

УДК 621.311

ОЦІНКА БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТІ КОМБІНОВАНИХ ЕНЕРГОСИСТЕМ

М.П. Кузнєцов¹, доктор технічних наук, **О.В. Лисенко**², кандидат технічних наук

¹Інститут відновлюваної енергетики НАН України
02094 вул. Гната Хоткевича, 20А, м. Київ, Україна

²Таврійський державний агротехнологічний університет
72310 пр-т Б. Хмельницького, 18, м. Мелітополь, Україна

Вибір потужностей відновлюваної енергетики в комбінованій енергосистемі має забезпечити балансову надійність генерації при вірогідних режимах споживання. Потрібно також забезпечити раціональне використання виробленої енергії. Адекватність енергосистеми оцінюється за допомогою ряду індексів, таких як вірогідність втрати навантаження або появи надмірної потужності. Один зі способів визначення показників надійності – використання ретроспективного аналізу статистичних даних. Аналітичне визначення функцій розподілу випадкових величин дозволяє розрахувати шукані індекси, спростити розрахунки для великої кількості можливих комбінацій об'єктів енергетики. Функція щільності розподілу процесу балансування потужності може бути визначена статистичною обробкою історичних даних. Статистичний аналіз потребує синхронного співставлення генерації та споживання для визначення балансу енергії як часового ряду. Для моделювання генерації та навантаження миттєва потужність представляється як сума осередненого значення, випадкового середньодобового значення та поточних короткотермінових змін. Головним проблемним фактором для вітрової та сонячної енергетики є вплив стохастичної складової. Для її моделювання використано фактичні синхронізовані дані про погодні умови, енергетичні характеристики вітрових і сонячних установок та рівень споживання електроенергії одним споживачем (населеним пунктом) та групою таких споживачів. Розраховано характеристики розподілу ймовірності, підтверджено їхній нормальний характер. Показано, що малі відносні потужності ВДЕ практично не впливають на загальну варіативність, їхня роль стає помітною при рівнях впровадження понад 20% загальної потужності. Оцінено вплив точності прогнозу погоди та навантажень на загальний рівень невизначеності. Показано, що передбачення середньодобової потужності дозволяє істотно знизити ймовірність перевищення заданих рівнів небалансу, скоротивши потребу у додаткових компенсуючих потужностях. Порівняння розрахованих та фактичних значень підтверджує адекватність моделі. Бібл. 8, табл. 4, рис. 3.

Ключові слова: комбіновані енергосистеми, відновлювані джерела енергії, математичне моделювання.

ASSESSMENT OF THE POWER BALANCE OF COMBINED ENERGY SYSTEMS

M. Kuznietsov¹, doctor of science, **O. Lysenko**², candidate of science

¹Institute of renewable energy, NAS Ukraine
02094 20A Hnata Khotkevycha St., Kyiv, Ukraine

²Tavria State Agrotechnological University
72310 18 B. Khmel'nitskoho Avenue, Melitopol, Ukraine

The choice of renewable energy in the combined power system should ensure the balance-sheet reliability of generation due to the likely consumption regimes. It is also necessary to ensure the rational use of energy produced. The adequacy of the power system is estimated using a series of indices, such as the probability of loss of load or the appearance of excessive power. One way to determine reliability indicators is to use a retrospective analysis of statistical data. An analytical determination of the probability distribution functions allows us to calculate the desired indexes, simplify calculations for a large number of the energy objects possible combinations. The distribution function of the balancing power process can be determined by statistical processing of historical data. Statistical analysis requires synchronous comparison of generation and consumption to determine the energy balance as a time series. For simulation of generation and load, instantaneous power is represented as the sum of averaged value, a random average daily value, and current short-term changes. The main problem for wind and solar energy is the impact of the stochastic component. For its modeling, actual synchronized data on weather conditions, energy characteristics of wind and solar installations and the level of electricity consumption by a single consumer (population) and a group of such consumers have been used. The characteristics of the distribution of probability are calculated, their normal character is confirmed. It is shown that small relative capacities of RES have practically no effect on the general variability; their role becomes noticeable at the implementation levels of more than 20% of the total power. The influence of the weather and loads forecast accuracy on the general level of uncertainty is estimated. It

is shown that the prediction of average daily power can significantly reduce the probability of exceeding the specified levels of imbalance, reducing the need for additional compensating capacities. Comparison of calculated and actual values confirms the adequacy of the proposed model. References 8, tables 4, fig. 3.

Keywords: combined power systems, renewable energy sources, mathematical modeling.



