

АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ ПІДХОДІВ ДО РОБОТИ ФЕС З БЛОКАМИ АКБ НА РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Отримано 06 трав. 2026 р.; рекомендовано до публікації 26 чер. 2026 р.
Доступно онлайн 30 чер. 2026 р.

**Будько В. І.¹, Лазорко М. І.², Белік Мілан³,
Фанеендра Бабу Бобба⁴, Будько М. О.⁵**

Автор для кореспонденції: Лазорко Микола,
e-mail: lazorko.mykola@iil.kpi.ua

¹ д-р. техн. наук, професор
<https://orcid.org/0000-0002-6219-4221>

² аспірант
<https://orcid.org/0000-0002-2926-761X>

³ PhD
<https://orcid.org/0000-0002-9907-5365>

⁴ PhD, професор
<https://orcid.org/0000-0001-9390-0048>

⁵ канд. техн. наук, доцент
<https://orcid.org/0000-0003-0928-1657>

Анотація. Зростання частки сонячної генерації в структурі електроенергетики супроводжується посиленням нерівномірності вироблення електроенергії та збільшенням обсягів її вимушеного обмеження, що призводить до недовикористання доступного енергетичного ресурсу. У таких умовах системи накопичення енергії розглядаються як ключовий інструмент підвищення фактичного відпуску електроенергії, однак існуючі підходи до їх використання переважно орієнтовані на економічну оптимізацію, а не на максимізацію вироблення. Це зумовлює необхідність переосмислення ролі фотоелектричних станцій з акумуляторними батареями як засобу підвищення ефективності генерації в умовах ринку електроенергії. Метою роботи є системний аналіз сучасних підходів до функціонування фотоелектричних систем з блоками акумуляування енергії в ринкових умовах з позиції їх впливу на обсяг та стабільність вироблення електроенергії. Для досягнення поставленої мети вирішено такі задачі: узагальнено підходи до розгляду систем фотоелектричних станцій з блоком акумуляторних батарей як багатофункціонального ринкового активу; проаналізовано методи оптимізації та стратегії керування накопичувачами; досліджено підходи до моделювання деградації акумуляторів та її вплив на довгострокову ефективність; розглянуто обмеження інверторного обладнання та розподільчих мереж; проаналізовано особливості функціонування ринку електроенергії України в контексті інтеграції систем накопичення. Методично дослідження ґрунтується на порівняльному аналізі сучасних наукових джерел, що охоплюють задачі оптимізації режимів роботи систем фотоелектричних станцій з блоком акумуляторних батарей, моделювання їх технічних характеристик та участі в різних сегментах ринку електроенергії. Особливу увагу приділено узгодженню технічних процесів генерації та накопичення з ринковими механізмами, а також оцінці впливу стратегій керування на фактичний відпуск електроенергії. У результаті встановлено, що ефективність систем фотоелектричних станцій з блоком акумуляторних батарей визначається не лише параметрами накопичувача, але й вибраними режимами його роботи, які впливають на рівень обмеження генерації, використання встановленої потужності та довгострокову доступність енергетичного ресурсу. Показано, що ігнорування деградації акумуляторів та мережевих обмежень призводить до переоцінки ефективності систем, тоді як їх урахування змінює оптимальні стратегії керування. Виявлено відсутність комплексних підходів, які б одночасно враховували ринкові умови, технічні обмеження та зміну характеристик систем у часі. Отримані результати дають змогу сформулювати науково обґрунтовані напрями подальших досліджень, спрямованих на розроблення інтегрованих моделей керування систем фотоелектричних станцій з блоком акумуляторних батарей, орієнтованих на максимізацію фактичного вироблення електроенергії та зменшення її втрат у процесі експлуатації.

Ключові слова: фотоелектричні станції; системи накопичення енергії; вироблення електроенергії; оптимізація режимів роботи; балансування енергосистеми; обмеження генерації; інверторно-орієнтовані мережі; відновлювані джерела енергії.

Перлік використаних позначень та скорочень

ВДЕ – відновлювані джерела енергії
 ФЕС – фотоелектростанція
 АКБ – акумуляторна батарея

СЕМ – система енергоменеджменту
 СНЕ – система накопичення енергії
 РДН – ринок на добу наперед

Вступ. Трансформація світової енергетики в XXI столітті акцентується на низьковуглецевих технологіях та активному впровадженні енергетичних установок на основі відновлюваних джерел енергії. Відповідно до актуальних статистичних даних [1–3] сонячна фотоенергетика виступає ключовим чинником розширення генерації електроенергії, що докорінно змінює архітектуру глобального енергобалансу. Водночас така трансформація змінює не лише структуру генерації, але й принципи функціонування енергосистем, оскільки зростає частка потужностей зі змінним виробітком, який залежить від природних умов. На етапі розвитку спочатку вугільних технологій, а в подальшому й атомної енергетики традиційна модель електроенергетики ґрунтувалася на використанні керованих електростанцій, здатних забезпечувати стабільне вироблення електроенергії відповідно до навантаження. В умовах, які складаються на сьогоднішній день з високою часткою виробітку електроенергії установками на основі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) ця модель трансформується в систему, у якій ключову роль відіграє гнучкість. Зокрема, це проявляється в розвитку сегментованих ринків електроенергії, а саме «на добу наперед», внутрішньодобових та балансувальних механізмах, що забезпечують узгодження виробітку та споживання електричної енергії в умовах невизначеності [4, 5]. За таких умов ефективність функціонування енергосистем переважно визначається здатністю адаптувати її роботу до змінних зовнішніх умов (наприклад, зміни інтенсивності сонячного випромінювання), що визначають нерівномірний відносно навантаження характер виробітку електроенергії.

Генеруючі потужності сонячної енергетики, попри значні переваги з погляду екологічності та використання місцевого енергетичного ресурсу, характеризуються нерівномірністю виробітку електроенергії, що обумовлюється добовими та сезонними коливаннями інтенсивності сонячного випромінювання ($\text{Вт}/\text{м}^2$). Постійні зміни цього показника в часі призводять до виникнення невідповідності між генерацією та споживанням, а також до обмеження відпуску електроенергії в періоди пікової генерації [2, 6]. Внаслідок таких невідповідностей частина потенційно доступного енергетичного ресурсу залишається невикористаною, що знижує загальну ефективність функціонування фотоелектричних систем.

Одним з варіантів підвищення ефективності використання відновлюваних джерел енергії є інтеграція блоків накопичення та зберігання енергії в існуючі енергосистеми зі значною часткою нестабільної генерації. Системи акумулювання дають змогу здійснювати часовий перерозподіл електроенергії, накопичуючи її в періоди надлишкового виробітку та використовуючи, відповід-

но, у періоди підвищеного електронавантаження. Це сприяє вирівнюванню профілю виробітку електроенергії та зменшенню обмежень генерації, а також створює передумови для ефективнішої інтеграції відновлюваних джерел в існуючі енергосистеми [6–8].

У цьому контексті поєднання фотоелектричних систем з накопичувачами енергії (ФЕС + АКБ) розглядається як практичне рішення не лише підвищення ефективності використання енергії сонячного випромінювання, але й розширення функціональних можливостей генеруючих потужностей. Такі комбінації здатні поєднувати вироблення електроенергії з її накопиченням і гнучким управлінням режимами роботи, що дає змогу адаптувати профіль генерації до умов ринку та потреб енергосистеми [4, 7]. Відповідно, ФЕС + АКБ системи поступово трансформуються з пасивних джерел генерації в активні енергетичні об'єкти, здатні брати участь у різних сегментах ринку електроенергії.

Розвиток гнучких ринків електроенергії створює нові можливості для використання таких систем. Зокрема, накопичувачі енергії можуть залучатися до надання допоміжних послуг, участі в балансуванні системи та оптимізації режимів генерації відповідно до запитів ринку. Дослідження останніх років показують, що ефективність використання ФЕС + АКБ значною мірою визначається як технічними характеристиками системи, так і особливостями ринкової структури, включно з правилами участі в різних сегментах ринку та механізми формування цін [4, 5, 9].

Водночас, попри чималу кількість досліджень у цій сфері, залишається ряд невіршених питань. Значна частина наукових робіт зосереджується на економічних аспектах функціонування ФЕС + АКБ, тоді як питання максимального вироблення електроенергії та ефективного використання відновлюваного енергоресурсу розглядаються фрагментарно. Крім того, недостатньо враховується вплив режимів експлуатації та деградації накопичувачів на довгострокову ефективність систем [8, 9].

Таким чином, у сучасних умовах виникає потреба в системному аналізі підходів до функціонування фотоелектричних систем з накопичувачами енергії з урахуванням як технічних, так і ринкових чинників. Особливої уваги потребує дослідження того, як стратегії керування та оптимізації впливають на вироблення електроенергії та рівень використання встановлених потужностей.

Метою цієї оглядової статті є узагальнення сучасних підходів до роботи систем ФЕС з АКБ у ринкових умовах та визначення їх впливу на ефективне забезпечення електроенергією поточного навантаження. У межах

роботи аналізуються існуючі стратегії керування, підходи до оптимізації та особливості інтеграції таких систем у структуру сучасних ринків електроенергії, а також визначаються напрями подальших досліджень у цій сфері.

Системи фотоелектричних станцій з блоком акумуляторних батарей як багатofункціональний ринковий актив. Постійний розвиток систем акумулявання електричної енергії розширює їх функціональність у складі енергетичних систем, особливо при інтеграції з фотоелектричними станціями (ФЕС). В умовах високої частки сонячної генерації стохастична природа виробітку електроенергії створює нерівномірність відпуску потужності, що призводить до вимушених обмежень генерації, перевантажень у розподільчих мережах та зниження ефективності використання потужності ФЕС. У цьому контексті ФЕС + АКБ (акумуляторні батареї) слід розглядати передусім як інструмент підвищення ефективності використання електроенергії, виробленої ФЕС, шляхом її просторово-часового перерозподілу.

АКБ в комбінації з ФЕС виконує функцію буфера, який дає змогу:

- накопичувати надлишковий виробіток електроенергії в години пікової сонячної генерації;
- зміщувати відпуск енергії на години з підвищеним попитом;
- формувати керований графік відпуску потужності;
- зменшувати швидкість зміни потужності;
- мінімізувати втрати генерації через обмеження експорту.

Отже, участь ФЕС+АКБ у ринку електричної енергії розглядається не лише як фінансовий механізм, а як спосіб технологічної реалізації повнішого використання фотоелектричного енергетичного потенціалу місцевого енергоресурсу. Питання щодо найефективнішого способу інтеграції акумуляторів у ринок з багатьма можливостями досі відкрите. Важливо з'ясувати, які моделі експлуатації здатні покращити гнучкість енергосистеми та як варіюватимуться показники роботи акумуляторів залежно від вибраного сценарію. Ключовим викликом при інтеграції акумуляторів з фотоелектричними станціями є пошук балансу між технічними характеристиками (потужністю та ємністю) і вибраною стратегією роботи, яка б забезпечила найшвидшу окупність і максимальний прибуток. У науковій спільноті підкреслюють, що розвиток розподільчих мереж з високою часткою виробітку електричної енергії установками на основі відновлюваних джерел супроводжується зростанням проблем з якістю електроенергії, стабільністю частоти, регулюванням напруги та керуванням перевантаженням. Розробляються підходи до керування АКБ у розподільчих мережах, що поєднують як локальні алгоритми (використовують стратегії керування за правилами чи за «просіданням» робочих параметрів), так і централізовані оптимізаційні підходи, які враховують мережеві обмеження [10].

Для вирішення поставлених задач у проєкті M5BAT [11] поєднано застосування одночасно трьох різних типів електрохімічних акумуляторних систем (літій-іонних, свинцево-кислотних та натрій-нікель-хлоридних) зі складною ієрархічною архітектурою керування, що давала змогу ефективно використовувати переваги кожної АКБ. Літій-іонні акумулятори, з їх щільністю потужності та можливостями швидкого реагування, переважно використовувалися для регулювання частоти й підтримки перехідних процесів з досягненням часу відгуку менше однієї секунди. Натрій-нікель-хлоридні акумулятори, з їхньою щільністю енергії та можливостями тривалого часу роботи, справлялися з великими обсягами енергії, запобігаючи чотиригодинному скороченню пікових навантажень та зсуву часу роботи відновлюваної енергії. Свинцево-кислотні акумулятори забезпечували проміжну підтримку, особливо для режимів, які вимагають частого, але неглибокого циклу розряду. Запропонована система енергоменеджменту (СЕМ) динамічно розподіляла потоки потужності, враховуючи умови мережі в режимі реального часу, з використанням алгоритмів прогнозованого керування (MPC) для оптимального розподілу роботи кожного типу акумуляторів. Реалізована система стабілізувала дисбаланс напруги з 2.9 до 1.6 % у локальній мережі розподілу та ефективно згладжувала потужності сусідніх вітрогенераторів, досягаючи зменшення швидкості приросту потужності на 70 % у періоди високої мінливості, та реалізовувала чотиригодинний зсув генерації. Проте в цьому дослідженні недостатньо висвітлене питання максимізації виробітку енергії відновлюваними джерелами енергії в поєднанні з системою управління та не вказаний вплив перерозподілу енергії між різними системами накопичення на обсяг акумуляованої та заново відпущеної енергії.

На сьогодні актуальним є питання оптимального алгоритму використання акумуляторних батарей для різних стратегій роботи на ринку електричної енергії. Так, у роботі [12] розглядається оптимальне диспетчерування системи накопичення енергії (СНЕ) на ринку на добу наперед з побудовою математично обґрунтованої стратегії, яка передбачає максимальний прибуток від енергетичного арбітражу, враховуючи при цьому динаміку стану заряду АКБ та їх технічні обмеження. Цей підхід розглядає поставлену задачу як глобальну оптимізацію на горизонті планування, де використання системи в одні проміжки часу впливає на доступність ресурсу в інші. Тож стратегія роботи визначається взаємозв'язком між цінами впродовж всієї доби, а оптимальний графік використання системи акумулявання формується з урахуванням майбутніх пікових періодів.

У свою чергу автори в [13] досліджують задачу використання акумуляторної системи разом з фотоелектричною станцією за умов одночасного надання послуг для кількох сервісів, а саме перенаправлення надлишків сонячної енергії в акумулятор та робота на ринку допоміжних послуг. При цьому один з ключових аспектів їх дослідження полягав в оцінці впливу деградації акумулятора на характер його використання. З технічного погляду

важливим є те, що система дає змогу зменшити обмеження сонячної генерації за рахунок внутрішнього перерозподілу енергії між часовими інтервалами. Водночас участь у допоміжних сервісах змінює режим використання акумулятора: частина ємності резервується для швидкого реагування, що може обмежувати можливість накопичення надлишкової сонячної енергії. Отже, виникає конфлікт між максимальним корисним відпуском електроенергії від фотоелектростанції та підтриманням готовності до регулювання. Це дослідження акцентоване саме на реалізації перерозподілу між різними сервісами, які може надавати СНЕ, і не розкриває питання збільшення виробництва енергії ФЕС при цьому. Також дослідження не показує, як резервування ємності для підтримування мережі впливає на генерацію ФЕС – більш позитивно чи негативно – в умовах довготривалої перспективи використання системи накопичення енергії, та її реакції на таку роботу.

На базі Міланського технічного університету було досліджено вплив розміру комбінованої системи ФЕС та СНЕ на ринку на добу наперед та внутрішньодобовому ринку Італії для двох типів станцій: промислової та розподіленої. Автори фокусуються на визначенні оптимального співвідношення потужності та ємності системи акумулявання для отримання максимального прибутку. Було сформовано оптимізаційну модель використання ФЕС та СНЕ на ринку електроенергії, що враховує погодинні ціни на електроенергію, профіль генерації сонячної станції та обмеження акумулятора з оцінкою параметрів його конфігурації. Проведено серію розрахунків з варіюванням ємності та номінальної потужності для трьох характеристик погоди в чотирьох сезонах року, що дало змогу побачити залежність економічних результатів від розміру накопичувача. Результати показують, що недостатня ємність призводить до втрат сонячної генерації в години пікового вироблення, тоді як надмірна ємність не забезпечує додаткового приросту корисно реалізованої електроенергії через обмеження профілю генерації ФЕС. Таким чином, існує оптимальний діапазон параметрів, у якому акумулятор максимально підвищує коефіцієнт використання встановленої потужності ФЕС [14]. Автори використовують ціни ринку на добу наперед (РДН) як основний індикатор ефективності своєї системи та значно менше оцінюють ефективність виробництва енергії ФЕС за тих чи інших співвідношень, відсутній аналіз вимушеного обмеження сонячної генерації та можливості перерозподілу в часі виробленої ФЕС енергії системами накопичення.

