

УДК 621.316

Микола Черкашин*, <https://orcid.org/0009-0009-3525-3669>

Тетяна Нечаєва, канд. техн. наук, ст. досл., <https://orcid.org/0000-0001-9154-4545>

Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172, Київ, 03150, Україна

*Автор-кореспондент: coatlketsal@gmail.com

ІНТЕГРАЦІЯ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ ТА СИСТЕМ НАКОПИЧЕННЯ У РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ: ВИКЛИКИ, ТЕНДЕНЦІЇ ТА ПЕРСПЕКТИВИ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ

Анотація. У статті розглядаються питання інтеграції відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) та систем накопичення енергії (BESS) у розподільчі мережі напругою 0,4 кВ, зокрема в контексті підвищення енергоефективності, стабілізації режимів роботи, зниження втрат електроенергії та активної участі користувачів у процесі балансування. Мета дослідження полягає у комплексному аналізі існуючих викликів, тенденцій і практик інтеграції ВДЕ та BESS, оцінці ролі концепції активного споживача, систем Smart Grid та алгоритмів кумулятивного керування навантаженням для формування гнучких моделей управління електроспоживанням. Методологічно дослідження ґрунтується на систематичному огляді міжнародних і вітчизняних пілотних проєктів, аналізі технічних, економічних та регуляторних аспектів функціонування мереж, а також синтезі результатів експериментальних і моделювальних досліджень щодо застосування накопичувачів енергії та активних споживачів. У результаті встановлено, що поєднання локальної генерації, BESS і моделей активних споживачів сприяє зменшенню пікових навантажень, вирівнюванню фазових дисбалансів, стабілізації напруги, підвищенню ефективності використання встановленої потужності та формуванню передбачуваних графіків споживання. Інтеграція цих технологій у середовище Smart Grid, доповнена цифровими платформами та алгоритмами прогнозування, забезпечує можливість кумулятивного керування навантаженням, підвищує адаптивність розподільчих мереж до коливань генерації та споживання і створює умови для більш раціонального використання ресурсів. Основні висновки свідчать про критичну важливість технічних, економічних та регуляторних механізмів для ефективного впровадження інновацій, а також про перспективність розвитку децентралізованих, гнучких і клієнтоорієнтованих енергетичних систем, де користувачі виступають активними учасниками балансування та оптимізації енергоспоживання за витратами й втратами в мережі, сприяючи підвищенню надійності та стійкості розподільчих мереж.

Ключові слова: відновлювані джерела енергії, системи накопичення енергії (BESS), розподільчі мережі 0,4 кВ, активний споживач, Smart Grid, кумулятивне керування навантаженням, енергоефективність, балансування генерації та споживання.

1. Вступ

В умовах глобальної енергетичної трансформації та зростаючого впливу кліматичних викликів відновлювані джерела енергії (ВДЕ) стають ключовим елементом стратегій забезпечення сталого енергопостачання. Для України актуальність інтеграції ВДЕ підсилюється факторами енергетичної безпеки, що особливо загострилися внаслідок воєнних дій та руйнування значної частини балансуючих потужностей у енергосистемі. Руйнування ГЕС, ТЕС, трансформаторних та розподільчих підстанцій ускладнило підтримання сталого балансу між генерацією та споживанням електроенергії в реальному часі [1, 2].

© Черкашин М., Нечаєва Т., 2026



Це стаття відкритого доступу за ліцензією CC0 1.0 Universal
<https://creativecommons.org/publicdomain/zero/1.0>

На цьому тлі особливого значення набувають розподільчі мережі 0,4 кВ, до яких підключаються численні сонячні електростанції (СЕС), вітрові установки (ВЕС) та системи накопичення енергії (BESS). Подібні технічні виклики, характерні і для мереж вищого рівня напруги [3], проявляються у вигляді підвищених втрат, несиметрії фаз, коливань напруги та зниження якості електропостачання [4].

Розвиток систем накопичення енергії відкриває можливості для стабілізації режимів роботи мереж, зниження втрат і вирівнювання навантаження, а також інтеграції активних споживачів у процес балансування. У сучасних дослідженнях підкреслюється, що акумуляторні системи перестають розглядати лише як локальний резерв або автономне джерело безперебійного живлення: вони дедалі частіше інтегруються безпосередньо в розподільчі мережі як керовані елементи, здатні згладжувати короточасні небаланси між генерацією з ВДЕ та попитом у реальному часі, зменшувати пікові навантаження і підвищувати прогнозованість графіків споживання [5]. Такий підхід фактично переводить управління розподільчими мережами від суто централізованих механізмів до децентралізованих локальних осередків гнучкості, у яких поєднуються маломасштабна генерація, системи накопичення та алгоритми керування навантаженням. На цьому тлі концепція активного споживача (prosumer), користувача, який одночасно генерує і споживає електроенергію, набуває ключового значення для підвищення ефективності розподільчих мереж та оптимізації економічних і енергетичних показників [6–8].

Одним із перспективних напрямів є впровадження систем Smart Grid та кумулятивного керування навантаженням, що дозволяє реалізовувати алгоритми балансування генерації та споживання на рівні розподільчих мереж, інтегруючи накопичувачі енергії та керовані навантаження [10].

Мета цієї статті полягає у комплексному аналізі викликів, тенденцій та практик інтеграції ВДЕ і BESS у розподільчих мережах, зокрема 0,4 кВ, а також оцінці перспектив підвищення енергоефективності через використання інтелектуального керування, участі активних споживачів і сучасних алгоритмів балансування. Стаття об'єднує міжнародний та український досвід, формуючи системне бачення поточної ситуації та напрямків подальшого розвитку.

2. Методи та матеріали

Дослідження інтеграції відновлюваних джерел енергії та систем накопичення енергії у розподільчих мережах 0,4 кВ базувалося на аналізі реальних і публікаційних даних, а також на системному огляді методів управління енергоспоживанням та балансування мереж.

Об'єктом дослідження були локальні розподільчі мережі напругою 0,4 кВ із підключеними малопотужними даховими сонячними електростанціями та системами накопичення енергії різної потужності. Під час аналізу враховувалися як керовані фактори – режими роботи BESS, час включення електроприймачів, алгоритми балансування, – так і некеровані чинники: погодні умови, варіативна поведінка споживачів та хаотичне підключення генерації. Окремі технічні аспекти оцінки впливу накопичувачів базувалися на висновках, отриманих для мереж середньої напруги [3], що дозволило поширити ці результати на контекст низьковольтних систем [1, 6].

Методика дослідження поєднувала кількісні оцінки режимів мереж, аналіз практик управління попитом та огляд алгоритмів Smart Grid. Для оцінки впливу ВДЕ та BESS на втрати енергії, стабільність напруги та баланс фаз використовувалися дані про реальні профілі споживання та генерації, а також публікаційні матеріали з європейських, зокрема польських, пілотних проєктів [7, 8, 11]. Аналіз включав порівняння сценаріїв з різними рівнями інтеграції сонячних електростанцій та накопичувачів, а також розглядав можливості активної участі споживачів у балансуванні мережі [6, 8].

