

УДК 621.311.1:620.92

DOI: 10.15587/1729-4061.2021.245557

## Забезпечення балансу потужностей в гібридній енергосистемі з резервним генератором

М. П. Кузнєцов, О. В. Лисенко, А. Б. Чебанов, Д. П. Журавель

*Поєднання кількох негарантованих джерел енергії (ВДЕ), традиційних джерел та непостійного навантаження споживачів у локальній системі призводить до стохастичних порушень балансу потужностей. Метою даної роботи є визначення можливостей забезпечення балансу потужностей в гібридній енергосистемі з резервним генератором та пошук методів розрахунку оптимальних параметрів для досягнення енергетичного балансу. Поставлена мета досягається шляхом імітаційного моделювання процесів, властивих вітровій та сонячній енергетиці, а також режимів споживання енергії за допомогою комбінації випадкових функцій зі стандартними розподілами ймовірностей. Як експериментальні дані використано агреговані дані щодо погодних факторів за кілька років у регіоні з високим потенціалом відновлюваної енергії, за якими можна описати поведінку у часі вітрової та сонячної енергії. Застосування багаторазового моделювання випадкових процесів з розрахунковими параметрами дозволило зробити висновки про наявність певних співвідношень потужностей та режимів керування генератором. За цими співвідношеннями можна визначити мінімум втрат енергії та споживання, зменшити ймовірність небалансу енергії, більш ефективно використовувати резервну потужність. Додатково враховані специфічні особливості стохастичної природи ВДЕ, пов'язані з наявністю трендів та випадкових флуктуацій на коротких годинних інтервалах. Передбачені можливості варіювання умов включення та вимкнення резервного генератора. Встановлено існування деяких діапазонів для встановленої потужності генератора, поза якими його використання стає неефективним. Запропонований підхід дозволяє визначити ймовірність різних станів системи, оцінити надійність забезпечення енергією та мінімізувати непродуктивні втрати.*

*Ключові слова: локальна енергосистема, відновлювані джерела енергії, дизель-генератор, баланс потужності.*

### 1. Вступ

Більшість проблем, що стосуються масштабного впровадження відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), пов'язане з нерівномірним режимом їх генерації. При інтегруванні в загальну мережу потужних вітроелектричних (ВЕС) і сонячних (СЕС) електростанцій їх вплив пом'якшено за рахунок загальної ємності енергосистеми. Разом з тим для розосереджених і наближених до кінцевого споживача ВДЕ було б доцільно розглядати самостійне використання в комплексі з традиційними джерелами. В цьому випадку група ВЕС або СЕС разом зі споживачем можуть розглядатися як

локальна енергосистема (ЛЕС). Її можна визначити, як сукупність генеруючого електрообладнання обмеженої потужності, перетворювачів і споживачів електроенергії, з'єднаних в розподільній мережі, де протікають єдині електромагнітні процеси [1]. В цьому випадку потрібно розглядати змінну генерацію вітро-сонячної електростанції і споживання енергії як єдиний випадковий процес. Зменшується частка споживання енергії з єдиної енергосистеми, зате ростуть вимоги до балансування локальної мережі.

Проте зростання частки вітрової та сонячної генерації та утворення локальних систем створили ряд нових проблем, обумовлених негарантованою генерацією. Виникла потреба розробити математичні підходи, які дозволять адекватно описати випадкові процеси в гібридних енергосистемах. Існують окремі рішення для конкретних систем, однак розробка більш уніфікованих імовірнісних моделей лишається актуальною.