У роботі [15] автори інтегрують модель деградації АКБ у задачу оптимального планування участі в ринку частотного регулювання. Показано, що без урахування старіння АКБ експлуатується в режимах частих глибоких циклів, що прискорює втрату ємності. Залучення моделі деградації АКБ змінює стратегію керування на помірнішу, що забезпечує триваліший період роботи АКБ при нормованих параметрах, заявлених виробником, та найбільшій і довгостроковий відпуск енергії. У дослідженні [16] було запропоновано метод, який враховує

вартість старіння акумулятора в межах циклу його використання, завдяки оцінюванню еквівалентної вартості циклу залежно від глибини його розряду. Автори доводять, що глибокі цикли мають значно більший вплив на деградацію акумулятора порівняно з менш глибокими циклами розряду. Зважаючи на результати дослідження, доцільніше використовувати систему акумулявання в режимах часткового розряду – заряду, що забезпечує менш агресивне використання ємності, робить стабільнішим акумулявання надлишкової сонячної генерації протягом усього життєвого циклу системи зберігання енергії. Агресивні стратегії, орієнтовані на максимальне використання батареї при короткостроковому плануванні призводять до швидкого зменшення доступної ємності та, відповідно, до зниження ефективності згладжування генерації в наступні роки експлуатації. Залучення моделі деградації до розрахунку роботи АКБ дає змогу сформувати більш збалансований режим роботи, що підтримує стабільний рівень корисного використання енергії в довготривалій перспективі. Такі результати отримали автори в [17] під час розгляду оптимального керування СНЕ в мікромережі, де було враховано циклічне старіння акумулятора. Зазначені роботи досліджують деградацію як внутрішню складову акумуляторів, але недостатньо висвітлено, як вона впливає на роботу в складі системи з відновлюваними джерелами енергії, на зменшення доступної потужності АКБ та вимушені обмеження генерації. Не розкривається, як зміна ємності АКБ з часом впливає на обсяг акумуляованої та реалізованої енергії ФЕС.

Проаналізовані дослідження [10–17] переважно зосереджені на розробленні моделей оптимізації керування системами накопичення енергії або комбінованими системами ФЕС з акумуляторами в різних сегментах ринку електричної енергії; основна увага приділена алгоритмам диспетчерування, врахуванню технічних обмежень акумуляторів та залученню моделей їх старіння до розрахунків. Значна частина робіт акцентує увагу на одночасному наданні кількох послуг, виборі оптимальної потужності та ємності накопичувача, а також впливі циклічного старіння на режими експлуатації. Водночас у більшості досліджень комбінована система ФЕС з акумулятором розглядається або з позиції короткострокової оптимізації, або з погляду економічного результату, без комплексного аналізу довготривалої динаміки вироблення електроенергії сонячними станціями. Недостатньо враховано питання зміни річного обсягу виробітку ФЕС при поступовому зменшенні ємності батареї, впливу режимів надання кількох послуг на коефіцієнт використання встановленої потужності ФЕС, а також взаємозв'язку між мережевими обмеженнями та фактичним рівнем вимушеного обмеження генерації. Практично відсутні узгоджені підходи, які б одночасно поєднували ринкове диспетчерування, процеси старіння акумулятора та показники енергетичної ефективності вироблення при багаторічній експлуатації систем. У подальшому доцільно розробити комплексну модель роботи ФЕС з акумуляторними блоками як

багатофункціонального ринкового активу, орієнтовану передусім на максимізацію та стабілізацію довгострокового відпуску електроенергії від сонячної станції з урахуванням фізичних обмежень системи та поступової зміни її технічних характеристик. Таким чином,

подальші дослідження мають бути спрямовані на формування узгодженого підходу, де ринкові механізми слід розглядати як інструменти підвищення ефективності виробництва електроенергії, а не самоціль оптимізації (рис. 1).

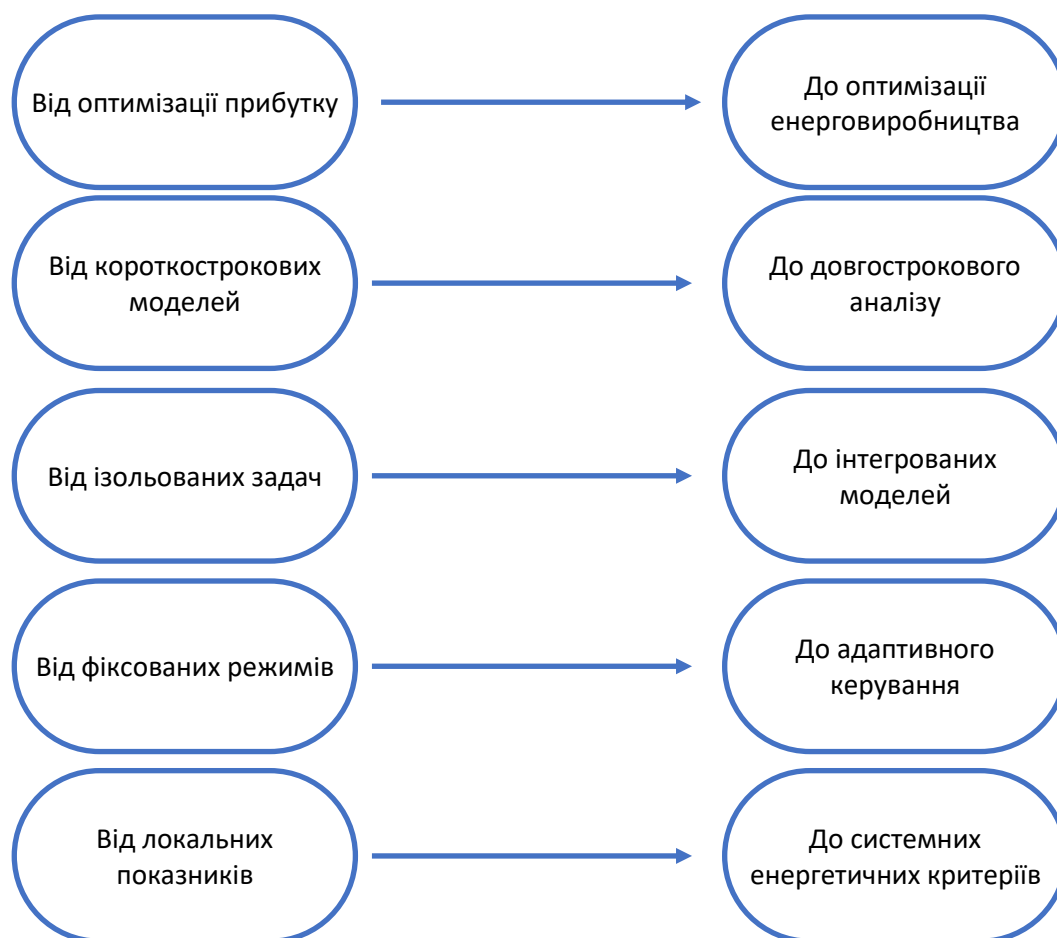


Рис. 1. Напрямок розвитку систем ФЕС + СНЕ в структурі багатофункціонального ринкового активу

Задачі оптимізації та стратегії контролю ФЕС в поєднанні зі СНЕ. Ефективність використання енергії відновлюваних джерел значною мірою залежить від клімато-метеорологічних умов, а виробіток електростанцій на їх основі має нерівномірний та стохастичний характер. Для сонячних і вітрових електростанцій типовими є значні коливання потужності як протягом доби, так і в межах року. Досить часто такі зміни видачі потужності та, відповідно, енергії перевищують можливості електричної мережі. За таких умов системи накопичення енергії розглядаються як інструмент підвищення ефективності використання максимального виробітку електроенергії від установок на основі відновлюваних джерел. Проте реальний результат їх застосування великою мірою залежить від алгоритмів керування, що визначають, у які моменти часу накопичувач повинен акумулювати енергію, яку не може прийняти мережа, а в які – віддавати її в мережу. Саме тому значну увагу приділяють розробленню методів оптимізації та стратегій керування такими системами.

Одним з базових напрямів досліджень є використання детермінованих методів оптимізації, у яких режим роботи накопичувача визначається на основі заздалегідь відомих або прогнозованих параметрів системи. У роботі [18] запропоновано оптимізаційну модель керування системою фотоелектричної станції з акумулятором у складі локальної енергетичної системи. Основною метою алгоритму є максимальне використання енергії, виробленої установками на основі відновлюваних джерел, шляхом оптимального розподілу потоків енергії між генерацією, навантаженням, акумулятором та електричною мережею. Оптимізаційна задача враховує баланс потужності в кожному часовому інтервалі, допустимі межі стану заряду акумулятора та обмеження на швидкість його заряджання і розряджання. Отримані результати показують, що застосування оптимізаційних алгоритмів дає змогу значно підвищити частку використання електроенергії від ФЕС та зменшити обсяг вимуваних обмежень по генерації.

Подібний підхід використано також у роботі [19], де розглянуто задачу оптимального планування роботи фотоелектричної станції з акумуляторним накопичувачем для об'єктів з високим рівнем споживання електроенергії. У цій роботі оптимізаційна модель визначає графік заряджання та розряджання акумулятора на основі прогнозованого профілю генерації сонячної електростанції та характеру споживання. Автори показують, що завдяки правильному плануванню режиму роботи накопичувача можна істотно збільшити обсяг електроенергії від ФЕС, яка використовується безпосередньо в енергосистемі, та зменшити залежність від зовнішніх джерел електроенергії.

Однак у реальних умовах виробіток електроенергії установками на основі відновлюваних джерел характеризується істотною невизначеністю. Інтенсивність сонячного випромінювання та швидкість вітру можуть змінюватися протягом коротких проміжків часу, що призводить до відхилень фактичної генерації від прогнозованих значень. Для врахування таких чинників у дослідженнях застосовуються методи стохастичної оптимізації. У роботі [20] запропоновано модель планування роботи системи генерації на основі відновлюваних джерел з накопичувачем, у якій невизначеність виробітку від ФЕС описується набором можливих сценаріїв. Для кожного сценарію встановлюється оптимальний режим використання акумулятора, після чого формується узагальнене рішення, яке забезпечує максимальний очікуваний рівень використання виробленої електроенергії. Такий підхід дає змогу сформулювати стійкішу стратегію керування, що зменшує втрати генерації в разі різких змін погодних умов.

Розвитком цього напряму є робастні методи оптимізації, метою яких є забезпечення прийнятного результату навіть у найнесприятливіших умовах. У роботі [21] запропоновано гібридну модель оптимізації, що поєднує елементи стохастичного та робастного підходів. У межах цієї моделі невизначеність вироблення електроенергії від сонячних та інших установок на основі відновлюваних джерел враховується через набір статистичних сценаріїв, тоді як інші параметри системи розглядаються у вигляді інтервалів можливих значень. Такий підхід дає змогу сформулювати режим роботи накопичувача, який забезпечує стабільний рівень використання виробленої електроенергії навіть за значних відхилень реальних умов від прогнозованих.

Окрему групу методів становлять алгоритми керування, що використовують прогнозування майбутнього стану системи. У роботі [22] розглянуто метод керування енергетичною системою з установками на основі відновлюваних джерел та накопичувачем, у якому оптимізація виконується на основі прогнозу майбутнього вироблення та навантаження. На кожному кроці роботи система формує прогноз зміни генерації на певний часовий горизонт та визначає оптимальний режим використання акумулятора. Далі розрахунок повторюється з урахуванням оновлених даних, що дає змогу адаптувати

роботу системи до фактичних умов експлуатації. Автори показують, що, використовуючи такий підхід, можна ефективніше згладжувати коливання потужності відновлюваних джерел та підвищити стабільність вироблення електроенергії.

Останніми роками значно розвинулися методи керування, що базуються на аналізі даних та використанні алгоритмів навчання. У роботі [23] запропоновано метод керування накопичувачем енергії, який використовує алгоритм навчання з підкріпленням. У процесі роботи система поступово формує стратегію керування на основі аналізу результатів попередніх рішень щодо заряджання та розряджання акумулятора. Такий підхід дає системі змогу адаптуватися до змін умов роботи та знаходити режими використання накопичувача, які забезпечують ефективніше використання електроенергії від установок на основі відновлюваних джерел.

В іншому дослідженні [24] розглянуто використання двоступеневої стохастичної моделі планування роботи енергетичної системи з накопичувачами. У межах цього підходу на першому етапі визначається попередній режим роботи системи на основі прогнозованих даних, а на другому – здійснюється корекція режиму з урахуванням фактичного стану генерації. Така структура дає змогу поєднати довгострокове планування з оперативним керуванням, що підвищує ефективність використання виробітку від установок на основі відновлюваних джерел.

У роботі [25] досліджено застосування багатокритеріальної оптимізації для керування енергетичними системами з відновлюваними джерелами та накопичувачами. Запропонований підхід дає змогу одночасно враховувати декілька критеріїв ефективності, зокрема обсяг використаної генерації з відновлюваних джерел, стабільність вироблення та рівень навантаження на електричну мережу. Автори показують, що завдяки використанню багатокритеріальної оптимізації можна сформулювати більш збалансовану стратегію керування, яка забезпечує підвищення ефективності роботи системи у різних режимах експлуатації.

Ще одним напрямом досліджень є врахування ризиків під час планування роботи накопичувачів енергії. У роботі [26] запропоновано метод стохастичного планування роботи систем накопичення енергії, який враховує ризик значних відхилень генерації установками на основі ВДЕ від прогнозованих значень. Такий підхід дає змогу формувати режим роботи накопичувача, який мінімізує втрати енергії в разі несприятливих погодних умов та підвищує надійність енергопостачання.

Розглянуті дослідження зосереджуються переважно на оптимізації короткострокових режимів роботи систем на основі ВДЕ або на мінімізації витрат електроенергії в межах окремих часових інтервалів. Значно менше уваги приділяється впливу алгоритмів керування на довготривалу ефективність вироблення електроенергії. У більшості робіт не розглядається взаємозв'язок між вибором

стратегії керування накопичувачем, обсягом вимушеного обмеження генерації сонячних і вітрових електростанцій та зміною фактичного річного вироблення електроенергії. Також недостатньо досліджено вплив різних алгоритмів оптимізації на довгострокову динаміку використання встановленої потужності електростанцій та ефективність роботи накопичувачів протягом усього періоду їх експлуатації.

Отже, подальші дослідження доцільно спрямувати на формування комплексних підходів до керування системами на основі ВДЕ з накопичувачами енергії

(табл. 1), які б одночасно враховували стохастичний характер виробітку електроенергії від сонячних та вітрових енергоустановок, технічні обмеження накопичувачів та довготривалу зміну їх характеристик. Особливо важливим є дослідження впливу різних стратегій керування на фактичний обсяг використаної енергії та можливості підвищення коефіцієнта використання встановленої потужності електростанцій. Реалізація таких підходів дасть змогу підвищити ефективність інтеграції установок на основі ВДЕ в енергетичні системи та забезпечити стабільне зростання обсягів вироблення чистої електроенергії.

Таблиця 1. Узагальнена структура розвитку підходів керування систем СНЕ + ФЕС

Рівень задачі	Що досліджено в роботах	Обмеження існуючих підходів	Подальший напрям розвитку
Задачі оптимізації	Детерміновані моделі оптимального планування роботи ФЕС + СНЕ; стохастичні сценарні підходи; робастна оптимізація; багатокритеріальні моделі; ризик-орієнтовані підходи	Орієнтація на короткостроковий горизонт; акцент на витратах або балансі енергії; обмежене врахування реального обсягу використаної генерації	Перехід до оптимізації, орієнтованої на максимізацію фактичного вироблення та використання енергії ВДЕ у довготривалій перспективі
Стратегії керування	Оптимізаційні алгоритми керування потоками енергії; сценарні стратегії; адаптивні підходи; керування на основі даних та навчання	Відсутність зв'язку між стратегією керування та річним виробленням; недостатнє врахування деградації акумулятора у довгому періоді	Розробка адаптивних стратегій керування, які враховують зміну характеристик системи та забезпечують стабільність вироблення
Енергетичний результат	Зменшення пікових навантажень; згладжування генерації; часткове зменшення обмежень вироблення	Відсутній комплексний аналіз впливу на річний обсяг генерації; не оцінюється зміна коефіцієнта використання встановленої потужності	Перехід до оцінки довготривалої динаміки вироблення електроенергії
Сценарії подальшого розвитку	Окремі дослідження впливу невизначеності або режимів роботи	Відсутність інтегрованих моделей, що поєднують усі фактори	Формування комплексних моделей ФЕС+СНЕ як багатофункціонального активу, орієнтованих на вироблення енергії

Моделювання деградації акумуляторних батарей у ринково-орієнтованих операціях. Ефективна робота систем накопичення енергії з установками на основі відновлюваних джерел енергії (сонячної, вітрової тощо) безпосередньо залежить від врахування процесів деградації акумуляторів. У контексті ринково-орієнтованих операцій це питання набуває особливої важливості, оскільки вибір стратегій керування зарядом і розрядом визначає не лише економічні показники, але й довгострокову здатність системи забезпечувати стабільне вироблення електроенергії. Ігнорування деградаційних процесів АКБ призводить до переоцінки доступної потужності накопичувача і, як наслідок, до зниження фактичного ресурсу роботи впродовж життєвого циклу системи.