Для оцінки економічної ефективності розглядалися приклади застосування гнучких тарифів, механізмів самовиробництва та стимулів для активних споживачів, що дозволяють зменшити втрати енергії та підвищити рентабельність інтеграції ВДЕ та BESS [2, 6]. Джерелами інформації були відкриті дані про споживання та погодні умови [6], технічні характеристики PV та BESS [6] та результати досліджень [1, 5, 11].

Верифікація та порівняння отриманих висновків здійснювалася на основі опублікованих кейсів та експериментальних даних із відкритих джерел. Такий підхід забезпечує відтворюваність висновків, дозволяє інтегрувати інформацію з різних джерел та формує системне бачення проблем та можливостей розвитку розподільчих мереж із високою часткою ВДЕ [6–8].

3. Результати

Розподільчі мережі напругою 0,4 кВ, як і мережі вищих рівнів напруги [3], зіштовхуються з низкою специфічних викликів у процесі масової інтеграції малопотужних сонячних електростанцій і інших відновлюваних джерел енергії. Одним із найбільш помітних ефектів є зростання втрат електроенергії: хаотичне підключення СЕС і зворотні потоки потужності у певні години доби спричиняють збільшення як активних, так і реактивних втрат, особливо за умов високої генерації при низькому локальному попиті [4].

Для низьковольтних мереж характерна обмежена здатність приймати децентралізовану генерацію без деградації показників якості електроенергії. Такі ефекти детально проаналізовано в сучасних дослідженнях [3, 4, 12], де показано, що зростання частки децентралізованої генерації без застосування накопичувачів енергії призводить до коливань напруги, підвищених втрат і зниження якості електропостачання. Як показано у роботі Šimić, Torić, Dubravac i Knezevic [12], інтеграція накопичувачів енергії безпосередньо в мережу низької напруги дає змогу пом'якшити зазначені обмеження: BESS беруть на себе надлишок генерації у години пікової роботи ВДЕ та повертають цю енергію в періоди підвищеного попиту, зменшуючи навантаження на лінії й спрощуючи приєднання нових об'єктів генерації.

Окремою, але тісно пов'язаною проблемою залишається несиметрія фаз і пов'язані з нею коливання напруги. Нерівномірний розподіл генерації по фазах та велика кількість однофазних навантажень призводять до відхилень від номінальних параметрів і погіршення якості електропостачання, що створює додаткове навантаження на мережеве обладнання [4].

Не менш суттєвим викликом є відсутність узгодженого підходу до підключення та управління ВДЕ. Масове впровадження СЕС, локальних мікромереж і домашніх накопичувачів часто відбувається без централізованої координації з операторами систем розподілу, що ускладнює підтримання балансу між генерацією та споживанням у реальному часі й знижує ефективність використання наявних балансуючих потужностей [6, 13].

Додаткову невизначеність створюють зовнішні чинники – погодні коливання, сезонні зміни інсоляції та непередбачувана поведінка споживачів, які формують складні профілі навантаження та підвищують вимоги до адаптивності системи управління мережею. Це зумовлює необхідність застосування гнучких стратегій балансування та сучасних алгоритмів прогнозування [8, 11].

Узагальнено можна констатувати, що розподільчі мережі різних рівнів напруги, зокрема низьковольтні, перебувають у стані структурної напруги: поєднання зростаючих втрат, фазових дисбалансів і некоординованого підключення ВДЕ знижує надійність електропостачання та ускладнює реалізацію концепції «розумних мереж» [3, 5, 9]. Вирішення цих проблем потребує комплексного підходу, що поєднує технічні, організаційні та цифрові рішення.

Одним із таких рішень є впровадження систем накопичення енергії, здатних компенсувати коливання генерації, зменшувати втрати та підвищувати керованість мереж. Розглянуті вище виклики розподільчих систем у контексті інтеграції відновлюваних джерел енергії чітко показують, що без подібних інструментів забезпечити стабільність і надійність їх функціонування вкрай складно.

Передусім накопичувачі дозволяють зменшувати втрати електроенергії завдяки акумулюванню надлишку в години пікової генерації та подальшому його використанню в періоди максимального попиту. Це сприяє більш рівномірному завантаженню мережі й підвищує якість електропостачання [6, 12]. За результатами європейських досліджень [15, 16], інтеграція локальних систем накопичення енергії у розподільчі мережі дозволяє зменшити втрати активної енергії на 8–15 % та знизити амплітуду відхилень напруги до 15–20 %. Отримані результати ґрунтуються на моделюванні та аналізі

європейських пілотних проєктів і підтверджують ефективність використання BESS для стабілізації напруги та зниження навантаження на лінії.

Водночас ефективність систем накопичення енергії визначається не лише їхньою потужністю або ємністю, а насамперед якістю інтеграції апаратної частини з системами керування. Як зазначають Stecca та співавт. [15], ключовим чинником стабільності є застосування інтелектуальних підсистем BMS (Battery Management System) і EMS (Energy Management System), що забезпечують моніторинг стану заряду, температури та деградації осередків, а також автоматичне узгодження режимів роботи з параметрами мережі. Завдяки цьому BESS здатні динамічно реагувати на зміну навантаження й утримувати роботу розподільчих систем у межах оптимальних технічних характеристик.

Не менш важливою функцією є підтримка напруги та вирівнювання фаз. У місцях підключення сонячних станцій або домашніх мікромереж акумулятори допомагають утримувати параметри в межах нормативних значень, що є актуальним для розподільчих мереж різних рівнів напруги [3, 16]. Окрім цього, BESS можуть забезпечувати реактивну компенсацію та покращувати коефіцієнт потужності, що додатково стабілізує мережеві режими [4, 16].

Дослідження Micalef та співавт. [16] показують, що в умовах нерівномірного розподілу фотоелектричних установок у низьковольтних мережах виникають значні коливання напруги та фазові дисбаланси, особливо у пікові години генерації. Застосування розподілених алгоритмів керування накопичувачами енергії дає змогу ефективно згладжувати ці коливання, забезпечуючи узгодження параметрів напруги між фазами та мінімізацію реактивних потоків. Оптимізоване керування BESS, за результатами моделювання, знижує амплітуду відхилень напруги до 15–20 % навіть за умов високого проникнення ВДЕ, що підтверджує доцільність інтеграції таких систем у структуру розподільчих мереж.

Важливим аспектом є і економічна гнучкість. Накопичувачі інтегруються у цифрові алгоритми Smart Grid як активні ресурси для балансування попиту й пропозиції, беручи участь у наданні допоміжних послуг (регулювання частоти, згладжування пікових навантажень) і формуючи нові ринкові можливості для домогосподарств та бізнесу [10, 17]. У вітчизняному дослідженні [18] показано, що системи накопичення енергії можуть ефективно використовуватись як ресурс автоматичного регулювання частоти та потужності в об'єднаній енергосистемі України (ОЕС). Цей результат демонструє потенціал застосування акумуляторних батарей як інструмента гнучкого балансування, що може бути адаптований і на рівень розподільчих мереж для підвищення їхньої стабільності та адаптивності.

Практичні результати й аналітичні оцінки [1, 9, 19] підтверджують ефективність інтеграції сонячних електростанцій із системами накопичення енергії. Поєднання накопичувачів із гнучкими режимами управління дозволяє знижувати витрати на електроенергію, оптимізувати графіки навантаження та підвищувати ефективність використання сонячної генерації. У подальшому під оптимізацією графіків навантаження розумітимемо мінімізацію сумарних витрат на електроенергію для кінцевого споживача та втрат у мережі за умови дотримання нормативних обмежень за напругою.

