

М. П. КУЗНЕЦОВ, О. В. ЛИСЕНКО, О. А. МЕЛЬНИК

ОПТИМАЛЬНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ЛОКАЛЬНОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ

Работа посвящена решению проблемы балансирования в локальных энергосистемах с возобновляемыми источниками энергии. Для задачи оптимизации энергосистемы, работа которой зависит от случайных погодных факторов, была решена выпуклая задача оптимизации параметров или оптимального управления с помощью управляемой генерации, для каждой отдельной реализации случайного процесса как детерминированной функции, а затем выполнена статистическая обработка результатов по набору случайных реализаций и построены функции плотности распределения искомой целевой функции, с последующей оценкой ожидаемых значений и их доверительных интервалов. Процесс, описывающий текущие отклонения генерируемой мощности от среднего значения, моделирован как дискретная модель блуждания, и имеет свойства процесса Орнштейна-Уленбека, что позволило варьировать продолжительностью единичного интервала, в частности избирать базы данных действующих объектов с присущей их мониторинговым системам временной дискретностью. Предметом исследования и моделирования являются случайные составляющие, в то время как усредненные значения считаются детерминированными, а их обеспечение осуществляется в рамках прогнозируемого графика с использованием в том числе и традиционных источников энергии (централизованной электросети). Математическая модель совместной работы возобновляемых источников энергии в системе с переменной нагрузкой, электроаккумулирующим устройством и вспомогательным регулирующим генератором реализована в виде схемы последовательных моделей генерации и потребления и случайных процессов, описывающих текущее состояние энергосистемы. Работа аккумуляторов электроэнергии является зависимой от упомянутых процессов, но в полном балансе она фигурирует вместе с потерями генерации или нагрузки, которые являются кумулятивными суммами небалансов мощности и могут иметь отличное от нормального распределение. Однако эти процессы являются внутренними, касающимися перераспределения энергии внутри системы генерирования, мощность которой в целом удовлетворительно, с учетом соответствующих критериев, описывается нормальным законом. При таком условии можно оценить вероятность различных обстоятельств - чрезмерного или недостаточного генерирования, то есть дать числовую оценку показателям надежности обеспечения энергией.

Ключевые слова: локальная энергосистема, возобновляемые источники энергии, аккумулятор, генератор, баланс мощности.

М. П. КУЗНЕЦОВ, О. В. ЛИСЕНКО, А. А. МЕЛЬНИК

ОПТИМАЛЬНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ЛОКАЛЬНОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ

Работа посвящена решению проблемы балансировки в локальных энергосистемах с возобновляемыми источниками энергии. Для задачи оптимизации энергосистемы, работа которой зависит от случайных погодных факторов, была решена выпуклая задача оптимизации параметров или оптимального управления с помощью управляемой генерации, для каждой отдельной реализации случайного процесса как детерминированной функции, а затем выполнена статистическая обработка результатов по набору случайных реализаций и построены функции плотности распределения искомой целевой функции, с последующей оценкой ожидаемых значений и их доверительных интервалов. Процесс, описывающий текущие отклонения генерируемой мощности от среднего значения, моделирован как дискретная модель блуждания, и имеет свойства процесса Орнштейна-Уленбека, что позволило варьировать продолжительностью единичного интервала, в частности избирать базы данных действующих объектов с присущей их мониторинговым системам временной дискретностью. Предметом исследования и моделирования являются случайные составляющие, в то время как усредненные значения считаются детерминированными, а их обеспечение осуществляется в рамках прогнозируемого графика с использованием в том числе и традиционных источников энергии (централизованной электросети). Математическая модель совместной работы возобновляемых источников энергии в системе с переменной нагрузкой, электроаккумулирующим устройством и вспомогательным регулирующим генератором реализована в виде схемы последовательных моделей генерации и потребления и случайных процессов, описывающих текущее состояние энергосистемы. Работа аккумуляторов электроэнергии является зависимой от упомянутых процессов, но в полном балансе она фигурирует вместе с потерями генерации или нагрузки, которые являются кумулятивными суммами небалансов мощности и могут иметь отличное от нормального распределение. Однако эти процессы являются внутренними, касающимися перераспределения энергии внутри системы генерирования, мощность которой в целом удовлетворительно, с учетом соответствующих критериев, описывается нормальным законом. При таком условии можно оценить вероятность различных обстоятельств - чрезмерного или недостаточного генерирования, то есть дать числовую оценку показателям надежности обеспечения энергией.

Ключевые слова: локальная энергосистема, возобновляемые источники энергии, аккумулятор, генератор, баланс мощности.

М. KUZNIETSOV, O. LYSENKO, O. MELNYK

OPTIMAL REGULATION OF LOCAL ENERGY SYSTEM WITH RENEWABLE ENERGY SOURCES

The paper is devoted to solving the balancing problem in local power systems with renewable energy sources. For a power system optimization problem, whose operation depends on random weather factors, a convex parameter optimization or optimal control problem was solved using controlled generation, for each individual realization of a random process as a deterministic function, and then statistical processing of results over a set of random realizations was performed and distribution density functions of the desired target function were constructed, followed by estimation of expected values and their confidence intervals. The process describing current deviations of generated power from mean value is modelled as discrete stray model and has properties of Ornstein-Uhlenbeck process, which allowed varying the duration of unit interval, in particular to select data bases of operating objects with inherent temporal discreteness of their monitoring systems. Random components are investigated and modelled, while the average values are considered to be deterministic and are provided within a predictable schedule using also traditional energy sources (centralised power grid). A mathematical model of the combined operation of renewable energy sources in a system with variable load, electric storage device and auxiliary regulating generator is implemented as a scheme of sequential generation and consumption models and random processes describing the current state of the power system. The operation of the electricity accumulators is dependent on the processes mentioned, but in the full balance, it appears together with generation or load losses, which are cumulative sums of unbalanced power and may have a different distribution from the normal one. However, these

© М. П. Кузнецов, О. В. Лисенко, О. А. Мельник, 2021

processes are internal, relating to the redistribution of energy within a generation system whose capacity is generally described satisfactorily, given the relevant criteria, by a normal law. Under this condition, it is possible to estimate the probability of different circumstances - over- or under-generation, that is, to give a numerical estimate of the reliability of energy supply.

Keywords: local energy system, renewable energy sources, battery, generator, power balance.

Вступ. Зростання частки потужностей мінливих відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) і відповідно витіснення традиційної генерації обумовлює ускладнене забезпечення надійного балансу генерації та споживання електричної енергії, особливо в локальній енергосистемі. У свою чергу, незбалансованість потужностей негативно впливає на якість електропостачання, а саме, призводить до відхилень частоти та напруги у споживчій мережі, погіршує відомі індекси балансової надійності електропостачання та веде до можливих технічних збоїв і економічних втрат. Зі збільшенням частки негарантованої генерації стає необхідним більш ґрунтовний системний підхід до формування енергетичної системи.