Одним з ключових механізмів старіння акумуляторів є циклічна деградація, яка виникає внаслідок багаторазових процесів заряду та розряду. Дослідження показують, що глибина розряду, рівень заряду та інтенсивність навантаження істотно впливають на швидкість втрати ємності акумулятора [27]. Зокрема, зі збільшенням глибини циклів прискорюється зменшення доступної енергії, що безпосередньо обмежує можливість накопичувача забезпечувати підтримку вироблення електроенергії від сонячних і вітрових установок. У роботі [28] запропоновано узагальнену модель старіння, яка враховує комплексний вплив експлуатаційних чинників і дає змогу точніше оцінювати зміну технічного стану акумулятора в часі. Водночас у дослідженні [13]

показано, що, враховуючи деградацію в алгоритмах оптимізації режимів роботи накопичувача, можна зменшити надмірне використання батареї та забезпечити більш стабільний рівень віддачі енергії протягом тривалого періоду експлуатації.

Поглиблене розуміння процесів деградації забезпечується фізично-інформованими моделями, які описують внутрішні механізми старіння акумуляторів. У роботах [29, 30] детально розглянуто основні фізичні процеси, що призводять до зниження ємності, зокрема до утворення блокувальних шарів на поверхні електродів і втрати активних матеріалів. Ці процеси залежать від режимів роботи накопичувача, тому вибір стратегій керування безпосередньо впливає на довгострокову продуктивність системи. Наприклад, у [31] показано, що певні режими заряду можуть викликати незворотні зміни в структурі електродів акумулятора, що призводить до швидкого зменшення його енергетичної ємності. З погляду вироблення електроенергії це означає, що агресивні режими використання накопичувача, які максимізують короткострокову віддачу енергії, можуть суттєво знизити сумарне вироблення енергії в довгостроковій перспективі.

Поряд з детальними підходами, у задачах оптимізації широко застосовуються спрощені моделі деградації на основі пропускнуої здатності. У таких моделях знос акумулятора оцінюється через сумарний обсяг переданої енергії, що дає змогу інтегрувати деградаційні витрати. Розглянуті дослідження закладають теоретичну основу для врахування деградації акумуляторів у задачах керування та оптимізації, проте недостатньо розкривають взаємозв'язок між режимами роботи накопичувача та довгостроковим виробленням електроенергії установками на основі відновлюваних джерел. Зокрема, потребує подальшого дослідження вплив стратегій керування на сумарний обсяг виробленої енергії протягом життєвого циклу системи, а також розробка методів, які одночасно враховують фізичні процеси деградації та їх вплив на енергетичні характеристики системи. Вирішення цих задач (рис. 2) дозволить сформулювати підходи до керування, спрямовані не лише на короткострокову ефективність, але й на максимізацію довгострокового вироблення електроенергії.

Інверторно-орієнтованість та обмеження низьковольтних мереж. Інвертор є ключовим елементом фотоелектричних систем з блоками накопичення енергії, який визначає не лише процеси перетворення електричної енергії, але й безпосередньо впливає на обсяг її фактичного вироблення та передачі в мережу. У сучасних умовах зростання частки відновлюваних джерел енергії, зокрема сонячної та вітрової генерації, саме алгоритми керування інвертором та його взаємодія з мережею стають визначальними для ефективного використання виробленої електроенергії.

Однією з базових характеристик інверторів є режим їх роботи відносно мережі, який поділяється на режими слідування за мережею та формування мережі. У

без значного ускладнення розрахунків [32]. Цей підхід є особливо корисним при моделюванні участі систем накопичення в ринках електроенергії, де необхідно швидко оцінювати наслідки різних стратегій керування. У роботах [33, 34] показано, що використання таких моделей дає змогу враховувати вплив інтенсивності експлуатації на довговічність накопичувача та формувати більш збалансовані режими роботи. При цьому оптимізація, що обмежує надмірні цикли заряду – розряду, сприяє збереженню ємності батареї та підтриманню стабільного рівня вироблення електроенергії установками на основі ВДЕ.

Інтеграція моделей деградації в ринкові стратегії керування є важливим етапом підвищення ефективності роботи систем чи установок на основі ВДЕ з АКБ. У дослідженні [12] розглянуто оптимізацію роботи накопичувача з урахуванням обмежень, пов'язаних зі станом батареї, для уникнення режимів, які прискорюють її знос. Аналогічно, у роботі [14] показано, що вибір параметрів накопичувача та стратегій його використання впливає не лише на економічні показники, але й на профіль вироблення електроенергії системою. Важливим є також підхід, запропонований у [35], де деградація розглядається як додаткова складова витрат, що впливає на прийняття рішень щодо режимів роботи накопичувача. Це дає змогу обмежити використання батареї у менш ефективних режимах і спрямувати її роботу на підтримку стабільного вироблення електроенергії.

режимі слідування за мережею інвертор орієнтується на параметри напруги й частоти, задані зовнішньою мережею, і не здатний самостійно підтримувати її стійкість. У такому разі обсяг виробленої ФЕС електроенергії значною мірою обмежується станом мережі, зокрема рівнем напруги та її коливаннями. При високій генерації це може спричинити примусове зниження потужності або повне відключення установки, що призводить до неефективного використання устаткування ФЕС та, відповідно, зменшує її виробіток [36, 37].

На відміну від цього, у режимі формування мережі інвертор здатний самостійно задавати параметри напруги й частоти, виконуючи функції, подібні до традиційних джерел генерації. Це дає змогу значно підвищити стійкість локальних енергетичних систем і забезпечити повніше використання енергії відновлюваних джерел. Особливо ефективною є така робота в поєднанні з акумуляторними батареями, які компенсують коливання генерації та навантаження. Як показано у [36, 38], застосування відповідних стратегій керування зменшує обмеження генерації та підвищує коефіцієнт використання встановленої потужності фотоелектричних систем.

Важливим аспектом є також здатність систем працювати як у мережевому, так і в острівному режимах. У мережевому режимі інвертор взаємодіє з електричною мережею, забезпечуючи передачу енергії та участь у регулюванні параметрів системи. При цьому основним обмежувальним чинником є стан мережі низької напруги,

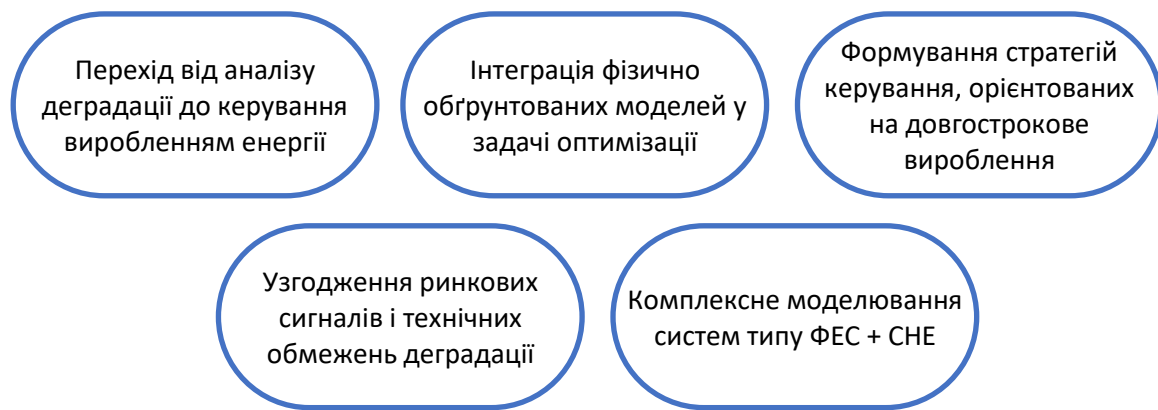


Рис. 2. Узагальнені напрями подальших досліджень деградації акумуляторів

яка часто не розрахована на значні обсяги децентралізованої генерації. У роботах [39, 40] показано, що при переході до острівного режиму інвертор разом із системою накопичення може забезпечувати стабільне живлення локального навантаження навіть за відсутності зовнішньої мережі. Це відкриває можливість повнішого використання енергії, яка в іншому разі могла б бути втрачена через обмеження мережі.

Водночас низьковольтні мережі створюють суттєві технічні обмеження для інтеграції фотоелектричних систем. Одним з найкритичніших таких обмежень є підвищення напруги у вузлах мережі при високій генерації. Як показано у [41], надлишкова генерація ФЕС призводить до перевищення допустимих рівнів напруги, що змушує інвертори зменшувати активну потужність або повністю припиняти генерацію. Це явище є однією з основних причин недовикористання потенціалу відновлюваних джерел енергії в розподільчих мережах.

Крім обмежень за напругою, важливу роль відіграють також обмеження за струмом, пов'язані з пропускною здатністю ліній електропередачі та трансформаторів. У роботах [41, 42] зазначено, що перевантаження елементів мережі може виникати навіть при відносно невеликих обсягах генерації, якщо вона зосереджена у певних точках мережі. Це призводить до необхідності обмеження генерації або перерозподілу потоків енергії, що також знижує фактичний виробіток електроенергії.

Для зменшення впливу цих обмежень застосовуються різні стратегії керування інверторами. Зокрема, регулювання реактивної потужності дає змогу знижувати рівень напруги в мережі, а отже, збільшити обсяг переданої активної енергії. Крім того, завдяки використанню акумуляторних батарей можна акумулювати надлишкову енергію в періоди пікової генерації та віддавати її у мережу пізніше, коли обмеження є менш жорсткими. Як показано у [42], такі підходи дають змогу значно підвищити ефективність використання ФЕС та зменшити втрати енергії.

Окрему увагу слід приділити вимогам мережевих стандартів до інверторів. У роботі [43] зазначено, що сучасні

нормативні документи встановлюють жорсткі вимоги щодо підтримання напруги, частоти та якості електричної енергії. Інвертори повинні забезпечувати функції обмеження потужності, регулювання реактивної складової та захисту мережі. Водночас ці вимоги часто призводять до додаткових обмежень генерації, оскільки в разі відхилення параметрів мережі інвертор зобов'язаний зменшувати потужність або відключатися. Таким чином, відповідність стандартам, хоча й забезпечує надійність роботи мережі, може негативно впливати на обсяг вироблення енергії.

Інвертор у складі систем з установками на основі ВДЕ виконує не лише функцію перетворення енергії, але й виступає активним елементом керування, який визначає можливість максимально повного використання доступної генерації. Застосування режимів формування мережі, використання акумуляторних систем та впровадження адаптивних стратегій керування дає змогу зменшити вплив обмежень низьковольтних мереж і підвищити обсяг виробленої енергії.

Більшість досліджень розглядають режими роботи інверторів та обмеження мережі окремо, без комплексного врахування їх взаємодії в реальних умовах експлуатації. Недостатньо дослідженим залишається питання оптимального поєднання стратегій керування інвертором та акумуляторною батареєю з урахуванням динамічних обмежень мережі низької напруги. Також обмежено розглянуто вплив просторового розподілу генерації на рівень обмежень та можливості їх зняття.

Як зазначено в табл. 2, для максимізації вироблення енергії відновлюваних джерел доцільно подальше дослідження комплексних підходів, які поєднують режими формування мережі, адаптивне регулювання потужності та використання накопичувачів енергії з урахуванням реальних характеристик розподільчих мереж. Особливо актуальним є розроблення методів керування, за допомогою яких можна мінімізувати обмеження генерації без порушення вимог до надійності та якості електропостачання.

Таблиця 2. Напрями розвитку досліджень інверторно-орієнтованих обмежень

Задачі оптимізації	Стратегії контролю	Сценарії подальшого розвитку
Мінімізація обмеження генерації через перенапругу	Керування реактивною потужністю інвертора	Перехід до адаптивного регулювання напруги з прогнозуванням генерації
Узгодження генерації з пропускну здатністю мережі	Обмеження активної потужності	Заміна жорсткого обмеження на оптимізоване перерозподілення енергії
Зменшення втрат енергії при піковій генерації	Використання акумуляторних батарей	Інтелектуальне керування зарядом / розрядом з урахуванням стану мережі
Підвищення стійкості системи	Перехід до режиму формування мережі	Масове впровадження інверторів, що формують мережу, як базового режиму
Забезпечення відповідності стандартам	Функції захисту та обмеження	Гнучка адаптація стандартів під високі частки відновлюваних джерел

Контекст українського ринку електроенергії та допоміжних послуг. Сучасний ринок електроенергії України сформовано внаслідок поетапної реформи, спрямованої на відокремлення видів діяльності та створення конкурентного середовища. У його структурі передбачено сегменти двосторонніх договорів, ринку «на добу наперед», внутрішньодобового та балансувального ринків, а також окремий сегмент допоміжних послуг. Така модель дає змогу узгоджувати виробництво та споживання електроенергії в умовах зростаючої частки відновлюваних джерел енергії, зокрема сонячної та вітрової генерації [44–46]. Водночас особливістю українського ринку є значна роль системного оператора в забезпеченні балансу потужності, що обумовлено обмеженою гнучкістю генерації та високою нерівномірністю вироблення енергії установками на основі відновлюваних джерел [47, 48].

З погляду виробництва електроенергії впровадження ринкових механізмів створило передумови для ефективного використання генеруючих потужностей. Проте значне зростання встановленої потужності сонячних і вітрових електростанцій призвело до появи нових викликів, пов'язаних з нестабільністю генерації та необхідністю її балансування [48, 49]. У роботах відзначається, що без належних стратегій управління та оптимізації режимів роботи системи відбувається вимушене обмеження виробництва об'єктами відновлюваної енергетики, що

безпосередньо знижує загальний обсяг її відпуску в мережу [48, 50].

Балансуючий ринок відіграє ключову роль у забезпеченні відповідності між фактичним і запланованим виробництвом електроенергії. Його функціонування базується на використанні маневрових потужностей, здатних швидко змінювати рівень генерації. Імітаційні дослідження показують, що ефективність цього сегмента значною мірою залежить від урахування системних обмежень та правильного вибору стратегій керування режимами роботи об'єднаної енергетичної системи [47]. За умов високої частки відновлюваних джерел енергії потреба в таких механізмах зростає, оскільки саме вони визначають можливість інтеграції додаткових обсягів сонячної та вітрової генерації без зниження надійності системи [48].

Допоміжні послуги є невід'ємною складовою забезпечення стійкої роботи енергосистеми та безпосередньо впливають на обсяги виробництва електроенергії. До них належать резерви частоти, потужності та інші інструменти підтримки режиму роботи мережі. В умовах України їх розвиток стримується обмеженою кількістю постачальників (табл. 3) і високою концентрацією ринку, що знижує конкуренцію та ефективність використання ресурсів [46]. Як наслідок, частина потенційної генерації, особливо установками на основі ВДЕ, не може бути реалізована через відсутність достатніх резервів для балансування.

Таблиця 3. Частки ринку в конкурентному сегменті (10 найбільших постачальників за обсягом), 2020 рік [46]

Компанія	Частка
ТОВ «Д. Трейдінг» (група ДТЕК)	26.7 %
ТОВ «Енерго Збут Транс»	6.4 %
ТОВ «Київські енергетичні послуги» (група ДТЕК)	5.2 %

ТОВ «Дніпровські енергетичні послуги» (група ДТЕК)	4.0%
ТОВ «Київська обласна енергопостачальна компанія»	3.1 %
ТОВ «Одеська обласна енергопостачальна компанія»	3.0 %
ТОВ «Торгова електрична компанія»	2.8 %
ТОВ «Львівенергозбут»	2.6 %
ПрАТ «Харківенергозбут»	2.5 %
ТОВ «Полтаваенергозбут»	2.1 %
Загалом	58.4 %

Фактичний стан закупівель допоміжних послуг свідчить про поступове розширення цього сегмента. За даними системного оператора, останніми роками спостерігається зростання обсягів закупівель резервів, зокрема за рахунок залучення нових генеруючих об'єктів [51]. Водночас регуляторні звіти вказують на наявність фінансових дисбалансів та заборгованості на балансуєчому ринку, що ускладнює його ефективне функціонування [46, 52]. Це своєю чергою негативно впливає на можливості оптимального планування виробництва електроенергії та знижує стимул для впровадження нових гнучких потужностей.

Особливу увагу в сучасних дослідженнях приділено впливу накопичувачів енергії на функціонування ринку та збільшення обсягів виробництва об'єктами відновлюваної енергетики. Зокрема, зазначається, що впровадження акумуляторних систем сприяє зменшенню обмеження генерації сонячних і вітрових електростанцій, підвищенню ефективності використання встановлених потужностей та забезпеченню рівномірнішого постачання електроенергії в мережу [50]. Отже, оптимізація режимів роботи з урахуванням накопичення енергії стає ключовим чинником максимізації вироблення.