Результати чисельного моделювання, наведені в роботі Грицюк та співавт. [19], підтверджують ефективність інтеграції акумуляторних систем у структуру розподільчих мереж. Автори показали, що використання BESS у поєднанні з розподіленими джерелами енергії сприяє зниженню пікових навантажень, підвищенню стабільності параметрів напруги та зменшенню втрат у мережі. Також у сучасних дослідженнях [20] показано, що впровадження систем накопичення електроенергії підвищує стабільність роботи Smart Grid-мереж, знижує втрати потужності та покращує якість електропостачання на рівні низьковольтних розподільчих систем. Оптимізоване з урахуванням мінімізації втрат потужності та відхилень напруги керування процесами заряджання та розряджання акумуляторів забезпечує більш рівномірний розподіл енергопотоків і підвищує надійність електропостачання навіть за умов високої децентралізованої генерації. Отримані результати узгоджуються з висновками європейських пілотних проєктів Smart Grid, описаних у працях [7, 15], і підтверджують доцільність інтеграції систем накопичення енергії як інструменту підвищення ефективності, гнучкості та надійності енергетичних мереж.

Таким чином, системи накопичення енергії поступово перетворюються з допоміжного елементу на один із ключових компонентів сучасних розподільчих мереж. Їхня здатність балансувати генерацію і споживання, підтримувати напругу, виконувати резервні функції та забезпечувати участь у балансуючих ринках формує основу для розвитку гнучких моделей управління енергосистемою. Наступним кроком у цьому напрямі стає залучення кінцевих споживачів до активної участі в енергетичних процесах. Завдяки інтеграції локальних СЕС, акумуляторів і цифрових платформ користувачі поступово переходять від пасивного споживання до формату активних споживачів, поєднуючи ролі виробника та споживача енергії [7, 8, 21].

Розвиток систем накопичення енергії сприяє не лише стабільності розподільчих мереж, а й створенню умов для появи активних користувачів, які беруть участь у балансуванні попиту й пропозиції. Це відкриває новий етап розвитку – формування децентралізованих енергетичних екосистем на рівні домогосподарств і локальних мікромереж.

У таблиці 1 узагальнено основні проблеми, що виникають у розподільчих мережах 0,4 кВ під час інтеграції систем накопичення енергії та моделей активних споживачів. У ній відображено характерні прояви цих проблем, їхні причини, можливі шляхи мінімізації та очікувані результати від упровадження відповідних технологій.

Використання систем BESS у поєднанні з активною участю споживачів у балансуванні енергопотоків дає змогу підвищити ефективність і стабільність роботи енергосистем на рівні розподільчих мереж (табл. 1).

Таблиця 1. Основні проблеми розподільчих мереж 0,4 кВ та шляхи їх пом'якшення за допомогою BESS і моделей активних споживачів

№	Проблема енергосистеми	Прояв у розподільчих мережах	Рішення на основі BESS / активних споживачів	Очікуваний ефект	Джерела
1	Надлишкові пікові навантаження	Перевантаження ліній, втрати енергії	Використання BESS для пікового згладжування	Зменшення втрат на 10–15 %, підвищення стабільності напруги	[7, 10, 22]
2	Несиметрія фаз у мережі	Погіршення якості електроенергії	Локальне балансування навантаження акт. спожив.	Зниження показника несиметрії на 8–12 %	[8, 21]
3	Нерівномірність генерації з ВДЕ	Падіння напруги при надлишку / дефіциті енергії	Гібридні системи з BESS для регулювання частоти	Покращення стабільності та балансування генерації / споживання	[9, 14, 16]
4	Високі експлуатаційні витрати	Потреба у дорогому резервуванні	Модель активних споживачів із мікрогенерацією	Зниження витрат на 5–10 %	[11, 17]
5	Нестабільність приєднань споживачів	Коливання параметрів мережі	Смарт-управління розподілом через IoT і AI	Підвищення надійності на 12–18 %	[6, 10, 14]

Примітка: дані «Стан без застосування BESS і активних споживачів» узагальнено на основі джерел [1, 3, 4, 6, 12] і відображають типові умови роботи традиційних розподільчих мереж. Вони дають змогу порівняти поточний стан із потенційними результатами впровадження накопичувачів енергії та активних споживачів.

Аналіз наведених даних свідчить, що основні проблеми розподільчих мереж можуть бути суттєво пом'якшені завдяки поєднанню технологій BESS і моделей активних споживачів. Зокрема, навіть часткове впровадження таких рішень дає змогу знизити втрати електроенергії, стабілізувати

параметри напруги та підвищити надійність електропостачання. Отримані оцінки підтверджують перспективність переходу до більш гнучких, адаптивних систем розподілу енергії.

Залучення активних споживачів до керування попитом сприяє вирівнюванню навантаження й зниженню пікових потоків споживання, що позитивно впливає на гнучкість і стабільність мережі [1, 23]. Вітчизняні дослідження [24] підтверджують, що активні споживачі можуть виконувати роль локальних регуляторів енергобалансу, компенсуючи нерівномірність генерації з ВДЕ. Досвід європейських країн свідчить: поєднання локальної генерації з накопичувачами енергії та керованими навантаженнями дає змогу ефективно балансувати виробництво й споживання на рівні домогосподарств і малих мікромереж [14, 17].

На основі аналізу таких практик можна систематизувати ключові напрями управління попитом, що забезпечують адаптивність і стабільність роботи Smart Grid-систем:

- зміщення часу роботи побутових і промислових навантажень;
- автоматизоване управління накопичувачами для оптимізації процесів заряду й розряду батарей відповідно до тарифів і поточного попиту;
- використання цифрових платформ Smart Grid, які за допомогою алгоритмів прогнозування координують роботу ВДЕ та поведінку користувачів [10, 14, 25, 26].

Як показує практика, залучення активних споживачів формує не лише технічні, а й економічні переваги енергомереж — передусім завдяки оптимізації власної генерації, участі у тарифних програмах Time-of-Use (TOU) та можливості реалізації надлишкової енергії до мережі [17, 21, 22]. В Україні вже здійснюються пілотні проєкти з інтеграції механізмів активних споживачів у розподільчі мережі 0,4 кВ, що є особливо актуальним за умов зростання частки відновлюваних джерел енергії та обмежених балансуєчих потужностей [7, 23]. Синергія систем накопичення енергії і моделей активних споживачів підвищує рівень гнучкості, надійності та економічної ефективності енергосистем, створюючи підґрунтя для подальшого впровадження інтелектуальних мереж Smart Grid. Як свідчать дослідження, аналогічні принципи успішно реалізуються як у мережах середньої (20 кВ), так і низької (0,4 кВ) напруги, забезпечуючи ефективну координацію локальних джерел енергії [3, 12, 23]. У межах Smart Grid локальні ресурси гнучкості узгоджуються за допомогою цифрових платформ, телеметрії, алгоритмів прогнозування та систем управління в реальному часі, що формує безперервний цикл «вимір → прогноз → оптимізація → керування» і підвищує стабільність і стійкість енергомереж.