Аналіз стану питання. Проблеми балансування потужності у гібридних енергосистемах з ВДЕ (Hybrid Renewable Energy Systems – HRES) розглядаються у багатьох публікаціях, які стосуються інтегрування відновлюваної енергетики [1]. Предметом досліджень зазвичай є оптимальна конфігурація та вибір параметрів відновлюваних джерел і допоміжних акумуляторних систем накопичення енергії (Battery Energy Storage Systems – BESS) [2]. Найбільш складними з точки зору енергетичного менеджменту є системи з високим рівнем проникнення ВДЕ [3]. Обов'язковим елементом таких енергетичних систем має бути пристрій накопичення енергії та її доставки споживачам під час відсутності зовнішньої генерації. Характерною особливістю режимів роботи HRES, особливо з високим проникненням ВДЕ, є широкий діапазон змін генерованої та споживаної потужності через певні інтервали часу, що спричинює наявність пульсацій у струмах заряду-розряду BESS. Негативний вплив таких факторів на роботу обладнання розглянуто у ряді публікацій (наприклад [4]). Враховуючи високу вартість BESS, ця обставина набуває особливої ваги [5]. Для досягнення максимальної ефективності HRES та часу автономної роботи пропонуються різні топології HRES [6], розробляються нові методи контролю та управління споживанням енергії [7], часто використовуючи складні інтелектуальні алгоритми [8]. При цьому виникає питання про застосування допоміжного регулюючого генератора, здатного зменшити небаланс потужностей.

Аналіз основних досягнень і літератури. У роботі [9] наведено огляд досліджень стосовно стійкості автономних енергосистем, що використовують ВДЕ, залежно від потужностей, наявності акумуляування енергії, систем керування. Гібридні енергосистеми типу мікромереж, що використовують вітрову і/або сонячну енергію та паливні елементи, розглядаються у роботі [10]. Представлено огляд різних технологій розподіленої генерації, інтеграції різних ВДЕ для створення гібридної системи, можливості регулювання вихідної потужності. У роботі [11] представлено огляд

публікацій щодо методів оптимізації, придатних для малих та ізольованих систем. Обґрунтовано застосування моделей на основі штучного інтелекту для задач оптимізації HRES. Огляд публікацій стосовно оптимальної побудови таких гібридних систем міститься також у [12]. Розглянуто декілька типових прикладів гібридних систем, забезпечення надійності та економічної ефективності HRES. Різноманітні конфігурації вітро-сонячних систем, стратегію управління, техніко-економічний аналіз та соціальний ефект розглянуто у дослідженні [13]. За результатами огляду запропоновано шляхи вдосконалення конструктивного виконання та систем управління гібридних систем на прикладі конкретних регіональних умов. Техніко-економічний аналіз виконано з застосуванням спеціальних розрахункових методів та засобів (HOMER, PSO). Огляд можливих конфігурацій HRES, методів математичного моделювання та стратегії управління наведено у роботі [14]. За результатами огляду різних робіт зроблено ряд висновків, зокрема:

- гібридні системи можуть бути життєздатною альтернативою електромереж або традиційного палива для віддалених районів у всьому світі;
- для розрахунку таких систем доцільними є евристичні методи, особливо при врахуванні стохастичних параметрів;
- кращі результати з точки зору надійності та вартості мають системи з кількома джерелами енергії – сонце, вітер, централізована мережа;
- важливим є попереднє врахування як місцевих кліматичних умов, так і особливостей попиту на енергію.

Серед робіт останніх років можна відзначити [15], де досліджуються технічні проблеми гібридних систем та порівнюються режими роботи з мережею і автономному режиму. Розглядаються також можливості мінімізації ризиків та втрат енергії. Окремі задачі побудови автономної системи з ВДЕ та накопиченням енергії розглянуто в [16]. В якості проміжного енергоносія пропонується використовувати водень як засіб зберігання енергії; пропонується оптимальні рішення для електрифікації віддаленої громади.

Існуючі методи розв'язання задачі. Загалом у HRES можна використовувати найрізноманітніші джерела енергії, але вітрові та сонячні вважаються найбільш уживаними. Вони привертають найбільше уваги дослідників, оскільки така енергія є загальнодоступною. Крім того, електростанції на їх основі можуть розташовуватися ближче до кінцевого споживача, що особливо важливо для автономної енергетики. Системи акумуляування повинні відповідати режиму роботи енергосистеми в частині обсягу та часу накопичення енергії, ці вимоги є найбільш поширеними [17]. Одним із перспективних

способів підвищення ефективності HRES є використання комбінованих систем накопичення енергії з різними технічними характеристиками [18]. Пропоновані методи оптимізації орієнтовані здебільшого на мінімізацію загальної вартості та операційних витрат [19–21]. При цьому доводиться оперувати з показниками, що мають випадкову природу (залежність від погодних умов, нерівномірність споживання тощо). Основні методи дослідження таких задач – аналітичний опис випадкових процесів на основі параметричних оцінок або ж імітаційне моделювання випадкових процесів з подальшою статистичною обробкою.

Мета роботи (дослідження). Оптимальне поєднання відновлюваних і традиційних джерел енергії та засобів акумулювання з метою регулювання балансу генерації та споживання електроенергії в локальній енергосистемі.

Постановка задачі (проблеми). Для випадків, коли компоненти випадкових процесів (функцій) мають складний вигляд, що не допускає безпосереднього інтегрування, доцільно використовувати імітаційне моделювання та оцінку результатів із застосуванням методів Монте-Карло [22]. Для задачі оптимізації енергосистеми, робота якої залежить від випадкових погодних факторів, можна розв'язувати випулку задачу оптимізації параметрів, або оптимального управління за допомогою керуваної генерації. Така задача формується для кожної окремої реалізації випадкового процесу як детермінованої функції (прямий метод) з подальшою статистичною обробкою результатів або формується набір випадкових реалізацій, за яким можна побудувати функції щільності розподілу шуканої цільової функції. Надалі виконується оцінка імовірних очікуваних значень та їх довірчих інтервалів.

Більшість задач оптимізації складу та роботи енергосистеми неможливо описати за допомогою одного критерію оптимальності. Проблема багатокритеріальної оптимальної задачі є однією з найбільш складних проблем теорії оптимізації. Відомі підходи (наприклад, Парето-оптимізація) не дають однозначної відповіді або вимагають великої кількості обчислень. Однак можна виділити досить широкий клас багатокритеріальних задач, однозначне вирішення яких можливе за певних умов. Це стосується задач, у яких області визначення критеріїв оптимальності можуть бути розділені за часом (або іншим параметром), а зв'язок між ними здійснюється за допомогою деяких заданих функцій. Можливий також суто евристичний підхід, ранжування критеріїв, встановлення вагових коефіцієнтів тощо. Остаточний вибір залежить від умов задачі.

Методи дослідження. Для опису роботи енергосистеми, що містить систему накопичення (акумулятор) та контрольований генератор для регулювання небалансу, баланс потужностей матиме вигляд:

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

де потужності у правій частині виразу відповідно до індексів означають поточну потужність вітрової (W), сонячної (S) електростанції, акумуляторної батареї (A), контрольованого генератора (G) та навантаження (U). Акумуляторна батарея у даному записі розглядається як навантаження, однак вона може виступати й генератором, залежно від знаку. В якості P_G може виступати, наприклад, мінігідроелектростанція, дизель-генератор чи навіть централізована мережа у випадку гібридної енергосистеми. Тут $P_G(t)$ – кусково-неперервна функція керування ступінчастого виду, $P_U(t)$ – відома функція навантаження (плановий графік споживання), $V(t)$ – функція стану. При цьому потужності генерації та споживача (навантаження) можуть мати випадкові відхилення (флуктуації).