М. Кузнецов
M. Kuznietsov

Відомості про автора: заступник директора Інституту відновлюваної енергетики НАН України, старший науковий співробітник, доктор технічних наук.
Освіта: Київський державний університет ім. Т. Шевченка, механіко-математичний факультет.
Наукова сфера: математика, відновлювана енергетика.
Публікації: понад 60, у тому числі, 3 монографії.
ORCID: 0000-0002-0497-7439
Контакти:
тел./факс: +38 (044) 206-28-09
e-mail: renewable@ukr.net

Author information: Deputy Director of the Institute of Renewable Energy at the NASU, Doctor of technical sciences.
Education: Taras Shevchenko Kyiv State University, Faculty of Mechanics and Mathematics.
Research area: mathematics, renewable energy.
Publications: over 60, including 3 monographs.
ORCID: 0000-0002-0497-7439
Contacts:
tel./fax: +38 (044) 206-28-09
e-mail: renewable@ukr.net



О. Лисенко
O. Lysenko

Відомості про автора: доцент кафедри енергетики та автоматизації Таврійського державного агротехнологічного університету, доцент, кандидат технічних наук.
Освіта: Таврійська державна агротехнічна академія, енергетичний факультет.
Наукова сфера: електропостачання, відновлювана енергетика.
Публікації: понад 40, у тому числі, 4 патенти.
ORCID: 0000-0001-7085-7796
Контакти:
тел.: +38 (061) 942-06-18
факс: +38 (061) 942-24-11
e-mail: office@tsatu.edu.ua

Author information: Associate Professor, Department of Energy and Automation Tavria State Agrotechnological University, Associate Professor, Candidate of Technical Sciences.
Education: Tavria State Agrotechnical Academy, Energy.
Research area: power supply, renewable energy.
Publications: over 40, including 4 patents.
ORCID: 0000-0001-7085-7796
Contacts:
tel.: +38 (061) 942-06-18
fax: +38 (061) 942-24-11
e-mail: office@tsatu.edu.ua

Перелік використаних позначень та скорочень:

ВДЕ – відновлювані джерела енергії;
ВЕС – вітрова електростанція;
СЕС – сонячна електростанція;
LOLP – імовірність втрати навантаження;
LOLE – очікувана втрата навантаження;
LPS – дефіцит потужності (кВт·год);
EXC – частка надлишкової енергії;

ε – стандартна нормальна випадкова величина;
 σ – середньоквадратичне відхилення;
T – загальна тривалість процесу;
M[...] – математичне сподівання;
W – потужність ВЕС (кВт);
S – потужність СЕС (кВт).

Вступ. Оцінка оптимальності побудови енергосистеми, що використовує відновлювані джерела енергії (ВДЕ), потребує критеріїв відповідності висунутим вимогам. Традиційний підхід до оцінки правильності конфігурації потужностей полягає у забезпеченні балансової надійності або адекватності системи генерації, тобто її здатності забезпечувати покриття попиту в електричній потужності та енергії заданої якості за планових

та очікуваних (вірогідних) режимів споживання. Загалом можна розглядати баланс потужності та баланс енергії, хоча ці фізичні величини пов'язані. Однак в оцінці економічних показників енергосистем, що використовують ВДЕ, потрібно зважати також на раціональне використання виробленої енергії. Широке впровадження технологій використання ВДЕ, які не мають гарантованого джерела первинного енергоносія (в пе-

ршу чергу це стосується вітрової та сонячної енергетики) обумовило появу нових проблем в контексті забезпечення надійності. Важливою обставиною є те, що разом із можливістю дефіциту потужності в ОЕС виникає проблема можливості виникнення надлишку потужності при одночасному високому значенні поточної потужності на ВЕС та СЕС та мінімальних рівнях можливого виробництва електроенергії на електростанціях інших типів. Режим точної відповідності, або нульового небалансу, теоретично має нульову ймовірність як точкова подія, проте може мати цілком протяжну тривалість у разі застосування акумулюючих та допоміжних маневрових потужностей, що забезпечують коливання небалансу в заданих межах.

Постановка задачі. Коливання енергобалансу необхідно компенсувати за рахунок зміни потужності інших, традиційних джерел, для чого необхідна наявність відповідного діапазону регулювання, додатково до необхідного для покриття змін навантаження споживачів і забезпечення нормативної якості електроенергії. Адекватність енергосистеми можна оцінити за допомогою ряду критеріїв. До найбільш уживаних критеріїв (індексів) для оцінки балансової надійності відноситься, зокрема, очікувана втрата навантаження *LOLE*. Інший схожий показник, що застосовується для вивчення надійності енергосистеми – ймовірність втрати навантаження *LOLP*. Популярним для оцінки гібридних енергосистем на основі ВДЕ є індекс ймовірної втрати живлення *LPSP* – це показник, що відображає ймовірність втрати можливості забезпечення енергією потреб споживача, аналогічно до *LOLP* [1]. Інша назва для розмірної величини (*LPS*) – дефіцит потужності. Знання балансової надійності стає потрібним для визначення можливостей забезпечувати надійне задоволення потреб споживачів з урахуванням коливань потужності ВЕС та СЕС, що може змінюватися випадковим чином у межах певного діапазону. Отже, є доцільним запровадження і такого критерію як вірогідність появи надмірної потужності. До такого роду критеріїв належить зокрема індекс *EXC*, що стосується надлишку активної потужності чи енергії.