Перспективи розвитку українського ринку електроенергії пов'язані з подальшою інтеграцією з європейською енергетичною системою, підвищенням гнучкості генерації та розширенням використання відновлюваних джерел енергії [45, 53]. Очікується, що розвиток допоміжних послуг і впровадження сучасних стратегій керування приведе до зменшення втрат від обмеження генерації та забезпечення повнішого використання потенціалу сонячної та вітрової енергії. Крім того, важливим напрямом є децентралізація виробництва, яка сприяє підвищенню стійкості енергосистеми та зменшенню навантаження на магістральні мережі [49, 54].

Проте аналіз розглянутих джерел показує, що більшість досліджень зосереджена на загальних питаннях функціонування ринку, балансування та інтеграції установок на основі відновлюваних джерел енергії, тоді як питання максимізації виробництва електроенергії залишаються недостатньо розкритими. Зокрема, мало досліджено вплив комплексної оптимізації роботи сонячних електростанцій у поєднанні з накопичувачами енергії на участь у різних сегментах ринку та надання допоміжних

послуг. Також потребують подальшого вивчення стратегії керування, які дають змогу одночасно підвищити вироблення «зеленої» електроенергії та забезпечити стабільність енергосистеми.

Нові напрями досліджень. Проведений аналіз існуючих підходів до роботи фотоелектричних станцій з блоками акумулювання енергії показав, що сучасні дослідження переважно зосереджені на питаннях оптимізації економічної ефективності, особливо максимізації прибутковості участі в ринку електричної енергії, мінімізації витрат або визначення оптимальних стратегій торгівлі. Водночас питання максимізації використання виробленої електроенергії, особливо в умовах обмежень мережі та нерівномірності генерації, розглянуті недостатньо. Зокрема, виявлено низку нерозкритих або частково розкритих питань, які мають суттєве значення для практичної експлуатації фотоелектричних систем з установками зберігання енергії.

По-перше, у більшості досліджень не приділяється належної уваги втратам генерації, що виникають внаслідок обмежень інверторного обладнання, пропускну здатності мережі або невідповідності між профілем генерації та режимами споживання чи відпуску електроенергії. За таких умов частина виробленої електроенергії не може бути використана або передана в мережу, що безпосередньо знижує ефективність роботи системи. Наявні підходи розглядають ці втрати переважно опосередковано або в контексті економічних показників, без детального аналізу їх фізичної природи та залежності від режимів роботи установки зберігання енергії.

По-друге, у науковій літературі відсутній системний порівняльний аналіз різних режимів роботи установок зберігання енергії у складі фотоелектричних систем. Існуючі роботи здебільшого зосереджуються на окремих стратегіях керування або оптимізаційних алгоритмах, без розгляду їх у єдиній методологічній площині та без оцінки їх впливу на обсяг використаної генерації. Внаслідок цього відсутнє чітке розуміння того, які режими роботи є найефективнішими за різних умов експлуатації.

По-третє, спостерігається дефіцит досліджень, у яких результати моделювання зіставляються з реальними даними експлуатації фотоелектричних систем з блоками акумулювання енергії. Відсутність такого порівняння обмежує достовірність отриманих висновків і не дає змоги

повною мірою оцінити ефективність запропонованих підходів у практичних умовах.

З урахуванням виявлених обмежень у подальшій роботі пропонується зосередити увагу на дослідженні впливу режимів роботи установок зберігання енергії на ефективність використання виробленої електроенергії у складі фотоелектричних систем, що функціонують в умовах ринку електричної енергії.

Основним напрямом дослідження передбачається систематизація та порівняльний аналіз типових режимів роботи установок зберігання енергії, спрямованих на підвищення ефективності використання фотоелектричної генерації в умовах реальних технічних і ринкових обмежень. У межах цього підходу планується дослідити, у який спосіб різні принципи керування акумуляторними системами впливають на здатність фотоелектричної станції реалізовувати вироблену електроенергію та мінімізувати її втрати.

Очікується, що проведене дослідження дасть змогу встановити залежності між режимами роботи установок зберігання енергії та обсягами фактично використаної генерації за однакових технічних параметрів системи. Особливу увагу буде приділено виявленню ситуацій, у яких неузгоджені або неефективні режими роботи

акумуляторних систем призводять до втрати частини виробленої енергії, зокрема, через недоступність ємності для прийому надлишкової генерації або нераціональний розподіл енергетичних ресурсів у часі.

Методично дослідження ґрунтуватиметься на поєднанні аналізу узагальнених моделей та даних реальної експлуатації, що дасть змогу оцінити вплив режимів роботи як у теоретичних, так і в практичних умовах. Такий підхід дає можливість не лише визначити потенційно ефективні режими функціонування систем, але й встановити ступінь їх відповідності реальним умовам роботи, а також виявити причини відхилень між очікуваними та фактичними результатами.

У підсумку результати дослідження мають забезпечити формування обґрунтованих рекомендацій щодо вибору режимів роботи установок зберігання енергії, спрямованих на підвищення ефективності використання виробленої електроенергії фотоелектричними системами при їх роботі на ринку електричної енергії (рис. 3). Запропонований підхід дає змогу перейти від переважно теоретичних і економічно орієнтованих моделей до практичного аналізу, що враховує реальні умови експлуатації та обмеження енергосистеми.



Рис. 3. Блок-схема плану розвитку дослідження

Висновки. У цій роботі проведено системний аналіз сучасних підходів до функціонування фотоелектричних станцій з блоками акумулювання енергії в умовах ринку електроенергії з акцентом на їх вплив на вироблення електроенергії та ефективність використання відновлюваного ресурсу.

Визначені напрями для розвитку нових наукових підходів до зміни фокусу дослідження з економічної ефективності ФЕС + АКБ на їх здатність забезпечувати максимальний виробіток електроенергії. Узагальнено та систематизовано існуючі підходи до моделювання таких систем та керування ними з урахуванням взаємодії технічних, ринкових і деградаційних чинників. Визначено необхідність створення комплексних моделей, які одночасно враховуватимуть режими роботи накопичувачів, обмеження мережі та зміну характеристик систем у часі.

Теоретичне значення дослідження полягає в розвитку підходів до аналізу ФЕС + АКБ як багатофункціонального енергетичного активу, що впливає не лише на економічні показники, а й на фізичні параметри вироблення електроенергії. Отримані результати розширюють уявлення про взаємозв'язок між стратегіями керування, деградацією акумуляторів і довгостроковою ефективністю використання сонячної генерації.

Практичне значення полягає у можливості використання отриманих результатів для вдосконалення стратегій керування фотоелектричними системами з накопичувачами енергії. Запропонований підхід дає змогу підвищити коефіцієнт використання встановленої потужності, зменшити втрати генерації та забезпечити більш стабільний відпуск електроенергії в умовах реальних ринкових і технічних обмежень.

Соціально-економічний ефект від впровадження результатів дослідження полягає у підвищенні ефективності використання відновлюваних джерел енергії, зменшенні втрат електроенергії та покращенні стабільності роботи енергосистем. Це сприяє зниженню потреби в резервних потужностях, зменшенню викидів та підвищенню енергетичної безпеки, зокрема, в умовах розвитку децентралізованої генерації.

Перспективи подальших досліджень пов'язані з розробленням інтегрованих моделей керування ФЕС + АКБ, які одночасно враховують ринкові механізми, технічні обмеження, деградацію акумуляторів і динаміку вироблення електроенергії в довгостроковій перспективі. Особливо актуальним є проведення досліджень на основі реальних експлуатаційних даних, а також розроблення методів оптимізації, спрямованих на максимізацію фактичного вироблення електроенергії в умовах багатосервісної участі систем у ринку електроенергії.

Фінансування. Це дослідження виконано за підтримки проекту 26-PKVV-UM-002 «Продовження багатосторонніх досліджень енергетичної безпеки в умовах воєнної

та післявоєнної України між Західночеським університетом у Пльзені, ВНТУ у Вінниці, НТУ в Києві та СБТУ в Харкові».

ПОСИЛАННЯ

1. International Energy Agency. World Energy Outlook 2025. Paris: IEA, 2025. Available at: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025> [in English].
2. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. Photovoltaics Report. Freiburg: Fraunhofer ISE, 2025. Available at: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html> [in English].
3. REN21. Renewables Global Status Report 2025: Global Overview. Paris: REN21 Secretariat, 2025. Available at: https://www.ren21.net/gsr-2025/global_overview/ [in English].
4. Naseri N., Ghiassi-Farrokhfal Y., Ketter W., Collins J. Understanding and managing the participation of batteries in reserve electricity markets. Decision Support Systems. 2023, Vol. 165, 113895. <https://doi.org/10.1016/j.dss.2022.113895> [in English].
5. Rancilio G., Bovera F., Spiller M., Merlo M., Delfanti M. BESS and the ancillary services markets: A symbiosis yet? Impact of market design on performance. Applied Energy. 2024, Vol. 375, 124153. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124153> [in English].
6. Li B., Liu Z., Wu Y., Wang P., Liu R., Zhang L. Review on photovoltaic with battery energy storage system for power supply to buildings: Challenges and opportunities. Journal of Energy Storage. 2023, Vol. 61, 106763. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.106763> [in English].
7. Chatzigeorgiou N. G., Theocharides S., Makrides G., Georghiou G. E. A review on battery energy storage systems: Applications, developments and research trends of hybrid installations in the end-user sector. Journal of Energy Storage. 2024, Vol. 86, 111192. <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.111192> [in English].
8. Nazaralizadeh S., Banerjee P., Srivastava A. K., Famouri P. Battery energy storage systems: A review of energy management systems and health metrics. Energies. 2024, Vol. 17, no. 5, 1250. <https://doi.org/10.3390/en17051250> [in English].
9. Tziouani L., Hadjidemetriou L., Timotheou S. Optimizing the bidding strategy and assessing profitability of over-install renewable plants equipped with battery energy storage systems. Renewable Energy. 2024, Vol. 234, 121247. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.121247> [in English].
10. Prakash K., Ali M., Siddique M. N. I., Chand A. A., Kumar N. M., Dong D., Pota H. R. 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, 971704. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.971704> [in English].
11. Mushid F. C., Khan M. F. Battery energy storage for ancillary services in distribution networks: Technologies, applications, and deployment challenges—A comprehensive review. *Energies*. 2025, Vol. 18, no. 20, 5443. <https://doi.org/10.3390/en18205443> [in English].
 12. Gonzalez-Saenz J., Becerra V. Optimal battery energy storage dispatch for the day-ahead electricity market. *Batteries*. 2024, Vol. 10, no. 7, 228. <https://doi.org/10.3390/batteries10070228> [in English].
 13. 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, 130744. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.130744> [in English].
 14. Scrocca A., Pisani R., Andreotti D., Rancilio G., Delfanti M., Bovera F. Optimal spot market participation of PV + BESS: Impact of BESS sizing in utility-scale and distributed configurations. *Energies*. 2025, Vol. 18, no. 14, 3791. <https://doi.org/10.3390/en18143791> [in English].
 15. Mirzaei Alavijeh N., Khezri R., Mazidi M., Steen D., Tuan L.A. Optimal scheduling of battery storage systems in the Swedish multi-FCR market incorporating battery degradation and technical requirements. 2024. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2406.07301> [in English].
 16. Xu B., Zhao J., Zheng T., Litvinov E., Kirschen D.S. Factoring the cycle aging cost of batteries participating in electricity markets. *arXiv preprint*. 2017. <https://doi.org/10.48550/arXiv.1707.04567> [in English].
 17. Lee Y.-R., Kim H.-J., Kim M.-K. Optimal operation scheduling considering cycle aging of battery energy storage systems on stochastic unit commitments in microgrids. *Energies*. 2021, Vol. 14, no. 2, 470. <https://doi.org/10.3390/en14020470> [in English].
 18. Panda S., Rout P.K., Sahu B.K., Mbasso W.F., Jangir P., Elrashidi A. Optimization-based energy management for grid-connected photovoltaic-battery systems in smart grids using demand response and particle swarm optimization. *Engineering Reports*. 2025, Vol. 7, no. 7, e70305. <https://doi.org/10.1002/eng2.70305> [in English].
 19. Song H., Liu C., Moradi Amani A., Gu M., Jalili M., Meegahapola L., Yu X., Dickeson G. Smart optimization in battery energy storage systems: An overview. *Energy and AI*. 2024, Vol. 17, 100378. <https://doi.org/10.1016/j.egyai.2024.100378> [in English].
 20. Dong X.-J., Shen J.-N., Ma Z.-F., He Y.-J. Stochastic optimization of integrated electric vehicle charging stations under photovoltaic uncertainty and battery power constraints. *Energy*. 2025, Vol. 314, 134163. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.134163> [in English].
 21. Rezaeimozafar M., Barrett E., Monaghan R. F. D., Duffy M. A stochastic method for behind-the-meter PV-battery energy storage systems sizing with degradation minimization by limiting battery cycling. *Journal of Energy Storage*. 2024, Vol. 86, Part A, 111199. <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.111199> [in English].
 22. Lun Mora Pous A., García-Muñoz F., Jorquera-Bravo N., Aranguiz R., Bugueño Olivos V. Hybrid adaptive robust stochastic optimization model for the design of a photovoltaic battery energy storage system. *arXiv preprint*. 2025. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2509.19054> [in English].
 23. Mary N., Dessaint L.-A. Robust model predictive control of battery energy storage with neural network forecasting for peak shaving in university campus. *Journal of Building Engineering*. 2025, Vol. 107, 112445. <https://doi.org/10.1016/j.jobbe.2025.112445> [in English].
 24. Alharbi Y., Darwish A., Ma X. A review of model predictive control for grid-connected PV applications. *Electronics*. 2025, Vol. 14, no. 4, 667. <https://doi.org/10.3390/electronics14040667> [in English].
 25. Amar A., Yusupov Z. Real-time capable MPC-based energy management of hybrid microgrid. *Processes*. 2025, Vol. 13, no. 9, 2883. <https://doi.org/10.3390/pr13092883> [in English].
 26. Kang H., Jung S., Kim H., Jeoung J., Hong T. Reinforcement learning-based optimal scheduling model of battery energy storage system at the building level. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2024, Vol. 190, Part A, 114054. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.114054> [in English].
 27. Xu B., Oudalov A., Ulbig A., Andersson G., Kirschen D. S. Modeling of lithium-ion battery degradation for cell life assessment. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2018, Vol. 9, no. 2, pp. 1131–1140. <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2578950> [in English].
 28. Schmalstieg J., Käbitz S., Ecker M., Sauer D. U. A holistic aging model for Li(NiMnCo)O₂ based 18650 lithium-ion batteries. *Journal of Power Sources*. 2014, Vol. 257, pp. 325–334. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2014.02.012> [in English].

