

ОЦІНКА РОБОТИ УСТАНОВОК ЗБЕРІГАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ З ВІДНОВЛЮВАНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ

Отримано 06 сер. 2024 р.; рекомендовано до публікації 16 вер. 2024 р.
Доступно онлайн 01 жов. 2024 р.

Кузнєцов М. П.¹, Хомутов С. В.²

Автор для кореспонденції: Кузнєцов Микола,
e-mail: renewable@ukr.net

¹ д-р. техн. наук, доцент
<https://orcid.org/0000-0002-0497-7439>

² аспірант
<https://orcid.org/0009-0000-4067-7671>

^{1, 2} Інститут відновлюваної енергетики НАН
України, Київ, Україна

¹ Національний технічний університет України
«КПІ ім. І. Сікорського», Київ, Україна

Метою роботи є дослідження можливостей отримання числових показників, за допомогою яких можна об'єктивно оцінити проміжне зберігання електроенергії системами акумулювання за наявності відновлюваних джерел енергії з негарантованою потужністю. Потреба в такому зберіганні обумовлена зростанням частки відновлюваної генерації з негарантованою потужністю. Особливістю задачі є випадкова природа відновлюваної енергетики та споживання електроенергії у складі локальної енергосистеми. Як балансувальне обладнання розглядаються установки зберігання енергії типу акумуляторної батареї. Зазначено різноманітність підходів до оцінки якості вибору систем зберігання енергії та наголошено на потребі в їх верифікації. Для оцінки числових показників про роботу систем зберігання застосовано імітаційну модель, а результати перевірено на прикладі фактичних даних щодо роботи реальної енергосистеми. Складові балансу потужностей описано як випадкові процеси, представлені у вигляді часового ряду. Досліджено результати застосування таких критеріїв, як індекси операційного ризику, метод нормованого розмаху (показник Херста), критерій серій часового ряду. Розглядались приклади локальних енергосистем з різним складом відновлюваної генерації електроенергії. Їмність систем зберігання варіювалась у широкому діапазоні, від повної відсутності до максимально доцільної за рівнем кумулятивного небалансу генерації та споживання енергії. Встановлено наявність стійкого зв'язку між певними числовими показниками та якістю забезпечення енергією з певною надійністю. Визначено ефективність різних підходів, їхні переваги та обмеження. Бібл. 20, рис. 2, табл. 2.

Ключові слова: відновлювані джерела енергії, випадковий процес, зберігання енергії, часовий ряд, числовий критерій.

EVALUATION OF ELECTRICITY STORAGE FACILITIES IN THE ENERGY SYSTEM WITH RENEWABLE ENERGY

Received Aug. 06, 2024; accepted Sep. 21, 2024
Available online Oct. 01, 2024

Kuznietsov M.¹, Khomutov S.²

Author for correspondence: Mykola Kuznietsov,
e-mail: renewable@ukr.net

¹ Dr. of Tech. Science
<https://orcid.org/0000-0002-0497-7439>

² Postgraduate Student
<https://orcid.org/0009-0000-4067-7671>

^{1, 2} Institute of renewable energy, NAS of
Ukraine, Kyiv, Ukraine

¹ National Technical University of Ukraine «Igor
Sikorsky Kiev Polytechnic Institute», Kyiv,
Ukraine

The purpose of the paper is estimation of the possible numerical indicators that would provide an objective assessment of the electricity storage systems in the presence of non-guaranteed renewable energy sources. The need for energy storage is due to the growing share of renewable generation with unstable capacity. A peculiarity of the problem is the random nature of renewable energy and electricity consumption as parts of the local power system. Energy storage units of the battery type as power balancing equipment are considered. There are variety of approaches to the quality assessment of the storage systems which have a need for their verification. A simulation model was used to estimate

the numerical indicators of the operation of storage systems, and the results were verified on the example of actual data on the operation of a real power system. The components of the power balance are described as random processes presented in the form of a time series. The results of the application of several criteria as operational risk indices, the normalized swing method (Hurst's index), and the time series criterion were studied. As examples there were considered some local energy systems consisting of different renewable electricity sources. The capacity of the storage systems varied in a wide range, from absence to the most appropriate level of cumulative imbalance between energy generation and consumption. It was established that there are a stable connection between certain numerical indicators and the quality of energy supply with a certain reliability. The acceptability of different approaches, their advantages and limitations are determined. Bible 20, fig. 2, table 2.

Key words: renewable energy, random process, energy storage, time series, numerical criteria.

Перелік використаних скорочень

ВДЕ – відновлювані джерела енергії

СЗЕ (УЗЕ) – система (установка) зберігання енергії

СКВ – середньоквадратичне (стандартне) відхилення

SoC (State of Charge) – стан заряду акумулятора, інше позначення – $CA(t)$

Вступ

Зростання встановленої потужності засобів генерації відновлюваної енергії спричиняє ряд проблем, обумовлених відповідним скороченням використання традиційної енергії і збільшенням вимог до гнучкості енергосистеми, оскільки джерела гарантованої потужності замінюються негарантованими мінливими відновлюваними ресурсами. Як наслідок, у виробництві відновлюваної енергії серйозною проблемою є ймовірні обмеження потужності. Такі обмеження знижують частку використання відновлюваної енергії, навіть якщо загальна встановлена потужність зростає. Ефективним засобом проти обмежень у локальному масштабі вважаються системи зберігання енергії (СЗЕ), проблеми застосування яких розглядаються в різних аспектах.

Відновлювані джерела енергії (ВДЕ), як-от сонячна радіація, вітер, теплота навколишнього середовища та інші, пропонують сталу, економічну та екологічно чисту альтернативу традиційним джерелам енергії, проте відновлювані джерела не однаково доступні протягом року, тому з'явилася концепція гібридних систем відновлюваної енергії. Гібридна система є кращим вибором для електроенергетики, однак проблеми зі стабільністю здатні впливати на якість електроенергії навіть у разі поєднання різнотипних джерел [1]. Стабільність і якість електроенергії розглядаються як дві головні проблеми, для розв'язання яких використовуються численні пристрої та різні методи, включно з прогнозуванням, використанням різних контролерів і методів управління. Проміжне накопичення та використання акумульованої енергії є перспективним шляхом до вирішення зокрема й цих питань.

Серед очевидних проблем, які заважають масштабному проникненню відновлюваної енергії в світовий енергетичний сектор, є вибір підходящих технологій зберігання енергії в контексті непостійності відновлюваних ресурсів. Інший виклик – можливі відключення мережі, що також потребує участі засобів зберігання. В цьому напрямі досліджуються технічні, економічні та екологічні наслід-

ки нестабільності національної електромережі для різних технологій зберігання енергії в гібридних вітрових, сонячних і дизельних енергетичних системах [2]. Аналіз чутливості до різних факторів показує, як частота й тривалість відключень основної мережі впливають на оптимальну економіку систем, розміри їх компонентів, витрати енергії акумулятора та ступінь інтеграції відновлюваної енергії.

Сучасні установки зберігання енергії мають перспективи виконувати також функції резерву, через їх швидкий час відгуку, для забезпечення належної гнучкості, але за умови економічної ефективності. Засоби традиційної (базової) генерації зазвичай пропонують низьку вартість енергії, і призначені для роботи на номінальних рівнях без частої зміни потужності. Однак швидке збільшення частки відновлюваних ресурсів в енергосистемі потребує більше можливостей швидкого регулювання. Фізичні характеристики акумуляторів, як-от тривалість роботи (кількість циклів перезаряджання), загальна потужність і час відгуку, можуть визначати застосування СЗЕ; однак оцінка їх функціонування потребує врахування оперативних умов, різної участі за порами року. При цьому потреби в резервуванні виникають у разі широкого застосування навіть невеликих «домашніх» установок типу дахових сонячних електростанцій. Ситуація з надлишковою генерацією може призвести до необхідності штучного обмеження їх потужності (в разі автономної роботи) або участі в регулюванні балансу в мережі. Акумуляторна батарея як сховище енергії була б чудовим варіантом для накопичення енергії протягом дня, а потім для забезпечення навантаження в години пік; однак традиційний акумулятор є досить дорогою технологією, принаймні в цей час, а отже, потрібні належні дослідження також з економічного погляду точки зору [3]. Зазначається, що вибір неоптимальної кількості фото- та акумуляторних батарей не забезпечить максимальних економічних вигід, тому задача розрахунку потужностей компонентів системи є актуальною для максимізації економічних і технічних переваг ВДЕ.

