

МОДЕЛЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ В КОМБІНОВАНІЙ ЕНЕРГОСИСТЕМІ З ВІДНОВЛЮВАНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ

М.П. Кузнєцов, д-р техн. наук

Інститут відновлюваної енергетики НАН України,

02094, вул. Гната Хоткевича, 20А, м. Київ, Україна.

Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут ім. Ігоря Сікорського»,

03056, просп. Перемоги, 37, м. Київ, Україна.

Метою роботи є дослідження можливостей оцінки очікуваного балансу потужностей в комбінованій енергосистемі. Особливістю комбінованої локальної системи з сонячними та вітровими електростанціями є випадкові коливання поточної потужності, обумовлені зміною погодних факторів. Для збалансування генерації та споживання електроенергії використовуються такі засоби, як проміжне акумулювання енергії та допоміжні локальні генератори. Об'єкт дослідження – гібридні електроенергетичні системи, які мають властивості локальної мережі. Елементами системи є вітрові та сонячні електростанції, засоби балансування потужності, а також споживачі електроенергії. Методом дослідження є математичне моделювання випадкових процесів споживання та генерації енергії, яке дозволяє аналізувати поточне балансування потужностей та отримувати інтегральні характеристики енергетичного балансу. Роботу засобів регулювання балансу представлено як динамічну систему, а балансування розглядається як суперпозиція випадкових процесів генерації та споживання. Особливістю дослідження є одночасне врахування швидких змін потужності вітрових та сонячних електростанцій, варіативності навантаження та можливостей поточного регулювання. Аналітичне дослідження дає змогу оцінити характеристики розподілу ймовірності підсумкових процесів. Запропоновано адаптивну імітаційну модель з можливістю варіації вхідних параметрів, яка дозволяє представити процеси генерації та використання енергії з урахуванням проміжних регульованих потужностей. В результаті дослідження запропоновано спосіб представлення поточних станів енергосистеми, який дозволяє отримати оцінки ймовірних режимів. Модель допускає побудову множини станів системи та пошук оптимальних рішень. Значимість отриманих результатів полягає як у поданні методу досліджень, придатного для розрахунків необхідних показників, так і в отриманні деяких оцінок, що мають практичне значення. Бібл. 16, рис. 8.

Ключові слова: комбінована енергосистема, відновлювані джерела енергії, імітаційна модель, баланс потужності, випадковий процес.

MODELING OF POWER BALANCE IN THE COMBINED SYSTEM WITH RENEWABLE ENERGY

M. Kuznietsov, doctor of technical science

Institute of Renewable Energy of the National Academy of Sciences of Ukraine,

02094, 20A Hnata Khotkevycha St., Kyiv, Ukraine.

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

03056, 37 Peremohy Av., Kyiv, Ukraine.

The purpose of the paper is the possibilities of estimating the expected balance of capacities in the combined power system. A feature of the combined local system with solar and wind power is the random fluctuations of current capacity due to changes in weather factors. Means such as energy storage and auxiliary local generators are used to balance electricity generation and consumption. The object of research is hybrid power systems that have the properties of a local grid. The elements of the system are wind and solar power plants, power balancing devices, as well as electricity consumers. The research method is a mathematical modeling of random processes of energy consumption and generation, which allows us to analyze the current power balancing and obtain integrated characteristics of the energy

balance. The operation of the balance regulating means is presented as a dynamic system, and balancing is considered as a superposition of random processes of generation and consumption. The **peculiarity** of the study is the simultaneous consideration of rapid changes of wind and solar, variability of the load and the possibilities of current regulation. Analytical research allows us to determine the characteristics of the probability distribution of the resulting processes. An adaptive simulation model with the possibility of variation of input parameters is proposed, which present the processes of energy generation and load taking into account the intermediate control powers. As a **result** of the research, a method of presenting the current states of the power system is proposed, which allows us to obtain estimates of probable modes. The model allows the construction of many states of the system and the search for optimal solutions. The significance of the obtained results is the proposed research method for the calculation of the required indicators, and some practically important estimates are obtained. *Bibl. 16, fig. 8.*

Keywords: combined power system, renewable energy, simulation model, power balance, random process.



М.П. 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, мех.-мат. факультет
Наукова сфера: математика, відновлювана енергетика
Публікації: понад 100
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 100
ORCID: 0000-0002-0497-7439
Contacts: tel./fax: +38(044)206-28-09
e-mail: renewable@ukr.net

Перелік використаних скорочень та позначень:

ВДЕ – відновлювані джерела енергії;
ВЕС – вітроелектрична станція;
В.о. – відносні одиниці (потужності);
СЕС – сонячна електростанція;
СКВ (σ) – середньоквадратичне відхилення;

HRES – гібридна енергосистема з ВДЕ;
 P_x – потужність x -джерела, в. о.;
 $N(m, \sigma)$ – розподіл Гауса з середнім m та СКВ σ ;
 $\Phi(\cdot)$ – інтеграл імовірностей.

Вступ. Більшість проблем, що стосуються масштабного впровадження відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), пов'язано з нерівномірним режимом їх генерації. При інтегруванні потужних вітроелектричних (ВЕС) і сонячних (СЕС) електростанцій до централізованої електромережі їхній вплив обмежується можливостями гнучкого реагування енергосистеми. Разом з тим для розосереджених і наближених до кінцевого споживача виробників електроенергії доцільно розглядати самостійне використання ВДЕ в комплексі з традиційними джерелами. В цьому разі група об'єктів ВДЕ разом із системами регулювання може виступати як локальна енергосистема (ЛЕС). Її можна визначити як сукупність генерувального електрообладнання обмеженої потужності, перетворювачів і споживачів електроенергії, поєднаних у розподільній мережі низької напруги. В цьому

разі потрібно розглядати змінну генерацію вітро-сонячної електростанції та коливання рівнів споживання енергії як єдиний випадковий процес. У результаті використання ВДЕ зменшується частка споживання енергії з централізованої енергосистеми, зате зростають вимоги до збалансованості локальної мережі.

Стан дослідження проблеми. Питання оптимальної організації обмежених енергосистем зі значною часткою ВДЕ знайшли досить широке відображення в науковій літературі. Особливо зросла кількість таких праць в останнє десятиліття, коли істотне здешевлення технологій на базі відновлюваної енергетики (особливо фотоелектричних станцій) і проблеми традиційної енергетики викликали інтерес до будівництва автономних і гібридних енергосистем. Широкий огляд гібридних систем, методів математичного моделювання і стратегій управління ЛЕС

наведено в роботі [1]. Значне місце серед згаданих досліджень займає тематика забезпечення енергією віддалених або відокремлених об'єктів, з ускладненим доступом до електричної мережі. Як свідчать результати огляду різних праць, локальні енергетичні системи можуть бути життєздатною альтернативою мереж або традиційного палива для віддалених районів у всьому світі. Кращі результати з погляду надійності й вартості мають системи з кількома джерелами енергії, коли одночасно використовують сонце, вітер, централізовану мережу. Важливо врахувати погодні умови й режими споживання енергії.