29. Birkl C. R., Roberts M. R., McTurk E., Bruce P. G., Howey D.A. Degradation diagnostics for lithium ion cells. *Journal of Power Sources*. 2017, Vol. 341, pp. 373–386. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2016.12.011> [in English].
30. Edge J. S., O’Kane S., Prosser R., Kirkaldy N. D., Patel A. N., Hales A., Ghosh A., Ai W., Chen J., Yang J., Li S., Pang M.-C., Bravo Diaz L., Tomaszewska A., Marzook M. W., Radhakrishnan K. N., Wang H., Patel Y., Wu B., Offer G.J. Lithium ion battery degradation: what you need to know. *Physical Chemistry Chemical Physics*. 2021, Vol. 23, no. 14, pp. 8200–8221. <https://doi.org/10.1039/D1CP00359C> [in English].
31. Yang X.-G., Leng Y., Zhang G., Ge S., Wang C.-Y. Modeling of lithium plating induced aging of lithium-ion batteries: Transition from linear to nonlinear aging. *Journal of Power Sources*. 2017, Vol. 360, pp. 28–40. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2017.05.110> [in English].
32. He G., Chen Q., Kang C., Xia Q. Optimal bidding strategy of battery storage in power markets considering performance-based regulation and battery cycle life. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2016, Vol. 7, no. 5, pp. 2359–2367. <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2424314> [in English].
33. Sioshansi R. Increasing the value of wind with energy storage. *The Energy Journal*. 2011, Vol. 32, no. 2. <https://doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol32-No2-1> [in English].
34. Zakeri B., Syri S. Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015, Vol. 42, pp. 569–596. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.011> [in English].
35. Staffell I., Rustomji M. Maximising the value of electricity storage. *Journal of Energy Storage*. 2016, Vol. 8, pp. 212–225. <https://doi.org/10.1016/j.est.2016.08.010> [in English].
36. Yin K., Xiao Y., Shen X., Zhu Y., Yang Y. Review of photovoltaic–battery energy storage systems for grid-forming operation. *Batteries*. 2024, Vol. 10, no. 8, 288. <https://doi.org/10.3390/batteries10080288> [in English].
37. Babu V. V., Roselyn J. P., Nithya C., Sundaravadivel P. Development of grid-forming and grid-following inverter control in microgrid network ensuring grid stability and frequency response. *Electronics*. 2024, Vol. 13, no. 10, 1958. <https://doi.org/10.3390/electronics13101958> [in English].
38. Cai Y., Yu L., Wu M., Lv S., Fu Z., Tong W., Li W., Shi S. Grid-forming control for solar generation system with battery energy storage. *Energies*. 2024, Vol. 17, no. 15, 3642. <https://doi.org/10.3390/en17153642> [in English].
39. Anttila S., Döhler J. S., Oliveira J. G., Boström C. Grid forming inverters: A review of the state of the art of key elements for microgrid operation. *Energies*. 2022, Vol. 15, no. 15, 5517. <https://doi.org/10.3390/en15155517> [in English].
40. Ward L., Subburaj A., Demir A., Chamana M., Bayne S. B. Analysis of grid-forming inverter controls for grid-connected and islanded microgrid integration. *Sustainability*. 2024, Vol. 16, no. 5, 2148. <https://doi.org/10.3390/su16052148> [in English].
41. Gao X., Zhang J., Sun H., Liang Y., Wei L., Yan C., Xie Y. A review of voltage control studies on low voltage distribution networks containing high penetration distributed photovoltaics. *Energies*. 2024, Vol. 17, no. 13, 3058. <https://doi.org/10.3390/en17133058> [in English].
42. Soares L. T. F., Souza A. C., Silva W. W. A. G., Pugliese L.F., Alves G.H. Grid-connected photovoltaic systems with energy storage for ancillary services. *Energies*. 2023, Vol. 16, no. 21, 7379. <https://doi.org/10.3390/en16217379> [in English].
43. Chmielowiec K., Topolski Ł., Dutka M., Piszczek A., Hanzelka Z., Rodziewicz T. Technical requirements of photovoltaic inverters for low voltage distribution networks. *Inventions*. 2024, Vol. 9, no. 4, 91. <https://doi.org/10.3390/inventions9040091> [in English].
44. Kostyrko R., Kosova T., Kostyrko L., Zaitseva L., Melnychenko O. Ukrainian market of electrical energy: Reforming, financing, innovative investment, efficiency analysis, and audit. *Energies*. 2021, Vol. 14, no. 16, 5080. <https://doi.org/10.3390/en14165080> [in English].
45. International Energy Agency. Ukraine energy profile. Paris: IEA, 2024. Available at: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ac51678f-5069-4495-9551-87040cb0c99d/UkraineEnergyProfile.pdf> [in English].
46. OECD. Competition market study of Ukraine’s electricity sector. Paris: OECD Publishing, 2023. <https://doi.org/10.1787/f28f98ed-en> [in English].
47. Blinov I., Parus Y. V., Ivanov H. A. Imitation modeling of the balancing electricity market functioning taking into account system constraints on the parameters of the IPS of Ukraine mode. *Technical Electrodynamics*. 2017, no. 6, pp. 72–79. <https://doi.org/10.15407/techned2017.06.072> [in English].
48. Kurbatova T., Sotnyk I., Prokopenko O., Tu Y.-x. Balancing Ukraine’s energy system: Challenges under high renewable energy penetration and the COVID-19 pandemic. *E3S Web of Conferences*. 2021, Vol. 280, 05007.

- <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202128005007> [in English].
49. Kostenko H., Zaporozhets A., Zaporozhets N.V., Verpeta V. O. Aspects of integrating renewable distributed generation into the energy supply system of Ukraine. *The Problems of Economy*. 2024, Vol. 2, no. 60, pp. 83–93. <https://doi.org/10.32983/2222-0712-2024-2-83-93> [in English].
50. World Bank. Ukraine: Improving power system resilience for European power grid integration project. Project appraisal document (P176114). Washington, DC: World Bank, 2021. Available at: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/803731625364161631/pdf/Ukraine-Improving-Power-System-Resilience-for-European-Power-Grid-Integration-Project.pdf> [in English].
51. NPC Ukrenergo. Reports on ancillary services and balancing market of Ukraine. Available at: <https://ua.energy/> [in Ukrainian].
52. National Energy and Utilities Regulatory Commission of Ukraine. Regulatory reports on the electricity market (2022–2024). Kyiv: NEURC, 2024. Available at: <https://www.nerc.gov.ua/> [in Ukrainian].
53. European Bank for Reconstruction and Development. Ukraine. In: *Transition Report 2024–25: Navigating Industrial Policy*. London: EBRD, 2024. Available at: https://www.ebrd.com/content/dam/ebd_dxp/assets/pdfs/office-of-the-chief-economist/transition-report-archive/transition-report-2024/country-assessments-2023-24/eastern-europe-and-the-caucasus/Transition-Report-2024-25-Ukraine.pdf [in English].
54. IRENA. Renewable energy roadmap: Eastern Partnership. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2025. Available at: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Aug/IRENA_OUT_REmap_Eastern_Partnership_2025.pdf [in English].

ANALYSIS OF EXISTING APPROACHES TO THE OPERATION OF PHOTOVOLTAIC POWER PLANTS WITH BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEMS IN ELECTRICITY MARKETS

Received May 06, 2026; accepted Jun. 26, 2026
Available online June. 30, 2026

**Budko V.¹, Lazorko M.², Milan Belik³,
Bobba Phaneendra Babu⁴, Budko M.⁵**

Author for correspondence: Lazorko Mykola,
e-mail: lazorko.mykola@iil.kpi.ua

¹ Doctor of Sciences, professor
<https://orcid.org/0000-0002-6219-4221>

² postgraduate
<https://orcid.org/0000-0002-2926-761X>

³ PhD
<https://orcid.org/0000-0002-9907-5365>

⁴ PhD, professor
<https://orcid.org/0000-0001-9390-0048>

⁵ PhD, Assoc. Prof.
<https://orcid.org/0000-0003-0928-1657>

^{1, 2, 5} Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute, National Technical University of Ukraine, Kyiv, Ukraine;

^{1, 2, 5} Institute of Renewable Energy, National Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv, Ukraine;

³ University of West Bohemia, Pilsen, Czech Republic, Czech Photovoltaic Association, Pilsen, Czech Republic;

⁴ Gokaraju Rangaraju Institute of Engineering and Technology, India.

Abstract. *The increasing share of solar generation in the structure of the electric power sector is accompanied by growing variability in electricity production and an increase in curtailment volumes, leading to underutilization of the available energy resource. Under such conditions, energy storage systems are considered a key tool for enhancing the actual electricity output; however, existing approaches to their application are primarily focused on economic optimisation rather than maximising generation. This necessitates reconsidering the role of photovoltaic power plants with battery energy storage systems as a means of improving generation efficiency under electricity market conditions. The aim of this study is to provide a systematic analysis of modern approaches to the operation of photovoltaic systems with battery energy storage in market environments, focusing on their impact on the volume and stability of electricity generation. To achieve this objective, the following tasks are addressed: generalization of approaches to considering photovoltaic systems with battery storage as a multi-functional market asset; analysis of optimization methods and control strategies for energy storage systems; investigation of battery degradation modeling approaches and their impact on long-term performance; examination of inverter and distribution network constraints; and analysis of the specific features of the Ukrainian electricity market in the context of energy storage integration. Methodologically, the study is based on a comparative analysis of contemporary scientific literature covering optimisation of operating modes for photovoltaic systems with battery storage, modelling of their technical characteristics, and their participation in various segments of electricity markets. Particular attention is paid to aligning the technical processes of generation and storage with market mechanisms, as well as evaluating the impact of control strategies on actual electricity output. The results show that the efficiency of photovoltaic systems with battery energy storage is determined not only by storage parameters but also by selected operating modes, which affect generation curtailment levels, utilisation of installed capacity, and long-term availability of the energy resource. It is demonstrated that neglecting battery degradation and network constraints leads to overestimation of system performance, while their inclusion significantly alters optimal control strategies. A lack of integrated approaches that simultaneously consider market conditions, technical constraints, and temporal changes in system characteristics is identified. The obtained results provide a basis for defining scientifically grounded directions for further research aimed at developing integrated control models for photovoltaic systems with battery energy storage, focused on maximising actual electricity generation and minimising energy losses during operation.*

Keywords: *photovoltaic power plants; energy storage systems; electricity generation; operating mode optimisation; power system balancing; generation curtailment; inverter-dominated networks; renewable energy sources.*

List of terms and abbreviations used

RES – renewable energy sources

PVP – photovoltaic power plant

BES – battery energy storage

EMS – energy management system

ESS – energy storage system

DAM – day-ahead market

Introduction. The transformation of the global energy sector in the 21st century is centered on low-carbon technologies and the active deployment of power plants based on renewable energy sources. According to current statistical data [1–3], solar photovoltaics is a key factor in the expansion of electricity generation, which is fundamentally changing the architecture of the global energy balance. At the same time, this transformation is changing not only the structure of generation but also the principles of power system operation, as the share of capacity with variable output—which depends on natural conditions—is increasing. During the development phase of coal-fired technologies initially, and later nuclear power, the traditional model of the electric power industry was based on the use of controllable power plants capable of ensuring stable electricity generation in accordance with the load. Under current conditions, characterized by a high share of electricity generation from renewable energy sources (RES), this model is transforming into a system in which flexibility plays a key role. In particular, this is reflected in the development of segmented electricity markets, namely “day-ahead,” intraday, and balancing mechanisms that ensure the coordination of electricity generation and consumption under conditions of uncertainty [4,5]. Under such conditions, the efficiency of power system operation is primarily determined by the ability to adapt its operation to changing external conditions (e.g., changes in solar radiation intensity), which result in electricity generation that is uneven relative to the load.

Solar power generation facilities, despite their significant advantages in terms of environmental friendliness and the use of local energy resources, are characterized by uneven electricity production, which is caused by daily and seasonal fluctuations in solar radiation intensity (W/m^2). Constant changes in this indicator over time lead to a mismatch between generation and consumption, as well as to restrictions on electricity supply during periods of peak generation [2,6]. As a result of such mismatches, a portion of the potentially available energy resource remains unused, which reduces the overall efficiency of photovoltaic systems.

One way to improve the efficiency of renewable energy use is to integrate energy storage units into existing power systems with a significant share of intermittent generation. Storage systems enable the temporal redistribution of electricity by accumulating it during periods of excess generation and utilizing it accordingly during periods of increased electricity demand. This helps to smooth the electricity generation profile and reduce generation curtailment, while also creating the conditions for more effective integration of renewable sources into existing power systems [6–8].

In this context, the combination of photovoltaic systems with energy storage systems (PVP+BES) is viewed as a practical solution not only for improving the efficiency of solar energy utilization but also for expanding the functional capabilities of generating capacity. Such combinations can

integrate electricity generation with storage and flexible operation control, allowing the generation profile to be adapted to market conditions and the needs of the power system [4,7]. Accordingly, PV+Battery systems are gradually transforming from passive generation sources into active energy facilities capable of participating in various segments of the electricity market.

The development of flexible electricity markets creates new opportunities for the use of such systems. In particular, energy storage systems can be engaged in providing ancillary services, participating in system balancing, and optimizing generation modes in accordance with market demands. Recent studies show that the efficiency of PVP+BES systems is largely determined by both the technical characteristics of the system and the specifics of the market structure, including rules for participation in various market segments and price formation mechanisms [4,5,9].

At the same time, despite a significant number of studies in this field, a number of unresolved issues remain. A significant portion of scientific work focuses on the economic aspects of PVP+BES operation, while issues of maximizing electricity generation and the efficient use of renewable energy resources are not addressed comprehensively enough. Furthermore, the impact of operating modes and battery degradation on the long-term efficiency of systems is given limited consideration [8,9].

Thus, under current conditions, there is a need for a systematic analysis of approaches to the operation of photovoltaic systems with energy storage, taking into account both technical and market factors. Particular attention should be paid to studying how control and optimization strategies affect electricity generation and the utilization rate of installed capacity.

The purpose of this review article is to summarize current approaches to the operation of PV systems with batteries in market conditions and to determine their impact on the efficient supply of electricity to the current load. This work analyzes existing control strategies, optimization approaches, and the specifics of integrating such systems into the structure of modern electricity markets, and identifies directions for further research in this field.

Photovoltaic power plant systems with battery storage units as a multifunctional market asset. The ongoing development of electrical energy storage systems is expanding their functionality within power systems, particularly when integrated with photovoltaic power plants (PVPs). Given the high share of solar generation, the stochastic nature of electricity production creates irregularities in power output, leading to forced generation curtailments, overloads in distribution networks, and reduced efficiency in the utilization of PV plant capacity. In this context, PV + BMS (battery management systems) should be viewed primarily as a tool for improving the efficiency of electricity generated by PV through its spatial and temporal redistribution.

Batteries, in combination with solar power plants, serve as a buffer that allows:

- storing excess electricity during peak solar generation hours;
- shift energy delivery to hours of increased demand;
- create a controlled power delivery schedule;
- reduce the rate of power change;
- minimize generation losses due to export restrictions.

Thus, the participation of PVP+BES storage systems in the electricity market is viewed not merely as a financial mechanism, but as a means of technologically realizing the full potential of local photovoltaic energy resources. The question of the most effective way to integrate batteries into a market with many possibilities remains open. It is important to determine which operating models can improve the flexibility of the power system and how battery performance will vary depending on the chosen scenario. A key challenge in integrating batteries with photovoltaic power plants is finding a balance between technical characteristics (power and capacity) and the chosen operating strategy, which would ensure the fastest payback and maximum profit. The scientific community emphasizes that the development of distribution networks with a high share of electricity generation from renewable energy sources is accompanied by increasing challenges related to power quality, frequency stability, voltage regulation, and overload control. Approaches to BES management in distribution networks are being developed that combine both local algorithms (using control strategies based on rules or on the “sagging” of operating parameters) and centralized optimization approaches that account for network constraints [10].

To address the objectives of the M5BAT project [11], the simultaneous use of three different types of electrochemical battery systems (lithium-ion, lead-acid, and sodium-nickel-chloride) was combined with a complex hierarchical control architecture, which allowed for the effective utilization of the advantages of each BES. Lithium-ion batteries, with their power density and fast response capabilities, were primarily used for frequency regulation and supporting transient processes, achieving a response time of less than one second. Sodium-nickel-chloride batteries, with their energy density and long-duration capabilities, handled large amounts of energy, including four-hour peak load reduction and shifting the operating time of renewable energy. Lead-acid batteries provided intermediate support, particularly for applications requiring frequent but shallow discharge cycles. The proposed Energy Management System (EMS) dynamically allocated power flows, taking into account real-time grid conditions, using Model Predictive Control (MPC) algorithms to optimally distribute the load across each battery type. The implemented system stabilized voltage imbalance from 2.9% to 1.6% in the local distribution network and effectively smoothed the power output of neighboring wind turbines, achieving a 70% reduction in the rate of power increase during periods of high variability, and implemented a four-hour generation shift.

However, this study provides little insight into the issue of maximizing energy generation from renewable energy sources in conjunction with a control system, and does not address the impact of energy redistribution between different storage systems on the volume of stored and re-dispatched energy.

Currently, the issue of an optimal algorithm for utilizing storage batteries in various strategies for operating in the electricity market is of great relevance. Thus, in [12], the optimal dispatch of an energy storage system (ESS) in the day-ahead market is considered, with the development of a mathematically sound strategy that maximizes profits from energy arbitrage while accounting for the dynamics of battery charge status and their technical limitations. This approach treats the problem as a global optimization over the planning horizon, where the use of the system during certain time intervals affects the availability of the resource during others. Thus, the operating strategy is determined by the interrelationship between prices throughout the day, and the optimal schedule for using the energy storage system is formed taking into account future peak periods.

In turn, the authors in [13] investigate the problem of using a battery system together with a photovoltaic power plant under conditions of simultaneously providing services for several purposes, namely redirecting excess solar energy to the battery and operating in the ancillary services market. One of the key aspects of their study was assessing the impact of battery degradation on its usage patterns. From a technical standpoint, it is important that the system allows for reducing the limitations of solar generation through internal energy redistribution across time intervals. At the same time, participation in ancillary services alters the battery’s usage mode: part of the capacity is reserved for rapid response, which may limit the ability to store excess solar energy. Thus, a conflict arises between maximizing the net electricity output from the solar power plant and maintaining readiness for regulation. This study focuses specifically on the implementation of redistribution among different services that the ESS can provide and does not address the issue of increasing PVP generation in this context. Furthermore, the study does not show whether reserving capacity to support the grid has a positive or negative impact on PVP power generation in the long term, given the use of energy storage systems and their response to such operation.