Важливою складовою є також можливість гнучкого споживання енергії; рекомендованим механізмом для зменшення споживання в години пік виступає механізм ціноутворення на електроенергію. Проміжне збереження енергії як засіб перерозподілу в часі основних навантажень цілком узгоджується з практикою гнучкого споживання. Інтеграція відновлюваних джерел енергії в загальну мережу також вимагає вибору відповідної системи накопичення для зберігання виробленої енергії з надійним забезпеченням попиту. Традиційна акумуляторна батарея – найпоширеніша система накопичення енергії, однак поєднання з суперконденсатором підвищує продуктивність системи під час перехідних процесів [4]. Гібридна система накопичення енергії зменшує коливання потужності та збільшує термін служби батарей за рахунок меншої кількості циклів заряджання /розряджання.

Загалом питання оптимізації розміру засобів збереження енергії є предметом багатьох досліджень [5–7]. Збільшення частки розподіленої генерації на ринку електроенергії призвело до того, що енергетична політика багатьох країн стимулює зростання споживання відновлюваної енергії для власних потреб, зокрема через зменшення стимулів на основі «зелених» тарифів. Підключення окремих мікромереж з власними установками зберігання енергії відкриває нові можливості для місцевої генерації, сприяє зниженню витрат на енергію, зниженню пікового попиту та зменшенню потреб у резервних потужностях.

З огляду на мінливість виробництва та попиту на відновлювану енергію вкрай важливо провести комплексний аналіз різних умов, досліджуючи різноманітні системи зберігання енергії для визначення оптимальних рішень. У роботі [8] запропоновано основу для оптимального проектування та використання енергетичних систем, що об'єднує технології короткострокового та довгострокового зберігання енергії. Задача багатоцільової оптимізації та багатокритеріальної оцінки потенціалу самозабезпечення системи з мінімізацією приведеної вартості енергії спрямована на визначення максимальних потужностей ВДЕ та зберігання енергії при достатній надійності. Метод Парето дозволяє досягти компромісу між рівнем забезпечення і собівартістю енергії. Відзначено синергетичну взаємодію між локальними ВДЕ і накопичувальними потужностями для оптимізації загальної продуктивності. В роботі [9] запропоновано математичну модель для отримання оптимальних рішень при роботі СЗЕ на стороні виробництва відновлюваної енергії, на стороні базової генерації та на стороні навантаження. Застосована математична імітаційна модель для визначення оптимальних потреб у потужності та робочих графіків СЗЕ, спрямована на імітацію місячної роботи генераторів і СЗЕ, яка враховує обмеження щодо темпів наростання чи зниження потужності. Стверджується, що СЗЕ загалом сприятимуть більшому виробництву відновлюваної енергії та збалансуванню базової генерації та навантаження. СЗЕ, розташовані разом з вітровими чи фотоелектричними станціями, зазвичай відіграють роль постачальника резерву завдяки зсуву навантаження в

часі. СЗЕ на шині генератора базового навантаження зсувають у часі енергію базових генераторів, що дає змогу працювати з фіксованою потужністю, навіть коли чисте навантаження низьке. Отже, СЗЕ дозволяють використовувати генератори базового навантаження з більшою гнучкістю, відповідно до частки відновлюваної енергії. За результатами моделювання внесок СЗЕ на різних позиціях можна розділити на забезпечення можливостей для генерації відновлюваної енергії зі зсувом у часі, додатковий резерв енергосистеми і додавання гнучкості генераторам базового навантаження. Щоправда, вартість їх використання як постачальника резерву вища, ніж у теплових генераторів. Тому темою досліджень лишається багатоцільова оптимізація як балансування між надійністю та економічністю енергосистеми, з урахуванням екологічних факторів та можливостей розосередженого розташування.

Проблема планування систем накопичення енергії у складі локальної енергосистеми зазвичай розглядається в різних аспектах: наприклад, планування СЗЕ на стороні замовника з точки зору інвестора ставить за мету максимальний дохід від надання послуги з балансування потужностей генерації та споживання, тоді як СЗЕ на стороні оператора відновлюваної енергетики прагне компенсувати похибку прогнозування відновлюваної енергії [10, 11]. Однак, незалежно від мети оптимізації, стратегія роботи СЗЕ спрямована на максимально ефективне використання акумулятивних засобів, або, за прийнятою в Україні термінологією, – установок зберігання енергії (УЗЕ) [12]. Як УЗЕ застосовують традиційні акумуляторні батареї та інші можливі засоби проміжного зберігання енергії. Окремі установки можуть розглядатися як складові системи акумуляування (СЗЕ).

Постановка завдання. Якість використання УЗЕ може оцінюватися за різними кількісними показниками. Актуальною задачею дослідження, зважаючи на різноманітність підходів до оптимального вибору параметрів енергосистеми, лишається визначення певних універсальних критеріїв, що вказували б на правильний вибір системи зберігання енергії. Так, у роботі [13] пропонується оцінювати якість роботи системи акумуляування за допомогою спеціальних критеріїв – індексів операційного ризику. Запропоновано враховувати обмеження потоку електроенергії в енергосистемі, як-от діапазон змін напруги, допустимий струм в лінії передачі, потужності джерел енергії, визначаючи верхню та нижню межі зарядної та розрядної потужності УЗЕ. Можливі також інші методи оцінки роботи системи – нормованого розмаху, критерію серій тощо, які потребують перевірки на прикладах модельованих і реальних результатів роботи енергосистеми з ВДЕ та акумуляуванням енергії.

Матеріали дослідження

Критерій індексів операційного ризику. Ефект пропонованого методу полягає в спрощенні обчислювального процесу. Рівняння обмежень (1) стосується верхньої та нижньої меж потужності УЗЕ в разі обмежень у момент часу t :

$$\rho_t^{\min} \leq P_A(t) \leq \rho_t^{\max}, \quad (1)$$

де $\rho^{\min}$ та $\rho^{\max}$ – відповідно, нижня та верхня межі потужності акумулювання P_A .

Отже, йдеться про можливу потужність УЗЕ, встановлених за певної конфігурації енергосистеми, безвідносно до їх ємності. Пропонується визначати індекс операційного ризику УЗЕ [13] для оцінки ризику функціонування певної конфігурації енергосистеми:

$$R(s) = \sum_s \Pr(s)(\chi^+ R_s^+ + \chi^- R_s^-), \quad (2)$$

де $s \in \{1, 2, \dots, S\}$ – варіант конфігурації енергосистеми та УЗЕ; $\Pr(s)$ – імовірність варіанту s ; χ^+ – вага ризику заряду УЗЕ, а χ^- – вага ризику розряду. Їх пропонується визначати як

$$\chi^+ = \sum_t \rho_t^{\max} / (\sum_t \rho_t^{\max} - \sum_t \rho_t^{\min}), \quad \chi^- = 1 - \chi^+. \quad (3)$$

У рівнянні (2) R_s^+ представляє добовий ризик переповнення УЗЕ під час сценарію s , а R_s^- – ризик повного розряду, тобто:

$$R_s^+ = \frac{1}{T} \sum_{P_A(t) > 0} \frac{P_A(t)}{\rho_t^{\max}}, \quad R_s^- = \frac{1}{T} \sum_{P_A(t) < 0} \frac{P_A(t)}{\rho_t^{\min}}. \quad (4)$$

При високому значенні індексу ризику потужність УЗЕ в цілому досягає межі нестабільності електромережі, тобто обмеження за потоком електроенергії не можуть бути виконані. Таким чином використовуються верхня та нижня межі кривих зарядної та розрядної потужності УЗЕ для різних сценаріїв, з урахуванням обмежень (як-от обмеження перетоку енергії та діапазон напруги). Індекс оцінки операційного ризику УЗЕ може бути розрахований після моделювання роботи енергосистеми за певної конфігурації потужностей. Його можна використовувати для порівняльної оцінки різних схем вибору обладнання для виробництва та зберігання енергії.