Один зі способів визначення показників надійності – безпосереднє використання статистичних даних для ретроспективного аналізу. За наявності історичних даних про погодні фактори можна перерахувати їх у потужність за енергетичними характеристиками вітрових чи сонячних установок. Як правило, такі дані є осередненням за певними часовими інтервалами (від 10 хв до 3 год) і мають вид часового ряду. Простим підрахунком можна визначити частість подій, що характеризують роботу енергосистеми. Однак ретроспективний підхід стосується лише конкретних ситуацій, обмежених у часі.

При ймовірнісному підході до оцінки надійності, аналітичне визначення функцій розподілу випадкових величин дозволяє безпосередньо розрахувати шукані індекси, однак задання таких функцій також потребує попереднього вивчення статистичних даних, що стосуються досліджуваного об'єкта (енергосистеми), та прийняття деяких гіпотез [2]. Статистичний аналіз передбачає визначення параметрів розподілу часового ряду як випадкової величини, надалі оперуючи ними для розрахунку індексів надійності для різних варіантів побудови локальної енергосистеми. Такий підхід дозволяє узагальнити наявні дані, спростити розрахунки для великої кількості можливих комбінацій об'єктів енергетики. Однак визначення індексів надійності потребує синхронного співставлення генерації та споживання для визначення балансу енергії як часового ряду. Можливим шляхом представлення випадкових процесів є імітаційне моделювання з подальшим застосуванням методів типу Монте-Карло. Цей спосіб також потребує статистичних даних для розрахунку параметрів моделі, але є більш узагальненим, оскільки оперує не лише певною вибіркою даних, а й передбачає всі можливі випадки.

Розрахунки показників надійності. В загальному випадку, за історичними записами (часовим рядом) процесів генерування та споживання енергії можна визначити парціальні статистичні числові характеристики – моменти, закони розподілу тощо, які відображають їхню характерну поведінку. Ці показники є стабільними у випадку стаціонарності процесів генерації й споживання

[3] і дозволяють отримати деякі інтегральні оцінки. Однак різниця генерації та споживання (баланс потужності) суттєво залежить від початкових умов та послідовності випадкових значень зазначених процесів. Функція щільності розподілу процесу балансування (або небалансу потужності) може бути визначена статистичною обробкою історичних даних і бути притаманною даній випадковій вибірці, або визначена аналітично за умов стаціонарності та незалежності процесів:

$$\begin{aligned} f_{G-L}(p) &= f_{\Delta P}(p) = \int_{-\infty}^{\infty} f_{PG}(x) \cdot f_{PL}(p-x) dx = \\ &= \int_{-\infty}^{\infty} f_{PG}(p-x) \cdot f_{PL}(x) dx, \end{aligned} \quad (1)$$

де f_{PG} та f_{PL} – відповідно парціальні функції щільності розподілу потужностей генерування та навантаження (споживання). Тут x – незалежний аргумент інтегрування з розмірністю потужності.

Для використання критеріїв надійності потрібно оцінити поведінку випадкового процесу, який описує баланс (чи небаланс) генерованої та споживаної потужності:

$$P_{\Delta}(t) = P_G(t) - P_L(t), \quad P_G = P_R + P_K. \quad (2)$$

Тут прийнято $P_R = P_W + P_{PV}$ – потужність відновлюваних джерел енергії, що мають випадкову природу (вітру P_W та сонця P_{PV}); P_K – контрольована потужність (традиційні джерела енергії).

Для моделювання ВДЕ пропонується представлення миттєвої потужності у вигляді осередненого значення $\omega(t)$ для заданого сезону (трендової кривої) як детермінованої функції від часу, середньодобового значення як випадкової величини та поточних короткотермінових змін $U(t)$, що стосуються відхилень від середньої потужності як випадкового процесу. Отже, функція миттєвої потужності в загальному випадку матиме вигляд [4]:

$$P_i(t) = \omega_i(t) + \sigma_i \varepsilon + U_i(t), \quad (3)$$

де σ_i – стандартне відхилення середньодобових значень для i -го учасника, а ε – стандартна нормально розподілена випадкова величина.