Researchers at the Polytechnic University of Milan investigated the impact of the size of a combined PVP and ESS on Italy’s day-ahead and intraday electricity markets for two types of plants: utility-scale and distributed. The authors focus on determining the optimal ratio of power to storage capacity to maximize profits. An optimization model for the use of PVP and ESS in the electricity market was developed, taking into account hourly electricity prices, the generation profile of the solar plant, and battery constraints with an assessment of its configuration parameters. A series of calculations was performed by varying the capacity and rated power for three weather scenarios across the four seasons of the year, which allowed us to observe the dependence

of economic results on the size of the storage system. The results show that insufficient capacity leads to losses in solar generation during peak production hours, while excessive capacity does not provide an additional increase in net electricity sales due to limitations in the PVP generation profile. Thus, there is an optimal range of parameters within which the battery maximizes the capacity utilization factor of the PVP [14]. The authors use day-ahead market prices (DAP) as the primary indicator of their system's efficiency and provide significantly less detail on the efficiency of PV power generation under various conditions; there is no analysis of forced curtailment of solar generation or of how the storage system allows for the redistribution of PV-generated energy over time.

In [15], the authors integrate a BES degradation model into the problem of optimal planning for participation in the frequency regulation market. It is shown that, without accounting for aging, the BES is operated under conditions of frequent deep cycles, which accelerates capacity loss. Including the BES degradation model shifts the control strategy to a more moderate one, ensuring a longer battery service life within the manufacturer's specified parameters and more stable, long-term energy delivery. In the study [16], a method was proposed that accounts for the cost of battery aging over its service life by estimating the equivalent cost of a cycle based on its depth of discharge. The authors argue that deep cycles have a significantly greater impact on battery degradation compared to shallower discharge cycles. Based on this study, it is more appropriate to use the storage system in partial discharge-charge modes, which ensures less aggressive capacity utilization and makes the storage of excess solar generation more stable throughout the entire life cycle of the energy storage system. Aggressive strategies aimed at maximizing BES utilization in short-term planning lead to a rapid decrease in available capacity and, consequently, to a reduction in the effectiveness of generation smoothing in subsequent years of operation. Including a degradation model in battery operation calculations allows for the development of a more balanced operating mode that maintains a stable level of energy utilization in the long term. The authors obtained such results in [17] when considering optimal control of ESS in a microgrid, where cyclic battery aging was taken into account. These studies investigate degradation as an internal component of batteries, with little emphasis on how it affects operation within a system with renewable energy sources, the reduction in available battery power, and forced generation limitations. It is not disclosed how changes in battery capacity over time affect the amount of energy stored and delivered by the PVP.

The studies analyzed [10–17] primarily focus on developing models for optimizing the control of energy storage systems or combined PVP systems with batteries in various segments of the electricity market, with a primary emphasis on dispatch algorithms, accounting for technical limitations of batteries, and incorporating models of their aging into calculations. A significant portion of the work focuses on the simultaneous provision of multiple services, the

selection of optimal power and storage capacity, as well as the impact of cyclic aging on operating modes. At the same time, in most studies, the combined PVP-battery system is considered either from the perspective of short-term optimization or in terms of economic outcomes, without a comprehensive analysis of the long-term dynamics of electricity generation by solar power plants. Insufficient attention has been paid to the issue of changes in annual PVP generation as battery capacity gradually decreases, the impact of multi-service provision modes on the capacity utilization factor of PVP, and the relationship between grid constraints and the actual level of forced generation curtailment. There are virtually no coordinated approaches that simultaneously combine market-based dispatch, battery aging processes, and energy efficiency indicators of generation over the long-term operation of the systems. In the future, it is advisable to develop a comprehensive model of PVP operation with battery units as a multifunctional market asset, focused primarily on maximizing and stabilizing long-term electricity output from the solar plant, taking into account the system's physical constraints and the gradual change in its technical characteristics. Thus, the direction of further research should be aimed at developing a coordinated approach, where market mechanisms should be viewed as tools for improving the efficiency of electricity generation, rather than as an end in themselves for optimization (Fig. 1).

Optimization problems and control strategies for PVP in combination with ESS. The efficiency of renewable energy utilization depends to a large extent on climatic and meteorological conditions, and the output of power plants based on these sources is irregular and stochastic in nature. For solar and wind power plants, significant fluctuations in power output are typical both throughout the day and over the course of a year. Quite often, such changes in power output and, consequently, energy exceed the capacity of the power grid. Under such conditions, energy storage systems are viewed as a tool for increasing the efficiency of utilizing the maximum electricity generation from renewable energy installations. However, the actual results of their application depend to a large extent on control algorithms that determine when the storage system should accumulate energy that the grid cannot accept and when it should feed it back into the grid. This is precisely why significant attention is devoted to developing optimization methods and control strategies for such systems.

One of the main areas of research involves the use of deterministic optimization methods, in which the operating mode of the storage device is determined based on known or predicted system parameters. In [18], an optimization model is proposed for controlling a photovoltaic power plant with a battery as part of a local power system. The main objective of the algorithm is to maximize the utilization of energy generated by renewable energy sources through the optimal distribution of energy flows among generation, load, the battery, and the power grid. The optimization problem takes into account the power balance in each time interval, the permissible limits of the battery's

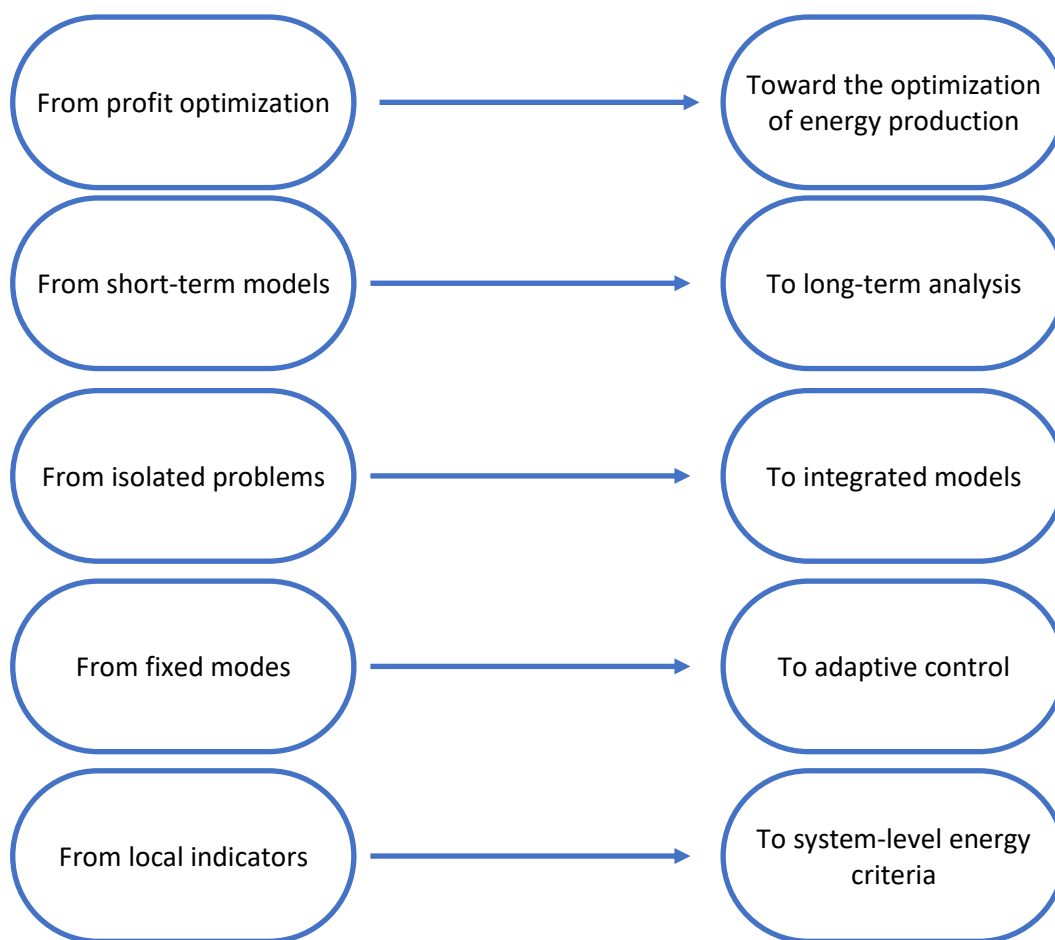


Fig. 1. Development trends for PVP+ESS systems within the structure of a multifunctional market asset

state of charge, and constraints on the rate of its charging and discharging. The results show that the use of optimization algorithms allows for a significant increase in the share of electricity from PVP and a reduction in the volume of forced generation curtailments.

A similar approach is also used in [19], which addresses the problem of optimal scheduling for a photovoltaic power plant with a battery storage system for facilities with high electricity consumption. In this work, the optimization model determines the battery charging and discharging schedule based on the predicted generation profile of the solar power plant and the nature of consumption. The authors demonstrate that proper planning of the storage system's operating mode allows for a significant increase in the amount of electricity from the PVP that is used directly in the power system and reduces dependence on external electricity sources.

However, under real-world conditions, electricity generation from renewable energy sources is characterized by significant uncertainty. Solar irradiance and wind speed can vary over short time intervals, leading to deviations in actual generation from forecast values. Stochastic optimization methods are used in research to account for such factors. In [20], a model for planning the operation of a renewable energy

generation system with a storage device is proposed, in which the uncertainty of output from the PVP is described by a set of possible scenarios. For each scenario, the optimal battery usage mode is determined, after which a generalized solution is formed that ensures the maximum expected level of utilization of the generated electricity. This approach allows for the formation of a more robust control strategy, which reduces generation losses in the event of sudden changes in weather conditions.

A further development in this area is robust optimization methods, which aim to ensure an acceptable result even under the most unfavorable conditions. In [21], a hybrid optimization model is proposed that combines elements of stochastic and robust approaches. Within this model, the uncertainty in electricity generation from solar and other renewable energy installations is accounted for through a set of statistical scenarios, while other system parameters are considered as ranges of possible values. This approach allows for the formation of a storage system operating mode that ensures a stable level of electricity utilization even when actual conditions deviate significantly from the forecast.

Control algorithms that utilize forecasts of the system's future state constitute a separate group of methods. The

paper [22] examines a method for controlling a power system comprising renewable energy generation units and a storage device, in which optimization is performed based on forecasts of future generation and load. At each step of the process, the system generates a forecast of generation changes over a specific time horizon and determines the optimal battery usage mode. Subsequently, the calculation is repeated using updated data, allowing the system to adapt to actual operating conditions. The authors demonstrate that using this approach allows for more effective smoothing of power fluctuations from renewable sources and improves the stability of electricity generation.

In recent years, control methods based on data analysis and the use of learning algorithms have seen significant development. The paper [23] proposes a method for controlling an energy storage device that uses a reinforcement learning algorithm. During operation, the system gradually forms a control strategy based on the analysis of the results of previous decisions regarding battery charging and discharging. This approach allows the system to adapt to changing operating conditions and identify battery usage modes that ensure more efficient use of electricity from renewable energy installations.

Another study [24] examines the use of a two-stage stochastic model for scheduling the operation of a power system with storage devices. Under this approach, the preliminary operating mode of the system is determined in the first stage based on forecast data, and in the second stage, the mode is adjusted to account for the actual state of generation. This structure allows for the integration of long-term planning with operational control, which improves the efficiency of utilizing output from renewable energy sources.

The paper [25] investigates the application of multi-criteria optimization for the control of power systems with renewable sources and storage devices. The proposed approach allows for the simultaneous consideration of several performance criteria, including the share of renewable generation, generation stability, and the load on the power grid. The authors demonstrate that the use of multi-criteria optimization enables the development of a more balanced control strategy, which ensures improved system performance across various operating modes.

Another area of research involves accounting for risks when planning the operation of energy storage systems. In [26], a method for stochastic planning of energy storage systems is proposed, which accounts for the risk of significant deviations in generation by RES from forecast values. This approach allows for the development of a storage system operating mode that minimizes energy losses in the event of adverse weather conditions and improves the reliability of power supply.

The studies reviewed focus primarily on optimizing the short-term operating modes of renewable energy systems or on minimizing electricity consumption within specific time intervals. Significantly less attention is paid to the

impact of control algorithms on the long-term efficiency of electricity generation. Most studies do not consider the relationship between the choice of storage control strategy, the extent of forced curtailment of solar and wind power plants, and changes in actual annual electricity generation. Furthermore, the impact of various optimization algorithms on the long-term dynamics of installed power plant capacity utilization and the operational efficiency of storage systems throughout their entire service life has not been sufficiently studied.

Therefore, further research should focus on developing comprehensive approaches to managing RES with energy storage devices (Table 1) that simultaneously account for the stochastic nature of electricity generation from solar and wind power plants, the technical limitations of storage devices, and the long-term degradation of their performance. Of particular importance is the study of the impact of various control strategies on the actual amount of energy consumed and the potential for increasing the capacity utilization factor of power plants. The implementation of such approaches will improve the efficiency of integrating RES installations into power systems and ensure a steady increase in the volume of clean electricity generation.

Modeling battery degradation in market-oriented operations. The efficient operation of energy storage systems with renewable energy installations (solar, wind, etc.) directly depends on taking battery degradation processes into account. In the context of market-oriented operations, this issue takes on particular importance, as the choice of charge and discharge management strategies determines not only economic performance but also the system's long-term ability to ensure stable electricity generation. Ignoring battery degradation processes leads to an overestimation of the available storage capacity and, as a result, to a reduction in the actual operational lifespan over the system's lifecycle.

One of the key mechanisms of battery aging is cyclic degradation, which occurs as a result of repeated charging and discharging cycles. Studies show that depth of discharge, state of charge, and load intensity significantly affect the rate of battery capacity loss [27]. In particular, as cycle depth increases, the reduction in available energy accelerates, directly limiting the battery's ability to support power generation from solar and wind installations. In [28], a generalized aging model is proposed that accounts for the combined influence of operational factors and allows for a more accurate assessment of changes in the battery's technical condition over time. At the same time, the study [13] shows that accounting for degradation in algorithms for optimizing the storage device's operating modes allows for reducing excessive battery usage and ensuring a more stable level of energy output over a long period of operation.

A deeper understanding of degradation processes is provided by physics-based models that describe the internal mechanisms of battery aging. In [29, 30], the main physical processes leading to capacity loss are examined in detail,

Table 1. Generalized framework for the development of control approaches for ESS + PVP

Task level	What was studied in the papers	Limitations of existing approaches	Future direction of development
Optimization problems	Deterministic models for optimal PVP+ESS scheduling; stochastic scenario-based approaches; robust optimization; multi-criteria models; risk-oriented approaches.	Focus on the short term; emphasis on costs or energy balance; limited consideration of the actual amount of electricity generated	A shift toward optimization aimed at maximizing the actual generation and use of RES in the long term
Management strategies	Optimization algorithms for energy flow control; scenario-based strategies; adaptive approaches; data-driven control and machine learning.	A lack of alignment between the management strategy and annual production; insufficient consideration of battery degradation over the long term	Development of adaptive control strategies that account for changes in system characteristics and ensure stable power generation
Energy performance	Reducing peak loads; smoothing out generation; partially easing generation constraints	There is no comprehensive analysis of the impact on annual generation volume; changes in the capacity utilization factor are not assessed	A shift toward assessing long-term trends in electricity generation
Scenarios for future development	Specific studies on the impact of uncertainty or operating modes	The lack of integrated models that combine all factors	Development of integrated PVP+ESS models as a multifunctional asset focused on power generation

specifically the formation of blocking layers on the electrode surfaces and the loss of active materials. These processes depend on the battery's operating conditions, so the choice of control strategies directly affects the system's long-term performance. For example, [31] shows that certain charging modes can cause irreversible changes in the structure of the battery electrodes, leading to a rapid decrease in its energy capacity. From the perspective of electricity generation, this means that aggressive battery usage modes, which maximize short-term energy output, can significantly reduce total energy generation in the long term.

Alongside detailed approaches, simplified capacity-based degradation models are widely used in optimization problems. In such models, battery wear is estimated based on the total amount of energy transferred, which allows for the integration of degradation costs without significantly complicating the calculations [32]. This approach is particularly useful when modeling the participation of storage systems in electricity markets, where it is necessary to quickly assess the consequences of various control strategies. Studies [33, 34] have shown that the use of such models allows for accounting for the impact of operating intensity on the lifespan of the storage device and for establishing more balanced operating modes. At the same time, optimization that limits excessive charge-discharge cycles helps preserve battery capacity and maintain a stable level of electricity generation by renewable energy installations.

The integration of degradation models into market-based control strategies is a crucial step toward improving the efficiency of RES-based systems or installations with BES. The study [12] examines the optimization of storage system operation while accounting for constraints related to battery condition, thereby avoiding operating modes that accelerate battery degradation. Similarly, in [14], it is shown that the selection of storage parameters and usage strategies affects not only economic indicators but also the system's power generation profile. Also important is the approach proposed in [35], where degradation is considered an additional cost component that influences decision-making regarding the storage device's operating modes. This allows limiting the battery's use in less efficient modes and directing its operation toward maintaining stable electricity generation.

