсатор збурень  $G_d(s)$ , що використовується для виявлення острівного режиму. Така структура дозволяє поєднати високоточне відтворення синусоїдального струму з функціями згладжування потужності та адаптивного керування реактивною складовою.

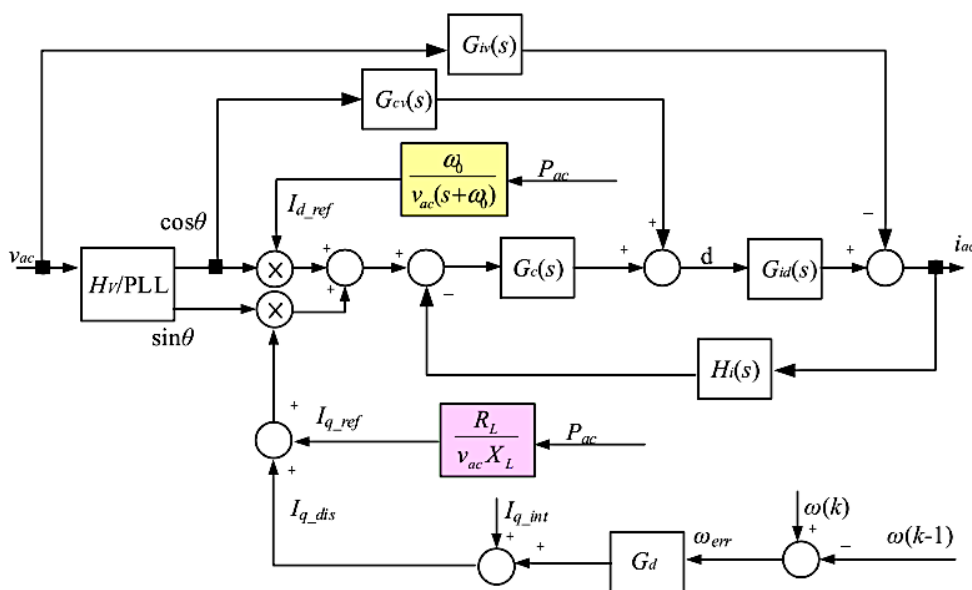


Рисунок 4 – Схема керування BESS у режимі приєднання до мережі. Джерело: сформовано автором на основі [13].

Математичний апарат інверторного контролера базується на малосигнальній моделі, що описує динаміку струмового контуру, еквівалентної силовій частини та зворотних зв'язків. Замкнений передаточний коефіцієнт «напруга–струм» можна подати у вигляді:

$$\frac{i_{ac}}{v_{ac}} = \frac{H_v(s)(i_{q,ref} + i_{q,dis})G_c(s)G_{id}(s)}{1+T_i(s)} + \frac{H_v(s)G_{cv}(s)G_{id}(s)}{1+T_i(s)} - \frac{G_{iv}(s)}{1+T_i(s)}, \quad (3)$$

де  $H_v(s)$ ,  $G_c(s)$ ,  $G_{id}(s)$  – зворотні та прямі адмітансні елементи, а  $T_i(s)$  – розімкнена передаточна функція струмового контуру. Остання має вигляд:

$$T_i(s) = G_c(s)G_{id}(s)H_i(s), \quad (4)$$

де  $H_i(s)$  – передаточна функція зворотного зв'язку за струмом. Передаточні функції силовій частини визначаються як:

$$G_{id}(s) = \frac{V_{dc}}{r_L + sL}, \quad (5)$$

$$G_{iv}(s) = \frac{1}{r_L + sL_0}, \quad (6)$$

$$G_{cv}(s) = \frac{1}{H_v(s)G_{id}(s)(r_L + sL_0)}, \quad (7)$$

де  $V_{dc}$  – напруга проміжного кола постійного струму,  $r_L$  та  $L_0$  – індуктивність і активний опір вихідного фільтра відповідно.

Для зниження гармонічних складових струму використовується пропорційно-резонансний (PR) регулятор, який забезпечує дуже високе підсилення на частоті мережі та тим самим мінімізує усталену похибку:

$$G_c(s) = K_p + \frac{2\omega_c K_r s}{s^2 + 2\omega_c s + \omega_1^2} \quad (8)$$

Від коректності реалізації сукупності цих технологічних рішень залежить здатність системи забезпечувати стабільність напруги та частоти, обмеження темпів зміни активної потужності, зниження гармонічних спотворень, підвищення стійкості фідерів у слабких мережах і відповідність вимогам стандартів IEEE та операторів системи [13].

Для промислових електромереж найбільш поширеними технологіями є літій-іонні, натрій-сірчані, ванадієві редокс-акумулятори та комбіновані системи «акумулятор + суперконденсатор». Вибір типу накопичувача та його

потужності/енергоємності визначається профілем навантаження підприємства, тривалістю пікових режимів, допустимою кількістю циклів на добу та вимогами до швидкодії й надійності [24–26]. Дослідження показують, що для задач згладжування флуктуацій ВДЕ й пікового зрізання в промислових мережах найбільше застосування мають BESS на основі Li-ion та гібридні системи з суперконденсаторами, які забезпечують як тривалу роботу в режимі навантаження, так і компенсацію короткочасних імпульсних перевантажень [9].