Дослідження останніх років, які стосуються забезпечення сталого розвитку в енергетиці, значною мірою орієнтовані на економічні показники локальних енергосистем. Вивчаються можливості застосування відновлюваних джерел енергії для потреб електрифікації, зокрема використання сонячної енергетики та забезпечення надійності енергоживлення – акумуляторних батарей, дизель-генераторів, що складають локалізовану гібридну енергосистему (Hybrid Renewable Energy System, або HRES) [2]. Дослідження локальних енергосистем, які використовують ВДЕ, вказують на перспективи їх застосування як у разі ускладненого доступу до централізованої мережі в країнах, що розвиваються [3], так і в цілком розвинених енергосистемах [4]. Такі висновки ґрунтуються, наприклад, на системному аналізі техніко-економічної та екологічної ефективності HRES у складних енергосистемах країн Африки [5]. У цьому дослідженні пріоритетом стала економічна доцільність при виборі оптимального рішення енергосистеми для комерційного застосування. Особливо ефективними такі системи є для віддалених місць, сільських поселень, критичних об'єктів. Побудовано цифрову модель оптимальної HRES із сонячними та вітровими електростанціями за допомогою програмного комплексу HOMER, який враховує техніко-економічні параметри для певних кліматичних умов [6]. Це дослідження також оцінило економічну складову технологій підтримувальної системи накопичення енергії (акумуляторної

батарей). Дослідження зосереджено на оптимізації енергетичних систем за техніко-економічними показниками. Виконано техніко-економічний аналіз доцільності впровадження HRES для гіпотетичних сільських пунктів у певних геополітичних зонах [7]. Розглядається застосування фотоелектричної станції, дизельного генератора та акумуляторної батареї, які виявилися економічно доцільними для всіх досліджуваних місць, хоча й з різною ефективністю. Це дослідження поєднувало економічну доцільність з екологічними вигодами, проте оцінки екології обмежено економічно вигідними рішеннями. Натомість дослідження [8] стосувалося технологій виробництва та зберігання енергії на основі багатокритеріального методу, з застосуванням програмного засобу Essential Tech. Було представлено гібридне системне рішення на основі відновлюваної енергії (відновлюване джерело плюс акумулятор та генератор) як оптимальне рішення енергетичної системи для середніх та великих медичних закладів, розташованих у віддалених районах.

При впровадженні рішень з відновлюваної енергетики типу HRES зазначено, що системи накопичення енергії зазвичай вносять значні додаткові витрати до загальної вартості енергосистеми. Проте застосування відновлюваної енергії дозволяє реалізувати екологічно чистіші технології, поєднуючи їх з економічною доцільністю.

Енергетична ситуація в розвинених країнах відрізняється від такої в країнах, що розвиваються. Дослідження, які аналізують локальні системи, насамперед для житлового сектора, свідчать про те, що споживачі електроенергії все ще віддають перевагу підключеним до мережі енергосистемам а не автономним. Їхні переваги засновані на надійності електроживлення та сумарних витратах. Як приклад можна розглянути роботу [9], де використано комбінований підхід до визначення техніко-економічної (параметри надійності та вартості) життєздатності енергосистем з обмеженим доступом до мережі для регіонів Австралії. Варіант живлення, що передбачає

підключення до мережі, представлено як більш надійний та дешевий. Це дослідження підкріплює тезу про те, що в розвинених країнах, де доступне надійне мережеве підключення, єдиною проблемою споживача енергії вважається вартість приєднання до мережі. Аналогічні дослідження для різних регіонів у США [10] містять аналіз економічної життєздатності енергетичних систем із проблемним живленням. Як висновок, обмежені енергосистеми можуть бути економічно вигідними лише в окремих місцях США, де діють політичні механізми сприяння екологічній чистоті.

Таким чином, більшість досліджень стосуються економічної вигоди, іноді враховують також екологічний аспект. Надійність постачання енергії розглядається переважно в межах економічної доцільності. Однак в усіх дослідженнях коректність результатів залежить від адекватності застосованої моделі

енергосистеми. Наявні програмні засоби (найчастіше згадується комплекс HOMER) орієнтовані саме на економіку. В представленій нижче роботі пропонується розглянути формування моделі, що враховує енергетичну надійність, тобто оцінку ймовірних показників втрат та інших параметрів, які є базовими зокрема і для економічної оцінки ЛЕС.

Постановка завдання. Розглядаємо умовну обмежену енергосистему (мікромережу), яка має доступ до групи джерел відновлюваної енергії – ВЕС, СЕС (рис. 1). Вважаємо, що середня потужність ВДЕ має задовольняти середній рівень споживання електроенергії. Для компенсації невідповідності поточної генерації та споживання, тобто небалансу потужності, можливе використання акумулятора (акумуляторної батареї) та/або регулювального генератора.

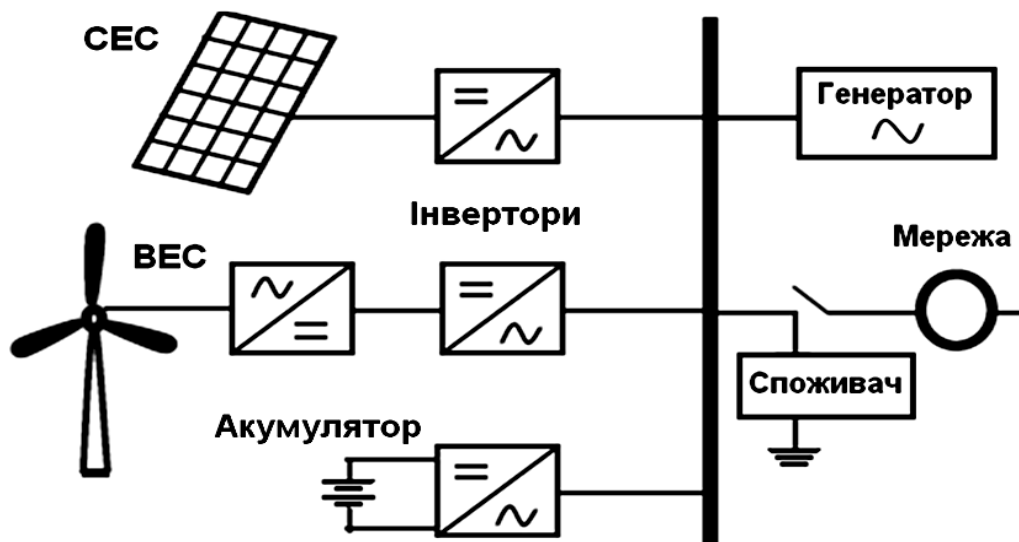


Рис. 1. Схема локальної енергосистеми з ВДЕ та засобами регулювання

Fig. 1 Scheme of a local power system with RES and means of regulation

Сукупний баланс потужностей в такій ЛЕС можна описати виразом:

$$V(t) = P_W(t) + P_S(t) - P_A(t) + P_G(t) - P_U(t), \quad (1)$$

де потужності в правій частині виразу означають відповідно до індексів поточну потужність вітряної (W), сонячної (S) електростанцій, акумуляторної батареї (A), регулювального генератора (G) та навантаження (U).