The studies reviewed provide a theoretical foundation for accounting for battery degradation in control and optimization problems; however, they do not sufficiently explore the relationship between battery operating modes and long-term electricity generation by renewable energy plants. In particular, further research is needed on the impact of control strategies on the total amount of energy generated over the system's lifecycle, as well as the development of methods that simultaneously account for physical degradation processes and their impact on the system's energy performance. Solving these problems (Fig. 2) will enable the development of control approaches aimed not

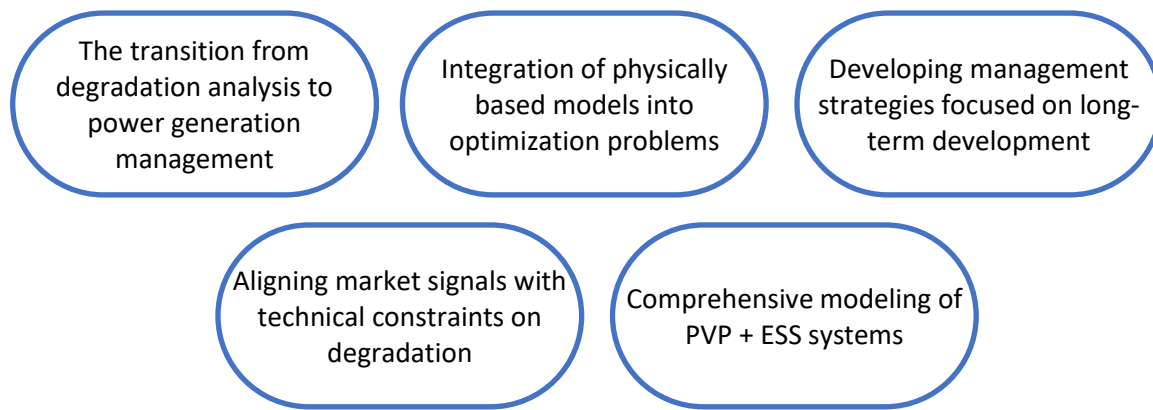


Fig. 2. General areas for further research on battery degradation

only at short-term efficiency but also at maximizing long-term electricity generation.

Inverter-centricity and limitations of low-voltage grids.

The inverter is a key component of photovoltaic systems with energy storage units, determining not only the processes of electrical energy conversion but also directly influencing the actual amount of energy generated and fed into the grid. In today's environment, with the growing share of renewable energy sources—particularly solar and wind power—it is the inverter control algorithms and their interaction with the grid that are becoming critical for the efficient use of generated electricity.

One of the basic characteristics of inverters is their operating mode relative to the grid, which is divided into grid-following and grid-forming modes. In grid-following mode, the inverter relies on the voltage and frequency parameters set by the external grid and is unable to maintain its stability independently. In this case, for example, the amount of PVP electricity generated is significantly limited by the state of the grid, particularly the voltage level and its fluctuations. During high generation, this can lead to forced power reduction or complete shutdown of the installation, resulting in inefficient use of the PVP equipment and, consequently, reduced output [36, 37].

In contrast, in network formation mode, the inverter is capable of independently setting voltage and frequency parameters, performing functions similar to those of traditional power generation sources. This allows for a significant improvement in the stability of local power systems and ensures more complete utilization of energy from renewable sources. This operation is particularly effective when combined with storage batteries, which compensate for fluctuations in generation and load. As shown in [36, 38], the application of appropriate control strategies allows for a reduction in generation constraints and an increase in the capacity utilization factor of photovoltaic systems.

Another important aspect is the system's ability to operate in both grid-connected and off-grid modes. In grid-connected mode, the inverter interacts with the power grid, ensuring energy transfer and participating in the regulation

of system parameters. In this case, the main limiting factor is the condition of the low-voltage grid, which is often not designed to handle significant volumes of decentralized generation. Studies [39, 40] have shown that when switching to off-grid mode, the inverter, together with the storage system, can provide a stable power supply to the local load even in the absence of an external grid. This opens up the possibility of more fully utilizing energy that might otherwise be lost due to grid limitations.

At the same time, low-voltage grids pose significant technical constraints on the integration of photovoltaic systems. One of the most critical of these constraints is the rise in voltage at grid nodes during periods of high generation. As shown in [41], excess PVP generation leads to voltage levels exceeding permissible limits, forcing inverters to reduce active power or completely cease generation. This phenomenon is one of the main reasons for the underutilization of renewable energy sources' potential in distribution networks.

In addition to voltage constraints, current constraints related to the capacity of power lines and transformers also play an important role. The works [41, 42] indicate that grid elements can become overloaded even with relatively small amounts of generation if it is concentrated at specific points in the grid. This necessitates limiting generation or redistributing energy flows, which also reduces actual electricity output.

Various inverter control strategies are employed to mitigate the impact of these constraints. In particular, reactive power control helps reduce the voltage level in the grid, thereby increasing the amount of active energy that can be transmitted. In addition, the use of storage batteries allows excess energy to be stored during periods of peak generation and fed back into the grid later, when restrictions are less stringent. As shown in [42], such approaches can significantly improve the efficiency of PVP utilization and reduce energy losses. Special attention should be paid to the requirements of grid standards for inverters. Reference [43] notes that current regulatory documents establish strict requirements for maintaining voltage, frequency, and power quality. Inverters must provide power limitation, reactive

power control, and grid protection functions. At the same time, these requirements often lead to additional generation constraints, since in the event of deviations in grid parameters, the inverter is required to reduce power or shut

down. Thus, while compliance with standards ensures grid reliability, it can negatively impact energy production.

Table 2. Research directions for inverter-oriented constraints

Optimization problems	Control strategies	Scenarios for future development
Minimizing generation curtailment due to overvoltage	Inverter reactive power control	Transition to adaptive voltage control with generation forecasting
Matching generation to grid capacity	Active power limitation	Replacing a strict limit with optimized energy redistribution
Reducing energy losses during peak generation	Use of rechargeable batteries	Intelligent charge/discharge control based on grid conditions
Improving system stability	Switch to network configuration mode	Widespread adoption of grid-forming inverters as the default mode
Ensuring compliance with standards	Security features and restrictions	Flexible adaptation of standards to accommodate a high share of renewable energy sources

In systems incorporating RES-based installations, the inverter not only converts energy but also serves as an active control element that determines how fully available generation can be utilized. The use of grid-forming modes, battery systems, and adaptive control strategies helps mitigate the impact of low-voltage grid constraints and increase energy output.

Most studies examine inverter operating modes and grid constraints separately, without comprehensively accounting for their interaction under real-world operating conditions. The issue of the optimal combination of inverter and battery control strategies, taking into account the dynamic constraints of the low-voltage grid, remains under-researched. The impact of the spatial distribution of generation on the level of constraints and the possibilities for their removal has also been examined only to a limited extent.

As shown in Table 2, to maximize energy generation from renewable sources, it is advisable to further investigate integrated approaches that combine grid formation strategies, adaptive power control, and the use of energy storage systems, taking into account the actual characteristics of distribution networks. Of particular relevance is the development of control methods that minimize generation curtailment without compromising the requirements for the reliability and quality of the power supply.

The Context of Ukraine's Electricity and Ancillary Services Market. Ukraine's current electricity market has been shaped by a phased reform aimed at unbundling activities and creating a competitive environment. Its structure includes segments for bilateral contracts, the day-ahead market, the intraday and balancing markets, as well as a separate segment for ancillary services. This model allows for the coordination of electricity production and consumption amid the growing share of renewable energy sources,

particularly solar and wind generation [44, 45, 46]. At the same time, a distinctive feature of the Ukrainian market is the significant role of the system operator in ensuring power balance, which is due to the limited flexibility of generation and the high variability of energy production by renewable energy facilities [47, 48].

From the perspective of electricity generation, the introduction of market mechanisms has created the conditions for a more efficient use of generating capacity. However, the significant growth in the installed capacity of solar and wind power plants has led to new challenges related to the instability of generation and the need to balance it [49, 48]. The studies note that without proper strategies for managing and optimizing system operating modes, renewable energy facilities are forced to curtail production, which directly reduces the total amount of electricity they feed into the grid [48, 50].

The balancing market plays a key role in ensuring that actual electricity generation matches planned levels. Its operation relies on the use of flexible generation capacity capable of rapidly adjusting output levels. Simulation studies show that the efficiency of this segment largely depends on accounting for system constraints and the correct selection of strategies for managing the operating modes of the integrated power system [47]. Given the high share of renewable energy sources, the need for such mechanisms is growing, as they determine the ability to integrate additional volumes of solar and wind generation without compromising system reliability [48].

Support services are an integral part of ensuring the stable operation of the power system and directly influence electricity generation volumes. These include frequency and capacity reserves, as well as other tools for maintaining grid stability. In Ukraine, their development is hampered by a

limited number of suppliers (Table 3) and high market concentration, which reduces competition and the efficient use of resources [46]. As a result, part of the potential generation capacity, particularly from RES-based facilities, cannot be utilized due to the lack of sufficient reserves for balancing.

The current state of ancillary service procurement indicates a gradual expansion of this segment. According to the

system operator, there has been an increase in the volume of reserve procurement in recent years, partly due to the addition of new generating facilities [51]. At the same time, regulatory reports point to financial imbalances and debt in the balancing market, which hinders its effective functioning [52, 46]. This, in turn, negatively impacts the ability to optimally plan electricity generation and reduces the incentive to deploy new flexible capacity.

Table 3. Market Shares in the Competitive Segment (Top 10 Suppliers by Volume), 2020 [46]

Company	Share
LLC "D.Trading" (DTEK Group)	26.7%
LLC "Energo Zbut Trans"	6.4%
LLC "Kyiv Energy Services" (DTEK Group)	5.2%
LLC "Dniprovski Energetichni Poslugi" (DTEK Group)	4.0%
LLC "Kyiv Regional Energy Supply Company" (KOEK)	3.1%
LLC "Odesa Regional Energy Supply Company" (ORESC)	3.0%
LLC "Trading Electric Company"	2.8%
LLC "Lvivenerhozbut"	2.6%
PrJSC "Kharkivenergozbut"	2.5%
LLC "Poltavaenergozbut"	2.1%
Total	58.4%

Recent studies have focused particularly on the impact of energy storage systems on market dynamics and on increasing the output of renewable energy facilities. In particular, it is noted that the implementation of battery systems allows for reducing the limitations on generation from solar and wind power plants, increasing the efficiency of installed capacity utilization, and ensuring a more consistent supply of electricity to the grid [50]. Thus, optimizing operating modes to account for energy storage becomes a key factor in maximizing production. Modern research pays particular attention to the impact of energy storage systems on market functioning and the increase in renewable electricity production. In particular, it is noted that the implementation of battery systems allows for reducing the limitations on generation from solar and wind power plants, increasing the efficiency of installed capacity utilization, and ensuring a more even supply of electricity to the grid [50]. Thus, optimizing operating modes with energy storage in mind becomes a key factor in maximizing generation.

The prospects for the development of the Ukrainian electricity market are linked to further integration with the European energy system, increased generation flexibility, and the expanded use of renewable energy sources [45, 53]. It is expected that the development of ancillary services and the implementation of modern management strategies will reduce losses from generation curtailment and ensure fuller utilization of the potential of solar and wind energy.

In addition, an important direction is the decentralization of production, which contributes to increasing the resilience of the power system and reducing the load on transmission grids [49, 54].

At the same time, an analysis of the sources reviewed shows that most studies focus on general issues related to market functioning, balancing, and the integration of renewable energy installations, while the issue of maximizing electricity generation remains insufficiently explored. In particular, there has been limited research on the impact of comprehensive optimization of solar power plants in combination with energy storage systems on participation in various market segments and the provision of ancillary services. Management strategies that simultaneously increase the generation of "green" electricity and ensure the stability of the power system also require further study.

New Research Directions. An analysis of existing approaches to the operation of photovoltaic power plants with energy storage units has shown that current research is primarily focused on optimizing economic efficiency, specifically on maximizing the profitability of participation in the electricity market, minimizing costs, or determining optimal trading strategies. At the same time, the issue of maximizing the utilization of generated electricity, especially under grid constraints and uneven generation, has not been sufficiently addressed. In particular, a number of unresolved or partially resolved issues have been identified

that are of significant importance for the practical operation of photovoltaic systems with energy storage facilities.

Firstly, most studies do not give due attention to generation losses resulting from limitations in inverter equipment, grid capacity, or mismatches between the generation profile and consumption or electricity dispatch patterns. Under such conditions, a portion of the generated electricity cannot be used or fed into the grid, which directly reduces the system's operational efficiency. Existing approaches consider these losses primarily indirectly or in the context of economic indicators, without a detailed analysis of their physical nature and dependence on the operating modes of the energy storage facility.

Secondly, the scientific literature lacks a systematic comparative analysis of the various operating modes of energy storage systems within photovoltaic systems. Existing studies typically focus on individual control strategies or optimization algorithms without considering them within a unified methodological framework and without assessing their impact on the amount of generated power utilized. As a result, there is no clear understanding of which operating modes are most effective under various operating conditions.

Thirdly, there is a lack of studies in which simulation results are compared with actual operational data from photovoltaic systems equipped with energy storage units. The absence of such comparisons limits the reliability of the conclusions drawn and prevents a full assessment of the effectiveness of the proposed approaches under practical conditions.

Given the identified limitations, it is proposed that future work focus on investigating the impact of energy storage system operating modes on the efficiency of electricity utilization within photovoltaic systems operating in the context of the electricity market.

The main focus of the research is to systematize and conduct a comparative analysis of typical operating modes of energy storage systems, with the aim of improving the efficiency of photovoltaic power generation under real-world technical and market constraints. Within this approach, we plan to investigate how different battery system control principles affect a photovoltaic plant's ability to deliver generated electricity and minimize losses.

The study is expected to identify the relationship between the operating modes of energy storage systems and the amount of generation actually utilized under identical system technical parameters. Particular attention will be paid to identifying situations in which inconsistent or inefficient operating modes of battery systems lead to the loss of a portion of the generated energy, particularly due to the lack of capacity to absorb excess generation or the irrational allocation of energy resources over time.

Methodologically, the study will be based on a combination of analysis of generalized models and real-world operational data, which will allow us to assess the impact of

operating modes under both theoretical and practical conditions. This approach makes it possible not only to identify potentially effective system operating modes but also to determine the extent to which they correspond to real operating conditions, as well as to identify the causes of deviations between expected and actual results.

Ultimately, the results of this study should provide a basis for developing well-founded recommendations on the selection of operating modes for energy storage systems, aimed at improving the efficiency of electricity generated by photovoltaic systems when they operate in the electricity market (Fig. 3). The proposed approach allows for a shift from predominantly theoretical and economically oriented models to practical analysis that takes into account real operating conditions and power system constraints.

Conclusions. This paper presents a systematic analysis of current approaches to the operation of photovoltaic power plants equipped with energy storage systems in the context of the electricity market, with a focus on their impact on electricity generation and the efficient use of renewable resources.

Directions have been identified for the development of new scientific approaches aimed at shifting the focus of research from the economic efficiency of PVP+BES to their ability to ensure maximum electricity generation. Existing approaches to modeling and controlling such systems have been summarized and systematized, taking into account the interaction of technical, market, and degradation factors. The need to create comprehensive models that simultaneously account for storage device operating modes, grid constraints, and changes in system characteristics over time has been identified.

The theoretical significance of this study lies in the development of approaches to analyzing PVP+BES as a multifunctional energy asset that influences not only economic indicators but also the physical parameters of electricity generation. The results obtained expand our understanding of the relationship between management strategies, battery degradation, and the long-term efficiency of solar power generation.

The practical significance lies in the ability to use the obtained results to improve control strategies for photovoltaic systems with energy storage devices. The proposed approach makes it possible to increase the capacity utilization factor, reduce generation losses, and ensure a more stable supply of electricity under real-world market and technical constraints.

The socioeconomic impact of implementing the research findings lies in improving the efficiency of renewable energy use, reducing electricity losses, and enhancing the stability of power systems. This helps reduce the need for reserve capacity, lower emissions, and increase energy security, particularly in the context of the development of decentralized generation.

Future research prospects involve the development of integrated PVP+BES control models that simultaneously account for market mechanisms, technical constraints, battery degradation, and long-term electricity generation dynamics. Of particular relevance is conducting research

based on real-world operational data, as well as developing optimization methods aimed at maximizing actual electricity generation under conditions of multi-service participation of systems in the electricity market.