З погляду електромережі BESS інтегрується через двонаправлені перетворювачі за схемами on-line, off-line або гібридними, що визначає набір доступних сервісів: згладжування активної потужності, компенсація реактивної потужності, підтримання напруги та покращення якості електроенергії [27]. Технічна інтеграція BESS у промислові електромережі поєднує вибір відповідної технології накопичення, топології підключення та алгоритмів керування потужністю й напругою [28].

На рівні системи електропостачання підприємства BESS використовується як інструмент керування графіком навантаження: зрізання пікових навантажень, заповнення нічних «провалів» та перенесення частини споживання з дорогих у дешеві тарифні зони [14]. Це дозволяє зменшити договірну потужність, уникнути штрафів за перевищення обумовлених лімітів, скоротити плату за реактивну енергію та знизити сумарні витрати на електропостачання. Додатково BESS забезпечує підвищення надійності живлення критичних технологічних навантажень, виконуючи функції високошвидкісного резервного джерела порівняно з традиційними дизель-генераторними установками [16].

Оптимізаційні моделі, що враховують як технічні обмеження мережі, так і тарифні умови, показують, що мультисервісна експлуатація BESS (арбітраж, пікове зрізання, підтримка напруги, частотне й резервне регулювання) забезпечує суттєве скорочення строків окупності проєктів порівняно з монофункціональним використанням лише для накопичення енергії [16–18].

Для оцінювання впливу BESS на режимну стійкість розподільчої мережі проаналізовано характерний інтервал із підвищеним рівнем навантаження та

значною піково-провальною нерівномірністю. У цей період частина ліній працює в режимах, наближених до граничних за струмовими або напруговими обмеженнями, що призводить до зменшення запасу стійкості та збільшення відхилень напруги у вузлах. Зокрема, на кінцевих відгалуженнях фіксується просідання напруги нижче допустимого рівня, що свідчить про зниження здатності мережі підтримувати нормативні параметри під дією зовнішніх та внутрішніх збурень.

Для кількісної характеристики режимної чутливості виконано розрахунок інтегрального індексу вразливості вузлів, який включає структурну складову (топологічну значущість вузла в конфігурації мережі) та режимну складову (чутливість напруги та потоків потужності до змін навантаження і генерації). Як показано на рис. 5, радіальна топологія мережі визначає домінування вузлів 1–5, які функціонують як центральні передавальні точки та характеризуються максимальними значеннями структурної вразливості. Вихід цих вузлів із роботи може призвести до каскадної зміни поточкорозподілу та порушення цілісності мережевої структури.

На відміну від них, периферійні вузли 18, 22 та 33 мають низьку структурну значущість, проте демонструють підвищені значення режимної вразливості, що зумовлено значними коливаннями напруги в умовах змінного навантаження. Вузли 4, 12 та 27, розташовані поблизу точок підключення ВДЕ, також вирізняються високою режимною вразливістю внаслідок стохастичності вихідної потужності та частих змін режиму роботи генераторів. Отримані результати вказують на суттєву неоднорідність чутливості елементів мережі до збурень, що обґрунтовує необхідність пріоритизації вузлів для встановлення BESS та застосування адаптивних засобів керування напругою.

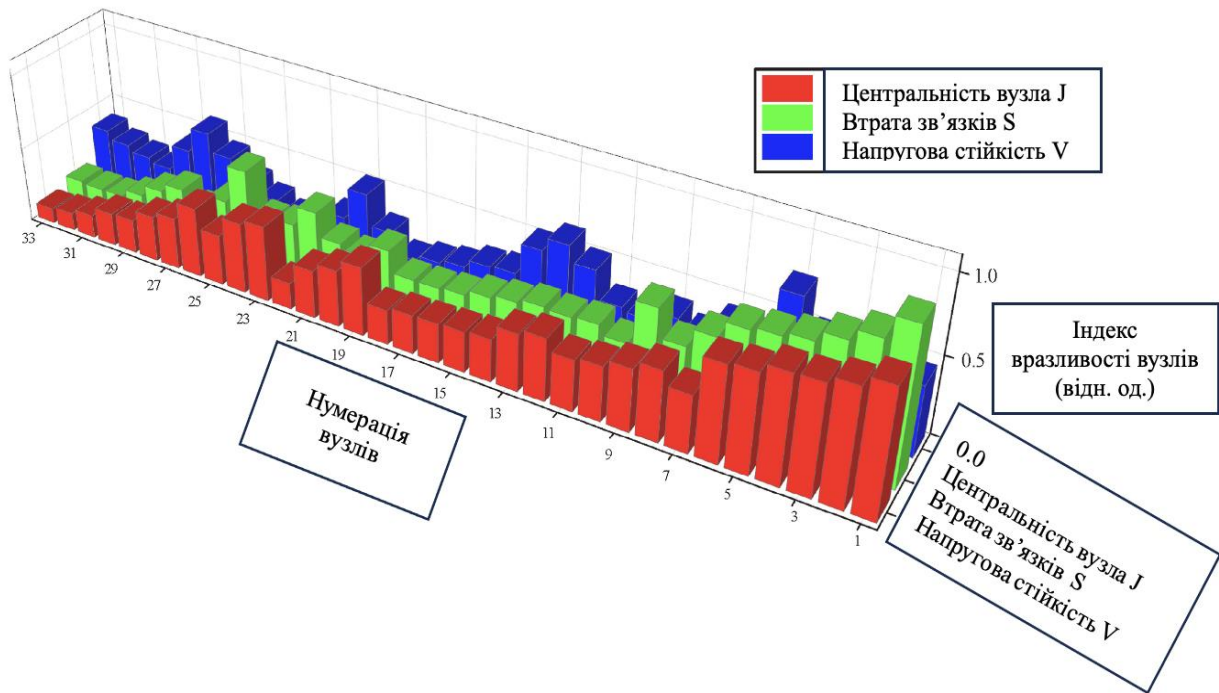


Рисунок 5 – Інтегральний індекс вразливості вузлів розподільчої мережі.  
Джерело: сформовано автором на основі [29].