Акумуляторна батарея в даному записі розглядається як навантаження, однак вона може виступати й генератором, залежно від знаку. Як P_G може виступати, наприклад, міні-ГЕС, дизель-генератор чи навіть централізована мережа у разі гібридної енергосистеми. Результатом складання потужностей є варіативна складова $V(t)$, що описує миттєві випадкові відхилення від нульового балансу. Миттєві в даній задачі означає

осереднені на деякому малому (елементарному) часовому інтервалі Δt . Природним є вибір потужностей ВДЕ, для яких математичне очікування (середня потужність генерації) відповідає середньому рівню споживання електроенергії, тобто генерована потужність дорівнює спожитій. Невідповідність середніх значень впродовж доби, так званий добовий хід, є відомою (детермінованою) величиною і може контролюватися, наприклад, використанням централізованої мережі чи засобів регулювання. В такій постановці складові вітрової та сонячної генерації задаються як випадкові функції, які моделюються відповідно до історичних даних про погодні фактори; режим споживання може бути як цілком детермінованим, так і містити випадкову складову (зазвичай це поточні флуктуації з відомою дисперсією). Проблему становлять нерегулярні відхилення генерованої та спожитої енергії від середнього рівня, що спричиняє поточний небаланс потужностей. Даний небаланс виступає як випадковий процес з нульовим середнім, а опис такого процесу становить задачу для дослідження. При цьому зручно оперувати відносними потужностями; наприклад, вираз $P_W = 1$ та $P_S = 1$ означає номінальні потужності ВЕС та СЕС, рівні умовній одиниці. Умова рівності середніх потужностей на часовому проміжку T має вигляд:

$$P_U^{av} = \frac{1}{T} \int_0^T P_U(t) dt = P_{RES}^{av} = \frac{1}{T} \int_0^T [P_W(t) + P_S(t)] dt. (2)$$

Результати дослідження. Аналітичний опис поточного небалансу потребує визначення функції щільності розподілу ймовірних значень як випадкової величини. Розглянемо, якими можуть бути припущення щодо ймовірної природи досліджуваних процесів. У даному прикладі незалежними можна вважати поточні потужності сонячної та вітрової генерації і випадкові коливання навантаження; натомість робота акумулятора залежить від їх кумулятивної суми, а регулювального генератора – від алгебраїчної суми генерації та навантаження, враховуючи і режим роботи акумулятора. Отже, середнє значення балансу можна визначити як суму середніх, а дисперсія має додатково враховувати кореляцію складових. Як початкові дані використовуються реальні синхронні дані про погодні фактори (не менше річної бази записів) та типові режими споживання [11]. Характеристиками підсумкового процесу можуть виступати осереднені моменти (математичне сподівання, дисперсія, симетрія) та кореляційні функції, які пов'язані зі спектральним складом. Теоретично кількість увімкнень регулювальної системи як верхньої межі матиме кількість знакозмін підсумкового балансу потужностей. На рис. 2 зображено поточні нормовані амплітуди флуктуацій генерації в різні місяці при паритетних номінальних потужностях ВЕС та СЕС, умовно рівних одиниці. Кожна точка відповідає середньому значенню на 10-хвилинному інтервалі.

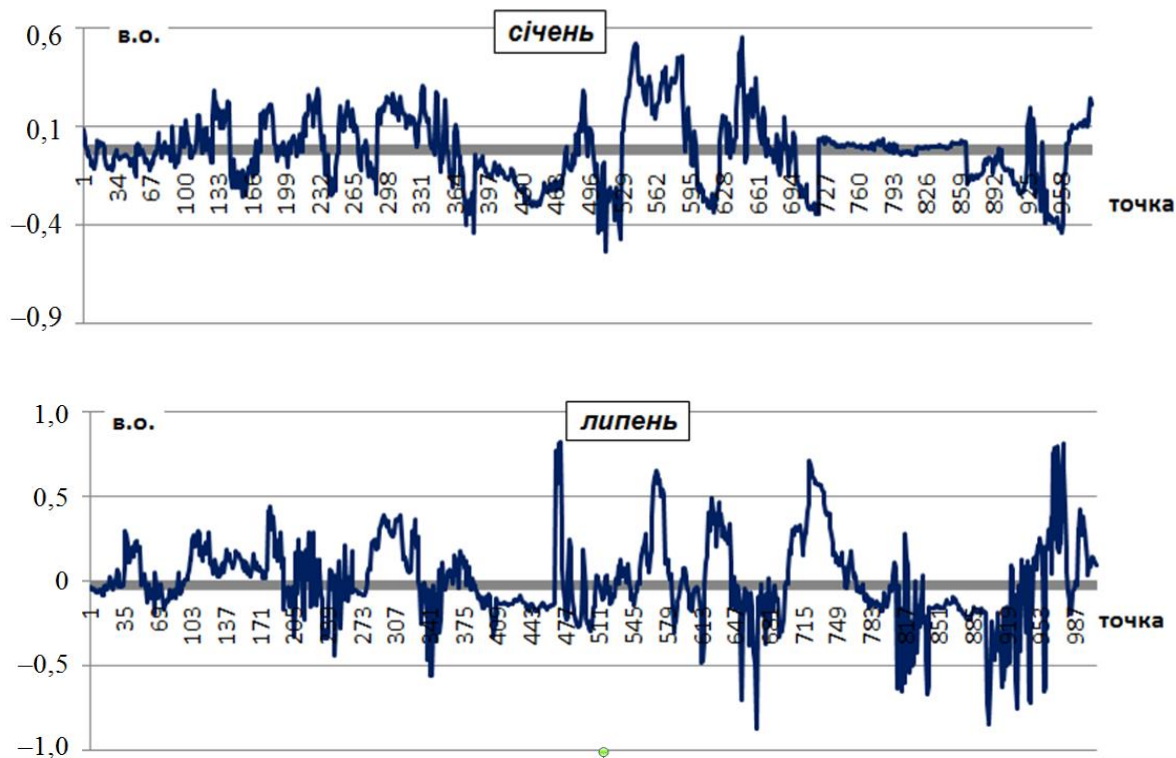


Рис. 2. Флуктуації потужностей генерації (відносні одиниці)