## **2. Аналіз літературних даних та постановка проблеми**

Завдання оптимальної організації обмежених енергосистем зі значною часткою ВДЕ знайшли досить широке відображення у наукових дослідженнях. Особливо зросла кількість робіт, коли істотне здешевлення технологій на базі відновлюваної енергетики (особливо фотоелектрика) і проблеми традиційної енергетики викликали інтерес до будівництва автономних і гібридних енергосистем. У роботі [2] наведено огляд досліджень зі стійкості автономних енергосистем, що використовують ВДЕ, в залежності від їх конфігурації. Широкий огляд конфігурацій гібридних систем, методів математичного моделювання і стратегії управління наведені в роботі [3]. Показано, що комбіноване використання різних відновлюваних джерел енергії все ширше використовується як альтернатива паливу, що видобувається, такі енергосистеми вважаються гібридними. Зазначено, що гібридні енергетичні системи можуть бути життєздатною альтернативою електромереж або використання традиційного палива для віддалених районів в усьому світі. В роботі [4] показано, що кращі результати з точки зору надійності і вартості мають системи з декількома джерелами енергії, коли одночасно використовуються сонце, вітер, централізована мережа. Зауважено, що важливим є попередній огляд та прогнозування як місцевих кліматичних умов, так і особливостей попиту на енергію. Отже, використання вітрової та сонячної енергії в гібридних системах визнано перспективним і актуальним завданням, при цьому важливим є врахування локальних умов для досягнення надійності постачання, що потребує досліджень щодо засобів забезпечення такої надійності. Значне місце серед досліджень займає тематика забезпечення енергією віддалених або відокремлених об'єктів, з ускладненим доступом до електричної мережі [5]. Підкреслено важливість передбачення режимів навантаження в таких системах. Виникають питання до якості прогнозу для відокремлених об'єктів, які потребують дослідження. В якості традиційного джерела енергії здебільшого розглядаються генератори з двигуном внутрішнього згоряння (наприклад, дизель-генератори). Часто зазначають, що їх використання створює ряд проблем, зокрема екологічних. В [6] показано, що частково вирішити їх допомагає вітрова або сонячна енергетика. Це міжнародна тенденція до просування відновлюваних джерел енергії як части-

ни енергетичної безпеки, а також скорочення викидів парникових газів. Тому виникає проблема оптимізації режимів використання палива для зменшення негативного впливу, який применшує користь від застосування ВДЕ. В роботі [7] акцентується увага на поточному прогнозуванні короткотермінових змін, притаманних відновлюваній енергетиці, що потребує спеціальних методів як власне прогнозу, так і оцінки його впливу на надійність постачання енергії. Наявні дослідження стосуються також регіональних особливостей. Так, в роботі [8] представлені різні гібридні конфігурації вітряних, фотоелектричних і дизельних систем для поселень у віддалених районах. На прикладі аравійського регіону, багатого на ВДЕ, розглянуто різні конфігурації: тільки дизельне паливо, вітро-дизельна генерація, сонячна енергія і дизельне паливо; комбінація згаданих джерел. В якості вхідних даних використовувалися місцева швидкість вітру, сонячна радіація і навантаження, осереднені погодинно. В роботі [9] аналізований об'єкт розташований віддалено від електромережі, переважає використання відновлюваних джерел енергії. Технічний і економічний аналіз системи показав, що система має коефіцієнт використання відновлюваної енергії 65 % і невисоку вартість виробництва електроенергії. Однак такі результати притаманні саме досліджуваному регіонам, для застосування в різних локаціях бажано мати загальну методику чи математичну модель.

Приклад використання енергії вітру і сонця в якості доповнення до традиційних джерел енергії наведено в [10]. Дизель-генератори додані для забезпечення безперебійного постачання, зважаючи на переривчастий характер відновлюваних ресурсів. Для ізольованих споживачів, що живляться автономними гібридними системами на основі сонячно-вітрової генерації [11], досліджено можливості забезпечення надійності постачання за підтримки дизельного генератора. Розглянуто різні види генерації, показано, що при одночасному використанні різнотипних відновлюваних джерел ефективність системи вища, а навантаженість дизельного генератора значно знижується. Виникає потреба в пошуку такої комбінації різних джерел, які повніше задовольняли б поставленим до даної системи вимогам. Існують різні обчислювальні методи для оцінки поведінки енергосистем з ВДЕ в залежності від умов на об'єкті дослідження. Так, в [12] розглянуто поточну оптимізацію роботи дизель-генератора в режимі реального часу. У деяких дослідженнях використовуються інструменти обчислень, такі як HOMER і Matlab [13], для пошуку оптимальної конфігурації системи за допомогою різних цільових функцій. В [14] відзначено, що гібридна система має кращий потенціал для використання в порівнянні з використанням одиничного джерела, такого як дизельний генератор. Іноді дизельний генератор розглядається як аварійне резервне джерело живлення [15], в разі низького рівня відновлюваної енергії або позапланових навантажень. Для вирішення цієї проблеми потрібні відповідні математичні моделі конкретної гібридної системи, наприклад в [16] модель стосується балансування гідроелектричною станцією. Отже, метод оптимізації структури енергопостачання має базуватися на обраній математичній моделі, яка відповідала б конкретним умовам задачі оптимізації.