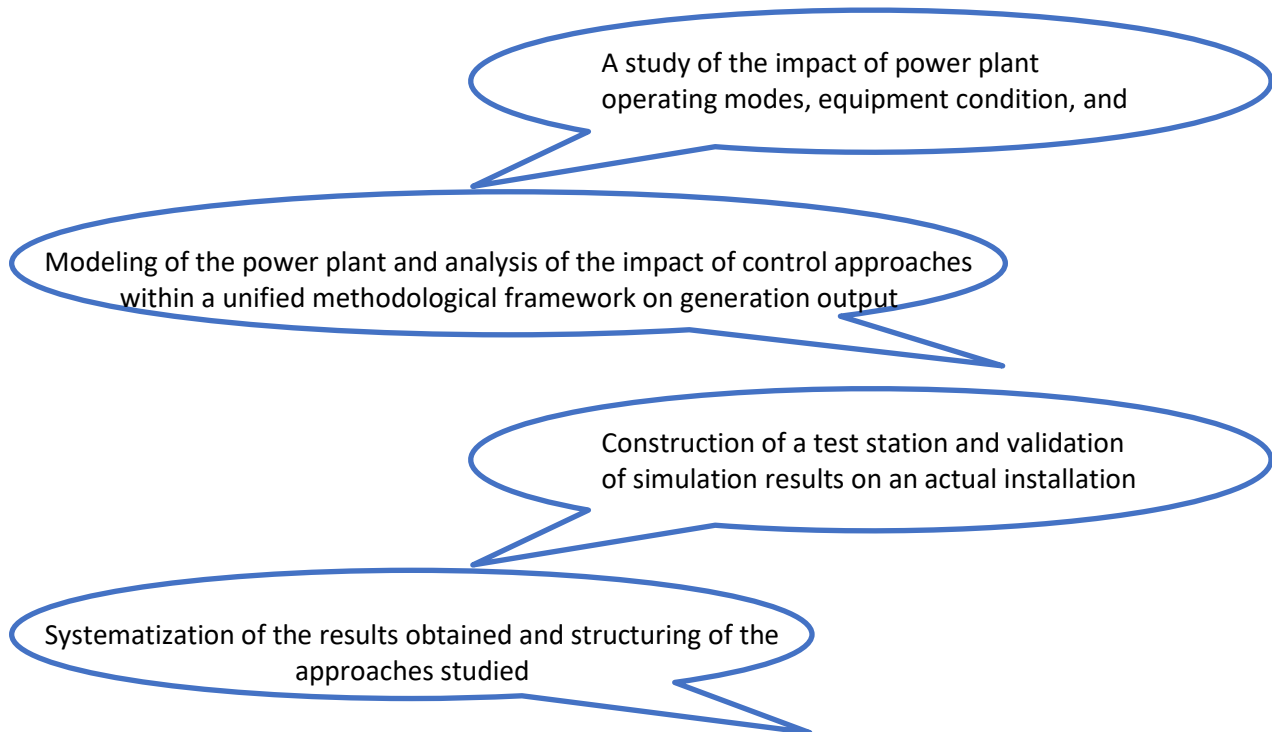


Fig. 3. Flowchart of the research development plan

REFERENCES

1. International Energy Agency. World Energy Outlook 2025. Paris: IEA, 2025. Available at: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025> [in English].
2. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. Photovoltaics Report. Freiburg: Fraunhofer ISE, 2025. Available at: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html> [in English].
3. REN21. Renewables Global Status Report 2025: Global Overview. Paris: REN21 Secretariat, 2025. Available at: https://www.ren21.net/gsr-2025/global_overview/ [in English].
4. Naseri N., Ghiassi-Farrokhfal Y., Ketter W., Collins J. Understanding and managing the participation of batteries in reserve electricity markets. *Decision Support Systems*. 2023, Vol. 165, 113895. <https://doi.org/10.1016/j.dss.2022.113895> [in English].
5. Rancilio G., Bovera F., Spiller M., Merlo M., Delfanti M. BESS and the ancillary services markets: A symbiosis yet? Impact of market design on performance. *Applied Energy*. 2024, Vol. 375, 124153. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124153> [in English].
6. Li B., Liu Z., Wu Y., Wang P., Liu R., Zhang L. Review on photovoltaic with battery energy storage system for power supply to buildings: Challenges and opportunities. *Journal of Energy Storage*. 2023, Vol. 61, 106763. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.106763> [in English].
7. Chatzigeorgiou N.G., Theocharides S., Makrides G., Georghiou G.E. A review on battery energy storage systems: Applications, developments and research trends of hybrid installations in the end-user sector. *Journal of Energy Storage*. 2024, Vol. 86, 111192. <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.111192> [in English].
8. Nazaralizadeh S., Banerjee P., Srivastava A.K., Famouri P. Battery energy storage systems: A review of energy management systems and health metrics. *Energies*. 2024, Vol. 17, no. 5, 1250. <https://doi.org/10.3390/en17051250> [in English].
9. Tziovani L., Hadjidemetriou L., Timotheou S. Optimizing the bidding strategy and assessing profitability of over-install renewable plants equipped with battery energy storage systems. *Renewable Energy*. 2024, Vol. 234, 121247.

- <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.121247> [in English].
10. Prakash K., Ali M., Siddique M.N.I., Chand A.A., Kumar N.M., Dong D., Pota H.R. 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, 971704. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.971704> [in English].
 11. Mushid F.C., Khan M.F. Battery energy storage for ancillary services in distribution networks: Technologies, applications, and deployment challenges—A comprehensive review. *Energies*. 2025, Vol. 18, no. 20, 5443. <https://doi.org/10.3390/en18205443> [in English].
 12. Gonzalez-Saenz J., Becerra V. Optimal battery energy storage dispatch for the day-ahead electricity market. *Batteries*. 2024, Vol. 10, no. 7, 228. <https://doi.org/10.3390/batteries10070228> [in English].
 13. 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, 130744. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.130744> [in English].
 14. Scrocca A., Pisani R., Andreotti D., Rancilio G., Delfanti M., Bovera F. Optimal spot market participation of PV + BESS: Impact of BESS sizing in utility-scale and distributed configurations. *Energies*. 2025, Vol. 18, no. 14, 3791. <https://doi.org/10.3390/en18143791> [in English].
 15. Mirzaei Alavijeh N., Khezri R., Mazidi M., Steen D., Tuan L.A. Optimal scheduling of battery storage systems in the Swedish multi-FCR market incorporating battery degradation and technical requirements. 2024. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2406.07301> [in English].
 16. Xu B., Zhao J., Zheng T., Litvinov E., Kirschen D.S. Factoring the cycle aging cost of batteries participating in electricity markets. *arXiv preprint*. 2017. <https://doi.org/10.48550/arXiv.1707.04567> [in English].
 17. Lee Y.-R., Kim H.-J., Kim M.-K. Optimal operation scheduling considering cycle aging of battery energy storage systems on stochastic unit commitments in microgrids. *Energies*. 2021, Vol. 14, no. 2, 470. <https://doi.org/10.3390/en14020470> [in English].
 18. Panda S., Rout P.K., Sahu B.K., Mbasso W.F., Jangir P., Elrashidi A. Optimization-based energy management for grid-connected photovoltaic-battery systems in smart grids using demand response and particle swarm optimization. *Engineering Reports*. 2025, Vol. 7, no. 7, e70305. <https://doi.org/10.1002/eng2.70305> [in English].
 19. Song H., Liu C., Moradi Amani A., Gu M., Jalili M., Meegahapola L., Yu X., Dickeson G. Smart optimization in battery energy storage systems: An overview. *Energy and AI*. 2024, Vol. 17, 100378. <https://doi.org/10.1016/j.egyai.2024.100378> [in English].
 20. Dong X.-J., Shen J.-N., Ma Z.-F., He Y.-J. Stochastic optimization of integrated electric vehicle charging stations under photovoltaic uncertainty and battery power constraints. *Energy*. 2025, Vol. 314, 134163. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.134163> [in English].
 21. Rezaeimosafar M., Barrett E., Monaghan R.F.D., Duffy M. A stochastic method for behind-the-meter PV-battery energy storage systems sizing with degradation minimization by limiting battery cycling. *Journal of Energy Storage*. 2024, Vol. 86, Part A, 111199. <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.111199> [in English].
 22. Lun Mora Pous A., García-Muñoz F., Jorquera-Bravo N., Aranguiz R., Bugueño Olivos V. Hybrid adaptive robust stochastic optimization model for the design of a photovoltaic battery energy storage system. *arXiv preprint*. 2025. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2509.19054> [in English].
 23. Mary N., Dessaint L.-A. Robust model predictive control of battery energy storage with neural network forecasting for peak shaving in university campus. *Journal of Building Engineering*. 2025, Vol. 107, 112445. <https://doi.org/10.1016/j.jobbe.2025.112445> [in English].
 24. Alharbi Y., Darwish A., Ma X. A review of model predictive control for grid-connected PV applications. *Electronics*. 2025, Vol. 14, no. 4, 667. <https://doi.org/10.3390/electronics14040667> [in English].
 25. Amar A., Yusupov Z. Real-time capable MPC-based energy management of hybrid microgrid. *Processes*. 2025, Vol. 13, no. 9, 2883. <https://doi.org/10.3390/pr13092883> [in English].
 26. Kang H., Jung S., Kim H., Jeoung J., Hong T. Reinforcement learning-based optimal scheduling model of battery energy storage system at the building level. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2024, Vol. 190, Part A, 114054. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.114054> [in English].
 27. Xu B., Oudalov A., Ulbig A., Andersson G., Kirschen D.S. Modeling of lithium-ion battery degradation for cell life assessment. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2018, Vol. 9, no. 2, pp. 1131–1140. <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2578950> [in English].
 28. Schmalstieg J., Käbitz S., Ecker M., Sauer D.U. A holistic aging model for Li(NiMnCo)O₂ based 18650 lithium-ion

- batteries. *Journal of Power Sources*. 2014, Vol. 257, pp. 325–334. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2014.02.012> [in English].
29. Birkl C.R., Roberts M.R., McTurk E., Bruce P.G., Howey D.A. Degradation diagnostics for lithium ion cells. *Journal of Power Sources*. 2017, Vol. 341, pp. 373–386. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2016.12.011> [in English].
30. Edge J.S., O’Kane S., Prosser R., Kirkaldy N.D., Patel A.N., Hales A., Ghosh A., Ai W., Chen J., Yang J., Li S., Pang M.-C., Bravo Diaz L., Tomaszewska A., Marzook M.W., Radhakrishnan K.N., Wang H., Patel Y., Wu B., Offer G.J. Lithium ion battery degradation: what you need to know. *Physical Chemistry Chemical Physics*. 2021, Vol. 23, no. 14, pp. 8200–8221. <https://doi.org/10.1039/D1CP00359C> [in English].
31. Yang X.-G., Leng Y., Zhang G., Ge S., Wang C.-Y. Modeling of lithium plating induced aging of lithium-ion batteries: Transition from linear to nonlinear aging. *Journal of Power Sources*. 2017, Vol. 360, pp. 28–40. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2017.05.110> [in English].
32. He G., Chen Q., Kang C., Xia Q. Optimal bidding strategy of battery storage in power markets considering performance-based regulation and battery cycle life. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2016, Vol. 7, no. 5, pp. 2359–2367. <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2424314> [in English].
33. Sioshansi R. Increasing the value of wind with energy storage. *The Energy Journal*. 2011, Vol. 32, no. 2. <https://doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol32-No2-1> [in English].
34. Zakeri B., Syri S. Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015, Vol. 42, pp. 569–596. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.011> [in English].
35. Staffell I., Rustomji M. Maximising the value of electricity storage. *Journal of Energy Storage*. 2016, Vol. 8, pp. 212–225. <https://doi.org/10.1016/j.est.2016.08.010> [in English].
36. Yin K., Xiao Y., Shen X., Zhu Y., Yang Y. Review of photovoltaic–battery energy storage systems for grid-forming operation. *Batteries*. 2024, Vol. 10, no. 8, 288. <https://doi.org/10.3390/batteries10080288> [in English].
37. Babu V.V., Roselyn J.P., Nithya C., Sundaravadivel P. Development of grid-forming and grid-following inverter control in microgrid network ensuring grid stability and frequency response. *Electronics*. 2024, Vol. 13, no. 10, 1958. <https://doi.org/10.3390/electronics13101958> [in English].
38. Cai Y., Yu L., Wu M., Lv S., Fu Z., Tong W., Li W., Shi S. Grid-forming control for solar generation system with battery energy storage. *Energies*. 2024, Vol. 17, no. 15, 3642. <https://doi.org/10.3390/en17153642> [in English].
39. Anttila S., Döhler J.S., Oliveira J.G., Boström C. Grid forming inverters: A review of the state of the art of key elements for microgrid operation. *Energies*. 2022, Vol. 15, no. 15, 5517. <https://doi.org/10.3390/en15155517> [in English].
40. Ward L., Subburaj A., Demir A., Chamana M., Bayne S.B. Analysis of grid-forming inverter controls for grid-connected and islanded microgrid integration. *Sustainability*. 2024, Vol. 16, no. 5, 2148. <https://doi.org/10.3390/su16052148> [in English].
41. Gao X., Zhang J., Sun H., Liang Y., Wei L., Yan C., Xie Y. A review of voltage control studies on low voltage distribution networks containing high penetration distributed photovoltaics. *Energies*. 2024, Vol. 17, no. 13, 3058. <https://doi.org/10.3390/en17133058> [in English].
42. Soares L.T.F., Souza A.C., Silva W.W.A.G., Pugliese L.F., Alves G.H. Grid-connected photovoltaic systems with energy storage for ancillary services. *Energies*. 2023, Vol. 16, no. 21, 7379. <https://doi.org/10.3390/en16217379> [in English].
43. Chmielowiec K., Topolski Ł., Dutka M., Piszczek A., Hanzelka Z., Rodziewicz T. Technical requirements of photovoltaic inverters for low voltage distribution networks. *Inventions*. 2024, Vol. 9, no. 4, 91. <https://doi.org/10.3390/inventions9040091> [in English].
44. Kostyrko R., Kosova T., Kostyrko L., Zaitseva L., Melnychenko O. Ukrainian market of electrical energy: Reforming, financing, innovative investment, efficiency analysis, and audit. *Energies*. 2021, Vol. 14, no. 16, 5080. <https://doi.org/10.3390/en14165080> [in English].
45. International Energy Agency. Ukraine energy profile. Paris: IEA, 2024. Available at: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ac51678f-5069-4495-9551-87040cb0c99d/UkraineEnergyProfile.pdf> [in English].
46. OECD. Competition market study of Ukraine’s electricity sector. Paris: OECD Publishing, 2023. <https://doi.org/10.1787/f28f98ed-en> [in English].
47. Blinov I., Parus Y.V., Ivanov H.A. Imitation modeling of the balancing electricity market functioning taking into account system constraints on the parameters of the IPS of Ukraine mode. *Technical Electrodynamics*. 2017, no. 6, pp. 72–79. <https://doi.org/10.15407/tech-ned2017.06.072> [in English].
48. Kurbatova T., Sotnyk I., Prokopenko O., Tu Y.-x. Balancing Ukraine’s energy system: Challenges under high

- renewable energy penetration and the COVID-19 pandemic. E3S Web of Conferences. 2021, Vol. 280, 05007. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202128005007> [in English].
49. Kostenko H., Zaporozhets A., Zaporozhets N.V., Verpeta V.O. Aspects of integrating renewable distributed generation into the energy supply system of Ukraine. *The Problems of Economy*. 2024, Vol. 2, no. 60, pp. 83–93. <https://doi.org/10.32983/2222-0712-2024-2-83-93> [in English].
50. World Bank. Ukraine: Improving power system resilience for European power grid integration project. Project appraisal document (P176114). Washington, DC: World Bank, 2021. Available at: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/803731625364161631/pdf/Ukraine-Improving-Power-System-Resilience-for-European-Power-Grid-Integration-Project.pdf> [in English].
51. NPC Ukrenergo. Reports on ancillary services and balancing market of Ukraine. Available at: <https://ua.energy/> [in Ukrainian].
52. National Energy and Utilities Regulatory Commission of Ukraine. Regulatory reports on the electricity market (2022–2024). Kyiv: NEURC, 2024. Available at: <https://www.nerc.gov.ua/> [in Ukrainian].
53. European Bank for Reconstruction and Development. Ukraine. In: *Transition Report 2024–25: Navigating Industrial Policy*. London: EBRD, 2024. Available at: https://www.ebrd.com/content/dam/ebrd_dxp/assets/pdfs/office-of-the-chief-economist/transition-report-archive/transition-report-2024/country-assessments-2023-24/eastern-europe-and-the-caucasus/Transition-Report-2024-25-Ukraine.pdf [in English].
54. IRENA. Renewable energy roadmap: Eastern Partnership. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2025. Available at: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Aug/IRENA_OUT_REmap_Eastern_Partnership_2025.pdf [in English].