Fig. 2. Fluctuations of generation (relative units)

Спектрограма відхилень потужності від середнього значення нагадує низькочастотний «білий шум». На рис. 3 зображено спектральні щільності випадкових флуктуацій сумарної потужності ВЕС та СЕС; при рівних номінальних потужностях взимку вітрова складова буде

переважальною, а влітку зросте роль сонячної генерації. Розглядалися світлові години доби, коли працюють не лише ВЕС, а й СЕС. Для оцінки використано тижневі записи 10-хвилинних вимірів швидкості вітру та сонячної радіації, перераховані у відповідні електричні потужності.

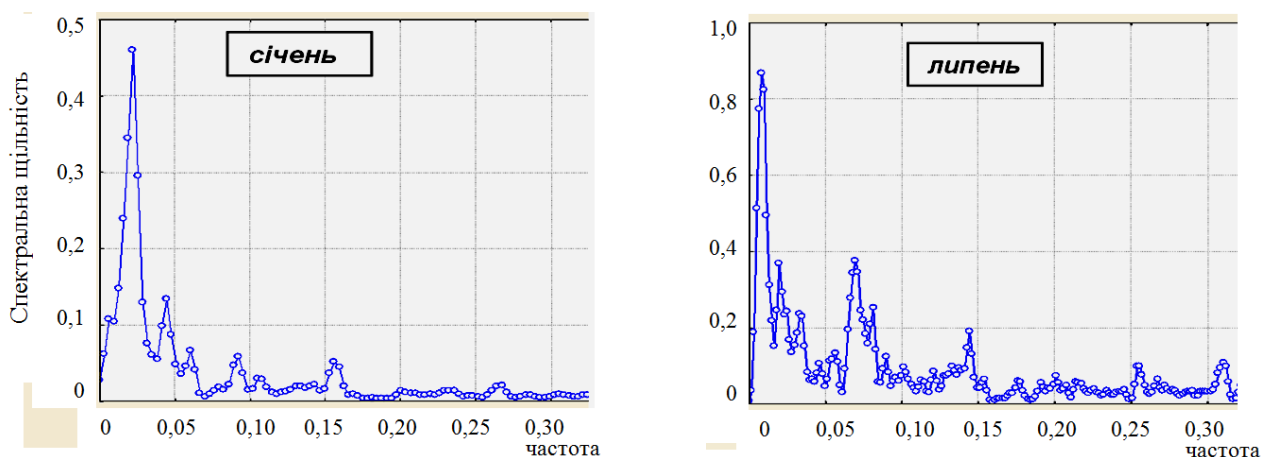


Рис. 3. Спектрограми флуктуацій сумарної потужності ВЕС та СЕС

Fig. 3. Fluctuations spectrograms of total wind and solar power

Періодограма даних вказує на наявність добової циклічності (для січня доба мала 45 точок по 10 хв упродовж світлого часу доби, одній добі відповідала частота $1/45 = 0,022$; для липня взято по 86 точок, частота для доби дорівнює 0,011). В середині доби зміни характерні для «білого шуму».

Як видно на рис. 2, розмах літніх флуктуацій, коли домінує сонячна енергетика, перевищує зимовий; це стосується саме нормованих відхилень у відносних одиницях. Спектр коливань також ширший (див. рис. 3). Нормовані відхилення від осередненого рівня для сонячної потужності визначаються за виразом, що враховує характерний добовий хід та середньодобові значення:

$$\delta s_{ij} = \left(s_{ij} - s_i \frac{s_j}{s^{av}} \right) \frac{1}{s_i^{\max}}. \quad (3)$$

Тут s_{ij} – поточна потужність, s_i – середній рівень для цієї години (добовий хід); s_j – середньодобове, а s^{av} – середньомісячне значення; s_i^{\max} – максимально досягне значення добового ходу; i – індекс часу (номер точки); j – номер доби. Вираз (3) дає відносне значення флуктуацій сонячної радіації, і характеризує проникність атмосфери.

Маючи опис характеристик випадкового процесу балансування, можна за функціями щільності розподілу визначити ймовірність критичних значень для індексів надійності, тобто вирішити задачу стохастичної оптимізації. При оптимізації за критерієм мінімуму нерегульованих відхилень як моделі флуктуацій може бути використано «білий шум», як показано вище, однак таке наближення не відображає істотних властивостей окремих складових, вклад яких може бути різним залежно від конфігурації системи. Точнішим є представлення швидкості вітру розподілом Вейбула, сонячної енергії – композицією нормального й рівномірного розподілів [12], роботи регульовального генератора – розподілом Пуассона. При перетворенні змінних внаслідок переходу від погодних факторів до електричної потужності щільності розподілу можуть бути визначені як для функції від випадкової величини:

$$f_y(Y) = f_x[x(Y)] \left| \frac{dx}{dy} \right|_{y=Y}, \quad (4)$$

$$f_{X+Y}(z) = \int_{-\infty}^{\infty} f_X(x) f_Y(z-x) dx,$$

де позначено $Y = Y(x)$, $Z = X + Y$ – довільні випадкові величини.

Для визначення параметрів розподілу можна скористатися адитивними властивостями числових характеристик незалежних величин (у випадку залежності дисперсія має враховувати взаємну кореляцію). Підсумковий розподіл буде нормальним при складанні нормальних випадкових величин (властивість стійкості). Рівномірний розподіл не є стійким [13], однак сума величин різного розподілу прямуватиме до нормальності згідно з центральною граничною теоремою. Якщо маємо розподіли: нормальний X з центром m_1 та дисперсією σ^2 , і рівномірний Y з центром m_2 і дисперсією $\xi^2/3$, то підсумковий розподіл для $Z = X + Y$ можна представити нормальним (в певних межах) з параметрами, що враховують незалежність випадкових величин. Щільність композиції Z чисельно рівна ймовірності потрапляння в інтервал $(m_2 - \xi, m_2 + \xi)$ нормально розподіленої випадкової величини $N(z - m_1, \sigma)$. Отже, щільності сумарного розподілу може бути виражена через інтеграл імовірностей Φ :

$$f_z(z) = \frac{1}{2\xi} \left[\Phi \left(\frac{m_1 + m_2 - \xi - z}{\sigma} \right) - \Phi \left(\frac{m_1 + m_2 + \xi - z}{\sigma} \right) \right]. \quad (5)$$