Знак при потужності акумулятора залежить від того, йде зарядка чи розрядження, а величина обумовлена швидкодією. Баланс енергії як кумулятивна сума поточного балансу потужностей та час T матиме складові:

$$E_V(T, \alpha_x) = E_{RES}(T, \alpha_W, \alpha_S) + E_G(T, \alpha_G) \pm E_A(T, \alpha_A), \quad (2)$$

де α_x відображають параметри відповідних складових. Поточне значення акумульованої енергії $E_A(T, \alpha_A)$ за абсолютною величиною рівне стану зарядки акумулятора і знаходиться в певних межах (C_{min}, C_{max}). Для простоти можна вважати мінімальний стан зарядки $C_{min} = 0$, а під $C_{max} = C$ розуміти діапазон зміни заряду (ефективну ємність). Сумарний баланс (2) дорівнює нулю за умови, що заряд акумулятора не вийшов на граничне значення, тобто приймає участь у маневруванні потужностей.

Ряд досліджень комбінованих систем з негарантованою потужністю базується на припущенні про властивості поточної потужності, що відповідають марківському процесу [23], тобто мають властивості ланцюга Маркова. Це дозволяє представити поточні значення в кожен фіксований момент часу залежними лише від попередніх значень. Перехід від поточного значення до наступного описується певною стохастичною залежністю. Аналогічне припущення справедливе й для моделі навантаження [24]. Надалі такий процес можна моделювати, використовуючи статистику фактичних значень (база накопичених даних має бути статистично значимою), і застосувати метод Монте-Карло для оцінки можливих станів системи. Стохастичний зв'язок суміжних значень часто описують за допомогою кореляційної матриці (такий підхід використовується зокрема в програмному комплексі HOMER), однак це потребує достатньої бази попередніх даних та порівняно великої кількості обчислень. Крім того, це накладає вимоги до тривалості часового інтервалу між фіксованими моментами – якщо кореляційна матриця побудована для певних часових проміжків, то й крок імітаційної моделі має бути лише таким. Значно економнішим видається підхід, що базується на застосуванні стохастичних диференціальних рівнянь. Процес, що описує поточні відхилення генерованої потужності від

середнього значення, може бути модельований як дискретна модель блукання і має властивості процесу Орнштейна-Уленбека [25]. Це дає можливість варіювати тривалістю одиничного інтервалу, зокрема обирати бази даних діючих об'єктів з притаманною їм моніторинговим системам часовою дискретністю. Зауважимо, що за методикою Всесвітньої метеорологічної організації виміри показників погоди (джерел негарантованої потужності ВДЕ) фіксуються з кроком 3 години; в комплексі HOMER застосовано 1-годинні інтервали. Натомість сучасні системи накопичення працюють з дискретністю 30, 10 і навіть 1 хвилина, що розширює можливості моделювання процесу генерації енергії.

В узагальненому вигляді такий процес $V(t)$ може бути описаний виразом:

$$u_i = \alpha u_{i-1} + \eta \varepsilon_i,$$

де ε – стандартна нормальна випадкова величина;

α та η – параметри ряду.

Тут неперервний процес представлено дискретним як послідовність осереднених на елементарному часовому проміжку значень. Відповідно замість випадкової функції розглядаємо випадкову послідовність, записану як часовий ряд з властивостями ланцюга Маркова. Конкретну поведінку процесу впродовж випадково обраної доби вважаємо траєкторією (реалізацією) процесу, а набір реалізацій (наприклад, місячний обсяг даних) за означенням буде «пучком» або ансамблем реалізацій. Процес може бути представлений також як сімейство перетинів (при $t = t_i$), кожен з яких характеризується певним розподілом значень. Суміжні перетини процесу будуть частково залежними (корельованими), а розподіли окремих перетинів є скінченновимірними (процес регулярний) і можуть мати відмінності. Визначений таким чином процес за характером розподілу буде у загальному випадку дискретним гаусівським білим шумом [26], якщо не встановлено зміни характеру розподілу впродовж перетинів.

Такі параметри, як-от моменти розподілу, дають змогу оцінити роботу енергосистеми за умови ідентифікації виду розподілу випадкових складових (наприклад, функції щільності розподілу). Предметом дослідження та подальшого моделювання є випадкові складові, в той час як осереднені значення вважаються детермінованими, а їх забезпечення здійснюється в рамках прогнозованого графіка з використанням в тому числі й традиційних джерел енергії (централізованої електромережі). Як показує аналіз фактичних даних, такі випадкові складові балансу потужностей, як от сонячна (композиція нормального й рівномірного розподілів), вітрова та споживачі електроенергії, задовільно описуються нормальним розподілом – коли гіпотеза нормальності відповідає

стандартним критеріям [27]. Робота акумулятора електроенергії є залежною від згаданих процесів, але в повному балансі вона фігурує разом із втратами генерації чи навантаження, які є кумулятивними сумами небалансів потужності і можуть мати відмінний від нормального розподіл. Однак ці процеси є внутрішніми, стосуються перерозподілу енергії всередині системи генерування, потужність якої в цілому задовільно (з урахуванням відповідних критеріїв) описується нормальним законом. За такої умови можна оцінити імовірність різних обставин – надмірного чи недостатнього генерування тощо, тобто дати числову оцінку показникам надійності.

Результати чисельного моделювання. Приклад поточної зміни потужностей генерації та навантаження зображено на рис. 1 (інтервал по часу 0,5 год). При рівності середніх за добу значень поточні відмінності спричиняють небаланс енергії, який на початку доби є надлишковим і компенсується до кінця доби.

На відміну від поточних показників, кумулятивні значення мають свої особливості. Щільність розподілу кумулятивних показників розглядалась, наприклад, в [28], де проаналізовано приклади фактично спостережених показників споживання електроенергії та синхронізованих показів доступних можливостей вітрової і сонячної генерації. Зауважено, що при забезпеченні добової циклічності (відповідності фактичних та прогнозованих середньодобових рівнів) як розподіл поточних небалансів потужності, так і кумулятивні суми, тобто небаланси енергії, мають виражений нормальний розподіл. Але при орієнтації лише на середньомісячні рівні, без внесення поправок на добовий прогноз, кумулятивні показники істотно відрізняються від нормального розподілу, нагадуючи «білий шум». Такими є результати аналізу фактичних даних щодо балансу вітро-сонячної генерації та навантаження [24], які стосуються річного обсягу метеоданих та споживання електроенергії населеним пунктом. За довольного режиму споживання, при якому приймаються до уваги лише середні за добу значення, величини генерації та навантаження співпадають.

Аналіз флуктуацій вітрової та сонячної енергії за умови відповідності їх середньої потужності та навантаження демонструє кращу відповідність нормальному розподілу. Так, за умов щоденного прогнозування середні за добу значення кумулятивної потужності флуктуацій виключно вітро-сонячної генерації мають близький до нормального розподіл; при цьому кожна доба починається та закінчується однаково (вимога добової циклічності), однак середнє за добу значення може мати різний знак залежно від ходу накопичення та втрати енергії. Середній за місяць баланс також дорівнює нулю. Розмах небалансу потужності та кумулятивного небалансу енергії практично відповідає умовам нормальності при порівнянні з відповідними квантилями розподілу.