Таким чином, окреслено загальне коло питань, які мають розглядатися при плануванні локальної енергосистеми: вибір відновлюваних джерел енергії, засобів регулювання балансу потужностей, врахування кліматичних умов, прогнозування, методи моделювання роботи системи та оцінки результатів. Однак розглянуті дослідження стосуються головним чином економічної, іноді також екологічної складової, які вимагають інтегральних оцінок. Натомість оцінка надійності забезпечення споживачів повинна базуватися саме на ймовірнісній оцінці процесів, що мають випадковий характер з порівняно швидкою (протягом декількох хвилин) зміною параметрів. Ігнорування таких властивостей знижує надійність результатів. Отримання належних оцінок ефективності обраної системи енергопостачання вимагає спеціальної математичної моделі, що враховує специфіку стохастичної природи процесів генерації і споживання. Важливим є врахування як місцевих кліматичних умов, так і особливостей попиту на енергію.

Врахування специфіки поведінки в часі вітрової та сонячної енергії і можливість отримання імовірнісних оцінок із бажаною похибкою відрізняють дану роботу.

### **3. Мета та задачі дослідження**

Метою дослідження є визначення можливостей забезпечення балансу потужностей в гібридній енергосистемі з резервним генератором та пошук методів розрахунку оптимальних параметрів для досягнення енергетичного балансу. Це дасть можливість ще на етапі проектування локальної енергосистеми та при організації її роботи обрати таку конфігурацію генеруючих потужностей і умов роботи резервних генераторів, при яких втрати навантаження та/або надлишкової електроенергії будуть мінімальними. Також це дозволить визначити імовірність небажаних станів системи для оцінки ризиковості забезпечення енергією.

Для досягнення мети були поставлені такі завдання:

- сформулювати задачу стохастичної оптимізації структури та режимів роботи гібридної енергосистеми, що містить негарантовану та контрольовану генерацію;
- запропонувати умови вмикання та режими роботи резервної потужності (електрогенератора);
- обрати спосіб моделювання випадкових процесів генерації та споживання електроенергії;
- проаналізувати особливості забезпечення балансу потужностей, залежних від параметрів резервної генерації, та визначити можливості забезпечення необхідного балансу потужностей.

### **4. Матеріали та методи досліджень**

Досить вивченими прикладами гібридної ЛЕС з паливною складовою можна вважати вітро-дизельні станції, що живлять енергією (теплом і електрикою) відокремлені об'єкти. Найчастіше така вітро-дизельна система містить наступні компоненти: одну або кілька вітроустановок, одну або кілька

дизельних установок, навантаження споживача. У більш загальному випадку можуть використовуватися також баластні (демпферні) навантаження або вторинний споживач, система акумулювання енергії, елементи управління споживанням; такі опції можливо описати в рамках пропонованої моделі, а їх вплив є предметом подальших досліджень. При цьому споживання енергії може розподілятися за заданою програмою протягом доби, але може мати і випадковий характер; як правило, це узгоджений графік з поточними відхиленнями (флуктуаціями) різної волатильності. У традиційних системах такого виду основним завданням ВДЕ було скорочення витрачання палива і моторного ресурсу, тобто переважно допоміжна роль. В сучасних ВДЕ-дизельних гібридних системах в якості допоміжного джерела може виступати вже дизель-генератор, що дозволяє уникнути значних небалансів потужності.

Оцінка параметрів роботи енергосистеми за допомогою математичної моделі повинна надавати можливість вибору кращої конфігурації – складу генеруючих потужностей і режимів їх роботи. У найбільш загальному випадку для оптимізації системи, робота якої залежить від випадкових погодних факторів, треба сформулювати опуклу задачу оптимізації параметрів або оптимального управління за допомогою регульованої генерації. Далі необхідно знайти рішення для кожної окремої реалізації випадкового процесу як детермінованої функції (прямий метод), а потім виконати статистичну обробку результатів множинної імітації процесу. Інший шлях – використовуючи набір випадкових реалізацій процесу, побудувати функції щільності розподілу шуканої цільової функції, з подальшою оцінкою очікуваних значень і їх довірчих інтервалів. Тут можливий параметричний підхід – оцінка показників розподілу методом Монте-Карло, або безпосередній підрахунок можливих результатів.