На практиці Smart Grid поєднує апаратні й програмні компоненти. До апаратної частини належать інтелектуальні лічильники та сенсори (AMI), інвертори з функціями керування, локальні накопичувачі BESS і контролери мікромереж; до програмної — платформи для збору даних, модулі прогнозування та керування DER (DERMS/VPP), а також інтерфейси для операторів і агрегаторів. Така архітектура забезпечує двосторонню комунікацію між оператором і споживачем, створюючи передумови для децентралізованого керування генерацією та попитом [1, 10].

В основі цієї взаємодії лежать алгоритми прогнозування та оптимізації. Поєднання методів машинного навчання для короткострокових прогнозів виробітку (особливо PV) і попиту з алгоритмами model predictive control (MPC) або стохастичної оптимізації дає змогу формувати оптимальні графіки заряд–розряд BESS та керувати гнучкими навантаженнями. [10, 11, 17]. На локальному рівні застосовуються евристичні або пропорційні контролі для стабілізації напруги, тоді як на рівні мереж — ієрархічні схеми, де верхній рівень координує економічні й надійнісні цілі, а нижчі рівні виконують миттєве регулювання [11, 17]. У сучасних дослідженнях [27] показано ефективність експоненційного згладжування для погодинного прогнозування генерації фотоелектричних систем, що підвищує точність предиктивного керування зарядом BESS.

Агреговане керування навантаженням розглядає розподільчу мережу як єдиний масив розподілених ресурсів. Поєднання прогнозів сонячної та вітрової генерації, погодних параметрів і споживчих профілів із заходами керування (BESS, гнучкі навантаження, реактивна компенсація) забезпечує побудову оптимальних графіків роботи мережевих елементів. Це реалізується через агрегаторів або віртуальні електростанції (VPP), які формують узгоджені сигнали для операторів систем розподілу чи ринку балансування [14, 22]. Такий підхід зменшує пікові навантаження, вирівнює

добові графіки, знижує втрати та стабілізує напругу, що особливо важливо для мереж 0,4 кВ, де флуктуації децентралізованої генерації мають найбільший вплив [10, 14].

Практична реалізація Smart Grid супроводжується низкою викликів – якістю і частотою даних, надійністю зв'язку, кібербезпекою, стандартизацією інтерфейсів та бізнес-моделями для активних споживачів й агрегаторів. Важливу роль відіграють і регуляторні чинники – стимули для накопичувачів, правила net metering, тарифи на гнучкість тощо, які визначають темпи масштабування таких систем [2, 7].

Інтеграція Smart Grid, моделей активних споживачів, систем накопичення енергії та віртуальних електростанцій (VPP) поступово формує нову архітектуру сучасних енергомереж – гнучку, цифрову й взаємопов'язану. Як показано у дослідженні [28], кластеризація мікромереж на базі розподілених джерел енергії підвищує надійність і гнучкість локальних енергосистем. У такій системі поєднуються фізичні, інформаційні та керуючі процеси, що забезпечують ефективний розподіл енергії в режимі реального часу. Щоб показати, як ці елементи взаємодіють між собою, на рисунку 1 наведено узагальнену структурно-функціональну схему, яка відображає основні зв'язки між Smart Grid, активними споживачами, BESS і VPP у межах єдиного енергетичного середовища.

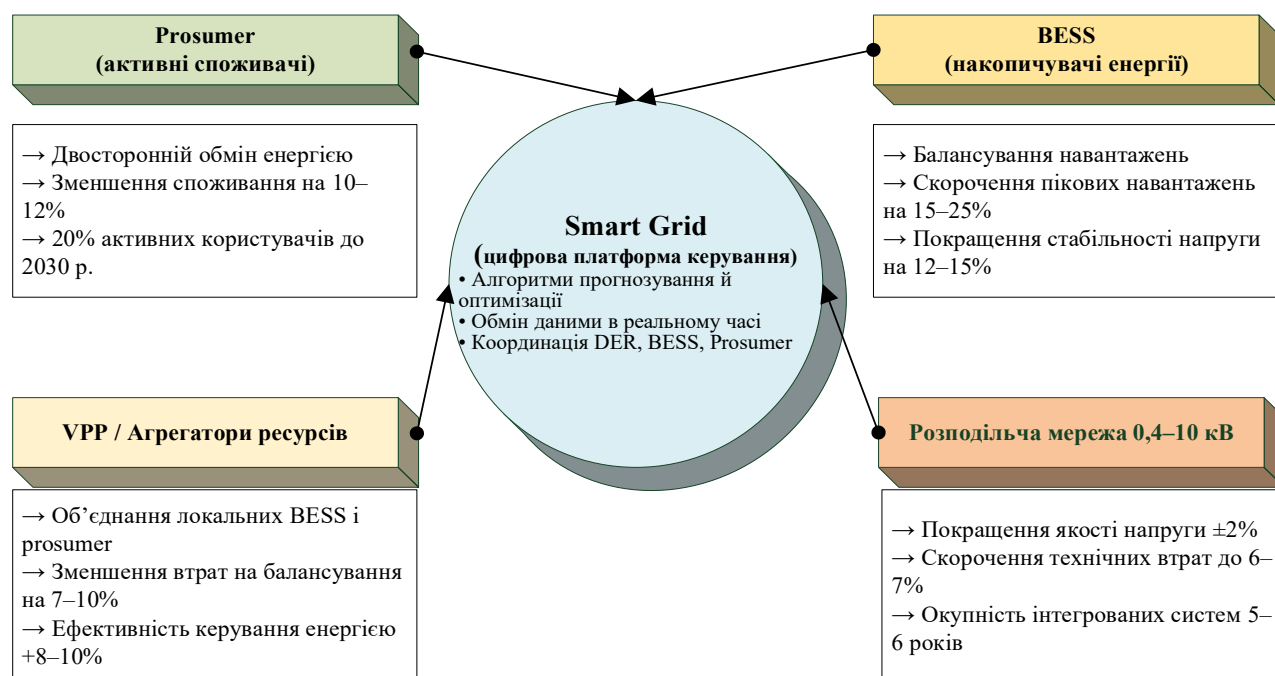


Рис. 1. Взаємодія компонентів Smart Grid та їхні кількісні ефекти на рівні розподільчих мереж [9, 14, 22, 23, 26]

Рисунок 1 демонструє інформаційно-енергетичні потоки та основні кількісні ефекти інтеграції – зниження пікових навантажень, стабілізацію напруги й підвищення енергоефективності розподільчих мереж. Представлена схема також ілюструє перехід до більш гнучкої, адаптивної та децентралізованої моделі управління, у якій користувачі стають активними учасниками енергетичних процесів. Згідно з даними європейських і вітчизняних пілотних проєктів [7, 14, 15, 22, 23, 26], інтеграція систем накопичення енергії і активних споживачів у Smart Grid-середовище довела свою ефективність у підвищенні гнучкості, надійності та енергоефективності енергомереж.

Розглянуті вище технічні аспекти функціонування Smart Grid – взаємодія активних споживачів, BESS та VPP – демонструють потенціал гнучкої, децентралізованої енергосистеми. Водночас ефективність таких технологічних рішень значною мірою визначається не лише їхніми технічними параметрами, а й наявністю належних економічних і регуляторних умов. Саме вони забезпечують сталі стимули до впровадження інновацій і формують середовище для розвитку нових моделей енергоспоживання та генерації.