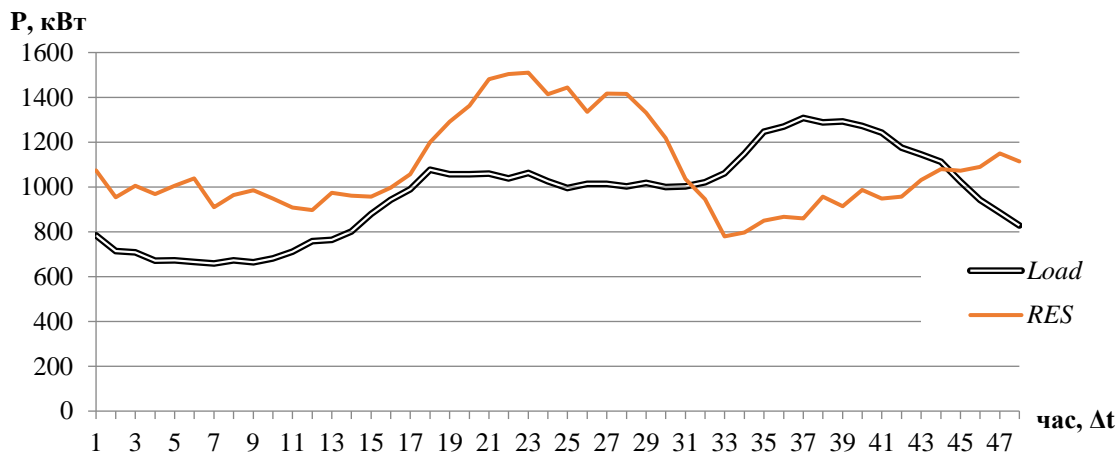


Рисунок 1 – Приклад добового ходу потужностей генерації (RES) та навантаження (Load)

За умови відсутності добового прогнозування і орієнтації лише на середньомісячні очікувані значення розмах відхилень від середнього значно збільшиться, а характер розподілу кумулятивних значень небалансів тяжітиме до місячної циклічності. Абсолютні значення кумулятивних небалансів потужності вітрових та сонячних електростанцій (флуктуацій відносно середньомісячного ходу) перевищують аналогічні показники добової циклічності, проте якісна поведінка зберігається. Додаткове врахування випадкових коливань потужності навантаження не змінює загального характеру розподілу кумулятивних небалансів, дещо збільшуючи розмах відхилень від середнього. Приклад добової реалізації зображено на рис. 2. Нормальність розподілу обумовлена тим, що в даній постановці режим навантаження (*Load*) вважається таким, що відповідає середньому ходу потужності ВДЕ (*RES*), з відмінністю за рахунок випадкових флуктуацій.

Розглянемо вплив регулювання на характер випадкових процесів. Наведені приклади розподілу кумулятивного небалансу потужностей описують поведінку власне генерації та споживання електроенергії. Наявність акумулятора змінить розмах небалансу за рахунок часткової компенсації відхилень в межах його ємності та швидкодії. Розглянемо зміну поведінки кумулятивного показника небалансу енергії (накопичення незбалансованих відхилень генерації від споживання $E_V(T, \alpha_W, \alpha_S, \alpha_G, \alpha_S, \alpha_U)$ (2) як випадкової величини залежно від параметрів акумулявання та генерації. Блок-схема розрахунку небалансів для локальної енергосистеми у складі ВДЕ, акумулявання та допоміжного генератора зображена на рис. 3. Розрахунок базується на імітаційному моделюванні випадкової поведінки сонячної і вітрової енергії, а також рівня навантаження та відповідних їм режимів акумулявання та вмикання (за потреби) допоміжного генератора. В якості навантаження розглянуто реальні приклади споживання електроенергії окремим населеним пунктом (наприклад, селом). В наведених нижче результатах погодні умови прийнято як для квітня (найбільш відповідного до середньорічних

умов), коефіцієнт варіації навантаження дорівнює 0,1 (тобто середньоквадратичне відхилення середньодобового споживання становить 10 %). Крок по часовій шкалі дорівнює 10 хв., а кількість добових реалізацій випадкового процесу становить 1–2 тис., залежно від статистичної стійкості результатів. Врахування варіативності споживання дещо збільшить відносну мінливість результуючого балансу потужностей, не змінюючи якісної картини.

Математична модель сумісної роботи ВДЕ в системі зі змінним навантаженням, електроакумуляюючим пристроєм та допоміжним регулюючим генератором реалізована у вигляді схеми послідовних моделей генерації і споживання та випадкових процесів, що описують поточний стан енергосистеми. Блок-схема послідовності розрахунків (рис. 3) дозволяє реалізувати імітаційне моделювання із застосуванням методів Монте-Карло.

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 буде вмикатися з урахуванням стану акумулятора, тобто матиме вторинну дію. Предметом дослідження може бути вплив параметрів цих регулюючих засобів на стан забезпечення балансу потужностей та енергії, наявність оптимальних параметрів і режимів (алгоритмів) керування тощо.

Оскільки результуючий баланс потужностей змінюється внаслідок роботи акумулятора, очікувано зміниться режим роботи регулюючого генератора за тих же умов роботи енергосистеми. При цьому вмикання генератора змінить початковий баланс і відповідно роботу акумулятора, тобто система «ВДЕ-акумулятор-генератор» є динамічною та взаємопов'язаною. Тут незалежною змінною є потужність ВДЕ, а при більш точній постановці – ще й випадкове споживання енергії як додаткова складова невизначеності.

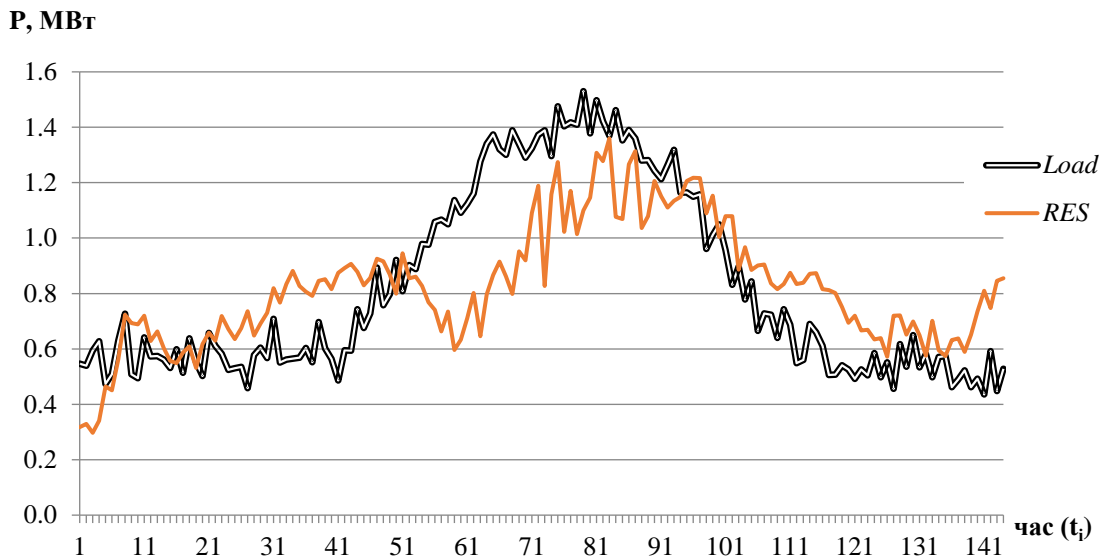


Рисунок 2 – Приклад змін поточної потужності навантаження та генерації ВДЕ протягом доби