Для зниження обчислювальної складності задачі оптимального планування потужності та ємності BESS застосовано кластеризацію історичних часових рядів навантаження, швидкості вітру та сонячної інсоляції. Сезонна кластеризація дозволила згрупувати подібні за профілем режими «генерація–навантаження» у чотири репрезентативні сценарії джерело–навантаження (див. рис. 6), що відтворюють характерні добові та сезонні особливості балансування потужності.

Такий підхід дозволяє моделі врахувати стохастичну природу відновлюваних джерел, скоротити кількість сценаріїв без втрати репрезентативності та підвищити точність прогнозування поведінки системи під час оптимізації.

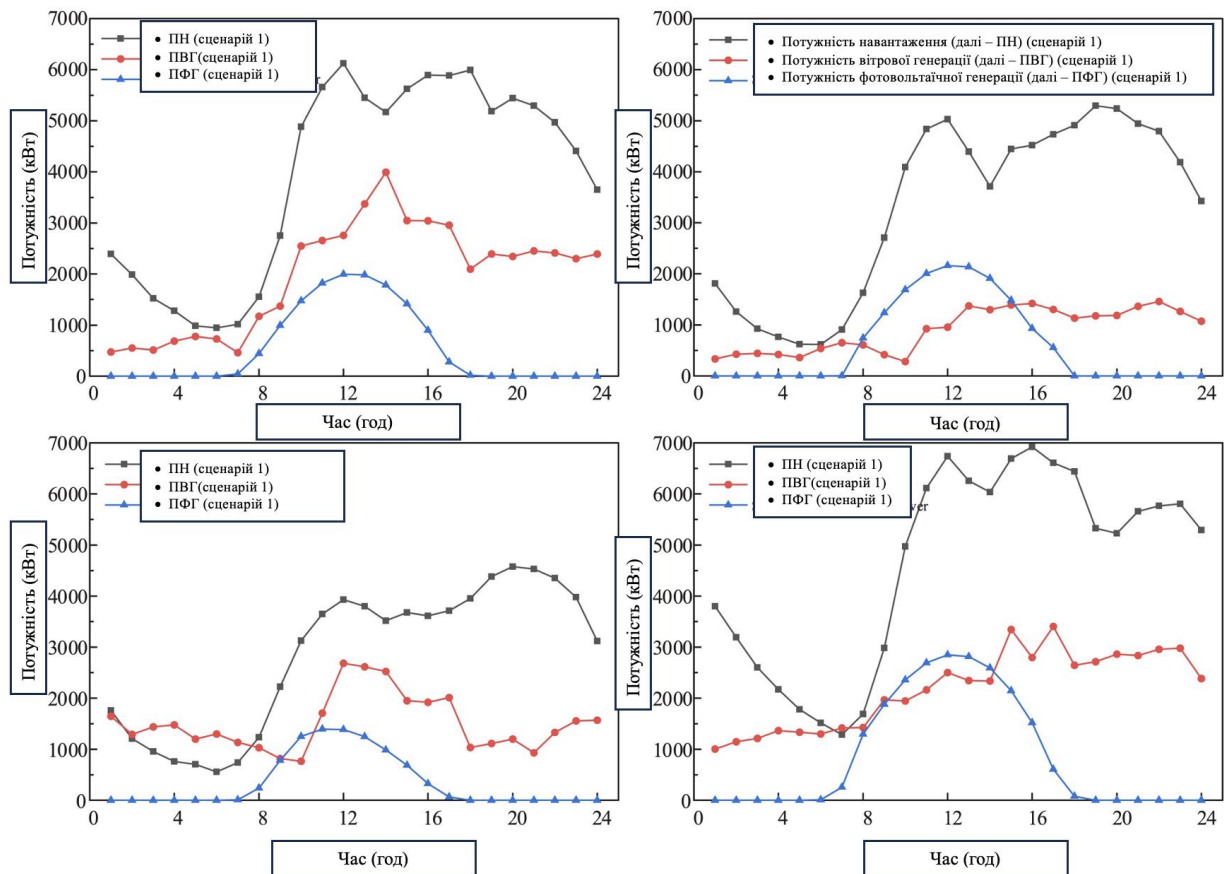


Рисунок 6 – Кластеризація сезонних сценаріїв генерації та навантаження.  
 Джерело: сформовано автором на основі [29].