Таке представлення показує хорошу збіжність з фактичним характером генерації вітроелектричних станцій. Схоже представлення пропо-

нується для фотоелектричних установок [5, 6], хоча як варіант для моделювання випадкового процесу можна використати рівномірно розподілені випадкові величини. Як показано в [3], аналогічним чином описується поведінка споживаної потужності для широкого кола споживачів, тут нормальний розподіл флуктуацій показово підтверджується наявною статистикою. Однак звичайний режим надходження вітрової та сонячної енергії погано узгоджується з традиційними потребами в електроенергії, тому для розрахунку критеріїв адекватності енергосистеми потрібно прийняти певні припущення щодо режиму споживання. Вважаємо, що система містить контрольовані джерела енергії (дизель-генератори, малі ГЕС, тощо), плановий графік роботи яких відповідає середньому рівню споживання та додаткової генерації ВДЕ. Це дозволить оцінити вплив стохастичної складової, яка є головним проблемним фактором для вітрової та сонячної енергетики. Отже, приймаємо:

$$P_K(t) = \omega_L(t) - \omega_R(t),$$

$$\begin{aligned} P_{\Delta}(t) &= \sigma_W \varepsilon_1 + \sigma_{PV} \varepsilon_2 - \sigma_L \varepsilon_3 + \\ &+ U_W(t) + U_{PV}(t) - U_L(t), \end{aligned} \quad (4)$$

де за визначенням математичне сподівання небалансу рівне нулю: $M[P_{\Delta}(t)] = 0$.

В силу припущення про нормальність розподілу випадкових флуктуацій результуючий небаланс також матиме нормальний розподіл. Навіть у разі деякого відхилення від нормального (що стосується сонця та вітру) сума незалежних чи слабо залежних випадкових величин прямуватиме до нормального розподілу в силу центральної граничної теореми. Отже, для опису функції розподілу імовірності небалансу за прийнятих припущень досить вирахувати величину дисперсії, яка визначається як сума дисперсій складових. Знак окремих складових гратиме роль лише за наявності статистично значимої кореляції між ними; в цьому випадку, для послідовності синхронних випадкових флуктуацій споживання та генерації така кореляція відсутня [7].

За умов симетрії та нульового середнього значення ряду індексів є очевидними – поява

надлишкової потужності чи недостатньої енергії мають рівну ймовірність:

$$\begin{aligned} EXC &= 1 - F_{\Delta P}(0) = 0,5; \\ LOLP &= F_{\Delta P}(0) = 0,5. \end{aligned} \quad (5)$$

Натомість розмірні показники типу *LPS* потребують розрахунку, при тому що функція щільності розподілу $f_{\Delta P}(p)$ залежатиме від одного параметра, а саме – дисперсії небалансу. Тоді після інтегрування для розподілу Гауса можна отримати:

$$|LPS(T)| = \frac{\sigma_{\Delta} T}{\sqrt{2\pi}} \approx 0,4\sigma_{\Delta} T. \quad (6)$$

Тут результати для надлишкової та недостатньої енергії співпадають в силу припущення про нульовий осереднений небаланс (4).

Порівняння фактичного та розрахованого за

щільністю розподілу результатів підтверджує справедливість нормального розподілу. Використано фактичні синхронізовані дані про погодні умови та рівень споживання електроенергії одним споживачем (населеним пунктом) та групою таких споживачів [7]. Значення розмірних індексів наведено в табл. 1–2. За одиницю часу прийнято 0,5 год (часовий інтервал вимірювань), використано дані за січень та липень. Розглянуто варіанти з прогнозуванням погоди за добу, тобто з урахуванням лише короткотермінових змін $U_x(t)$, та без такого прогнозу. Для цього стохастичну складову розділено на середньодобові значення та випадкову похибку в поточний момент часу. Крім мінливої потужності власне споживачів, враховано умовні потужності ВЕС (*W*) та СЕС (*S*) за синхронними фактичними даними про погодні фактори.

Таблиця 1. Індекси адекватності для одиничного споживача

Table 1. Adequacy indices for a single consumer

Місяць	Середня потужність, кВт	Стан прогнозу	<i>LPS</i> (T=24 год.), кВт·год				
			W=0, S=0	W=200, S=200	W=200, S=0	W=0, S=200	W=100, S=100
січень	1070	прогноз	340	620	610	370	440
		без прогн.	865	1050	1045	895	910
липень	680	прогноз	345	585	550	400	430
		без прогн.	640	865	840	675	710

Таблиця 2. Індекси адекватності для групи споживачів

Table 2. Adequacy indices for a group of consumers

Місяць	Середня потужність, кВт	Стан прогнозу	<i>LPS</i> (T=24 год.), кВт·год					
			W=0, S=0	W=400, S=400	W=400, S=0	W=0, S=400	W=200, S=200	W=100, S=100
січень	5030	прогноз	1670	1970	2005	1630	1765	1700
		без прогн.	3455	3658	3630	3460	3505	3465
липень	3930	прогноз	1840	2110	2075	1880	1935	1875
		без прогн.	2825	3090	3060	2860	2910	2855

Порівняння індексів, розрахованих за параметрами розкиду та безпосередньо підрахованих з фактичних вимірів, указують на збіжність з точністю на рівні $\pm 2\%$, причому відмінності не носять систематичного характеру.