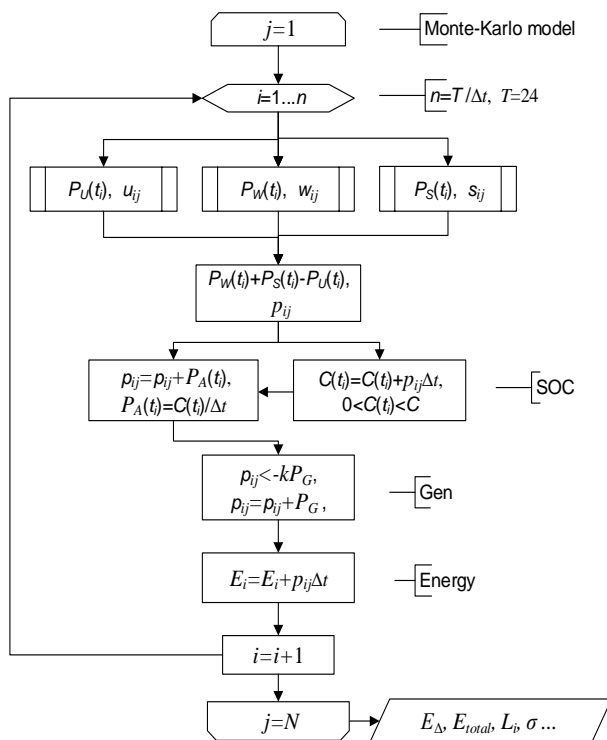


Рисунок 3 – Блок-схема розрахунку гібридної системи з акумулятором та генератором:

SOC (State of Charge) – стан зарядки акумулятора;
Gen – допоміжний генератор; Energy – накопичення енергії

Оскільки результуючий баланс потужностей змінюється внаслідок роботи акумулятора, очікувано зміниться режим роботи регулюючого генератора за тих же умов роботи енергосистеми. При цьому вмикання генератора змінить початковий баланс і відповідно роботу акумулятора, тобто система «ВДЕ-акумулятор-генератор» є динамічною та взаємопов'язаною. Тут незалежною змінною є потужність ВДЕ, а при більш точній постановці – ще й випадкове споживання енергії як додаткова складова невизначеності.

Розглянемо систему, в якій акумулятор працює з установками ВДЕ, а регулюючий генератор вмикається для споживача (тобто акумулятор не залежить від генератора, рис. 4 а). Тут закладена певна похибка, тому що надлишкова потужність генератора змінює стан акумулятора (частково спрямовується на його зарядку, рис. 4 б), оскільки генератор має вмикатися при розрядженому акумуляторі. Це зменшило б втрати надлишкової енергії.

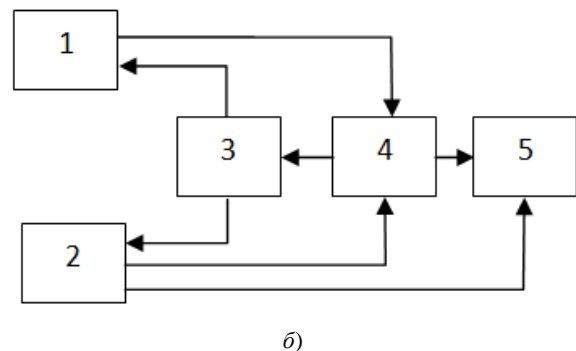
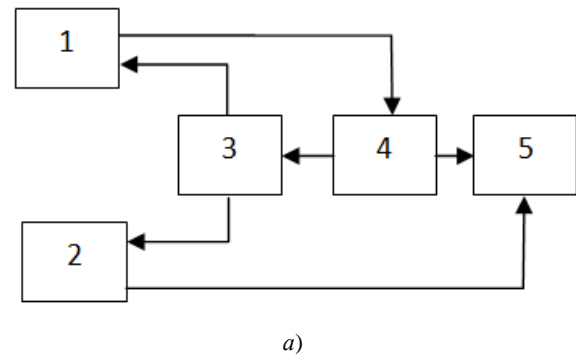


Рисунок 4 – Структурні схеми локальної енергосистеми: 1 – генерація ВДЕ; 2 – регулюючий генератор; 3 – контролер; 4 – акумуляторно-інверторний блок; 5 – споживач

Розглянемо результати застосування імітаційної моделі для означених вище умов, а саме споживання з

середньоквадратичним відхиленням варіацій середнього добового ходу на рівні 10 %, погодними умовами квітня (тотожними середньорічним), добовим прогнозуванням середніх рівнів генерації та споживання.

Статистичні результати роботи імітаційної моделі з різними параметрами генератора та акумулятора за умови максимальних (номінальних) значень потужностей ВДЕ $P_w = P_s = 1$ наведено у табл. 1. Використано відносні одиниці потужності (відн. од.). Розраховано середній рівень втрат навантаження L_2^{av} та середню потужність регулюючого генератора P_G^{av} за формулами:

$$L_2^{av} = \frac{1}{T} \int_0^T |V(t)^-| dt,$$

$$P_G^{av} = \frac{1}{T} \int_0^T P_G(t) dt, \quad (3)$$

де $V(t)^-$ – негативна складова балансу потужності (1).

Таблиця 1 – Балансування потужностей при акумуляції та регулюванні (у відн. од.)

C		P_g			
		0	0,1	0,2	0,3
0	L_2^{av}	0,075	0,049	0,056	0,065
	P_G^{av}	–	0,025	0,016	0,008
0,5 (k=0,1)	L_2^{av}	0,058	0,038	0,047	0,054
	P_G^{av}	–	0,020	0,013	0,006
0,5 (k=1)	L_2^{av}	0,046	0,028	0,035	0,040
	P_G^{av}	–	0,016	0,012	0,007
1 (k=1)	L_2^{av}	0,036	0,023	0,026	0,032
	P_G^{av}	–	0,013	0,009	0,004
3 (k=1)	L_2^{av}	0,031	0,020	0,023	0,029
	P_G^{av}	–	0,011	0,008	0,003

Як слідує з табл. 1, алгебраїчна сума середньої втрати навантаження та потужності генератора (тобто $L_2^{av} + P_G^{av}$) має незначні варіації на рівні до 2 %, спричинені додатковою втратою енергії при роботі генератора, що свідчить про неістотність впливу акумулятора на можливу надлишкову роботу генератора при обраному алгоритмі вмикання генератора лише при певному рівні негативного балансу потужностей. Наявність акумулятора енергії очікувано зменшує потребу в регулюючому генераторі, проте це зменшення не пропорційне зростанню ємності акумулятора, значно відстає у відносному вираженні, при тому що рівень втрат навантаження також повільніший. Отже, в комплексі «акумулятор-генератор» не помітно локальних екстремумів енергетичної ефективності; оптимальним вирішенням може бути така конфігурація потужностей, при якій рівень втрат навантаження не перевищуватиме допустимої для споживача величини. Натомість вартісні показники цих регуляторів балансу можуть мати істотну вагу, що й визначатиме пошук оптимуму в арбітражній зоні. Загалом задача оптимізації полягатиме в пошуку балансу між

енергетичною (надійність забезпечення) та економічною (собівартість енергії) складовими.