Обмеження за потужністю важливі для правильного вибору УЗЕ, з урахуванням не лише пропускну здатності мереж (або інших можливостей мікромережі), а й темпів зміни потужності пристроїв відновлюваної енергетики – сонячної чи вітрової електростанцій, а також мінливості навантаження. Загалом потужність акумулювання має задовольняти вимоги забезпечення балансу між генерацією та споживанням з певним рівнем надійності. Тоді критеріями вибору обладнання буде не лише пропонований вище індекс операційного ризику, а й імовірність утримання балансу в певних межах. При виборі конкретної конфігурації обладнання її ймовірність у формулі (2) буде одиничною, а сумарні параметри у формулах (3) та (4) в загальному випадку визначаються як інтеграли за часом, або як суми середньоінтервальних значень в разі імітаційного моделювання неперервних процесів дискретними. Точність моделі визначатиметься довжиною одиничного інтервалу дискретизації; часто за одиничний інтервал за часом вибирають одну годину або навіть 10 хв [14]. Знаючи щільність розподілу ймовірності

шуканого індексу, матимемо повніше уявлення про операційні ризики роботи СЗЕ. Зауважимо, що при однакових швидкостях заряду та розряду УЗЕ, тобто симетричній потужності, вагові коефіцієнти (3) дорівнюватимуть 0,5 (в лінійному наближенні).

Крім потужності визначальною характеристикою акумулятора (або УЗЕ) є його ємність. Для оцінки надійності роботи СЗЕ можна застосовувати аналогічні формулам (2, 4) індекси. Як граничні значення будуть мінімальна (за глибиною розряду) та максимально досяжна (номінальна) ємності. Поточний стан заряду УЗЕ зазвичай позначають $C_A(t)$; інше позначення, SoC (State of Charge), відповідає умові $C_{\min} \leq SoC(t) \leq C_{\max}$. Для зручності можна використати приведений показник заряду:

$0 \leq C_A(t) \leq C = C_m$, що стосується робочого діапазону акумулювання енергії. На відміну від показників потужності, які можуть мати різний знак залежно від того, йде процес заряду чи розряду УЗЕ, ємність завжди позитивна. В цьому разі факторами ризику будуть імовірності заповнення ємності з подальшою втратою генерованої енергії чи повний розряд і подальше обмеження споживача. Індексами ризику слугуватимуть саме ймовірності, а показником – середній відносний рівень заряду УЗЕ, який знаходиться в інтервалі $[0; 1]$:

$$C_s^T = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \frac{C_A(t)}{C_m}, \quad (5)$$

Очевидно, наближення показника (5) до нуля ($C_s \rightarrow 0$) свідчить про зростання ризику втрати частини навантаження, а при $C_s \rightarrow 1$ зростає ризик втрати генерованої енергії. Однак найбільш адекватним вираженням означених ризиків буде частотний розподіл середнього заряду по можливих градаціях часу при вибраних конфігураціях складу енергосистеми, або його аналітичний вираз у вигляді функції щільності розподілу. Оптимальним видається симетричний розподіл з нульовим математичним очікуванням та мінімальною дисперсією, що при нормальному характері розподілу дозволяє оцінити відсоткову надійність роботи СЗЕ.

Зазначимо, що в загальному випадку індекси типу R_s і C_s як випадкові величини мають бути незалежними, оскільки перший стосується швидкості зміни небалансу потужностей у певний момент часу, а другий – кількості акумульованої енергії, тобто всієї передісторії процесу. Тоді йдеться про окремі розподіли індексів ризику, а спільний розподіл дорівнюватиме добутку відповідних функцій. Так, для прикладу, розглянутого в роботі [15] (локальна енергосистема у складі вітро-сонячної генерації, акумуляторної батареї та типового навантаження), коефіцієнт кореляції між небалансом потужностей і станом заряду акумулятора приблизно дорівнює 0,3 для значного масиву даних (кілька сотень добових реалізацій випадкового процесу з кроком по часу 10 хв). Потужності сонячної та вітрової електростанцій у розглянутому варіанті рівні, а їх сукупна продуктивність у середньому відповідає потребам споживача. Отже, якщо середньодо-

бова потужність навантаження дорівнює відносній одиниці (в.о.), то добове споживання енергії становитиме 24 умовні одиниці (у.о.), тобто в.о.-год, і такою самою в середньому має бути генерація ВДЕ. Потужності ВДЕ вибираються виходячи з середньомісячних погодних оцінок, тому в окремі дні небаланс може бути істотним, як надлишковим (позитивним), так і недостатнім по енергії (негативним). Однак за наявності хоча б добового прогнозу можливе завчасне планування споживання або обміну з зовнішнім джерелом (мережею) в такий спосіб, щоб до-

тримувався середньодобовий енергетичний баланс. Далі розглядається варіант без прогнозу як такий, що притаманний автономній системі чи має жорсткі обмеження на споживання з мережі.

Якщо розглядати кореляції окремо добових реалізацій імітаційної моделі, побудованих на 10-хвилинних інтервалах (по 144 члени часового ряду), то розподіл коефіцієнтів взаємної кореляції потужності та заряду УЗЕ матиме такий вигляд, як на рис. 1.

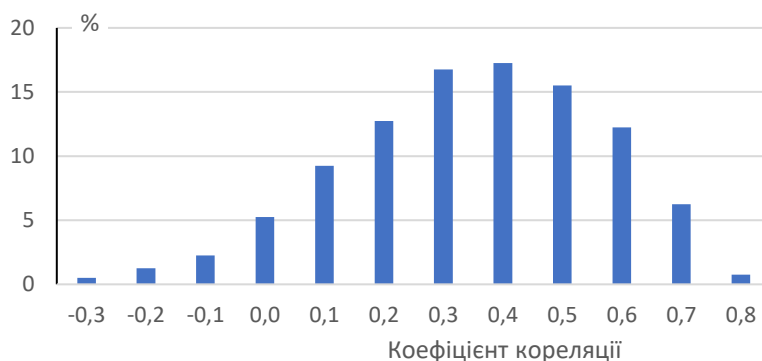


Рис. 1. Гістограма розподілу коефіцієнтів кореляції небалансу потужності та заряду УЗЕ

Fig. 1. Distribution of the correlation coefficients of the power and battery storage facility

Характер розподілу вказує на деяку позитивну кореляцію, тобто наявність надлишкової потужності очікувано сприяє зростанню заряду УЗЕ, але для істотної кореляції потрібна певна послідовність небалансів одного знаку достатньої тривалості. Гістограма на рис. 1 якраз свідчить про частоту появи таких ситуацій. При цьому розподіл небалансів потужності (тобто потрібної потужності акумулятора) має певну асиметрію при середньому значенні, близькому до нуля. Натомість стан заряду УЗЕ має

майже симетричний розподіл, якщо ККД акумулювання дорівнює 97 %, як для кращих сучасних акумуляторів, тобто за відсутності значних втрат енергії при її перетворенні (рис. 2, а). Центром розподілу виступає математичне очікування накопиченого заряду. В розглянутій конфігурації енергосистеми УЗЕ може бути підібрана таким чином, щоб забезпечувати балансування потужностей з високою надійністю, запобігаючи при цьому надмірним втратам як навантаження, так і генерованої енергії.