Що стосується роботи генератора, то частота увімкнень описується розподілом Пуассона, а тривалість – розподілом Гауса, і ці складові є взаємно незалежними. Для системи з регульовальним генератором підсумковий процес буде композицією процесів з генерації ВДЕ і навантаження з нормальними розподілами [14], а також пуассонівського процесу роботи генератора. Аналітичний підхід до складання цих процесів ускладнений тим, що нормальний розподіл є неперервним, а пуассонівський – дискретний. Проте, з одного боку, реальний процес генерування енергії ми вивчаємо як

дискретний, шляхом осереднення поточної потужності в межах елементарного часового інтервалу. З іншого боку, якщо просто додати до нормального розподіл Пуассона, то такий розподіл добре задовольняє центральну граничну теорему, і вже при 10–20 доданках майже не відрізняється від нормального. Отже, розподіл Пуассона за певних умов можна апроксимувати нормальним. Тому підсумкову потужність системи представитимемо нормальним розподілом, враховуючи властивість стійкості; для використаних статистичних даних розглядуваних прикладів нормальність підтверджена, зокрема за критерієм «хі-квадрат». Параметри функції розподілу можна визначити за адитивними властивостями незалежних випадкових величин:

$$f_{\Sigma}(\sum_i X_i) = N(\sum_i m_i, \sqrt{D_{\Sigma}}).$$

Оскільки безпосереднє дослідження випадкових функцій аналітичними методами складне чи взагалі неможливе, доцільним виглядають непрямі методи дослідження. Оцінюємо роботу енергокомплексу як динамічної системи з неявним зв'язком вхідних параметрів та підсумкової реакції. Такий зв'язок є скоріше статистичним, а не функціональним. Отже, задача дослідження енергосистеми може бути сформульована так [13]: на вхід динамічної системи надходить деяка випадкова функція $X(t)$, на виході отримуємо випадкову функцію $V(t)$, а їх зв'язок визначається оператором динамічної системи A , тобто $V(t) = A[X(t)]$. За відомими характеристиками вхідної функції потрібно визначити властивості відповідної функції на виході системи. Нехай вхідними величинами задачі є потужності вітрових та сонячних станцій, а вихідним процесом – їх відхилення від навантаження: $X(t) = P_w(t) + P_s(t) - P_U(t)$. Тут під навантаженням розуміємо очікуваний рівень споживання. За умови добового прогнозування цей процес є центрованим, тобто принаймні середні значення споживання та генерації збігаються, а поточні небаланси обумовлені

випадковими флуктуаціями. Вітрові умови можуть бути описані параметрами розподілу швидкості вітру – математичним сподіванням та дисперсією (саме ці показники вимірюються діючими приладами метеопостів) [15]; аналогічно можна описати сонячну потужність [12]. Завдяки цим попередньо визначеним параметрам можна описати властивості вхідного випадкового процесу. Залежними від нього виступають процес акумулювання енергії та регулювання $P_G(t)$ як зовнішня дія. При заданому алгоритмі регулювання останній процес є детермінованою функцією від випадкової величини, тобто результати також є випадковими величинами. Вихідним процесом може виступати підсумковий небаланс потужностей, або накопичені рівні втрат навантаження чи енергії, залежно від постановки задачі оптимізації. Якщо використати зазначені параметри для імітації випадкових процесів генерації та споживання, то для отримання імовірнісних характеристик вихідного процесу можна застосувати метод типу Монте-Карло при достатньому (до тисячі) моделюванні добових реалізацій як імітацій реального процесу зміни потужностей. Оскільки кожен крок добової реалізації (в даному разі 10-хвилинний інтервал) продукує випадкове значення, то випадковими функціями є осереднені за множиною реалізацій значення для певного часу.

Очевидно, розподіл окремо негативного та позитивного небалансів, тобто недостатньої та надлишкової генерації, є несиметричним, оскільки вони обмежені нульовим значенням. Однак уявлення про їх розподіл можна отримати з функції розподілу сукупного небалансу. На рис. 4 зображено розподіли щільності ймовірного небалансу при різних номінальних потужностях ВЕС та СЕС (відповідно P_w та P_s) за результатами множини добових реалізацій випадкового процесу. Для кращого порівняння даних потужність сонячної станції (варіант $P_w = 0$, $P_s = 2$) відображено лише для денних годин, а номінальна потужність СЕС подвоєна зважаючи на меншу порівняно з ВЕС енергетичну віддачу.

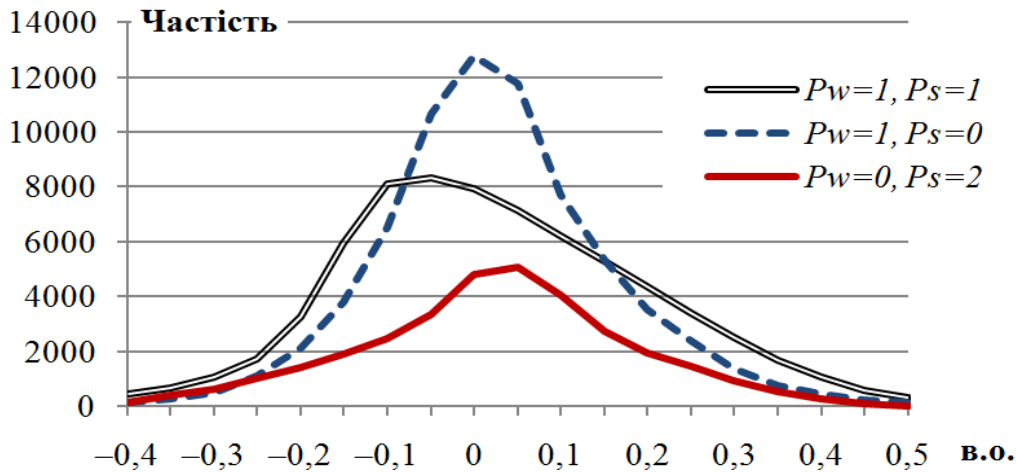


Рис. 4. Щільність розподілу небалансу потужності для різних ВДЕ

Fig. 4. Density distribution of power imbalance for different RES

Розподіли небалансів потужності окремо для вітрової та сонячної станцій мають нормальний характер, що відображено в імітаційній моделі. Натомість при спільній роботі (варіант $P_w = 1, P_s = 1$) розподіл несиметричний, і краще описується функцією Вейбула. Це пов'язано з неоднаковою роботою ВЕС та СЕС в нічні години. В даному разі, тобто для суми кількох випадкових процесів, краще оцінювати

набори значень з різних реалізацій, що стосуються певного часу доби. В цьому разі розподіли мають нормальний характер, якщо моделювати достатню (понад тисячу) кількість реалізацій. На практиці дане судження підтверджено, наприклад, застосуванням критерію «хі-квадрат». Приклади розподілу значень небалансу в певні години доби (варіант $P_w = P_s = 1$) за результатами 1500 реалізацій зображено на рис. 5.