У межах найбільш напруженого режиму (сценарій 4, зимовий період з максимальними навантаженнями) проаналізовано напругові режими розподільчої мережі до та після інтеграції BESS у вузлі 5. У вихідній конфігурації з приєднаною розподіленою генерацією (DG) (рис. 7(а)) спостерігаються перенапруги у вузлах 5, 13, 21 та 28: максимальне значення досягає 1.076 р.у., що перевищує допустимий верхній рівень напруги та знижує експлуатаційну надійність мережі. Одночасно на кінцевих ділянках фідера напруга знижується до 0.942 р.у., тобто нижче нормативної межі. Після встановлення BESS у вузлі 5 (рис. 7(б)) напруговий профіль уздовж лінії істотно вирівнюється: максимальна напруга в пікові години зменшується до 1.045 р.у., а мінімальна на кінцевому вузлі підвищується до 0.962 р.у. Обидва значення відповідають вимогам до якості напруги в розподільчих мережах. Це свідчить про те, що BESS ефективно виконує функції локального регулятора режиму напруги, компенсуючи вплив флуктуацій DG та підвищуючи напругову стійкість системи.

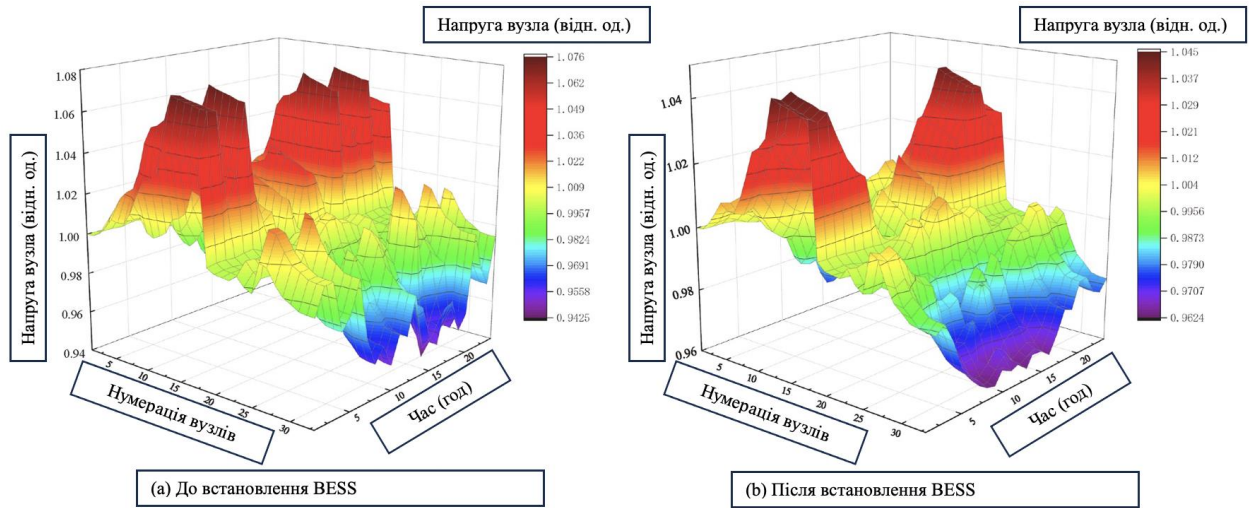


Рисунок 7 – Напруги у вузлах мережі до та після встановлення BESS.  
Джерело: сформовано автором на основі [29].

Дані, наведені на рис. 8, демонструють, що у сценарії 4 інтеграція BESS приводить до помітного зменшення сумарного відхилення напруги в усі години добового циклу. У період максимальних навантажень агрегований показник відхилення напруги зменшується з 0,68 до 0,34 р.и., що свідчить про істотне посилення режимної стійкості розподільчої мережі. Додатково проаналізовано річні середні значення напруги у вузлах, зокрема у вузлі 13 – точці приєднання вітрової електростанції. Для цього вузла середня напруга знижується з 1,04 до 1,02 р.и., наближаючись до номінального значення без перевищення верхньої межі.

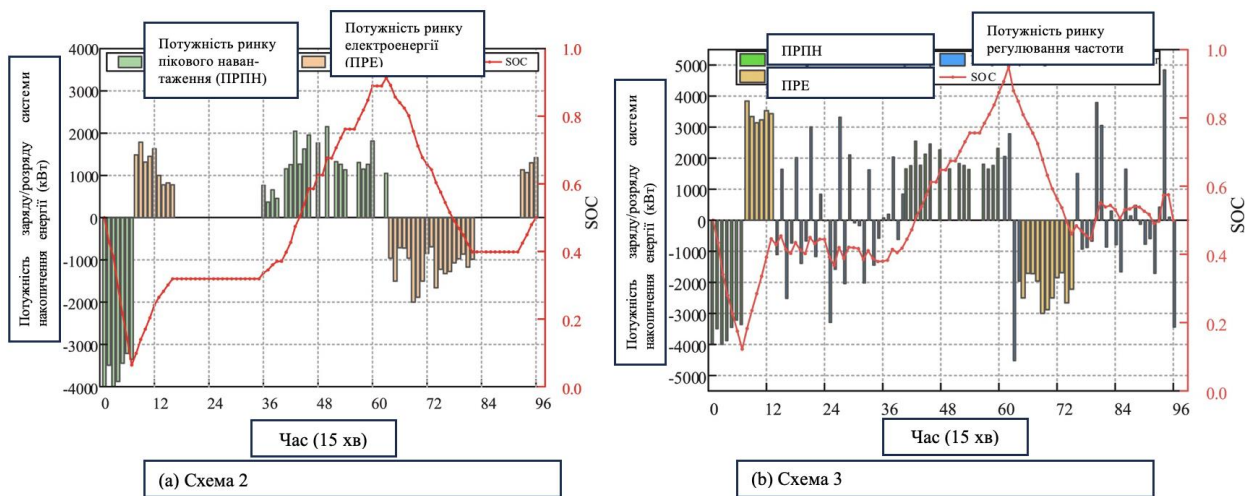


Рисунок 8 – Експлуатаційна стратегія BESS для різних схем роботи.  
Джерело: сформовано автором на основі [29].