Як видно з табл. 1–2, прогнозування середньодобової потужності дозволяє істотно (у півтора–два рази) зменшити обсяги невикористаної енергії чи втраченого навантаження. Зі зростанням частки ВДЕ кількість надлишкової чи недо-

статньої енергії очікувано зростає, однак це зростання відмінне від лінійного. Так, малі відносні потужності ВДЕ практично не впливають на загальну варіативність, їхня роль стає помітною при рівнях впровадження понад 20% загальної потужності. При цьому, за відсутності прогнозу загальний рівень невизначеності (індекси втрат) зростає в півтора–два рази, однак, додана саме за рахунок ВДЕ, частка варіативності змінюється мало, оскільки зменшується її відносний вклад у

коливання потужності порівняно з флуктуаціями навантаження. Незначним є також вклад сонячної енергії у загальну невизначеність порівняно з впливом вітрової енергії; тут слід зазначити, що при однакових номінальних потужностях ВЕС та СЕС коефіцієнт використання потужності СЕС також приблизно втричі менший. В деяких випадках, зокрема у січні (табл. 2), коли частка СЕС була незначною, її наявність навіть дещо знижувала загальний небаланс.

Істотним висновком з наведених результатів є відповідність результатів безпосереднього підрахунку та використання інтегральних формул. Однак ці результати відображають осереднені показники добових рівнів небалансу потужності. Наскільки прийнятним буде застосування функцій щільності розподілу для визначення ймовірних рівнів небалансу або довірчих інтервалів? Так, ймовірність того, що небаланс перевищує рівень p_1 (кВт), визначається формулою:

$$EXC = \int_{p_1}^{\infty} f_{\Delta P}(p) dp = 1 - F_{\Delta P}(p_1) = 1 - \Phi\left(\frac{p_1}{\sigma_{\Delta}}\right). \quad (7)$$

Тут через Φ позначено інтеграл імовірності. Обернена задача дозволяє знайти максимальну потужність небалансу для заданої довірчої імовірності.

Порівняємо розраховані за інтегральними формулами та фактичні (гіпотетичні при заданих потужностях ВЕС та СЕС) ймовірності для кількох використаних раніше варіантів енергокомплексів.

Розглянемо, для прикладу, споживання одиночного населеного пункту у січні, довірчу ймовірність 0,8 та рівень небалансу понад 8% від середньої потужності (табл. 3 – при добовому прогнозуванні загального балансу потужності, табл. 4 – з частковим прогнозом лише споживання або лише потужності ВДЕ). Оцінювання небалансу за модулем означатиме симетричні рівні надлишкової та недостатньої енергії (в цьому випадку $EXC=|LOLP|=0,1$).

Таблиця 3. Імовірність граничних значень небалансу, прогноз загального балансу потужності

Table 3. Probability of the limit values of the imbalance, the forecast of the total power balance

Критерій	Спосіб визначення	W=0, S=0	W=200, S=200	W=200, S=0	W=0, S=200	W=100, S=100
σ_{Δ} , кВт	виміри	35,3	64,4	63,3	38,7	45,8
Імовірність 0,8 (кВт)	розрахунок	45	86	81	55	60
	виміри	45	85	83	56	62
$ P_{\Delta} > 80$ кВт (імовірність)	розрахунок	0,012	0,116	0,104	0,030	0,044
	виміри	0,011	0,117	0,109	0,024	0,042

Таблиця 4. Імовірність граничних значень небалансу, частковий прогноз

Table 4. Probability of the limit values of the imbalance, partial forecast

Критерій	Спосіб прогнозування	W=0, S=0	W=200, S=200	W=200, S=0	W=0, S=200	W=100, S=100
σ_{Δ} , кВт	лише ВДЕ	90,0	104,9	104,3	91,4	94,6
	споживання	35,3	77,4	78,5	40,2	50,6
Імовірність 0,8 (кВт)	лише ВДЕ	115	134	133	117	121
	споживання	45,2	99,072	100,5	51,46	64,8
$ P_{\Delta} > 80$ кВт (імовірність)	лише ВДЕ	0,187	0,223	0,222	0,191	0,200
	споживання	0,012	0,151	0,154	0,023	0,057

Порівняння розрахованих та фактичних значень свідчить про задовільну точність представлення розподілу як нормального (рис. 1). Помітно, що передбачення середньодобової потужності дозволяє істотно знизити ймовірність перевищення заданих рівнів небалансу, тим самим скоротивши потребу у додаткових компенсуючих потужностях (резервних чи акумулюючих). Відсутність прогнозу також спричиняє деяке відхи-

лення розподілу небалансу від нормального за параметром ексцесу (рис. 1б).

Наскільки синхронним є напрям змін генерованої ВДЕ та споживаної потужності, можна спостерігати на фактичному прикладі кількох послідовно взятих днів, рис. 2. Розглянуто січень та липень для окремого споживача та варіантів потужностей ВЕС і СЕС по 200 кВт кожна. Середня потужність навантаження – 1070 та 680 кВт відповідно (табл. 1).