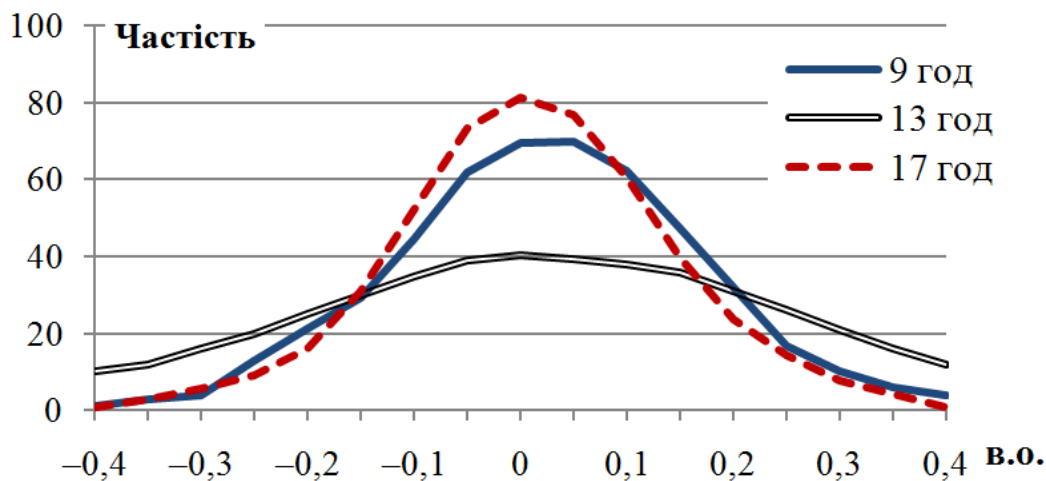


Рис. 5. Приклади розподілу небалансу потужності в різні години доби

Fig. 5. Examples of power imbalance distribution at different times of the day

З рис. 5 видно, що дисперсія значень сумарного процесу в ранкові та вечірні години приблизно однакова і відповідає переважно поведінці вітрової компоненти, тоді як опівдні дисперсія істотно більша внаслідок впливу нестабільної сонячної генерації. Більш повний опис процесу балансування потужностей

можливий за допомогою кореляційної (в даному разі автокореляційної) функції. Автокореляційна функція важлива також для оцінки стаціонарності процесу. Кореляція має залежати тільки від відстані між окремими вимірами (часового зміщення, або лагу), незалежно від власне аргументу, тобто для коваріації маємо отримати:

$K_X(t, t + \tau) = k_X(\tau)$, де t, τ незалежні аргументи (час) випадкового процесу $X(t)$. Зазначена умова забезпечує й постійність дисперсії. Нормоване значення кореляційної функції (або коваріації) дорівнює власне коефіцієнту кореляції. Потреба в оцінці автокореляції важлива для розрахунку результатів використання регулювального генератора, оскільки робота генератора є

стабільнішою при повільному затуханні автокореляційної функції. На рис. 6 зображено приклад поведінки двовимірної кореляційної функції, залежної від часу доби (години) та часу між окремими вимірами (часового лагу). Розглянуто приклад паритетних ВЕС та СЕС, одиничний часовий інтервал – 10 хв. Автокореляція розрахована в межах однієї години, тобто для часового лагу від 1 до 6.

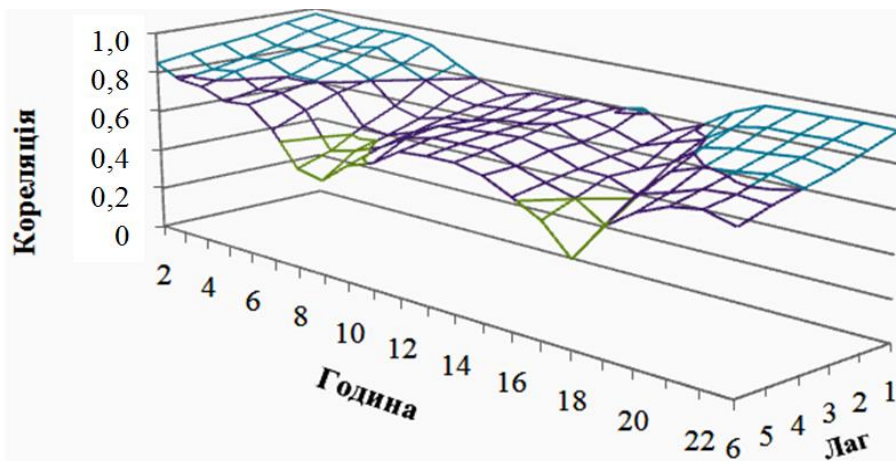


Рис. 6. Автокореляційна функція небалансу потужностей

Fig. 6. Autocorrelations of power imbalance

Як видно з рис. 6, зі зменшенням часового лагу (відстані між одиничними часовими відрізками) кореляція монотонно, хоча й нерівномірно, зростає. Однак впродовж доби абсолютні значення коефіцієнтів кореляції мають два локальних мінімуми – вранці та ввечері, коли показники потужності є нестійкими й суміжні значення можуть помітніше відрізнятися. При цьому дані всередині часового інтервалу опівдні загалом мають більшу мінливість (рис. 5), проте демонструють кращу послідовність порівняно з ранком та вечором; найбільшу стабільність очікувано демонструють нічні години. Дана обставина має бути врахована при виборі алгоритму роботи регулювального генератора, і відображає переважно вплив сонячної генерації. Так, при виключно вітровій генерації поведінка автокореляційної функції не містить очевидних екстремумів і має більш стохастичну природу.

Таким чином можна побудувати характеристики як вхідного, так і вихідного процесів. При потребі ці функції можуть бути апроксимовані. Якщо вихідною функцією є інтегральна характеристика, наприклад накопичений небаланс енергії, то математичне сподівання інтегралу від випадкової функції буде рівне інтегралу від її випадкового сподівання зі змінною верхньою границею інтегрування [16]. Кореляційна функція від двох аргументів $K_Y(t_1, t_2)$ рівна подвійному інтегралу від кореляційної функції вхідного процесу почергово до t_1 та t_2 (дисперсію отримаємо, якщо аргументи рівні). Приклад кореляційної функції для кумулятивної суми вихідного небалансу потужностей, тобто накопиченої на певну годину надлишкової енергії, зображено на рис. 7.