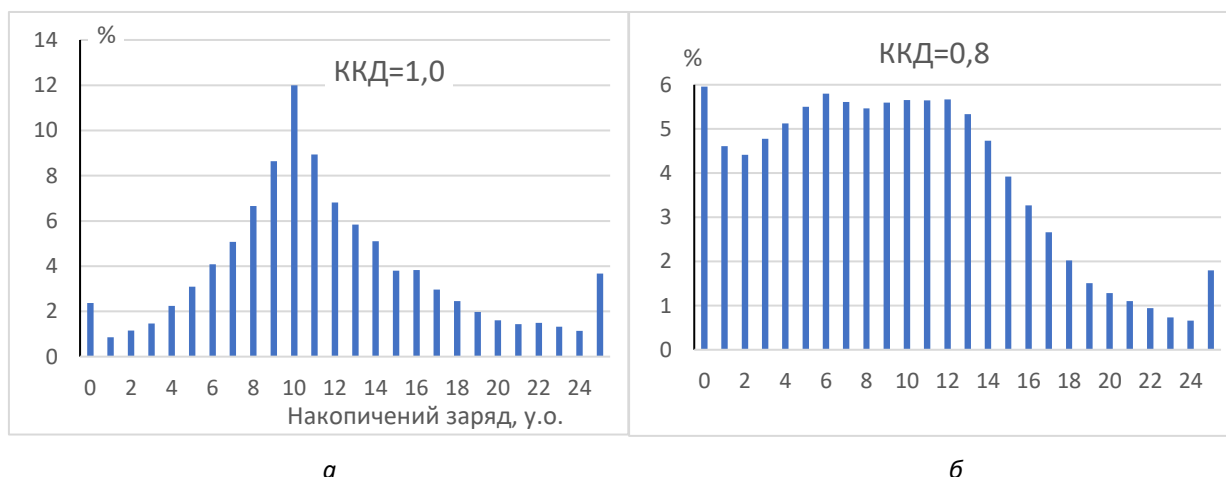


Рис. 2. Гістограми щільності розподілу накопиченої енергії (SoC)

Fig. 2. Probability density of the state of charge distribution

Наявність більших втрат, що властиво деяким технологіям акумулювання, наприклад на рівні 20 % (ККД = 0,8), призводить до істотної асиметрії розподілу за рахунок зростання частки випадків повного розряду УЗЕ (рис. 2, б). Саме наявність розрядженого стану акумулятора (як і

повністю заповненого) ускладнює можливість балансування потужностей.

У розглянутому прикладі маємо розкид небалансів потужностей P_{Δ} у межах (-1,5; 2,4) в.о., середній небаланс отримали близьким до нуля, середні значення додатних

відхилен (потужності заряду) – $av.P^+ = 0,67$ в.о., від'ємних (потужності розряду) – $av.P^- = 0,56$. Надлишкова генерація (позитивний баланс) при обмеженій потужності УЗЕ веде до втрати енергії (неможливості збереження), а недостатній – до неповного задоволення потреб споживача, коли акумулятор не встигає надати потрібну енергію навіть при її наявності. Граничні значення небалансу потужностей мають низьку ймовірність, з ймовірністю 95 % діапазон небалансу становив би (-1,3; 1,6) в.о. При цьому середній рівень навантаження прийнято за 1 в.о., максимум навантаження по добовому ходу – 1,5 в.о., перевищення цього максимуму за рахунок випадкових відхилень становлять приблизно 5 % загальної кількості імітованих випадків.

Розглянемо можливість застосування критеріїв (1)-(4) до цього прикладу. Розглядалась така конфігурація: рівні потужності ВЕС та СЕС в сумі достатні в середньому для задоволення потреб споживача за кліматичних умов квітня – $P_W = P_S = 1,7$ в.о. Відповідно до (1) обмеження стосувались би кожного моменту часу (кожного інтервалу часового ряду в дискретній постановці задачі).

Виходячи з результатів моделювання, вважаємо для умови (1): $\rho^{\min} = -1,3$ та $\rho^{\max} = 1,6$ з ймовірністю не менше 95 %. Звідси вагові коефіцієнти (3) матимуть значення: $\chi^+ = 0,45$; $\chi^- = 0,55$. Залежності (4) дадуть значення: $R^+_1 = 0,4$; $R^-_1 = 0,45$. Отже, ризик за розрядом УЗЕ близький до ризику за зарядом у сенсі потужності (тобто за темпами зміни накопиченого заряду). Результуючий ризик виду (2) становить: $R_1 = 0,43$. Тут нижній індекс (1) стосується цієї конфігурації (варіанта) енергосистеми, позначеної як $s = 1$.

За ємністю УЗЕ в імітаційній моделі не було задано обмежень, а фактичні значення надлишкової енергії досягали 30 у.о. Щоправда, при рівні надійності 95 % (відкиданні 5 % екстремальних значень) верхня межа потрібної ємності УЗЕ становила б 19 у.о. в разі відсутності втрат енергії, а для ККД = 0,8 межею стає 16 у.о. Середній рівень заряду УЗЕ: $av.C = 6,9$ у.о. при ККД = 1,0 та 6,4 у.о. для ККД = 0,8. Отже, відносний показник стану заряду (5) стосовно достатньої ємності становитиме: $C_1 = 6,9/19 = 0,36$ (або $6,4/16 = 0,40$), тут ризик повного розряду УЗЕ дещо перевищує ризик переповнення. При

цьому ймовірність повного розряду становить 10 % загального часу.

Розглянемо конфігурацію системи з наявністю лише сонячної генерації (варіант $s = 2$), достатньої для потреб споживача в середньому вимірі: $P_W = 0$; $P_S = 5,4$ в.о. У розглянутому прикладі маємо розкид небалансів потужностей значно вищий, ніж в разі комбінованої генерації, а саме в межах (-1,6; 4,2) в.о., середній небаланс близький до нуля. Результати розрахунку відображено в табл. 1. Ризик повного розряду УЗЕ перевищує ризик заряду в сенсі потужності (за темпами зміни накопиченого заряду). Результуючий ризик виду (2) рівний: $R_2 = 0,46$. Порівняно з попереднім прикладом вага ризику недостатньої потужності більша. При відкиданні 5 % екстремальних значень верхня межа потрібної ємності УЗЕ становила б 23 у.о. в разі відсутності втрат енергії, а для ККД = 0,8 межею стає 19 у.о. Середній рівень заряду УЗЕ становив 7,0 у.о. (6,4 у.о. для ККД = 0,8). Отже, відносний показник ризику виду (5) стосовно достатньої ємності становитиме: $C_2 = 0,3$ (стан заряду УЗЕ нижче, ніж у разі комбінованої генерації). При цьому ймовірність повного розряду становить до 14 % загального часу.

Розглянемо конфігурацію системи з наявністю лише вітрової генерації (варіант $s = 3$), достатньої для потреб споживача в середньому вимірі: $P_W = 2,5$; $P_S = 0$ в.о. В розглянутому прикладі маємо розкид небалансів потужностей не вищий, ніж у разі комбінованої генерації (табл. 1). З ймовірністю 95 % розмах небалансів потужності становив би (-1,2; 1,8) в.о. Ризик за розрядом УЗЕ дещо перевищує ризик за зарядом у сенсі потужності. Результуючий ризик типу (2) становить: $R_3 = 0,51$. Відносний показник ризику (5) стосовно достатньої ємності становитиме: $C_3 = 0,32$ (ризик повного розряду УЗЕ дещо перевищує ризик переповнення). При цьому ймовірність повного розряду становить до 16 % загального часу.