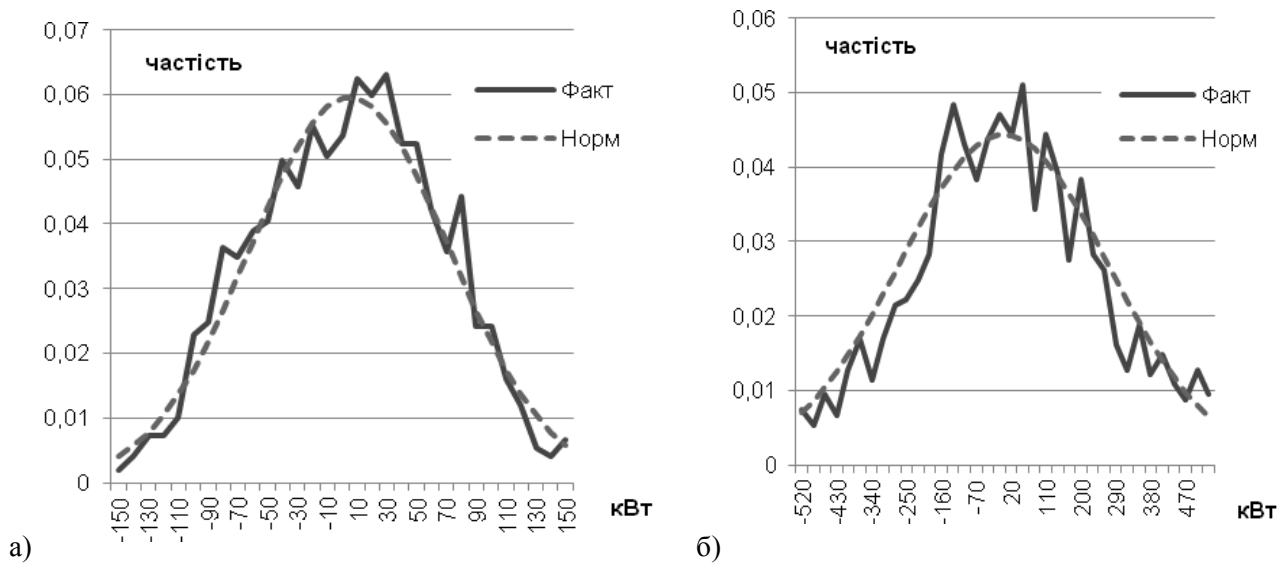


Рис. 1. Приклади розподілу небалансів потужності за наявності ВДЕ:

а) одиничний споживач, січень, прогноз балансу; б) група споживачів, липень, без прогнозу.

Fig. 1. Examples of power unbalances distribution with the presence of RES:

a) single consumer, January, balance forecast; b) consumer group, July, without forecast.

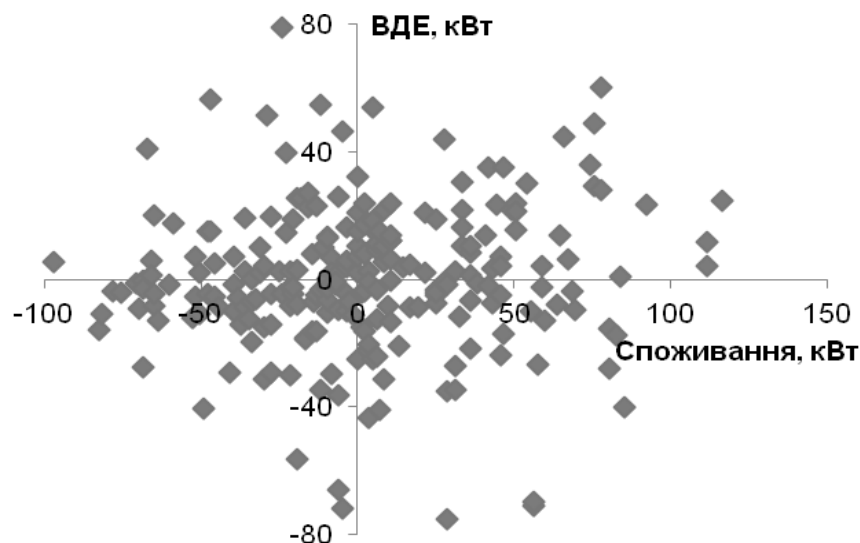


Рис. 2. Приклади синхронних стрибків потужності ВДЕ та споживання (січень).

Fig. 2. Examples of synchronous jumps of RES power and consumption (January).