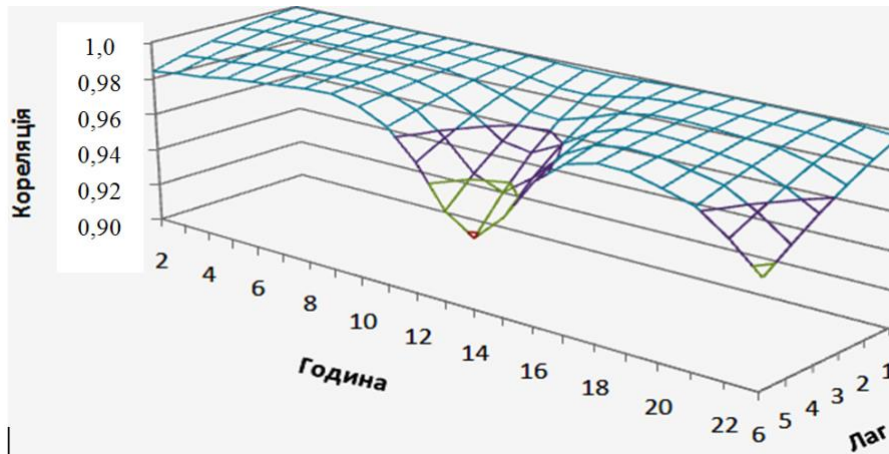


Рис. 7. Кореляційна функція кумулянти небалансу потужностей

Fig. 7. Correlation function of power imbalance cumulative

На відміну від небалансу власне потужностей (рис. 6), кумулятивні значення (це накопичений небаланс енергії) є стабільнішими, а істотне зменшення автокореляції (нестабільність даних) спостерігається опівдні та в кінці доби. Вигляд кореляційної функції дає уявлення про поведінку випадкової функції; очевидно, для кумулятивної величини рівень кореляції для близьких лагів значно вищий, проте існують локальні мінімуми, відповідні максимумам небалансу потужностей.

Якщо розглядати сумісне регулювання енергобалансу за допомогою акумулятора енергії та додаткового керованого генератора,

принциповим буде питання про алгоритм їх роботи. Природно прийняти, що акумулятор працюватиме постійно в межах своєї ємності, а генератор вмикатиметься з урахуванням роботи акумулятора, тобто матиме вторинну дію. Предметом дослідження може бути вплив параметрів цих регулювальних засобів на стан забезпечення балансу потужностей та енергії, наявність оптимальних параметрів і режимів (алгоритмів) керування тощо.

Приклад балансування з урахуванням накопичення енергії як одиничну реалізацію випадкового процесу балансування зображено на рис. 8.

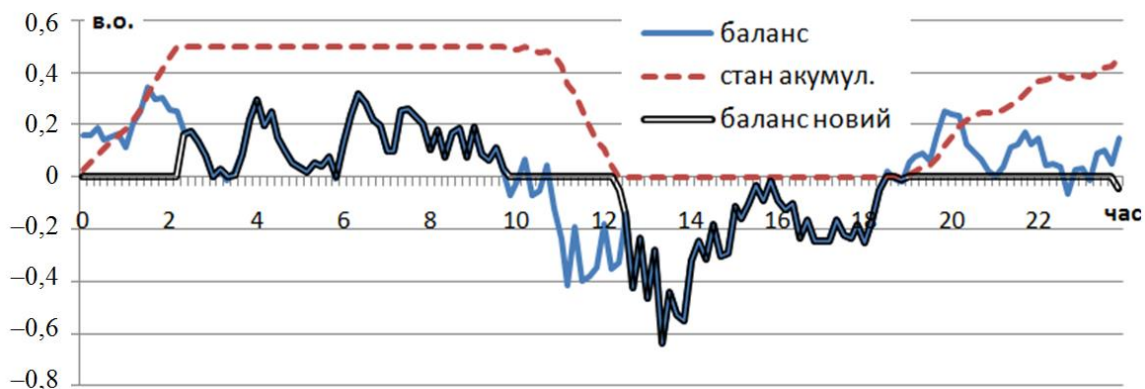


Рис. 8. Приклад балансу потужностей при наявності акумулятора

Fig. 8. Example of power balance in the presence of a battery

Як видно на рис. 8, вся надлишкова потужність спрямована спочатку на заряд акумулятора, підсумковий баланс нульовий. У стані повної зарядки (з 2-ї до 10-ї години) чи повного розряду акумулятора (з 12-ї до 18-ї години) баланс стає нерегульованим, а в період заряду-розрядки система збалансована. Отже, регульовальний генератор має вмикатися при негативному балансі, тобто з 12-ї до 18-ї години. При цьому вмикання генератора змінить початковий баланс і відповідно роботу акумулятора, тобто система «ВДЕ–акумулятор–генератор» є динамічною та взаємопов'язаною. Тут незалежною змінною виступає потужність ВДЕ, а при більш точній постановці – ще й випадкова складова очікуваного споживання енергії.

Висновки. Сформована математична модель роботи локальної електроенергетичної системи з відновлюваними джерелами енергії дає змогу отримати аналітичні оцінки надійності забезпечення енергією залежно від режимів генерації та споживання енергії. Однак такі оцінки не дозволяють відобразити усі можливі стани системи. Кращим рішенням є математичне моделювання окремих процесів та імітаційне (цифрове) моделювання їх композиції. Отримані результати після статистичної обробки можливо використовувати безпосередньо, варіюючи початкові дані відповідно до конкретної постановки задачі чи застосувавши метод «поверхні відгуку», або апроксимувати для полегшення пошуку оптимальних рішень. В усіх випадках моделювання потребує достатньої кількості вхідних даних, тобто фактичних вимірів тих параметрів, що застосовані в моделі. Достатнім джерелом таких даних є записи метеопостів, інтегрованих до систем керування діючих вітрових та сонячних станцій, або системи комерційного обліку АСКОЕ, а також покази лічильників споживання електроенергії на типових навантаженнях. Від точності та обсягу даних залежить якість оцінок, отриманих подальшим моделюванням.

Стаття підготовлена в рамках виконання проєктів науково-технічних робіт Національної

академії наук України: «Комплекс-С», «Комплекс-3» (КПКВК 6541030).

1. *Ibrahim B. Kyari, Jamilu Ya'u Muhammad.* Hybrid Renewable Energy Systems for Electrification: A Review. *Science Journal of Circuits. Systems and Signal Processing.* 2019. 8(2). Pp. 32-39. doi: 10.11648/j.cssp.20190802.11.