Тож, BESS не лише демпфує короточасні коливання напруги, зумовлені стохастичністю вихідної потужності ВДЕ, а й зменшує довготривале перезбудження напруги, забезпечуючи більш рівномірний та нормативний напруговий режим упродовж року.

Упродовж 25-годинного інтервалу накопичувач працює з майже повними циклами заряджання–розряджання, що свідчить про високий рівень використання встановленої енергетичної ємності. Водночас у часових проміжках 4:00–8:00 та 21:00–23:00 спостерігаються інтервали часткового простою, зумовлені необхідністю резервування частини ємності для поглинання пікових навантажень. Розрахований добовий коефіцієнт використання BESS становить 71 %, при цьому обсяг реалізованих послуг з пікового зрізання у 3.2 раза перевищує обсяг енергетичного арбітражу. Однак, коли BESS додатково бере участь у піковому зрізанні навантажень, річний еквівалентний дохід зростає приблизно у 1,54 раза порівняно з базовим сценарієм, а період окупності скорочується до 6,4 року.

На рис. 9 у Схемі 3 розглянуто розширений варіант експлуатації – до енергетичного арбітражу та пікового зрізання додається участь у регулюванні частоти. Це потребує більших капітальних вкладень, проте річний прибуток зростає приблизно на 140 тисяч доларів США у порівнянні зі Схемою 2. Водночас близько 40 % доходу формується за рахунок ринку частотного регулювання, а період окупності скорочується ще на 0,4 року. Таким чином, результати підтверджують, що мультисервісна участь BESS – тобто поєднання кількох типів енергетичних сервісів – є оптимальною стратегією для забезпечення швидшої окупності та підвищення прибутковості інвестицій.

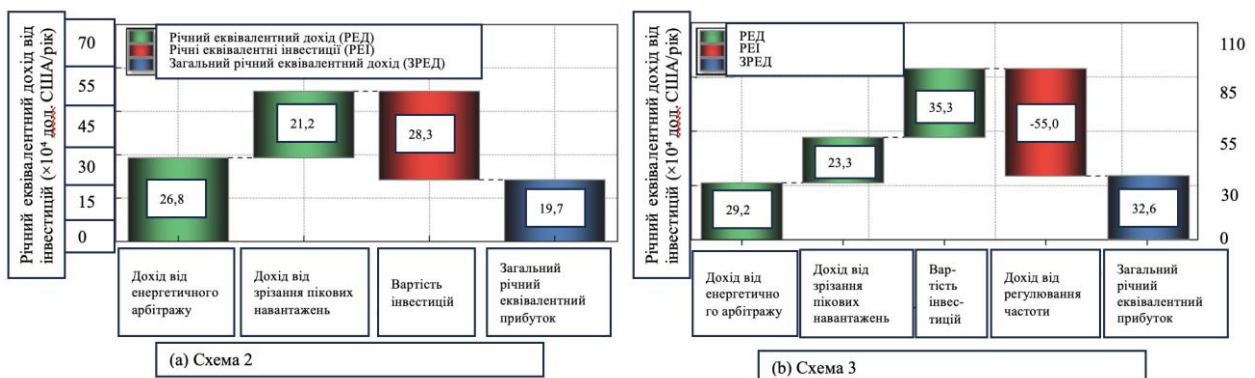


Рисунок 9 – Розподіл складових річного доходу від роботи BESS.  
 Джерело: сформовано автором на основі [29].

Отже, досягнення економічної ефективності впровадження BESS можливе переважно за умов мультисервісної експлуатації накопичувача, коли він одночасно виконує кілька ринкових та технічних функцій. З економічної точки зору, впровадження BESS у промислових мережах є виправданим, якщо система використовується не лише для накопичення енергії, а й для регулювання мережевих параметрів і згладжування пікових навантажень.

**Висновки.** Проведене дослідження показало, що інтеграція систем накопичення електроенергії (BESS) є одним із ключових технічних рішень для забезпечення гнучкості, напругової та частотної стабільності промислових електромереж із високою часткою ВДЕ. На рівні первинних технічних рішень обґрунтовано ефективність використання BESS як двонаправленого буфера між джерелами й навантаженнями: застосування LPF-орієнтованих стратегій керування активною потужністю, функціонування в режимі динамічного STATCOM, використання PLL та PR-регуляторів дозволяє істотно зменшити коливання потужності, обмежити відхилення напруги в допустимих межах і підвищити якість електроенергії. Аналіз вразливості вузлів та кластеризація сезонних сценаріїв «генерація–навантаження» засвідчили, що розміщення BESS у топологічно та режимно критичних точках мережі забезпечує значне зниження сумарного відхилення напруги, вирівнювання профілю напруги вздовж фідера та підвищення стійкості розподільчих мереж до зовнішніх і внутрішніх збурень.