Час, впродовж якого помітний небаланс потужностей (відмінний від нуля більш ніж на 1 % потужності навантаження), істотно залежить від ємності акумулятора C (табл. 2), але практично не залежить від потужності генератора P_g .

Таблиця 2 – Відсоток часу, коли існує помітний небаланс потужності (> 1 %)

Ємність акумулятора	0	0,5	1	1,5	2
Загальний небаланс	98	43	26	17	12
Негативний небаланс	51	23	13,5	8,5	6,2

Розподіл позитивного та негативного балансів практично симетричний, проте наявність акумулятора енергії значно скорочує тривалість незбалансованих ситуацій.

Розглянемо кумулятивне значення показника втрат навантаження, тобто суму втрат на 24-ту годину доби; даний показник свідчить переважно про надійність енергопостачання, хоча має і економічне вираження. Якби накопичення втрат було лінійним, то середнє на кінець доби було б подвоєним середнім повного набору даних; насправді модель показує певну нелінійність кумулятивних втрат, внаслідок несиметрії розподілу потужностей ВДЕ впродовж доби. Як результат, на кінець доби маємо 1,85–1,95 середньодобового значення, тобто у другій половині доби втрати дещо менші, ніж у першій, хоча різниця видається неістотною.

У табл. 3 наведено кумулятивні втрати енергії на кінець доби (при переповненні акумулятора); тут вплив ємності є вирішальним, роль регулюючого генератора неістотна в межах статистичної похибки.

Таблиця 3 – Сумарні втрати енергії на кінець доби (відн. од. · год)

Ємність	0	0,5	1	1,5	2
Втрати	1,85	1,0	0,59	0,37	0,24

Втрати навантаження (неодана енергія) істотно залежать як від ємності акумулятора, так і від потужності генератора (табл. 4).

Таблиця 4 – Сумарні втрати навантаження на кінець доби (відн. од. · год)

C	P_g						
	0	0,05	0,1	0,2	0,3	0,5	1
0	1,86	1,43	1,31	1,46	1,68	1,84	1,85
0,5	0,98	0,78	0,71	0,74	0,85	0,97	0,98
1	0,60	0,48	0,44	0,45	0,48	0,56	0,59
1,5	0,39	0,31	0,29	0,30	0,32	0,36	0,38
2	0,26	0,21	0,18	0,19	0,22	0,23	0,25

Графічно наведена в табл. 4 залежність зображена на рис. 5. Для зручності шкала осі P_g зображена нерівномірною. Помітно мінімум втрат при певній потужності генератора на рівні $P_g \approx 0,15$ відн. од.; зростання його потужності понад 1 вже не впливає на

рівень втрат (генератор практично не вмикається). При зростанні ємності акумулятора втрати зменшуються по експоненціальній залежності. Якщо сумарні втрати за відсутності акумулятора прийняти за L_{Sum}^0 , то $L_{Sum} \sim L_{Sum}^0 \cdot e^{-c}$. Оскільки розмірності потужностей – відн. од., то розмірність енергії (ємності) – відн. од.·год. Зауважимо, що ця залежність статистична, оскільки в таблиці вище наведено осереднені дані для понад тисячі реалізацій.

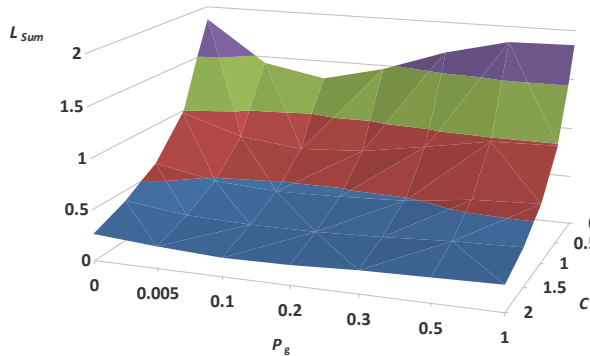


Рисунок 5 – Втрати навантаження, відн. од.·год ($P_W = 1, P_S = 1$)

Такий розподіл втрат навантаження характерний для варіанту паритетної генерації ($P_W = 1, P_S = 1$). Розглянемо, яким є вплив окремих видів ВДЕ.

При виключно вітровій генерації залежність втрат навантаження від регулюючих параметрів (ємності акумулятора та потужності генератора) якісно подібна до варіанту паритетної потужності, що обумовлено переважаючим утримі рівнем використання встановленої потужності вітрових електростанцій порівняно із сонячними. Загальний рівень втрат дещо нижчий, оскільки загальна генерація та споживання також пропорційно зменшились. Тому для зручності оцінки впливу сонячної генерації обираємо номінальну потужність сонячних електростанцій $P_S = 3$ відн. од., при цьому залишаємо вітрову на рівні 0,5 відн. од. для збереження нічної генерації та відповідного споживання на ненульовому рівні. Результати занесено до табл. 5 та відображено на рис. 6.

Таблиця 5 – Втрати споживання на кінець доби, відн. од.·год. ($P_W = 0,5; P_S = 3$)

C	P _g						
	0	0,05	0,1	0,2	0,3	0,5	1
0	2,10	1,79	1,67	1,82	1,93	2,02	2,08
0,5	0,90	0,72	0,68	0,72	0,79	0,84	0,89
1	0,51	0,44	0,4	0,43	0,46	0,48	0,49
1,5	0,32	0,24	0,20	0,23	0,26	0,28	0,3
2	0,24	0,18	0,15	0,18	0,20	0,21	0,22

Результати розрахунку показали, що розподіл вздовж доби майже лінійний (1,9–2,1).

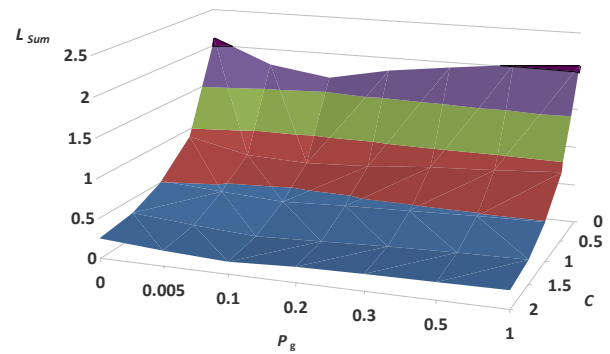


Рисунок 6 – Втрати навантаження, відн. од.·год ($P_W = 0,5; P_S = 3$)

Отже, при переважаючій потужності сонячної генерації якісний характер залежностей загалом зберігається, хоча наявність екстремуму по потужності генератора виражена менш явно.

Висновки. Запропонована математична модель локальної гібридної системи у складі традиційних і ВДЕ, включаючи використання загальної мережі і регулюючої потужності, дозволяє сформулювати і вирішити різноманітні задачі по оптимізації складу такої системи і режимів її роботи, а також отримувати різні оцінки необхідних показників. Зокрема, при досягненні робочою ємністю акумулятора певного рівня, який приблизно відповідає тригодинному середньому споживанню, вплив регулюючого генератора стає практично несуттєвим, його наявність видається потрібною лише для випадку малоімовірних ситуацій. Зазначимо, що такі оцінки отримано за погодних умов, що відповідають середньорічним, та при певних параметрах регулюючих пристроїв і алгоритмів (параметра k на схемі рис. 3). При інших числових показниках дещо змінюються кількісні оцінки, проте якісна поведінка процесу балансування загалом відповідає результатам даного дослідження.