2. *Olowosejeje S. et al.* Optimising photovoltaic-centric hybrid power systems for energy autonomy. *Energy Reports.* 2021. 7. Pp. 1943-1953.

3. *Peffley T., Pearce J.* The potential for grid defection of small and medium sized enterprises using solar photovoltaic, battery and generator hybrid systems Author links open overlay panel. *Renewable Energy* 2020.Vol. 148, Pp. 193-204.

4. *Arowolo W. et al.* Seeking workable solutions to the electrification challenge in Nigeria: Minigrid, reverse auctions and institutional adaptation. *Energy Strategy Rev.* 2019. 23. Pp. 114-141.

5. *Olowosejeje S., Leahy P., Morrison A.P.* The economic cost of unreliable grid power in Nigeria. *Afr. J. Sci. Technol. Innov. Dev.* 2019.11(2). Pp. 1-11.

6. *Ali S., Jang C.-M.,* Optimum design of hybrid renewable energy system for sustainable energy supply to a remote island. *Sustainability.* 2020. 12(1280), Pp. 1-16.

7. *Babatunde O.M. et al.* Off-grid hybrid renewable energy system for rural healthcare centres: A case study in Nigeria. *Energy Sci. Eng.* 2019. 7. Pp. 676-693.

8. *Franco A., Shaker M., Kalubi D., Hostettler S.* A review of sustainable energy access and technologies for healthcare facilities in the global South. *Sustain. Energy Technol. Assess.* 2017. 22. Pp. 92-105.

9. *Liu H., Azuatalam D., Chapman A.C., Verbic G.* Techno-economic feasibility assessment of grid-defection. *Electr. Power Energy Syst.* 2019. 109. Pp. 403-412.

10. *Hittinge, E., Siddiqui J.* The challenging economics of US residential grid defection. *Util. Policy.* 2017. 45. Pp. 27-35.

11. *Кузнецов Н.П., Лысенко О.В., Чебанов А.Б.* Модель потребления электрической энергии для энергосистем Украины различного уровня локальности. *Проблемы региональной энергетики.* Кишинев. 2019. № 3(44). С. 31-42.

12. *Кузнецов М.М.* Моделирование спільної роботи вітрової та сонячної електростанцій. *Відновлювана енергетика.* 2016. № 1. С. 12–16.

13. *Вентцель Е.С.* Теория вероятностей. 9-е изд. М. Academia. 2003. 576 с.

14. *Миллер Б.М., Панков А.Р.* Теория случайных процессов в примерах и задачах. М. Физматлит. 2002. 320 с.

15. *Кузнєцов М.П.* Деякі особливості автономної роботи вітрової та сонячної електростанцій. Відновлювана енергетика. 2016. № 2. С. 15–21.

16. *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. Pp. 196–200. doi: 10.1109/ess.2019.8764189.

REFERENCES

1. *Ibrahim B. Kyari, Jamilu Ya'u Muhammad.* Hybrid Renewable Energy Systems for Electrification: A Review. Science Journal of Circuits, Systems and Signal Processing. 2019. 8(2). Pp. 32–39. doi: 10.11648/j.cssp.20190802.11.

2. *Olowoseje S. et al.* Optimising photovoltaic-centric hybrid power systems for energy autonomy. Energy Reports. 2021. 7. Pp. 1943–1953. [in English].

3. *Peffley T., Pearce J.* The potential for grid defection of small and medium sized enterprises using solar photovoltaic, battery and generator hybrid systems Author links open overlay panel. Renewable Energy 2020. Vol. 148, Pp. 193–204. [in English].

4. *Arowolo W. et al.* Seeking workable solutions to the electrification challenge in Nigeria: Minigrid, reverse auctions and institutional adaptation. Energy Strategy Rev. 2019. 23. Pp. 114–141. [in English].

5. *Olowoseje S., Leahy P., Morrison A.P.* The economic cost of unreliable grid power in Nigeria. Afr. J. Sci. Technol. Innov. Dev. 2019.11(2). Pp. 1–11. [in English].

6. *Ali S., Jang C.-M.,* Optimum design of hybrid renewable energy system for sustainable energy supply to a remote island. Sustainability. 2020. 12(1280), Pp. 1–16. [in English].

7. *Babatunde O.M. et al.* Off-grid hybrid renewable energy system for rural healthcare centres: A case study in

Nigeria. Energy Sci. Eng. 2019. 7. Pp. 676–693. [in English].

8. *Franco A., Shaker M., Kalubi D., Hostettler S.* A review of sustainable energy access and technologies for healthcare facilities in the global South. Sustain. Energy Technol. Assess. 2017. 22. Pp. 92–105. [in English].

9. *Liu H., Azuatalam D., Chapman A.C., Verbic G.* Techno-economic feasibility assessment of grid-defection. Electr. Power Energy Syst. 2019. 109. Pp. 403–412. [in English].

10. *Hittinge, E., Siddiqui J.* The challenging economics of US residential grid defection. Util. Policy. 2017. 45. Pp. 27–35. [in English].

11. *Kuznietsov N., Lysenko O., Chebanov A.* Model potrebleniya elektricheskoy energii dlya energosistem Ukrainyi razlichnogo urovnya lokalnosti. [Electricity Consumption Model for Energy Systems of Ukraine at Various Levels of Locality]. Problemele energeticii regionale. Kishinev, 2019, No. 3(44), pp. 31–42. doi: 10.5281/zenodo.3562195. [in Russian].

12. *Kuznietsov M.* Modeliuvannya spilnoi roboty vitrovoi ta soniachnoi elektrostansii. [Modeling common work for wind and solar power plants]. Vidnovluyana energetyka. 2016, No. 1. Pp. 12–16. [in Ukrainian].

13. *Venttsel E.S.* Teoriya veroyatnostey [Probability theory]. M. Academia. 2003. 576 p. [in Russian].

14. *Miller B., Pankov A.* Teoriya sluchaynykh protsessov v primerakh i zadachah [Theory of random processes in examples and problems]. M. Fizmatlit. 2002. 320 p. [in Russian].

15. *Kuznietsov M.* Deiaki osoblyvosti avtonomnoi roboty vitrovoi ta soniachnoi elektrostansii. [Some features of autonomous work of wind and solar power stations]. Vidnovluyana energetyka. 2016. No. 2. Pp. 15–21. [in Ukrainian].

16. *Kuznietsov M., Vyshnevskaya Y., 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. Pp. 196–200. doi: 10.1109/ess.2019.8764189. [in English].

Стаття надійшла до редакції 19.04.21

Остаточна версія 14.06.21