Ефективна інтеграція ВДЕ та систем накопичення у розподільчі мережі потребує не лише технологічних рішень, а й відповідного нормативно-економічного підґрунтя. Технології балансування та оптимізації навантаження (у сенсі мінімізації витрат споживача й втрат у мережі при збереженні якості електроенергії) чи цифрової координації можуть реалізувати свій потенціал лише за наявності стимулюючих механізмів для їх упровадження. Тому формування сприятливого регуляторного середовища є ключовою передумовою розвитку енергетики нового типу – децентралізованої, клієнтоорієнтованої та гнучкої [2].

У цьому контексті особливого значення набувають моделі активних споживачів – механізми самостійного виробництва й споживання електроенергії, а також тарифні інструменти, що враховують часову структуру попиту [6, 21]. Використання диференційованих тарифів (Time-of-Use, ToU) створює економічні стимули для перенесення споживання на періоди з нижчим навантаженням і накопичення енергії в години пікової генерації. Такі підходи сприяють поведінковій трансформації користувачів – від пасивних споживачів до активних учасників балансування енергосистеми [17, 21].

Як показано в зарубіжних дослідженнях Stecca et al. [15] та Smajila et al. [22], ефективність функціонування систем накопичення енергії значною мірою пов'язана з поєднанням оптимального техніко-економічного планування їх роботи з використанням цінових сигналів мережі та цифрових систем моніторингу й прогнозування споживання [8]. Врахування змінних цін електроенергії в моделях оптимального розміру та диспетчеризації PV-BESS систем дозволяє підвищити економічну доцільність їх застосування та більш раціонально керувати режимами заряд-розряд накопичувачів. Це, у свою чергу, потенційно може сприяти більш рівномірному профілю навантаження. Економічна логіка Smart Grid полягає не лише у впровадженні технологій, а й у формуванні ринкових механізмів, що забезпечують їхню окупність і довгострокову стійкість розвитку енергосистем [26].

Підвищення ефективності економічних моделей Smart Grid безпосередньо пов'язане з технічними аспектами оптимізації роботи фотоелектричних установок, тобто мінімізації вартості виробленої та спожитої енергії за одночасного зменшення втрат у мережі [29]. Удосконалення систем охолодження та моніторингу PV-панелей сприяє підвищенню їх продуктивності та стабільності генерації, що позитивно впливає на загальну енергоефективність розподільчих мереж.

Економічна доцільність використання відновлюваних джерел енергії із системами накопичення значною мірою залежить від державної політики у сфері децентралізованої генерації. Емпіричні дослідження підтверджують економічну перевагу таких систем над традиційними генераторами, зокрема й для малих об'єктів [30]. У країнах ЄС поширеними є моделі net-metering та Net Billing, які надають активним споживачам можливість отримувати компенсацію за надлишкову електроенергію, передану до мережі. Це перетворює локальну генерацію з додаткового енергетичного ресурсу на економічно привабливий актив. Доступ до ринку допоміжних послуг (регулювання частоти, керування попитом) дає змогу власникам BESS отримувати додатковий дохід, беручи участь у стабілізації енергосистеми.

В Україні регуляторне середовище щодо децентралізованої генерації поступово розвивається. У 2023 р. набув чинності Закон України «Про внесення змін до деяких законів України щодо удосконалення умов підтримки виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії генеруючими установками споживачів» № 3220-IX [31]. Цим законом упроваджено механізм самовиробництва електричної енергії (Net Billing) та статус активного споживача, що дозволяє побутовим і непобутовим користувачам встановлювати власні генеруючі потужності на основі ВДЕ для часткового покриття власного споживання та продажу надлишків у мережу без необхідності отримання ліцензії [2]. Такі кроки стали важливим елементом децентралізації енергосистеми та стимулювання розвитку моделей активних споживачів в Україні [23].

Механізм Net Billing, визначений у законі № 3220-IX [31], передбачає можливість для побутових і непобутових споживачів, які мають власні фотоелектричні установки потужністю до 50 кВт, реалізовувати надлишки виробленої електроенергії до мережі. Розрахунки здійснюються оператором системи розподілу на основі середньозваженої ринкової ціни електроенергії “на добу наперед”, а кошти зараховуються на окремий рахунок споживача та можуть бути використані для оплати

споживання у наступних періодах [2, 31]. Такий підхід стимулює економічну участь активних споживачів у балансуванні системи, створює передумови для застосування побутових систем накопичення енергії та підвищує ефективність використання відновлюваних джерел у локальних мережах.

Згідно з аналітичним звітом Європейсько-українського енергетичного агентства (EUEA) [32], механізм Net Billing має потенціал стати одним із ключових драйверів розвитку децентралізованої енергетики в Україні. У наведеному у звіті сценарному моделюванні показано, що активні споживачі, які поєднують фотоелектричні установки із системами накопичення енергії, можуть істотно зменшити залежність від мережевого електропостачання та підвищити економічну ефективність власного споживання. У документі також наголошується на потребі вдосконалення тарифної структури та процедур підключення для забезпечення сталого розвитку сегмента активних споживачів.

Попри позитивні тенденції, питання гнучкого ціноутворення й стимулювання використання систем накопичення енергії залишаються недостатньо врегульованими, що обмежує ефективну участь активних споживачів у балансуванні та інвестиційну привабливість проєктів на базі ВДЕ, зокрема у Польщі [6]. Подальший розвиток активного споживання в Україні значною мірою залежить від удосконалення нормативних підходів до участі активних споживачів у балансуючих ринках і формування стимулюючих тарифів для власників систем накопичення енергії [32]. Нинішня тарифна структура поки що не враховує економічну цінність гнучкості, яку забезпечують побутові накопичувачі, а також не створює достатніх стимулів для їх масштабного впровадження. На нашу думку, підвищенню ефективності механізму самовиробництва сприятиме запровадження прозорих правил компенсації за надані послуги балансування та інтеграція цифрових платформ обліку енергетичних даних, що забезпечують взаємодію активних споживачів із ринком допоміжних послуг. Розвиток таких інструментів сприятиме формуванню економічно стійкої моделі активного споживання, підвищенню рівня енергоефективності та інтеграції децентралізованої генерації у Smart Grid-середовище [32].

Отже, регуляторні та економічні механізми є визначальним чинником ефективної інтеграції ВДЕ та систем накопичення енергії у розподільчі мережі Smart Grid. Їхній подальший розвиток безпосередньо впливатиме на зростання енергоефективності, надійності та адаптивності розподільчих мереж в умовах зростання частки відновлюваної генерації [7, 17].

4. Висновки

Проведений аналіз інтеграції відновлюваних джерел енергії та систем накопичення у розподільчих мережах дозволяє виділити кілька ключових висновків щодо їх ефективності та надійності.

По-перше, ефективне поєднання розподіленої генерації та накопичувачів енергії є критично важливим для забезпечення стабільності режимів роботи мереж. Відсутність таких ресурсів призводить до дисбалансу навантаження, що проявляється у підвищених втратах електроенергії, коливаннях напруги та потенційній нестабільності локальних мереж 0,4 кВ.