При застосуванні імітаційного моделювання зауважено, що статистична стійкість досягається при формуванні понад тисячу реалізацій добового процесу. Використання моделі добової циклічності обумовлено потребою в добовому прогнозуванні та плануванні режимів роботи, а також досяжною точністю прогнозу показників ВДЕ. Незважаючи на вимоги погодинного планування на добу і більше, у даний час реально вдається забезпечити середньодобові показники, поточні ж показники мають певну мінливість. Тому практичне застосування запропонованого підходу передбачає детальне врахування саме місцевих умов, регіональних за потенціалом ВДЕ і конкретизованих за характером навантаження і можливостями енергосистем.

Список літератури

1. Obukhov S., Ibrahim A., Tolba M. A., El-Rifaie A. M. Power balance management of an autonomous hybrid energy system based on the dual-energy storage. *Energies*. 2019. Vol. 12, no. 4. P. 4690. doi: 10.3390/en12244690
2. Olatomiwa L., Mekhilef S., Ismail M. S., Moghavvemi M. Energy management strategies in hybrid renewable energy systems: A

- review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. Vol. 62. P. 821–835.
3. Salas V., Suponthana W., Salas R. A. Overview of the off-grid photovoltaic diesel batteries systems with AC loads. *Appl. Energy*. 2015. Vol. 157. P. 195–216.
 4. Hu X., Martinez C. M., Yang Y. Charging, power management, and battery degradation mitigation in plug-in hybrid electric vehicles: A unified cost-optimal approach. *Mech. Syst. Signal Process.* 2017. Vol. 87. P. 4–16.
 5. Jakhriani A. Q., Othman A., Rigit A. R. H., Samo S. R. Life cycle cost analysis of a standalone PV system. *International Conference on Green and Ubiquitous Technology*. Jakarta, Indonesia, 2012.
 6. Narvaez A., Cortes C., Trujillo C. L. Comparative analysis of topologies for the interconnection of batteries and supercapacitors in a Hybrid Energy Storage System. *Proceedings of the 2017 IEEE 8th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*. Florianopolis, Brazil, 2017.
 7. Choudar A., Boukhetala D., Barkat S., Brucker J.-M. A local energy management of a hybrid PV-storage based distributed generation for microgrids. *Energy Convers. Manag.* 2015. Vol. 90. P. 21–33.
 8. Wu T., Shi X., Liao L., Zhou C., Zhou H., Su Y. A Capacity Configuration Control Strategy to Alleviate Power Fluctuation of Hybrid Energy Storage System Based on Improved Particle Swarm Optimization. *Energies*. 2019. Vol. 12, no. 4. P. 642. doi: 10.3390/en12040642
 9. Negi S., Mathew L. Hybrid Renewable Energy System: A Review. *International Journal of Electronic and Electrical Engineering*. 2014. Vol. 7, no. 5. P. 535–542.
 10. Shivarama K., Kumar K. S. A review on hybrid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015. Vol. 52. P. 907–916.
 11. Bhandari B., Lee K. T., Lee G. Y., Cho Yu.-M., Ahn S.-H. Optimization of Hybrid Renewable Energy Power Systems: A Review. *International journal of precision engineering and manufacturing-green technology*. 2015. Vol. 2, no. 1. P. 99–112.
 12. Wu Yu.-K., Chang S.-M. Review of the Optimal Design on a Hybrid Renewable Energy System. *MATEC Web of Conferences*. 2016. Vol. 55. P. 06001.
 13. Sawle Y., Gupta S. C., Bohre A. K. Review of hybrid renewable energy systems with comparative analysis of off-grid hybrid system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. Vol. 81, Part 2. P. 2217–2235.
 14. Kyari I. B., Muhammad J. Y. Hybrid Renewable Energy Systems for Electrification: A Review. *Science Journal of Circuits, Systems and Signal Processing*. 2019. No. 8 (2). P. 32–39.
 15. Lawan S. M., Wan Zainal Abidin W. A. *A Review of Hybrid Renewable Energy Systems Based on Wind and Solar Energy: Modeling, Design and Optimization*. Wind Solar Hybrid Renewable Energy System. 2020. 23 p.
 16. Dawood F., Shafiullah G. M., Anda M. *Stand-Alone Microgrid with 100% Renewable Energy: A Case Study with Hybrid Solar PV-Battery-Hydrogen*. Sustainability. 2020. Vol. 12, no. 5. P. 2047.
 17. IRENA. *Battery Storage for Renewables: Market Status and Technology Outlook*. URL: https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_Battery_Storage_report_2015.pdf (дата звернення: 27.01.2021).
 18. Bocklisch T. Hybrid energy storage systems for renewable energy applications. *Energy Procedia*. 2015. Vol. 73. P. 103–111.
 19. Zhang Y., Dong Z. Y., Luo F., Zheng Y., Meng K., Wong K. P. Optimal allocation of battery energy storage systems in distribution networks with high wind power penetration. *IET Renewable Power Generation*. 2016. Vol. 10, no. 8. P. 1105–1113.
 20. Geem Z. W. Size optimization for a hybrid photovoltaic–wind energy system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2012. Vol. 42, no. 1. P. 448–451.
 21. Ghaffari R., Venkatesh B. Energy reserve trade optimization for wind generators using black and scholes options in small-size power systems. *Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering*. 2015. Vol. 38, no. 2. P. 66–76.
 22. Гитман, М. Б. *Введение в стохастическую оптимизацию: учеб. пособие*. Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2014. 104 с.
 23. Luickx P., Vandamme W., Souto Perez P., Driesen J., D'haeseleer W. Applying Markov chains for the determination of the capacity credit of wind power. *2009 6th International Conference on the European Energy Market*. Leuven, Belgium. 2009. P. 1–6. doi: 10.1109/EEM.2009.5207146
 24. Лисенко О. В. Оцінка випадкових властивостей рівнів споживання електроенергії. *Відновлювана енергетика*. 2018. № 1. С. 26–35.
 25. Степанов С. С. *Стохастический мир*. URL: <http://www.synset.com/ru> (дата звернення: 20.01.2021).
 26. Миллер Б. М., Панков А. Р. *Теория случайных процессов в примерах и задачах*. Москва: Физматлит, 2002. 320 с.
 27. Кузнецов М. П. Застосування нормального розподілу до опису швидкості вітру. *Відновлювана енергетика*. 2013. № 2. С. 53–58.
 28. Кузнецов М. П., Лисенко О. В. Характер балансування потужності в локальній енергосистемі з відновлюваними джерелами енергії. *Науковий вісник ТДАТУ*. 2019. Т. 9, № 1. С. 1–11. doi: 10.31388/2220-8674-2019-1-17

References (transliterated)