Більшість задач оптимізації складу і режимів роботи енергосистеми неможливо описати за допомогою одного критерію оптимальності. Тут доречний евристичний підхід, наприклад, оцінка різних показників і вибір оптимального значення в залежності від конкретних умов і вимог до енергосистеми. В пропонованій моделі параметри генерації ВДЕ розраховані на основі фактичних багаторічних даних про погодні фактори (швидкість вітру і сонячну радіацію). Щодо споживання енергії прийнято, що існує можливість передбачити з деякою точністю графік споживання енергії. Для цього використовують прогноз про очікувану потужність ВДЕ – це можуть бути добові прогнози або багаторічні усереднені дані для певної пори року (як правило, для конкретного місяця). Різниця між потужністю ВДЕ і очікуваним навантаженням покривається плановою роботою традиційних джерел, наприклад електромережею (рис. 1). Така гібридна система може містити сонячні та вітрові електростанції як джерела негарантованої потужності, додатковий керований генератор, мати можливість приєднання до електромережі за попередньо заявленим графіком споживання енергії. Локальна система такого типу зазвичай включає споживача обмеженої потужності (до 1 МВт), а сукупна потужність ВДЕ співмірна з потужністю навантаження, враховуючи ефективність використання встановленої потужності ВДЕ.

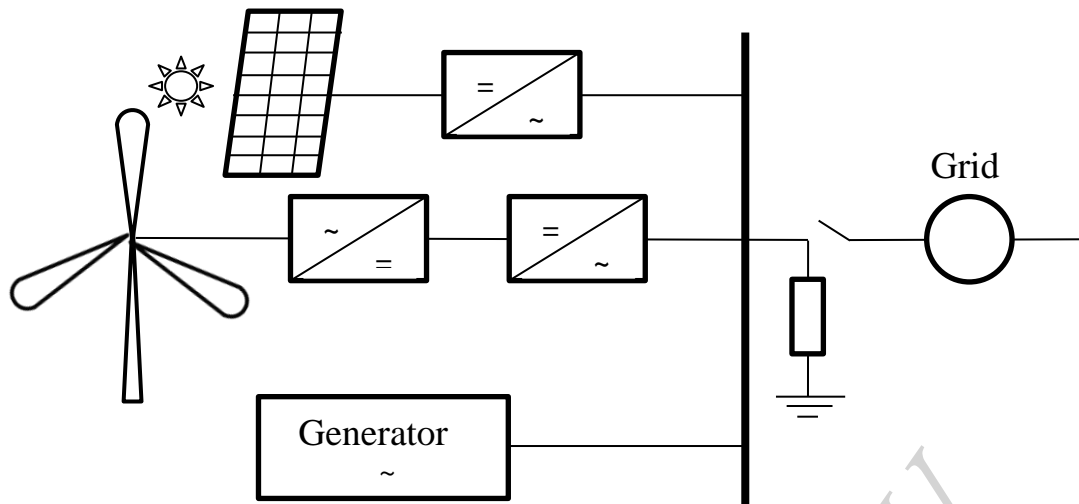


Рис. 1. Гібридна система з відновлюваними джерелами енергії та керованим генератором

Так, закон України «Про ринок електричної енергії» передбачає для учасників ринку, що використовують ВДЕ, наявність прогнозних добових погодинних графіків очікуваної генерації; відхилення від заявленого графіка вважається небалансом і має економічні наслідки. У разі автономної системи природним результатом небалансу буде обмеження споживання. Предметом дослідження є випадкова складова балансу потужностей, яку можна визначити як різницю між плановим і фактичним графіками генерації і споживання. Вважаємо, що контроль режимів роботи системи здійснюється з певним кроком, використовуючи середні на одиничному часовому інтервалі  $\Delta t$  значення. Ця складова може бути описана наступним рівнянням:

$$p_{ij} = \left[ (w_{ij} - w_i) + (s_{ij} - s_i) \right] - (u_{ij} - u_i), \quad (1)$$

де  $u_x$  – рівень споживання електроенергії (навантаження);

$w_x$  та  $s_x$  – потужність ВЕС і СЕС відповідно;

$i$  – індекс часу (номер кроку, або  $t_i$ );

$j$  – номер доби.