По-друге, активне залучення користувачів у процес управління енергоспоживанням створює додаткові можливості для оптимізації навантаження. Використання моделей активних споживачів, гнучких тарифів Time-of-Use та цифрових платформ для керування зарядами / розрядами накопичувачів дозволяє зменшувати пікові навантаження, підвищувати енергоефективність і формувати передбачуваний режим роботи мереж.

По-третє, цифрові платформи Smart Grid та інтелектуальні алгоритми прогнозування й оптимізації забезпечують інтеграцію великої кількості розподілених джерел і BESS у єдину керовану систему. Це дозволяє координувати роботу пристроїв, прогнозувати навантаження та підвищувати адаптивність мережі без необхідності постійного втручання оператора.

Регуляторні та економічні механізми є визначальними для широкого впровадження таких технологій. Сприятливі умови – прозорі тарифи, стимули для накопичувачів, компенсації за надлишкову генерацію та доступ до ринку допоміжних послуг – стимулюють участь активних

споживачів та розвиток BESS, що в результаті підвищує надійність і стійкість розподільчих мереж. Водночас реалізація таких регуляторних підходів неможлива без відповідного технічного підґрунтя, яке забезпечують моделі взаємодії ВДЕ, систем накопичення та активних споживачів.

У цілому, перспективи подальших досліджень мають бути спрямовані на комплексне моделювання взаємодії ВДЕ, систем накопичення та активних споживачів, розробку адаптивних алгоритмів балансування та оцінку ефективності різних стратегій інтеграції для розподільчих мереж низької напруги з різними схемами підключення та режимами роботи. Такий підхід забезпечить основу для розвитку децентралізованих, гнучких і економічно ефективних енергетичних систем.

Посилання

1. Болотний М.П., Лоєнко Ю.Г., Кармазін О.О. Застосування систем накопичення енергії для задач керування режимами ЕЕС України: стан та перспективи розвитку. *Відновлювана енергетика*. 2022. № 3(70). С. 28–35. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.3\(70\).28-35](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.3(70).28-35)
2. ГО «ДІКСІ ГРУП». Оцінка регуляторного впливу впровадження механізму самовиробництва електричної енергії на основі ВДЕ. 2023. 30 с. URL: <chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://dixigroup.org/wp-content/uploads/2023/11/ria-acsp-28.11.2023-final.pdf> (дата звернення: 06.10.2025).
3. Іськова М.С., Буряк А.Р., Кирик В.В. Електричні мережі номінальною напругою 20 кВ з джерелами накопичення енергії. *Відновлювана енергетика*. 2023. № 2(73). С. 18–23. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.2\(73\).18-23](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.2(73).18-23)
4. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В., Трач І.В. Оцінка ефективності використання систем накопичення електроенергії в електричних мережах. *Технічна електродинаміка*. 2021. № 4. С. 44–54. <https://doi.org/10.15407/techned2021.04.044>
5. Bani Ahmad A., Ooi C. A., Ali O., Charin C., Mohamad Maharum S. M., Swadi M., Salem M. Renewable integration and energy storage management and conversion in grid systems: A comprehensive review. *Energy Reports*. 2025. Vol. 13. P. 2583–2602. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2025.02.008>
6. Goryl W. Real-World Performance and Economic Evaluation of a Residential PV Battery Energy Storage System Under Variable Tariffs: A Polish Case Study. *Energies*. 2025. Vol. 18. No 15. P. 1–27. <https://doi.org/10.3390/en18154090>
7. Botelho D. F., Dias B. H., de Oliveira L. W., Soares T. A., Rezende I., Sousa T. Innovative business models as drivers for prosumers integration – Enablers and barriers. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2021. Vol. 144. P. 111057. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111057>
8. Parra-Domínguez J., Sánchez E., Ordóñez Á. The Prosumer: A Systematic Review of the New Paradigm in Energy and Sustainable Development. *Sustainability*. 2023. Vol. 15. Iss. 13. <https://doi.org/10.3390/su151310552>
9. Буратинський І.М., Нечаєва Т.П. Моделювання сукупної роботи сонячної фотоелектричної електростанції та системи акумуляування електроенергії. *Проблеми загальної енергетики*. 2020. Вип. 3(62). С. 30–36. <https://doi.org/10.15407/pge2020.03.030>
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. Article 971704. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.971704>
11. Rinaldi A., Yilmaz S., Patel M. K., Parra D. What adds more flexibility? An energy system analysis of storage, demand-side response, heating electrification, and distribution reinforcement. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*. 2022. Vol. 167. Article 112696. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112696>
12. Šimić Z., Topić D., Dubravac M., Knezevic G. Application of Battery Storage in Low Voltage Distribution Network for Improving Integration of Distributed Generation. Proceedings of the 2022 18th International Conference on the European Energy Market (EEM). September 2022. <https://doi.org/10.1109/EEM54602.2022.9920983>
13. da Silva D. J., Belati E. A., López-Lezama J. M. Enhancing distribution networks with optimal BESS sitting and operation: A weekly horizon optimization approach. *Sustainability*. 2024. Vol. 16. Iss. 17. Art. 7248. <https://doi.org/10.3390/su16177248>
14. Rojek I., Mikołajewski D., Mroziński A., Macko M. Machine learning- and artificial intelligence-derived prediction for home smart energy systems with PV installation and battery energy storage. *Energies*. 2023. Vol. 16. Iss. 18. 6613. <https://doi.org/10.3390/en16186613>
15. Stecca M., Ramirez Elizondo L., Soeiro T. B., Bauer P., Palensky P. A Comprehensive Review of the Integration of Battery Energy Storage Systems Into Distribution Networks. *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society*. 2020. Vol. 1. P. 46–61. <https://doi.org/10.1109/OJIES.2020.2981832>
16. Micallef A., Spiteri-Staines C., Licari J. Voltage regulation in low voltage distribution networks with unbalanced penetrations of photovoltaics and battery storage systems. *IET Smart Grid*. 2024. Vol. 7. P. 264–276. <https://doi.org/10.1049/stg2.12155>