Доведено, що у промислових електромережах BESS виконує не лише роль технічного компенсатора режимних відхилень, а й є дієвим інструментом енергоменеджменту підприємства. Реалізація режимів пікового зрізання, енергетичного арбітражу, підтримки напруги та участі в частотному регулюванні дає змогу зменшити договірну потужність, скоротити витрати на оплату реактивної енергії, підвищити надійність живлення критичних технологічних навантажень і прискорити окупність інвестицій у порівнянні з монофункціональним використанням накопичувачів. Отримані результати підтверджують, що економічна доцільність впровадження BESS у промислові мережі досягається насамперед за умов мультисервісної експлуатації, коли

накопичувач одночасно забезпечує згладжування потужності ВДЕ, оптимізацію графіка споживання та підтримку мережевих параметрів.

Практичне значення проведеного дослідження полягає в тому, що наведені підходи можуть бути використані для проєктування та модернізації систем електропостачання промислових підприємств. Подальші дослідження доцільно зосередити на поєднанні детальних моделей деградації накопичувачів із оптимізаційними задачами планування, а також на розробленні регуляторних та тарифних механізмів, які б стимулювали промислових споживачів до широкомасштабного впровадження BESS як базового елемента гнучких та низьковуглецевих енергосистем.

### БІБЛІОГРАФІЧНИЙ СПИСОК:

1. IEEE Standards Association. (2018). *IEEE standard for interconnecting distributed resources with electric power systems* (IEEE Std 1547a-2018).
2. Ma W., Wang W., Wu X., Hu R., Tang F., Zhang W., Han X., Ding L. (2019). Optimal allocation of hybrid energy storage systems for smoothing photovoltaic power fluctuations considering the active power curtailment of photovoltaic. *IEEE Access*, 7, 74787–74799.
3. Marcos J., de la Parra I., García M., Marroyo L. (2014). Control strategies to smooth short-term power fluctuations in large photovoltaic plants using battery storage systems. *Energies*, 7(10), 6593–6619.
4. Li X., Hui D., Lai X. (2013). Battery energy storage station (BESS)-based smoothing control of photovoltaic (PV) and wind power generation fluctuations. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 4(2), 464–473.
5. Salimbeni A., Boi M., Marongiu I., Porru M., Damiano A. (2016, June). Integration of active filter and energy storage system for power quality improvement in microgrids. In *Proceedings of the International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM)* (pp. 709–714).
6. Jiang Q., Wang H. (2013). Two-time-scale coordination control for a battery energy storage system to mitigate wind power fluctuations. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 28(1), 52–61.
7. Jiang Q., Hong H. (2013). Wavelet-based capacity configuration and coordinated control of hybrid energy storage system for smoothing out wind power fluctuations. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(2), 1363–1372.
8. Fang C., Chai W., Gu H., Wang L., Cai X. (2016, May). A fuzzy control scheme of the wind-storage combined system for power complementary. In *Proceedings of the IPEMC-ECCE Asia Conference* (pp. 1474–1479).
9. Atif A., Khalid M. (2020). Savitzky–Golay filtering for solar power smoothing and ramp rate reduction based on controlled battery energy storage. *IEEE Access*, 8, 33806–33817.
10. Liu L.-Y., Gao J.-T., Lo K.-Y. (2017, June). A reactive power control strategy of the grid-connected inverter for microgrid application. In *Proceedings of the IFEEC-ECCE Asia Conference* (pp. 755–759).
11. Jena B., Choudhury A. (2017, April). Voltage and frequency stabilisation in a micro-hydro-PV based hybrid microgrid using FLC based STATCOM equipped with BESS. In *Proceedings of the International Conference on Circuit, Power and Computing Technologies (ICCPCT)* (pp. 1–7).