Як варіант комбінованої генерації розглянемо також приклад з однаковим річним виробітком електроенергії: $P_W = 1,2$; $P_S = 2,7$ (варіант $s = 4$). Результати моделювання відображені в табл. 1, тут ймовірність повного розряду УЗЕ найменша.

Таблиця 1. Результати розрахунку параметрів для різних конфігурацій системи

Table 1. Results of parameter calculation for various system configurations

Параметри	$P_W = 1,7$; $P_S = 1,7$	$P_W = 0$; $P_S = 5,4$	$P_W = 2,5$; $P_S = 0$	$P_W = 1,2$; $P_S = 2,7$
s	1	2	3	4
max. P_{Δ}	1,7	3,6	1,8	1,9
min. P_{Δ}	-1,3	-1,5	-1,2	-1,3
av. P^+	0,67	1,50	0,87	0,84
av. P^-	-0,59	-0,83	-0,63	-0,39
χ^+	0,45	0,7	0,3	0,6
χ^-	0,55	0,3	0,7	0,4
R^+	0,40	0,42	0,48	0,50

Параметри	$P_W = 1,7;$ $P_S = 1,7$	$P_W = 0;$ $P_S = 5,4$	$P_W = 2,5;$ $P_S = 0$	$P_W = 1,2;$ $P_S = 2,7$
R^-	0,45	0,55	0,52	0,30
R_s	0,43	0,46	0,51	0,42
av. C (ККД 1,0)	6,9	7,0	7,9	6,4
av. C (ККД 0,8)	6,4	6,4	7,4	6,0
max. C (1/0,8)	19/16	23/19	25/23	18/17
C_s	0,38	0,32	0,32	0,35
$C(t) = 0$ (час, %)	10	14	16	9

Отже, як приклад розглянуто такі варіанти: рівної встановленої потужності ВЕС та СЕС ($s = 1$), лише СЕС ($s = 2$), лише ВЕС ($s = 3$), рівної генерації ВЕС та СЕС ($s = 4$). В усіх випадках сумарна середня потужність генерації для умов квітня, найближчих до середньорічних, рівна середньому споживанню (тобто становить 1,0 в.о.). В розглянутих випадках найбільший розмах небалансу потужностей (P_Δ) спостерігається для сонячної генерації, особливо помітною є можливість появи надлишкової потужності в денну пору. Середні значення надлишкової потужності, як і недостатньої, зменшуються в разі комбінованої генерації. Як результат, приведений індекс операційного ризику УЗЕ (R_s) також зменшується в разі комбінування вітрової та сонячної генерації, що відповідає загальній схильності до зменшення варіативності сумарної генерації в разі комбінування різних джерел енергії. Це стосується саме вимог до потужності засобів акумулювання енергії.

Означені результати отримано без урахування обмежень за ємністю акумулювання, тоді максимальний кумулятивний небаланс потужностей (тобто небаланс за енергопотоками) визначає потребу в ємності. З цього погляду комбінована генерація також відзначається найменшим розмахом небалансів енергії. Меншою є і середня накопичена енергія, і тривалість періодів повного розряду акумулятора. Найбільшої ємності потребує чисто вітрова генерація, що обумовлено можливістю тривалого надлишку чи нестачі генерації, на відміну від добової циклічності сонячної потужності. З розглянутих варіантів найкращі показники забезпечує паритетна вітрова та сонячна генерація, тобто рівні частки генерованої енергії (варіант $s = 4$).

Отже, пропонується індекс операційного ризику УЗЕ є об'єктивним показником надійності балансування потужності. Водночас середній відносний рівень заряду УЗЕ не виглядає мірилом ризику щодо заповнення ємності чи обмеження споживача, оскільки і середні, і максимальні обсяги заряду УЗЕ змінюються одночасно, а їх відношення змінюється випадково. Однак зростання індексу C_s у разі комбінованої генерації може свідчити про ефективніше використання наявної ємності УЗЕ.

Метод нормованого розмаху (R/S-аналіз). Поведінка стану заряду УЗЕ, представленого у вигляді часового ряду, має риси випадкового процесу. Власне балансу-

вання потужностей як сума випадкових процесів навантаження та генерації різними джерелами енергії також є випадковим процесом з певними властивостями. У випадку математичної моделі, коли є параметричний опис процесів споживання енергії, роботи вітрових, сонячних електростанцій тощо, можна описати результуючий процес або представити його імітаційною моделлю з використанням генератора випадкових чисел [14]. Натомість робота засобів балансування – систем накопичення енергії чи резервного генератора – визначатиметься не лише їх технічними параметрами, але також алгоритмами вмикання / вимикання. Як результат, можна отримати часові ряди з різною поведінкою, які описують поточний стан енергосистеми. Вхідні дані визначатимуться власне моделлю, тобто задаватимуться з деякою варіативністю; для об'єктивного аналізу та верифікації моделі варто скористатися історичними записами щодо фактичного стану навантаження та генерації, отриманими за достатній час та з охопленням різних ситуацій.

Початковий аналіз отриманих випадкових процесів, представлених у вигляді часових рядів, потребує загальної оцінки на предмет наявності трендів, циклічних складових (фрактальності), передбачуваності (персистентності), тобто здатності стану системи існувати довше, ніж процес, що створив його. Для аналізу часових рядів в умовах повної невизначеності може використовуватися метод нормованого розмаху (R/S-аналіз), запропонований Херстом (Hurst) [16], який дозволяє розрізнити випадковий і фрактальний часові ряди, а також робити висновки про наявність неперіодичних циклів, довготривалої пам'яті тощо. R/S-аналіз допоможе визначити стійкість (або нестійкість) тренду випадкового процесу, причому стійкість характеризується наявністю довгострокових ефектів. Показник Херста (H) широко застосовується в аналізі часових рядів завдяки його можливості оцінювати характер зміни ряду в часі; він містить мінімальні припущення про систему, що вивчається, і може класифікувати часові ряди – відрізнити випадковий ряд від не-випадкового, навіть якщо випадковий ряд не відповідає нормальному закону розподілу. Отже, використання показника Херста для аналізу нерівномірності споживання надає можливість додаткової оцінки графіків навантаження. Найбільш загальна формула показника Херста H для часового ряду довжиною n має вигляд:

$$E \left[\frac{R(n)}{S(n)} \right] = K \cdot n^H,$$

де символ E означає математичне очікування; R – розмах накопичених відхилень від середнього значення для n членів ряду; S – стандартне відхилення (СКВ). Тут K – деяка константа. Спрощена форма має вигляд: $(R_n/S_n) = K \cdot n^H$, де K зазвичай приймають рівним 0,5. Тоді, якщо показник Херста перебуває в проміжку $0,5 \div 1$, процес характеризується довготривалою пам'яттю, тобто має місце персистентність. Це означає, що в межах певного періоду часу наступні показники істотно залежать від попередніх. Послідовності, для яких $H > 0,5$, зберігають наявну тенденцію, тобто зростання в минулому імовірніше приводить до зростання надалі, і навпаки. Якщо значення дорівнює 0,5, явної тенденції не виражено, а при менших значеннях процес характеризується антиперсистентністю – будь-яка тенденція може змінитися на протилежну. Зазвичай значення показника Херста для природних процесів групуються поблизу значень 0,70–0,75. Якщо показник Херста приймає значення у проміжку від 0 до 0,5, значить, система змінюється швидше, ніж випадкова, тобто їй притаманні часті, але невеликі зміни. Значення в діапазоні $0,4 \div 0,6$ («білий шум») відповідають хаотичній поведінці часового ряду і, відповідно, найменшій прогнозованості.