17. Korab R., Połomski M., Naczyński T. Optimal scheduling of energy storage and shiftable loads in grid-connected residential buildings with photovoltaic micro-installations. *Energies*. 2024. Vol. 17. Iss. 21. 5264. <https://doi.org/10.3390/en17215264>
18. Згуровець О.В., Кулик М.М. Можливості формування сучасного резерву підтримки частоти в об'єднаних енергосистемах на базі акумуляторних батарей для автоматичного регулювання частоти та потужності. *Проблеми загальної енергетики*. 2022. № 1–2(68–69). С. 20–29. <https://doi.org/10.15407/pge2022.01-02.020>
19. Hrytsiuk I., Volynets V., Hrytsiuk Yu., Bandura I., Komenda N. Prospects for the integration of distributed energy sources into the Ukrainian power grid. *Machinery & Energetics*. 2025. Vol. 16. No. 1. P. 130–145. <https://doi.org/10.31548/machinery/1.2025.130>
20. Дерій В. Накопичувачі електричної енергії. *Системні дослідження в енергетиці*. 2023. № 1(72). С. 12–24. <https://doi.org/10.15407/srenergy2023.01.012>
21. Benalcázar P., Kalka M., Kamiński J. From consumer to prosumer: A model-based analysis of costs and benefits of grid-connected residential PV-battery systems. *Energy Policy*. 2024. Vol. 191. Art. 114167. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2024.114167>
22. Smajila L., Trevisan S., Golzar F., Vaidya K., Guedez R. Comparative analysis of techno-economic and techno-environmental approach to optimal sizing and dispatch of hybrid solar–battery systems. *Energy Conversion and Management: X*. 2025. Vol. 25. 100858. <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2024.100858>
23. Лазуренко О.П., Нечаєва Т.П., Черкашин М.С., Черкашина Г.І. Аналіз еволюції поняття «споживачі електричної енергії» в сучасній енергетиці. *Енергозбереження. Енергетика. Енергоаудит*. 2025. № 3(206). С. 49–58. <https://doi.org/10.20998/2313-8890.2025.03.04>
24. Лежнюк П., Козачук О., Галузінський О. Використання активних споживачів для балансування електроенергії в електричній мережі. *Вісник Хмельницького національного університету (Технічні науки)*. 2023. № 3. С. 214–221. <https://doi.org/10.31891/2307-5732-2023-321-3-214-221>
25. Chaparro R. J. P. Fossil free heating in private households for Germany and the Netherlands: Master Thesis. Torino: Politecnico di Torino, KTH, EIT InnoEnergy, 2024. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/23/6269> (Last accessed: 06.10.2025).
26. Козачук О.І., Лежнюк П.Д. Формування локальних електроенергетичних систем в складі об'єднаної електроенергетичної системи. *Вісник Хмельницького національного університету (Технічні науки)*. 2024. № 3 (ч. 2). С. 352–356. <https://doi.org/10.31891/2307-5732-2024-337-3-53>
27. Matushkin D., Zaporozhets A., Babak V., Kulyk M., Denysov V. Hourly Photovoltaic Power Forecasting Using Exponential Smoothing: A Comparative Study Based on Operational Data. *Solar*. 2025. Vol. 5. Iss. 4. 48. <https://doi.org/10.3390/solar5040048>
28. Лещенко П., Запорожець А. Огляд архітектур кластерів мікромереж на базі розподілених джерел енергії. *Системні дослідження в енергетиці*. 2025. № 2(82). С. 13–28. <https://doi.org/10.15407/srenergy2025.02.013>
29. Noma M., Sornek K., Goryl W. Experimental and numerical study on air cooling system dedicated to photovoltaic panels. *Energies*. 2024. Vol. 17. Iss. 16. 3949. <https://doi.org/10.3390/en17163949>
30. Babajide A., Brito M. C. Solar PV systems to eliminate or reduce the use of diesel generators at no additional cost: A case study of Lagos, Nigeria. *Renewable Energy*. 2021. Vol. 172. P. 209–218. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.02.088>
31. Про внесення змін до деяких законів України щодо відновлення та "зеленої" трансформації енергетичної системи України: Закон України від 30.06.2023 № 3220-IX: станом на 30 черв. 2024 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/3220-20#Text> (дата звернення: 01.11.2025).
32. Загуменнова-Крупович Є., Грузинська О., Піддубний І. Активне споживання за механізмом самовиробництва в Україні: аналіз політики та пропозиції до покращення. *Аналітичний звіт Європейсько-українського енергетичного агентства (EUEA)*. Київ: EUEA, 2025. 63 с. URL: <https://euea-energyagency.org> (дата звернення: 21.10.2025).

References

1. Bolotnyi, M.P., Loienko, Y.H., & Karmazin, O.O. (2022). Energy storage systems application for operation management problems in electric power system of Ukraine. Status and development prospects. *Vidnovliuvana Enerhetyka*, 3(70), 28–35 [in Ukrainian]. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.3\(70\).28-35](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.3(70).28-35)
2. Hromadska orhanizatsiia “DiXi Hrup”. (2023). *Regulatory impact assessment of implementing the self-generation mechanism based on RES*. Retrieved October 6, 2025, from chrome-extension://efaidnbmnnnnibpcajpegclclefindmkaj/<https://dixigroup.org/wp-content/uploads/2023/11/ria-acsp-28.11.2023-final.pdf> [in Ukrainian].
3. Iskova, M.S., Buriak, A.R., & Kyryk, V.V. (2023). 20 kV nominal voltage electrical networks with energy storage sources. *Vidnovliuvana Enerhetyka*, 2(73), 18–23 [in Ukrainian]. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.2\(73\).18-23](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.2(73).18-23)
4. Kyrylenko, O.V., Blinov, I.V., Parus, Ye.V., & Trach, I.V. (2021). Evaluation of efficiency of use of energy storage system in electric networks. *Tekhnichna Elektrodynamika*, 4, 44–54 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.15407/technd2021.04.044>