1. Obukhov S., Ibrahim A., Tolba M. A., El-Rifaie A. M.. Power balance management of an autonomous hybrid energy system based on the dual-energy storage. *Energies*. 2019, vol. 12, no. 4, pp. 4690. doi: 10.3390/en12244690
2. Olatomiwa L., Mekhilef S., Ismail M. S., Moghavvemi M. Energy management strategies in hybrid renewable energy systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016, vol. 62, pp. 821–835.
3. Salas V., Suponthana W., Salas R. A. Overview of the off-grid photovoltaic diesel batteries systems with AC loads. *Appl. Energy*. 2015, vol. 157, pp. 195–216.
4. Hu X., Martinez C. M., Yang Y. Charging, power management, and battery degradation mitigation in plug-in hybrid electric vehicles: A unified cost-optimal approach. *Mech. Syst. Signal Process.* 2017, vol. 87, pp. 4–16.
5. Jakhriani A. Q., Othman A., Rigit A. R. H., Samo S. R. Life cycle cost analysis of a standalone PV system. *International Conference on Green and Ubiquitous Technology*. Jakarta, Indonesia, 2012.
6. Narvaez A., Cortes C., Trujillo C. L. Comparative analysis of topologies for the interconnection of batteries and supercapacitors in a Hybrid Energy Storage System. *Proceedings of the 2017 IEEE 8th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*. Florianopolis, Brazil, 2017.
7. Choudar A., Boukhetala D., Barkat S., Brucker J.-M. A local energy management of a hybrid PV-storage based distributed generation for microgrids. *Energy Convers. Manag.* 2015, vol. 90, pp. 21–33.
8. Wu T., Shi X., Liao L., Zhou C., Zhou H., Su Y. A Capacity Configuration Control Strategy to Alleviate Power Fluctuation of Hybrid Energy Storage System Based on Improved Particle Swarm Optimization. *Energies*. 2019, vol. 12, no. 4, pp. 642. doi: 10.3390/en12040642
9. Negi S., Mathew L. Hybrid Renewable Energy System: A Review. *International Journal of Electronic and Electrical Engineering*. 2014, vol. 7, no. 5, pp. 535–542.
10. Shivarama K., Kumar K. S. A review on hybrid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015, vol. 52, pp. 907–916.
11. Bhandari B., Lee K. T., Lee G. Y., Cho Yu.-M., Ahn S.-H. Optimization of Hybrid Renewable Energy Power Systems: A Review. *International journal of precision engineering and manufacturing-green technology*. 2015, vol. 2, no. 1, pp. 99–112.
12. Wu Yu.-K., Chang S.-M. Review of the Optimal Design on a Hybrid Renewable Energy System. *MATEC Web of Conferences*. 2016, vol. 55, pp. 06001.
13. Sawle Y., Gupta S. C., Bohre A. K. Review of hybrid renewable energy systems with comparative analysis of off-grid hybrid system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018, vol. 81, part 2, pp. 2217–2235.
14. Kyari I. B., Muhammad J. Y. Hybrid Renewable Energy Systems for Electrification: A Review. *Science Journal of Circuits, Systems and Signal Processing*. 2019, no. 8 (2), pp. 32–39.
15. Lawan S. M., Wan Zainal Abidin W. A. *A Review of Hybrid Renewable Energy Systems Based on Wind and Solar Energy: Modeling, Design and Optimization*. Wind Solar Hybrid Renewable Energy System. 2020. 23 p.
16. Dawood F., Shafiullah G. M., Anda M. *Stand-Alone Microgrid with 100% Renewable Energy: A Case Study with Hybrid Solar PV-Battery-Hydrogen*. Sustainability. 2020, vol. 12, no. 5, pp. 2047.

17. IRENA. *Battery Storage for Renewables: Market Status and Technology Outlook*. Available at: https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_Battery_Storage_report_2015.pdf (accessed 27.01.2021).
18. Bocklisch T. Hybrid energy storage systems for renewable energy applications. *Energy Procedia*, 2015, vol. 73, pp. 103–111.
19. Zhang Y., Dong Z. Y., Luo F., Zheng Y., Meng K., Wong K. P. Optimal allocation of battery energy storage systems in distribution networks with high wind power penetration. *IET Renewable Power Generation*. 2016, vol. 10, no. 8, pp. 1105–1113.
20. Geem Z. W. Size optimization for a hybrid photovoltaic–wind energy system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2012, vol. 42, no. 1, pp. 448–451.
21. Ghaffari R., Venkatesh B. Energy reserve trade optimization for wind generators using black and scholes options in small-size power systems. *Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering*. 2015, vol. 38, no. 2, pp. 66–76.
22. Gitman, M. B. *Vvedenie v stokhasticheskuyu optimizatsiyu: ucheb. posobie* [Introduction to Stochastic Optimisation: Tutorial]. Perm, Perm National Research Polytechnic University Publ., 2014. 104 p.
23. Luickx P., Vandamme W., Souto Perez P., Driesen J., D'haeseleer W. Applying Markov chains for the determination of the capacity credit of wind power. *2009 6th International Conference on the European Energy Market*. Leuven, Belgium. 2009, pp. 1–6. doi: 10.1109/EEM.2009.5207146
24. Lysenko O. V. Otsinka vpadkovykh vlastyvostry rivniv spozhyvannya elektroenerhiyi [Estimation the random properties of electricity consumption levels]. *Vidnovlyuvana enerhetika*. 2018, no. 1, pp. 26–35.
25. Stepanov S. S. *Stokhasticheskiy mir* [Stochastic world]. Available at: <http://www.synset.com/ru> (accessed 20.01.2021).
26. Miller B. M., Pankov A. R. *Teoriya sluchaynykh protsessov v primerakh i zadachakh* [Random process theory in examples and tasks]. Moscow, Fizmatlit Publ., 2002. 320 p.
27. Kuznietsov M. P. Zastosuvannya normal'noho rozpodilu do opysu shvydkosti vitru [Applying a normal distribution to the description of wind speed]. *Vidnovlyuvana enerhetika*. 2013, no. 2, pp. 53–58.
28. Kuznietsov M. P., Lysenko O. V. Kharakter balansuvannya potuzhnosti v lokal'niy enerhosystemi z vidnovlyuvanymy dzherelamy enerhiyi [Features of power balancing in the local energy system with renewable energy sources]. *Scientific bulletin of the Tavria State Agrotechnological University*. 2019, vol. 9, no. 1, pp. 1–11. doi: 10.31388/2220-8674-2019-1-17

Надійшла (received) 13.02.2021

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Кузнєцов Микола Петрович (Кузнєцов Николай Петрович, Kuznietsov Mykola) – доктор технічних наук, старший науковий співробітник, заступник директора з наукової роботи Інституту відновлюваної енергетики НАН України, м. Київ, Україна; ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-0497-7439>; e-mail: nik_ku@ukr.net.

Лисенко Ольга Валеріївна (Лысенко Ольга Валерьевна, Lysenko Olga) – доктор технічних наук, доцент кафедри електроенергетики і автоматизації Таврійського державного агротехнологічного університету імені Дмитра Моторного; м. Мелітополь, Україна; ORCID: <http://orcid.org/0000-0001-7085-7796>; e-mail: helga_vl@ukr.net.

Мельник Олександр Анатолійович (Мельник Александр Анатольевич, Melnyk Oleksandr) – аспірант, Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут ім. Ігоря Сікорського»; м. Київ, Україна; ORCID: <http://orcid.org/0000-0003-2894-3476>; e-mail: oa.melnyk@kpi.ua.