Розглянемо з цього погляду процеси, що описують стан комбінованої енергосистеми з негарантованою (вітряною та сонячною) генерацією і можливістю акумулювання енергії. Оскільки математична модель базується на статистичній обробці фактичних даних, доцільно застосувати R/S -аналіз саме до оригінальних даних, наприклад наведених в [17]. Ідеться про зразки типового споживання електроенергії невеликим населеним пунктом, де переважає побутове навантаження. Кліматичні умови відповідають південним областям України, а генерація ВДЕ (сонячна, вітрова) вибрана рівною споживанню. Негарантований характер генерації та випадкові коливання навантаження створюють поточні небаланси потужності й, відповідно, енергопостачання; для збільшення стабільності постачання можна застосовувати установки зберігання енергії. Як приклад розглядаємо дані за квітень, номінальні потужності СЕС і ВЕС приблизно рівні (сценарій 1), а їх генерація відповідає середньому навантаженню, яке в цьому прикладі становить близько 700 кВт.

Для поточних небалансів енергії дані для розрахунку показника Херста мають значення: $n = 1440$ (півгодинні інтервали часу, 30 днів); $R = 43,5 - (-11,0)$; $S = 12,1$. Звідси $H = 0,3$. Отже, така система не має вираженого тренду (антиперсистентна), спостерігаються часті відхилення від середнього. Відсутність тренду свідчить, зокрема, про певну збалансованість часового ряду. При цьому середнє значення балансу потужностей рівне нулю, а для небалансів енергії як кумулятивної суми потужностей (з урахуванням часових інтервалів) середнє може мати ненульові значення (див. напр. [18]).

Наявність акумулювання здатна змінити характер балансування в бік зменшення амплітуди випадкових відхилень. Як приклад, прийнявши середнє навантаження за відносну одиницю (тобто 1 в.о. = 700 кВт), передбачимо наявність акумулятора ефективною ємністю $C = 3$ у.о. (умовні одиниці, рівні в.о.-год), що дорівнює 3-годинному середньому споживанню. Тоді отримаємо зменшення надлишкового накопичення, відповідно $R = 40,6 - (-11,0)$; $S = 11,9$; звідси $H = 0,29$. Така ємність акумулятора справляє незначний вплив на персистентність процесу балансування. Враховувалось, що ККД акумулятора становить 0,97; також приймаємо, що його потужність достатня для сприйняття усієї незбалансованої енергії. В цьому прикладі СКВ небалансів енергії становило 1,4 у.о., а максимум – 4 у.о. Для $C = 12$ отримаємо: $H = 0,28$; для $C = 24$: $H = 0,27$. Отже, показник Херста мало чутливий до впливу проміжного збереження енергії (див. табл. 2); натомість загальний баланс потужностей системи зміниться істотно. Так, в разі відсутності акумулятора розмах небалансів потужностей становив би $(-1,6 \div 2,1)$ з СКВ $\sigma = 0,70$; для $C = 3$ розмах практично не зміниться, але $\sigma = 0,61$; при $C = 12$ маємо $\sigma = 0,48$; для $C = 24$: $\sigma = 0,37$. Для порівняння, в разі відсутності акумулятора середньодобовий рівень негативного балансу (втрати навантаження) та позитивного (невикористаної енергії) становив би 7,0 у.о. (семигодинне середнє споживання); при $C = 3$ втрата навантаження зменшилася б до 5,0; для $C = 24$ маємо 1,8. Ідеться про нульовий середній баланс, коли генерація в середньому за місяць відповідає навантаженню, а поточні значення можуть мати небаланси обох знаків. Однак якщо говорити про стан заряду акумулятора (SoC) як кумулятивну суму небалансів з обмеженнями за ємністю, то для часового ряду $C_A(t)$ при $C = 3$ маємо $H = 0,21$; для $C = 24$ отримаємо $H = 0,24$. Якщо значення для $C = 44$ (максимальний кумулятивний небаланс), маємо $H = 0,28$. Отже, зростання показника Херста для SoC до рівня «білого шуму» вказує на достатню ємність акумулятора, здатну компенсувати ймовірні небаланси з високою достовірністю. Проте більш показовим є обсяг надлишкової (втраченої) енергії та недоданої енергії (втрати навантаження), див. табл. 2.

Таблиця 2. Показники застосування критерію серій за різної ємності УЗЕ

Table 2. Indicators of the series criterion for different battery capacities

C , у.о.	0	3	12	24	45
ΔE^+ , у.о.	7,0	4,9	2,9	1,5	0,0
ΔE^- , у.о.	7,0	4,9	2,9	1,6	0,38
H (для P_Δ)	0,30	0,29	0,28	0,27	0,22
H (для SoG)	-	0,21	0,22	0,24	0,28

Таким чином, застосування показника Херста до часового ряду, складеного зі значень небалансу потужностей, свідчить про непрогнозованість такого ряду, але

мало чутливе до наявності збереження енергії. Натомість для стану заряду акумулятора зростання цього показника говорить про покращення збалансованості енергосистеми.

Зауважимо, що втрати енергії в разі значних небалансів можуть виникати і як наслідок штучного обмеження потужності ВДЕ, якщо їх залучають до процесу регулювання частоти й напруги.

Критерій серій застосовується для перевірки гіпотези, яка стверджує, що елементи вибірки отримані випадковим чином і незалежні. Кожному елементу вибірки поставимо відповідно знак «+» або «-» залежно від того, більше або менше медіани його значення (нульові значення не враховуються). Тим самим всій вибірці поставлений у відповідність набір певних знаків. Позначимо як n_1 число значень з ознакою «+», а n_2 – число ознак «-» в отриманому наборі. Серією в цьому наборі називається всяка послідовність, що складається з однакових знаків і обмежена протилежними знаками, або перебуває на початку чи в кінці набору. Звичайно, $n = n_1 + n_2$, N – число серій. Довірчі інтервали для кількості інверсій (змін знаку) в послідовності значень задаються таблично [19]. При значних об'ємах вибірки для перевірки гіпотези випадковості можна використати статистику Z , вибіркове значення Z_B якої обчислюється за формулою [20]:

$$Z_B = \frac{\left| N - \left(\frac{2n_1n_2}{n_1 + n_2} + 1 \right) \right| - \frac{1}{2}}{\sqrt{\frac{2n_1n_2[2n_1n_2 - (n_1 + n_2)]}{(n_1 + n_2)^2(n_1 + n_2 - 1)}}}. \quad (6)$$

За умови, що гіпотеза випадковості правильна, статистика Z має приблизно нормальний розподіл. У цьому разі критична область визначається нерівностями $Z_B \leq u_{\alpha/2}$ або $Z_B \geq u_{1-\alpha/2}$, де u – квантиль нормального розподілу з рівнем значимості α . Якщо гіпотеза правильна, то обидві ознаки у вибірці мають бути добре перемішані в загальному варіаційному ряді, і число серій має бути досить великим; якщо ж ознаки отримані з генеральної сукупності з різними розподілами, то число серій N буде малим. Область прийняття гіпотези визначається нерівностями $N_1 < N < N_2$, що визначаються за розміром вибірок n_1 і n_2 та рівнем значимості α , а для значної вибірки (понад 200 значень) – за статистикою Z . Наприклад, якщо $n = 200$, для $\alpha = 0,05$ допустимі межі: $88 < N < 113$; для $\alpha = 0,01$ межі $84 < N < 117$. Серій не може бути надто мало, має виконуватись правило:

$$N > 0,5[n + 1 - 1,96\sqrt{n-1}]. \quad (7)$$

У нашому прикладі є місячний набір даних, $n = 1440$. При $C = 0$ маємо $N = 155$, $Z_B = 30$; для $C = 3$: $N = 70$, $Z_B = 25$; для $C = 24$: $N = 28$, $Z_B = 12$, для $C = 45$: $N = 6$, $Z_B = 5$. Для попадання в межі квантиля мало би бути, наприклад при $C = 0$ і $\alpha = 0,01$: $N_1 = 680$, $N_2 = 770$. Оскільки в усіх варіантах ємностей маємо $N < n/2$, то часовий ряд не може вважатися вибіркою незалежних значень однієї випадкової

величини, гіпотеза незалежності має бути відхилена. Отже, застосування УЗЕ очевидно впорядковує збалансованість енергосистеми. Статистика серій у цьому разі відображає кількість перемикачів акумулятора з режиму заряду на розряд, і навпаки, і для стійкості роботи системи акумуляування має бути незначною. Отже, критерій інверсій відображає кількість циклів і, відповідно, тривалість використання УЗЕ згідно з технічними вимогами.