12. Park J., Yu J., Kim J., Kim M., Kim K., Han S. (2016). Frequency/voltage regulation with STATCOM with battery in high voltage transmission system. *IFAC-PapersOnLine*, 49(27), 296–300.
13. Gao Jun-Ting & Shih, Chang-Heng & Lee, Chun-Wei & Lo, Kuo-Yuan. (2022). An Active and Reactive Power Controller for Battery Energy Storage System in Microgrids. *IEEE Access*. 10. 1-1. 10.1109/ACCESS.2022.3145009.
14. Weckesser T., Dominković D. F., Blomgren E. M., Schledorn A., Madsen H. (2021). Renewable energy communities: Optimal sizing and distribution grid impact of photovoltaics and battery storage. *Applied Energy*, 301, 117408. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117408>
15. Walker A., Kwon S. (2021). Design of structured control policy for shared energy storage in residential community: A stochastic optimization approach. *Applied Energy*, 298, 117182. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117182>
16. Song H., Gu M., Liu C., Amani A. M., Jalili M., Meegahapola L., Yu X., Dickeson G. (2023). Multi-objective battery energy storage optimization for virtual power plant applications. *Applied Energy*, 352, 121860. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121860>
17. Lawder M. T., Suthar B., Northrop P. W., De S., Hoff C. M., Leitermann O., Crow M. L., Santhanagopalan S., Subramanian V. R. (2014). Battery energy storage system (BESS) and battery management system (BMS) for grid-scale applications. *Proceedings of the IEEE*, 102(6), 1014–1030. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2014.2317451>
18. Hamedmoghadam H., Jalili M., Moradi P., Yu X. (2018). A global optimization approach based on opinion formation in complex networks. *IEEE Transactions on Network Science and Engineering*, 6(3), 173–187. <https://doi.org/10.1109/TNSE.2018.2856522>
19. Fadaee M., Radzi M. A. M. (2012). Multi-objective optimization of a stand-alone hybrid renewable energy system by using evolutionary algorithms: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(5), 3364–3369. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.02.071>
20. Lai C. M., Teh J. (2022). Network topology optimisation based on dynamic thermal rating and battery storage systems for improved wind penetration and reliability. *Applied Energy*, 305, 117837. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117837>
21. Nguyen D. H., Khazaei J. (2018). Multiagent time-delayed fast consensus design for distributed battery energy storage systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 9(3), 1397–1406.
22. Cao Q., Song Y.-D., Guerrero J. M., Tian S. (2016). Coordinated control for flywheel energy storage matrix systems for wind farm based on charging/discharging ratio consensus algorithms. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7(3), 1259–1267.
23. Morstyn T., Savkin A. V., Hredzak B., Agelidis V. G. (2018). Multi-agent sliding mode control for state of charge balancing between battery energy storage systems distributed in a DC microgrid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(5), 4735–4748.
24. Lawder M. T., Suthar B., Northrop P. W., De S., Hoff C. M., Leitermann O., Crow M. L., Santhanagopalan S., Subramanian V. R. (2014). Battery energy storage system (BESS) and battery management system (BMS) for grid-scale applications. *Proceedings of the IEEE*, 102(6), 1014–1030. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2014.2317451>
25. Fadaee M., Radzi M. A. M. (2012). Multi-objective optimization of a stand-alone hybrid renewable energy system by using evolutionary algorithms: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(5), 3364–3369. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.02.071>
26. Song H., Gu M., Liu C., Amani A. M., Jalili M., Meegahapola L., Yu X., Dickeson G. (2023). Multi-objective battery energy storage optimization for virtual power plant applications. *Applied Energy*, 352, 121860. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121860>
27. Liu L., Gao J., Lo K. Y.: A reactive power control strategy of the gridconnected inverter for microgrid application. *IEEE 3rd International Future Energy Electronics Conference and ECCE Asia (IFEEC - ECCE Asia)*, Kaohsiung, Taiwan, June 2017, pp. 755–759, doi: 10.1109/IFEEC.2017.7992134
28. Pati S., Mohanty K., Kumar S., Panda D. (2016). Voltage and frequency stabilization of a micro hydro-PV based hybrid microgrid using STATCOM equipped with battery energy storage

system. In *2016 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)* (pp. 1–5). <https://doi.org/10.1109/PEDES.2016.7914481>

29. Zhao Z., Shang Y., Qi B., Wang Y., Zhang Q. Optimal sizing and siting of energy storage systems based on power grid vulnerability analysis: A trilevel optimization model. *Energy Strategy Reviews*, 2025, 59. URL: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2025.101720>

#### REFERENCES:

1. IEEE Standards Association. (2018). *IEEE standard for interconnecting distributed resources with electric power systems* (IEEE Std 1547a-2018).
2. Ma W., Wang W., Wu X., Hu R., Tang F., Zhang W., Han X., Ding L. (2019). Optimal allocation of hybrid energy storage systems for smoothing photovoltaic power fluctuations considering the active power curtailment of photovoltaic. *IEEE Access*, 7, 74787–74799.
3. Marcos J., de la Parra I., García M., Marroyo L. (2014). Control strategies to smooth short-term power fluctuations in large photovoltaic plants using battery storage systems. *Energies*, 7(10), 6593–6619.
4. Li X., Hui D., Lai X. (2013). Battery energy storage station (BESS)-based smoothing control of photovoltaic (PV) and wind power generation fluctuations. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 4(2), 464–473.
5. Salimbeni A., Boi M., Marongiu I., Porru M., Damiano A. (2016, June). Integration of active filter and energy storage system for power quality improvement in microgrids. In *Proceedings of the International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM)* (pp. 709–714).
6. Jiang Q., Wang H. (2013). Two-time-scale coordination control for a battery energy storage system to mitigate wind power fluctuations. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 28(1), 52–61.
7. Jiang Q., Hong H. (2013). Wavelet-based capacity configuration and coordinated control of hybrid energy storage system for smoothing out wind power fluctuations. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(2), 1363–1372.
8. Fang C., Chai W., Gu H., Wang L., Cai X. (2016, May). A fuzzy control scheme of the wind-storage combined system for power complementary. In *Proceedings of the IPEMC-ECCE Asia Conference* (pp. 1474–1479).
9. Atif A., Khalid M. (2020). Savitzky–Golay filtering for solar power smoothing and ramp rate reduction based on controlled battery energy storage. *IEEE Access*, 8, 33806–33817.
10. Liu L.-Y., Gao J.-T., Lo K.-Y. (2017, June). A reactive power control strategy of the grid-connected inverter for microgrid application. In *Proceedings of the IFEEC-ECCE Asia Conference* (pp. 755–759).
11. Jena B., Choudhury A. (2017, April). Voltage and frequency stabilisation in a micro-hydro-PV based hybrid microgrid using FLC based STATCOM equipped with BESS. In *Proceedings of the International Conference on Circuit, Power and Computing Technologies (ICCPCT)* (pp. 1–7).
12. Park J., Yu J., Kim J., Kim M., Kim K., Han S. (2016). Frequency/voltage regulation with STATCOM with battery in high voltage transmission system. *IFAC-PapersOnLine*, 49(27), 296–300.
13. Gao Jun-Ting & Shih, Chang-Heng & Lee, Chun-Wei & Lo, Kuo-Yuan. (2022). An Active and Reactive Power Controller for Battery Energy Storage System in Microgrids. *IEEE Access*. 10. 1-1. 10.1109/ACCESS.2022.3145009.
14. Weckesser T., Dominković D. F., Blomgren E. M., Schledorn A., Madsen H. (2021). Renewable energy communities: Optimal sizing and distribution grid impact of photovoltaics and battery storage. *Applied Energy*, 301, 117408. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117408>
15. Walker A., Kwon S. (2021). Design of structured control policy for shared energy storage in residential community: A stochastic optimization approach. *Applied Energy*, 298, 117182. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117182>