5. Bani Ahmad, A., Ooi, C. A., Ali, O., Charin, C., Mohamad Maharum, S. M., Swadi, M., & Salem, M. (2025). Renewable integration and energy storage management and conversion in grid systems: A comprehensive review. *Energy Reports*, 13, 2583–2602. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2025.02.008>
6. Goryl, W. (2025). Real-world performance and economic evaluation of a residential PV battery energy storage system under variable tariffs: A Polish case study. *Energies*, 18(15), 1–27. <https://doi.org/10.3390/en18154090>
7. Botelho, D. F., Dias, B. H., de Oliveira, L. W., Soares, T. A., Rezende, I., & Sousa, T. (2021). Innovative business models as drivers for prosumers integration – Enablers and barriers. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 144, 111057. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111057>
8. Parra-Domínguez, J., Sánchez, E., & Ordóñez, Á. (2023). The prosumer: A systematic review of the new paradigm in energy and sustainable development. *Sustainability*, 15(13). <https://doi.org/10.3390/su151310552>
9. Buratynskiy, I., & Nechaieva, T. (2020). Modeling of the combined operation of a solar photovoltaic power plant and a system of electric energy storage. *The Problems of General Energy*, 3(62), 30–36 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.15407/pge2020.03.030>
10. Prakash, K., Ali, M., Siddique, M. N. I., Chand, A. A., Kumar, N. M., Dong, D., & Pota, H. R. (2022). A review of battery energy storage systems for ancillary services in distribution grids: Current status, challenges and future directions. *Frontiers in Energy Research*, 10, 971704. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.971704>
11. Rinaldi, A., Yilmaz, S., Patel, M. K., & Parra, D. (2022). What adds more flexibility? An energy system analysis of storage, demand-side response, heating electrification, and distribution reinforcement. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 167, 112696. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112696>
12. Šimić, Z., Topić, D., Dubravac, M., & Knezevic, G. (2022). Application of battery storage in low voltage distribution network for improving integration of distributed generation. *Proceedings of the 18th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. <https://doi.org/10.1109/EEM54602.2022.9920983>
13. da Silva, D. J., Belati, E. A., & López-Lezama, J. M. (2024). Enhancing distribution networks with optimal BESS siting and operation: A weekly horizon optimization approach. *Sustainability*, 16(17), 7248. <https://doi.org/10.3390/su16177248>
14. Rojek, I., Mikołajewski, D., Mroziński, A., & Macko, M. (2023). Machine learning- and artificial intelligence-derived prediction for home smart energy systems with PV installation and battery energy storage. *Energies*, 16(18), 6613. <https://doi.org/10.3390/en16186613>
15. Stecca, M., Ramirez Elizondo, L., Sociro, T. B., Bauer, P., & Palensky, P. (2020). A comprehensive review of the integration of battery energy storage systems into distribution networks. *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society*, 1, 46–61. <https://doi.org/10.1109/OJIES.2020.2981832>
16. Micallef, A., Spiteri-Staines, C., & Licari, J. (2024). Voltage regulation in low voltage distribution networks with unbalanced penetrations of photovoltaics and battery storage systems. *IET Smart Grid*, 7, 264–276. <https://doi.org/10.1049/stg2.12155>
17. Korab, R., Polomski, M., & Naczyński, T. (2024). Optimal scheduling of energy storage and shiftable loads in grid-connected residential buildings with photovoltaic micro-installations. *Energies*, 17(21), 5264. <https://doi.org/10.3390/en17215264>
18. Zghurovets, O.V., & Kulyk, M.M. (2022). Possibilities to form a modern reserve of supporting of a frequency in integrated power systems based on storage batteries for automatic adjustment of frequency and power. *The Problems of General Energy*, 1–2(68–69), 20–29 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.15407/pge2022.01-02.020>
19. Hrytsiuk, I., Volynets, V., Hrytsiuk, Yu., Bandura, I., & Komenda, N. (2025). Prospects for the integration of distributed energy sources into the Ukrainian power grid. *Machinery & Energetics*, 16(1), 130–145. <https://doi.org/10.31548/machinery/1.2025.130>
20. Derii, V. (2023). Electric energy storages. *System Research in Energy*, 1(72), 12–24 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.15407/srenergy2023.01.012>
21. Benalcazar, P., Kalka, M., & Kamiński, J. (2024). From consumer to prosumer: A model-based analysis of costs and benefits of grid-connected residential PV-battery systems. *Energy Policy*, 191, 114167. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2024.114167>
22. Smajila, L., Trevisan, S., Golzar, F., Vaidya, K., & Guedez, R. (2025). Comparative analysis of techno-economic and techno-environmental approach to optimal sizing and dispatch of hybrid solar–battery systems. *Energy Conversion and Management: X*, 25, 100858. <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2024.100858>
23. Lazurenko, O.P., Nechaieva, T.P., Cherkashyn, M.S., & Cherkashyna, H.I. (2025). Analysis of the evolution of the concept of "electricity consumers" in modern energy sector. *Energy saving. Power engineering. Energy audit*, 3(206), 49–58 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.20998/2313-8890.2025.03.04>
24. Lezhniuk, P., Kozachuk, O., & Haluziynskiy, O. (2023). Use of active consumers for balance of electricity in the electric grid. *Herald of Khmelnytskyi National University. Technical sciences*, 3, 214–221 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.31891/2307-5732-2023-321-3-214-221>
25. Chaparro, R. J. P. (2024). *Fossil free heating in private households for Germany and the Netherlands* [Master's thesis]. Politecnico di Torino, KTH, EIT InnoEnergy. Retrieved October 6, 2025, from <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/23/6269>
26. Kozachuk, O.I., & Lezhniuk, P.D. (2024). Formation of local electric energysystems in the composition of the unified energy supply system. *Herald of Khmelnytskyi National University. Technical sciences*, 3(2), 352–356 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.31891/2307-5732-2024-337-3-53>

27. Matushkin, D., Zaporozhets, A., Babak, V., Kulyk, M., & Denysov, V. (2025). Hourly photovoltaic power forecasting using exponential smoothing: A comparative study based on operational data. *Solar*, 5(4), 48. <https://doi.org/10.3390/solar5040048>
28. Leshchenko, P., & Zaporozhets, A. (2025). Review of microgrid cluster architectures based on distributed energy resources. *System Research in Energy*, 2(82), 13–28 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.15407/srenergy2025.02.013>
29. Homa, M., Sornek, K., & Goryl, W. (2024). Experimental and numerical study on air cooling system dedicated to photovoltaic panels. *Energies*, 17(16), 3949. <https://doi.org/10.3390/en17163949>
30. Babajide, A., & Brito, M. C. (2021). Solar PV systems to eliminate or reduce the use of diesel generators at no additional cost: A case study of Lagos, Nigeria. *Renewable Energy*, 172, 209–218. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.02.088>
31. Verkhovna Rada of Ukraine. (2023, June 30). Law of Ukraine No. 3220-IX “On amendments to certain laws of Ukraine regarding the restoration and ‘green’ transformation of the energy system of Ukraine”. Retrieved November 1, 2025, from <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/3220-20#Text> [in Ukrainian].
32. Zagumennova-Krupovych, Ye., Hruzhynska, O., & Piddubnyi, I. (2025). Active consumption under the self-generation mechanism in Ukraine: Policy analysis and recommendations for improvement. Yevropeisko-ukrainske enerhetychne ahentstvo (EUEA), Kyiv. Retrieved October 21, 2025, from <https://euea-energyagency.org> [in Ukrainian].

INTEGRATION OF RENEWABLE ENERGY SOURCES AND ENERGY STORAGE SYSTEMS IN DISTRIBUTION NETWORKS: CHALLENGES, TRENDS, AND PROSPECTS FOR IMPROVING ENERGY EFFICIENCY

Mykola Cherkashyn*, <https://orcid.org/0009-0009-3525-3669>

Tetiana Nechaieva, PhD (Engin.), Senior Researcher, <https://orcid.org/0000-0001-9154-4545>
General Energy Institute of NAS of Ukraine, 172, Antonovycha St., Kyiv, 03150, Ukraine

*Corresponding author: coatlketsal@gmail.com

Abstract. *The article addresses the integration of renewable energy sources (RES) and energy storage systems (BESS) into low-voltage (0.4 kV) distribution networks, particularly in the context of improving overall energy efficiency, stabilizing operational regimes, mitigating technical challenges, and promoting active participation of end-users in the process of system balancing. The aim of the study is to provide a comprehensive analysis of existing technical and organizational challenges, current trends, and practical approaches in the integration of RES and BESS, as well as to evaluate the role of the prosumer concept and Smart Grid systems in establishing flexible and adaptive load management models. Methodologically, the research relies on a detailed review of international and Ukrainian pilot projects, a thorough analysis of technical, operational, and economic aspects of distribution networks, and a synthesis of experimental and modeling results concerning the use of energy storage systems and active consumers for balancing and optimization purposes. The results indicate that the coordinated combination of local generation, BESS, and prosumer models significantly contributes to peak load reduction, voltage stabilization, improved utilization of installed capacity, enhanced reliability, and the formation of predictable and manageable consumption patterns. Furthermore, the integration of these technologies within a Smart Grid environment enables effective cumulative load management, optimizes network performance, and strengthens the adaptability of distribution systems to dynamic fluctuations in both energy generation and consumption. The main conclusions emphasize the critical importance of implementing coherent technical, economic, and regulatory mechanisms to support innovation, and they highlight the promising prospects for the development of decentralized, flexible, and customer-oriented energy systems, where end-users actively participate in energy balancing, demand response, and the optimization of overall network operation.*

Keywords: renewable energy sources, energy storage systems, distribution networks, low-voltage grids, prosumer, Smart Grid, load management, energy efficiency, network stability, active consumers.

Дата першого надходження статті до журналу: 05.12.2025

Дата прийняття статті до друку після рецензування: 27.01.2026

Дата публікації (оприлюднення): 09.03.2026