Правило (7) не виконується навіть за відсутності акумулятора, оскільки потужності генерації підібрано відповідними споживанням. Якщо розглядати окремо генерацію ВДЕ, базовану на медіану вибірки, отримаємо: $n_1 = 707$, $n_2 = 733$, $N = 137$, тоді $Z_B = 31$. Для власне навантаження (потужності споживання) $n_1 = 657$, $n_2 = 783$, $N = 117$, тоді $Z_B = 32$. Критеріями незалежності мали б бути $N_1 = 680$, $N_2 = 770$. Мала кількість серій у вибірці означає значну довжину окремих серій, що в цьому прикладі вказує на певну інерційність енергетичних потоків – відхилення від середнього можуть бути досить тривалими. Така поведінка відповідає моделі стохастичного блукання, що має бути враховано при моделюванні реальних процесів в енергосистемі. При цьому розглянутий приклад стосується досить тривалих – 30-хвилинних – інтервалів часу, тоді як математична модель має відображати швидкоплинні зміни. Компромісним рішенням може бути декомпозиція моделі, з урахуванням повільно змінюваної складової (значних відхилень від лінії тренду) та короткочасних флуктуацій малої амплітуди.

Як приклад лінії тренду розглянемо агреговані дані попереднього прикладу, з осередненням по 2-годинних інтервалах. Тоді для добового ряду з 12 значень отримуємо варіанти для різних діб, що містять по 3–5 серій, або $Z_B = 1,5-2,1$; отже, для окремо взятої доби 2-годинні інтервали вже можна вважати умовно незалежними з погляду балансів споживання та генерації ВДЕ. Однак для повного місячного набору 2-годинних даних маємо: $n_1 = 179$, $n_2 = 181$, $N = 82$, тоді $Z_B = 10,4$. Відносна кількість серій зменшується за рахунок плавних переходів від доби до доби. Навіть для місячного набору 3-годинних даних маємо: $n_1 = 141$, $n_2 = 99$, $N = 54$, тоді $Z_B = 8,4$; це значно перевищує квантили нормального розподілу. За правилом (7) мало б бути $N > 105$, що явно не виконується. А вже для 30 середньодобових значень маємо: $n_1 = 14$, $n_2 = 16$, $N = 12$, тоді $Z_B = 1,3$. Для табличного критерію серій відповідно до [19] було б достатньо інтервалу $N_1 = 9$, $N_2 = 22$ з показником рівня значимості $\alpha = 0,01$; для $\alpha = 0,05$ мало б бути $N_1 = 1$, $N_2 = 20$. Тут умова незалежності значень ($N_1 < N < N_2$) дотримується з високою надійністю. Отже, зі збільшенням довжини часових інтервалів, на яких виконується осереднення, застосування критерію серій свідчить про випадковий характер агрегованих даних. За наявності акумулятора, вже при ємності $C = 3$ маємо $N = 11$; при $C = 12$: $N = 8$, при $C = 24$ маємо $N = 6$, тобто поведінка балансу потужностей стає все менш випадковою, акумулятор сприяє більшій впорядкованості даних.

Отже, застосування критерію серій доцільніше для агрегованих даних про роботу енергосистеми, що враховують загальний тренд поведінки досліджуваної величини.

Висновки

Зростання частки відновлюваної генерації у складі енергетичних систем різного масштабу є беззаперечним світовим трендом сучасного стану енергетики. Серйозною завадою на шляху впровадження таких видів енергії, як сонячна та вітрова, є негарантований характер генерації, залежний від погодних факторів. Найкращим вирішенням проблеми вважається запровадження інтегрованих систем проміжного зберігання енергії. Багато дослідників звертаються до вибору оптимального складу систем зберігання енергії у складі енергосистеми зі значною часткою ВДЕ. Однак наразі нема загальноприйнятих критеріїв кількісної оцінки якості роботи систем акумулювання, натомість критеріями оптимізації виступають такі узагальнені показники, як надійність енергопостачання та результуюча собівартість енергії.

Дослідниками пропонуються різні числові показники, які стосувалися б власне акумулювання енергії. Розглянуто декілька таких підходів на прикладі реальних умов генерації ВДЕ та споживання електроенергії в кліматичних умовах України. Встановлено, що застосування критерію індексів операційного ризику до часового ряду, який описує процеси накопичення та витрачання енергії, дозволяє виявити об'єктивні показники системи зберігання енергії. За допомогою імітаційної моделі визначалась потреба в ємності акумулювання та розмах небалансів потужності. З розглянутих варіантів найкращі показники забезпечує комбіноване використання вітрової та сонячної генерації. Водночас середній відносний рівень заряду УЗЕ не виглядає мірилом ризику щодо заповнення ємності чи обмеження споживача. Проте зростання індексу операційного ризику може свідчити про ефективніше використання наявної ємності.

Поведінка часового ряду, який описує випадковий процес зберігання енергії, може бути оцінена рядом спеціальних критеріїв. Зокрема, розглянуто метод нормованого розмаху (R/S-аналіз, або критерій Херста). Цей метод дає змогу оцінити стохастичність часового ряду, наявність стійких трендів та можливість передбачення стану УЗЕ. Як предмет оцінювання вибрано фактичні дані про роботу реальної енергосистеми, оскільки імітаційна модель у цьому разі вже апіорі задавала б властивості процесу. Виявлено, що застосування показника Херста свідчить про непрогнозованість небалансу потужностей. Натомість його застосування до стану заряду акумулятора дозволяє отримати якісні оцінки стану збалансованості енергосистеми.

Застосування критерію серій вказує на зростання впорядкованості даних про стан енергосистеми при збільшенні ємності системи зберігання. Однак цей критерій більш доцільний для агрегованих даних з великими (кілька годин) інтервалами осереднення, тоді як оцінка стану балансу потужностей потребує врахування саме швидкоплинних змін генерації та споживання енергії.

ПОСИЛАННЯ

1. Priyanka Sisodiya, Anil K. Kori. Review on power quality of hybrid renewable energy system. *International Journal for Research in Applied Science & Engineering Technology (IJRASET)*, 2022, v. 10(VII). www.ijraset.com.
2. Dodo U. A., Salami B. A. et al. Investigating the influence of erratic grid on stationary battery energy storage technologies in hybrid power systems: Techno-enviro-economic perspectives. *Energy*, 2024, v. 304, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.132140>.
3. Siraj Khanal et al. Effects of energy sharing and electricity tariffs on optimal sizing of PV-battery systems for grid-connected houses. *Computers and Electrical Engineering*, 2024, v. 118. <https://doi.org/10.1016/j.compeleceng.2024.109457>.
4. Sharmila Nagaraju, Nataraj K. Ramaswamy. Decentralized dynamic power control in an islanded DC microgrid with hybrid energy storage system. *International Journal of Power Electronics and Drive Systems (IJPEDS)* 2022, v. 13, 4, p. 2190–2198. DOI: 10.11591/ijped.v13.i4.pp2190-2198.
5. Daniel L. Rodrigues et al. Battery energy storage sizing optimisation for different ownership structures in a peer-to-peer energy sharing community. *Applied Energy*, 2020, v. 262. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114498>.
6. Ansu Alex et al. Optimal techno-enviro-economic analysis of a hybrid grid connected tidal-wind-hydrogen energy system. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.08.214>.
7. Dhavala R. K. et al. Case study on demand side management based cost optimized battery integrated hybrid renewable energy system for remote rural electrification. *Wiley Online Library*, 2022. <https://doi.org/10.1002/est.2410>.
8. Wang G., Blondeau Ju. Optimal combination of daily and seasonal energy storage using battery and hydrogen production to increase the self-sufficiency of local energy communities. *Journal of Energy Storage*, 2024, v. 92. <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.112206>.
9. Heejung Park. Locational role analysis of energy storage systems based on optimal capacity needs and operations under high penetration of renewable energy. *Energies*, 2024, 17. <https://doi.org/10.3390/en17030743>.
10. Sugihara H., Yokoyama K. et al. Economic and efficient voltage management using customer-owned energy storage systems in a distribution network with high penetration of photovoltaic systems. *IEEE Trans. Power Syst.* 2013, 28(1), p. 102–111.
11. Luo F., Meng K. et al. Coordinated operational planning for wind farm with battery energy storage system. *IEEE Trans. Sustainable Energy*, 2015, 6(1), p. 253–262.