16. Song H., Gu M., Liu C., Amani A. M., Jalili M., Meegahapola L., Yu X., Dickeson G. (2023). Multi-objective battery energy storage optimization for virtual power plant applications. *Applied Energy*, 352, 121860. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121860>
17. Lawder M. T., Suthar B., Northrop P. W., De S., Hoff C. M., Leitermann O., Crow M. L., Santhanagopalan S., Subramanian V. R. (2014). Battery energy storage system (BESS) and battery management system (BMS) for grid-scale applications. *Proceedings of the IEEE*, 102(6), 1014–1030. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2014.2317451>
18. Hamedmoghadam H., Jalili M., Moradi P., Yu X. (2018). A global optimization approach based on opinion formation in complex networks. *IEEE Transactions on Network Science and Engineering*, 6(3), 173–187. <https://doi.org/10.1109/TNSE.2018.2856522>
19. Fadaee M., Radzi M. A. M. (2012). Multi-objective optimization of a stand-alone hybrid renewable energy system by using evolutionary algorithms: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(5), 3364–3369. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.02.071>
20. Lai C. M., Teh J. (2022). Network topology optimisation based on dynamic thermal rating and battery storage systems for improved wind penetration and reliability. *Applied Energy*, 305, 117837. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117837>
21. Nguyen D. H., Khazaei J. (2018). Multiagent time-delayed fast consensus design for distributed battery energy storage systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 9(3), 1397–1406.
22. Cao Q., Song Y.-D., Guerrero J. M., Tian S. (2016). Coordinated control for flywheel energy storage matrix systems for wind farm based on charging/discharging ratio consensus algorithms. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7(3), 1259–1267.
23. Morstyn T., Savkin A. V., Hredzak B., Agelidis V. G. (2018). Multi-agent sliding mode control for state of charge balancing between battery energy storage systems distributed in a DC microgrid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(5), 4735–4748.
24. Lawder M. T., Suthar B., Northrop P. W., De S., Hoff C. M., Leitermann O., Crow M. L., Santhanagopalan S., Subramanian V. R. (2014). Battery energy storage system (BESS) and battery management system (BMS) for grid-scale applications. *Proceedings of the IEEE*, 102(6), 1014–1030. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2014.2317451>
25. Fadaee M., Radzi M. A. M. (2012). Multi-objective optimization of a stand-alone hybrid renewable energy system by using evolutionary algorithms: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(5), 3364–3369. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.02.071>
26. Song H., Gu M., Liu C., Amani A. M., Jalili M., Meegahapola L., Yu X., Dickeson G. (2023). Multi-objective battery energy storage optimization for virtual power plant applications. *Applied Energy*, 352, 121860. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121860>
27. Liu L., Gao J., Lo K. Y.: A reactive power control strategy of the gridconnected inverter for microgrid application. *IEEE 3rd International Future Energy Electronics Conference and ECCE Asia (IFEEC - ECCE Asia)*, Kaohsiung, Taiwan, June 2017, pp. 755–759, doi: 10.1109/IFEEC.2017.7992134
28. Pati S., Mohanty K., Kumar S., Panda D. (2016). Voltage and frequency stabilization of a micro hydro-PV based hybrid microgrid using STATCOM equipped with battery energy storage system. In *2016 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)* (pp. 1–5). <https://doi.org/10.1109/PEDES.2016.7914481>
29. Zhao Z., Shang Y., Qi B., Wang Y., Zhang Q. Optimal sizing and siting of energy storage systems based on power grid vulnerability analysis: A trilevel optimization model. *Energy Strategy Reviews*, 2025, 59. URL: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2025.101720>

Стаття надійшла до редакції: 03.03.2026; рецензування: 19.03.2026;

прийнята до публікації 27.03.2026. Автори прочитали і дали згоду рукопису.

The article was submitted on 03.03.2026; revised on 19.03.2026; and accepted for publication on 27.03.2026. The authors read and approved the final version of the manuscript.