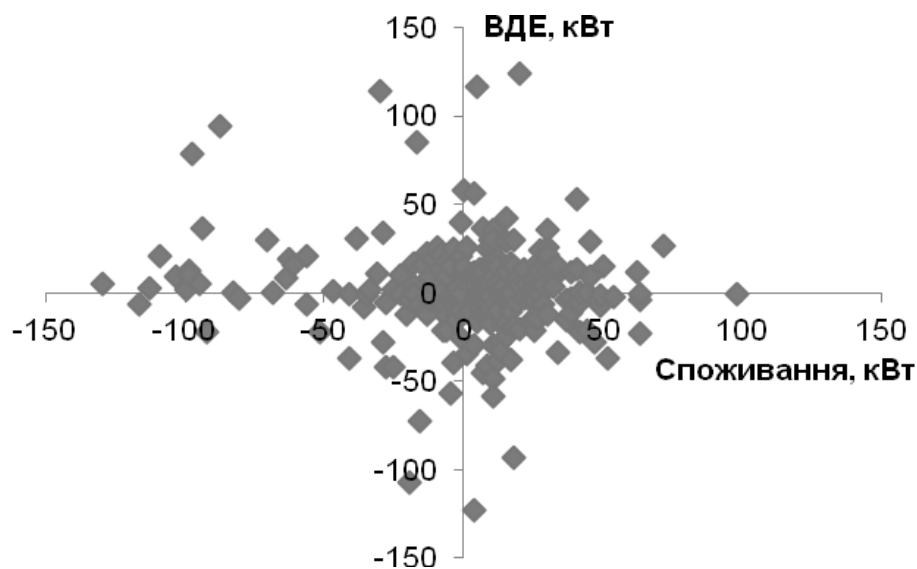


Рис. 3. Приклади синхронних стрибків потужності ВДЕ та споживання (липень).

Fig. 3. Examples of synchronous jumps of RES power and consumption (July).

Як бачимо, розподіл позитивних подій, тобто змін одного знаку (1-й і 3-й квадранти) та негативних – змін різного знаку (2-й і 4-й квадранти) – приблизно однаковий і має нормальний розподіл. Найбільш негативний момент на рис. 2 – зростання споживання на 60 кВт при падінні вітросонячної генерації на 80 кВт. Для липня (рис. 3) найбільш негативною подією було падіння споживання на 100 кВт при одночасному зростанні генерації ВДЕ на 90 кВт. Приклади розподілу результуючого небалансу наведено на рис. 1.

Висновки. Зростання поточного розриву між потужностями генерації та навантаження (тобто споживання) характерно для енергосистем зі значним рівнем впровадження відновлюваної енергетики [8]. Моделювання небалансу потужності як випадкового процесу дозволяє оцінити обсяг поточних розривів та розподіл їхньої ймовірності, що дозволить оцінити надійність енергозабезпечення для різних сценаріїв упровадження ВДЕ та визначити потребу в резервуванні потужностей. Підтвердженням адекватності моделі є відповідність результатів безпосереднього підрахунку за історичними даними та використання інтегральних формул. Точність моделі забезпечується наявністю достатніх (не менше року) синхронних даних про фактичний рівень навантажень та

погодні умови, які впливають на продуктивність ВДЕ. Отримані інтегральні оцінки відображають осереднені показники добових рівнів небалансу потужності. Однак за потреби оцінити необхідний обсяг резервних потужностей, зокрема акумулювання енергії, інтегральні оцінки є недостатніми; в цьому випадку, рішенням задачі може бути імітаційне моделювання в режимі реального часу.

1. Victor O. Okinda, Nichodemus A. Odera. A Review of Techniques In Optimal Sizing of Hybrid Renewable Energy Systems. IJRET // International Journal of Research in Engineering and Technology, 2015. – Volume: 04, Issue: 11. – p. 153–163.

2. Кузнецов М.П., Ужейко С.О. Імовірнісні аспекти використання відновлюваних джерел енергії в зоні відчуження Чорнобильської АЕС // Відновлювана енергетика – 2016. – №3 – С. 6–12.

3. Кузнецов М.П. Побудова математичної моделі режиму споживання електроенергії // Відновлювана енергетика. – 2017. – №4 – С. 33–42.

4. Кузнецов Н.П. Особенности моделирования мощностей ветроэлектрических станций // Альтернативная энергетика и экология. – 2014. – №23 – С. 44–48.

5. Кузнецов М.М. Моделювання спільної роботи вітрової та сонячної електростанцій // Відновлювана енергетика. – 2016. – №1 – С. 12–16.

6. Кузнецов Н.П., Лысенко О.В. Статистический анализ энергетических показателей солнечной радиации (на примере данных Токмакской солнечной электростанции) // Проблемы региональной энергетики. Кишинев. – 2017. – №2 (34) – С. 139–147.

7. Лисенко О.В. Оцінка випадкових властивостей рівнів споживання електроенергії // Відновлювана енергетика. – 2018. – №1 – С. 26–35.

8. D. Lew, M. Milligan. How Do Wind and Solar Power Affect Grid Operations: The Western Wind and Solar Integration Study / Conference Paper. Bremen, October 14–15, 2009. – 7 p. Режим доступу: <https://www.nrel.gov/docs/fy09osti/46517.pdf>.