12. Закон України «Про ринок електричної енергії». <https://ips.ligazakon.net/document/T172019>. Дата звернення: 26.01.2024.
13. Yang H., Wang J. et al. Battery energy storage system planning for promoting renewable energy consumption using a constraint boundarization technique. *IET Renewable Power Generation*. 2023, p. 1–13. <https://doi.org/10.1049/rpg2.12891>.
14. Кузнєцов М. П., Мельник О. А., Смертюк В. М. Моделювання процесу акумулювання електроенергії в комбінованій енергосистемі. *Відновлювана енергетика*. 2020. № 4. С. 22–30. DOI: 10.36296/1819-8058.2020.4(63).22-30.
15. Кузнєцов М. П., Лисенко О. В. Забезпечення балансу енергії в локальній системі з відновлюваною генерацією. *Відновлювана енергетика*. 2023. № 1. С. 6–18. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.1\(72\).6-18](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.1(72).6-18).
16. Hurst H. E., Black R. P., Simaika Y. M. Long-term storage: an experimental study. Constable. Лондон, 1965.
17. Лисенко О. В. Оцінка випадкових властивостей рівнів споживання електроенергії. *Відновлювана енергетика*. 2018. № 1. С. 26–35.
18. Kuznietsov M., Vyshnevskaya Yu., Brazhnyk I., Melnyk O. Modeling of the Generation-Consumption Imbalance in the Heterogeneous Energy Systems with Renewable Energy Sources / 2019 IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS) conference-paper. P. 196–200. DOI: 10.1109/ess.2019.8764189.
19. Bendat J. S., Piersol A. G. Random data: analysis and measurement procedures. Wiley, 2010. 640 p.
20. Кушнір О. К. та ін. Використання критерію Вальда-Вольфовиці для економічних задач. *Інфраструктура ринку*. Вип. 49. 2020. <https://doi.org/10.32843/infrastruct49-59>.
4. Sharmila Nagaraju, Nataraj K. Ramaswamy. Decentralized dynamic power control in an islanded DC microgrid with hybrid energy storage system. *International Journal of Power Electronics and Drive Systems (IJPEDS)* 2022, v. 13, 4, p. 2190–2198. DOI: 10.11591/ijpeds.v13.i4.pp2190-2198.
5. Daniel L. Rodrigues et al. Battery energy storage sizing optimisation for different ownership structures in a peer-to-peer energy sharing community. *Applied Energy*, 2020, v. 262. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114498>.
6. Ansu Alex et al. Optimal techno-enviro-economic analysis of a hybrid grid connected tidal-wind-hydrogen energy system. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.08.214>.
7. Dhavala R. K. et al. Case study on demand side management based cost optimized battery integrated hybrid renewable energy system for remote rural electrification. Wiley Online Library, 2022. <https://doi.org/10.1002/est2.410>.
8. Wang G., Blondeau Ju. Optimal combination of daily and seasonal energy storage using battery and hydrogen production to increase the self-sufficiency of local energy communities. *Journal of Energy Storage*, 2024, v. 92. <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.112206>.
9. Heejung Park. Locational role analysis of energy storage systems based on optimal capacity needs and operations under high penetration of renewable energy. *Energies*, 2024, 17. <https://doi.org/10.3390/en17030743>.
10. Sugihara H., Yokoyama K. et al. Economic and efficient voltage management using customer-owned energy storage systems in a distribution network with high penetration of photovoltaic systems. *IEEE Trans. Power Syst.* 2013, 28(1), p. 102–111.
11. Luo F., Meng K. et al. Coordinated operational planning for wind farm with battery energy storage system. *IEEE Trans. Sustainable Energy*, 2015, 6(1), p. 253–262.
12. The Law of Ukraine "On the Electric Energy Market". <https://ips.ligazakon.net/document/T172019>. Application date: 26.01.2024.
13. Yang H., Wang J. et al. Battery energy storage system planning for promoting renewable energy consumption using a constraint boundarization technique. *IET Renewable Power Generation*. 2023, p. 1–13. <https://doi.org/10.1049/rpg2.12891>.
14. Kuznietsov M., Melnyk O., Smertiuk V. Modeliuvannia protsesu akumuluvannia elektroenerhii v kombinovanii enerhosystemi [Simulation of electricity accumulation process in the combined power system]. *Vidnovluvana energetika*, 2020, 4. P. 22–30. DOI: 10.36296/1819-8058.2020.4(63).22-30.
15. Kuznietsov M., Lysenko O. Zabezpechennia balansu enerhii v lokalnii systemi z vidnovliuvanoi heneratsiiei

REFERENCES

1. Priyanka Sisodiya, Anil K. Kori. Review on power quality of hybrid renewable energy system. *International Journal for Research in Applied Science & Engineering Technology (IJRASET)*, 2022, v. 10(VII). www.ijraset.com.
2. Dodo U. A., Salami B. A. et al. Investigating the influence of erratic grid on stationary battery energy storage technologies in hybrid power systems: Techno-environmental perspectives. *Energy*, 2024, v. 304, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.132140>.
3. Siraj Khanal et al. Effects of energy sharing and electricity tariffs on optimal sizing of PV-battery systems for grid-connected houses. *Computers and Electrical Engineering*, 2024, v. 118. <https://doi.org/10.1016/j.compeleceng.2024.109457>.

- [Ensuring the energy balance in the local system with renewable generation]. *Vidnovluvana energetika*, 2023, v. 1, p. 6–18. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.1\(72\).6-18](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.1(72).6-18).
16. Hurst H. E., Black R. P., Simaika Y. M. Long-term storage: an experimental study. Constable. Лондон, 1965.
17. Lysenko O. Otsinka vypadkovykh vlastyvostei rivniv spozhyvannia elektroenerhii [Estimation of random properties of electricity consumption levels]. *Vidnovluvana energetika*. 2018. № 1. P. 26–35.
18. Kuznietsov M., Vyshnevskaya Yu., Brazhnyk I., Melnyk O. Modeling of the Generation-Consumption Imbalance in the Heterogeneous Energy Systems with Renewable Energy Sources. 2019 IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS) conference-paper. P. 196–200. DOI: 10.1109/ess.2019.8764189.
19. Bendat J. S., Piersol A. G. Random data: analysis and measurement procedures. Wiley, 2010. 640 p.
20. Kushnir O. et al. Vykorystannia kryteriiu Valda-Volfovyt-sia dlia ekonomichnykh zadach [Using the Wald-Wolfowitz criterion for economic problems]. *Infrastruktura rynku*, 2020, v. 49. <https://doi.org/10.32843/infrastructure49-59>.