ОЦЕНКА БАЛАНСА МОЩНОСТИ КОМБИНИРОВАННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

М.П. Кузнецов¹, доктор технических наук, **О.В. Лисенко**², кандидат технических наук

¹Институт возобновляемой энергетики НАН Украины
02094 ул. Г.Хоткевича, 20А, г. Киев, Украина

²Таврический государственный агротехнологический университет
72310 ул. Б.Хмельницкого, 18, Мелитополь, Украина

Выбор мощностей возобновляемой энергетики в комбинированной энергосистеме должен обеспечить балансовую надежность генерации при возможных режимах потребления. Нужно также обеспечить рациональное использование произведенной энергии. Адекватность энергосистемы оценивается с помощью ряда индексов, таких как вероятность потери нагрузки или появления избыточной мощности. Один из способов определения показателей надежности - использование ретроспективного анализа статистических данных. Аналитическое определение функций распределения случайных величин позволяет рассчитать искомые индексы, упростить расчеты для большого количества возможных комбинаций объектов энергетики. Функция плотности распределения процесса балансировки мощности может быть определена статистической обработкой исторических данных. Статистический анализ требует синхронного сопоставления генерации и потребления для определения баланса энергии как временного ряда. Для моделирования генерации и нагрузки мгновенная мощность представляется как сумма усредненных значения, случайного среднесуточного значения и текущих краткосрочных изменений. Главным проблемным фактором для ветровой и солнечной энергетики является влияние стохастической составляющей. Для ее моделирования использованы фактические синхронизированные данные о погодных условиях, энергетические характеристики ветровых и солнечных установок и уровень потребления электроэнергии единичным потребителем (населенным пунктом) и группой таких потребителей. Рассчитаны характеристики распределения вероятности, подтвержден их нормальный характер. Показано, что малые

относительные мощности ВИЭ практически не влияют на общую вариативность, их роль становится заметной при уровнях внедрения более 20% общей мощности. Оценено влияние точности прогноза погоды и нагрузок на общий уровень неопределенности. Показано, что предсказания среднесуточной мощности позволяет существенно снизить вероятность превышения заданных уровней небаланса, сократив потребность в дополнительных компенсирующих мощностях. Сравнение рассчитанных и фактических значений подтверждает адекватность модели. Библ. 8, табл. 4, рис. 3.

Ключевые слова: комбинированные энергосистемы, возобновляемые источники энергии, математическое моделирование.

REFERENCES

1. Okinda, Victor & Otero, Nicodemus. (2015) A review of techniques in optimal sizing of hybrid renewable energy systems. *International Journal of Research in Engineering and Technology*. eISSN 2319-1163 | pISSN 2321-7308. Vol. 04, Issue 11. pp. 153–163. (Eng.)
<https://doi.org/10.15623/ijret.2015.0411027>
2. Kuznietsov M. and Uzheyko S. (2016) Probabilistic aspects of renewable energy using in the Chernobyl Zone, *Vidnovluvana Energetika*, No. 3 (46). pp. 6–12. Available at: <http://ve.org.ua/index.php/journal/article/view/128> (Ukr.)
3. Kuznietsov M. (2017) Construction of a mathematical model of electricity consumption mode, *Vidnovluvana Energetika*, No. 4 (51). pp. 33–42. Available at: <http://ve.org.ua/index.php/journal/article/view/19> (Ukr.)
4. Kuznetsov N.P. (2014) Features of wind power modeling. *Alternative Energy and Ecology (ISJAE)*. No. 23. pp. 44–48. (Rus.) Available at: <https://www.isjaee.com/jour/article/view/741>
5. Kuznietsov M. (2016) Modeling common work for wind and solar power plants. *Vidnovluvana energetika*. No. 1. pp. 12–16. (Ukr.)
6. Kuznietsov M., Lysenko O. (2017) Statistical analysis of energy indices of solar radiation (Based on the data of Tokmak Solar Power Station). *Problemele Energeticii Regionale*. No. 2 (34). pp. 140–148 (Rus.)
<https://doi.org/10.5281/zenodo.1189379>
7. Lysenko O. (2018) Estimation of the random properties of electricity consumption levels, *Vidnovliuvana Enerhetyka*, No. 1 (52), pp. 26–35. (Ukr.) Available at: <http://ve.org.ua/index.php/journal/article/view/8>
8. Lew, Debra & Milligan, Michael & Jordan, G & Freeman, L & Miller, N & Clark, Kara & Piwko, R. (2009) How do Wind and Solar Power Affect Grid Operations: The Western Wind and Solar Integration Study; Preprint. Conference Paper. Bremen, October 14–15, 2009. 7 p. Available at: <https://www.nrel.gov/docs/fy09osti/46517.pdf>. (Eng.)

Стаття надійшла до редакції 08.07.18
Остаточна версія 27.11.18