Тут  $p_{ij}$  – відхилення від графіка навантаження, а  $u_{ij}$  – рівень споживання електроенергії в певний день і час. Показники з одним індексом – усереднені на певний час доби (добовий хід), зокрема  $u_i$  має відповідати плановому графіку споживання. Тоді  $p_i = (w_i + s_i) - u_i$  відповідає плановій генерації, тобто забезпечується від мережі або інших джерел. Всі величини зручніше нормувати, в якості нормуючого множника вважаючи, наприклад, максимум навантаження; тоді всі потужності враховуються як відносні величини. Вираз (1) описує поточний небаланс потужностей, при цьому додатні значення означають надлишкову генерацію.

Розглядалася наступна задача: нехай споживання вважається детермінованим, рівним середній за добу вітровій та сонячній генерації, тобто  $u_i = w_i + s_i$ .

Така умова відповідає плановому графіку при прогнозованій на поточну добу генерації ВДЕ. Тоді небаланс потужностей визначається випадковими відхиленнями ВЕС і СЕС від середнього добового ходу, а також аналогічними відхиленнями рівня споживання. Добовий хід балансу потужностей при таких умовах може вважатися ергодичним процесом. Оскільки сонячна генерація має велику мінливість протягом доби, а потужність споживання розрахована на осереднену генерацію, саме на денний час випадає більшість незбалансованих станів при значній частці СЕС; вплив ВЕС більш рівномірний. У разі, коли баланс стає негативним (недостатньо генерації), для зменшення небалансу може підключатися додаткове джерело (резервний генератор), який грає роль функції управління. Мета – зменшити втрату навантаження до певного допустимого рівня. Вважаємо, що робота генератора підпорядкована певним правилам – він включається при гарантовано недостатній генерації, і вимикається при надійному усуненні негативного небалансу, тобто має певну часову затримку. Інша умова – генератор працює з певною фіксованою потужністю, тобто графік його режиму роботи – функція, яка виглядає як послідовність прямокутників однакової (для нерегульованого генератора) висоти. Тоді робота генератора може розглядатися як потік подій різної тривалості.

Очевидно, зайва робота генератора є збитковою, отже, завдання оптимізації режиму додаткової генерації – забезпечити мінімальний (або заданий) рівень допустимих втрат споживання (як правило, допускається деяка зона нечутливості). При таких умовах оптимізація енергосистеми є задачею оптимального управління з фазовими обмеженнями, з розривною керуючою функцією. Оптимальне керування в даному випадку – це вибір і здійснення кращої програми роботи генератора для досягнення бажаного стану керованого об'єкта (енергосистеми).

При такій постановці задачі рівняння небалансу потужностей можна представити у вигляді:

$$V(t) = P_w(t) + P_s(t) + P_G(t) - P_U(t), \quad (2)$$

де  $P_G(t)$  – кусочно-безперервна функція управління ступінчатого виду,  $P_U(t)$  – відома функція навантаження (плановий графік споживання плюс випадкові відхилення),  $P_w(t)$  та  $P_s(t)$  – поточні потужності ВЕС і СЕС,  $V(t)$  – функція стану системи. Математична модель процесів генерації ВДЕ описана у [17], а характер розподілу випадкової складової – у [17]. Акумулятор енергії є бажаною опцією, проте в даній задачі він не враховується, предметом вивчення є робота генератора.

Імітаційне моделювання добової реалізації випадкового процесу (2) при великій (до тисячі) кількості реалізацій виявилось достатнім для стійкості статистичних параметрів. Алгоритм імітаційної моделі зображений на рис. 2.

Статистична обробка результатів моделювання дозволяє розрахувати параметри розподілу значень процесу як випадкових величин, зокрема середні

значення та середньоквадратичні відхилення. Ряд оцінок отримано безпосереднім підрахунком при достатній кількості реалізацій.

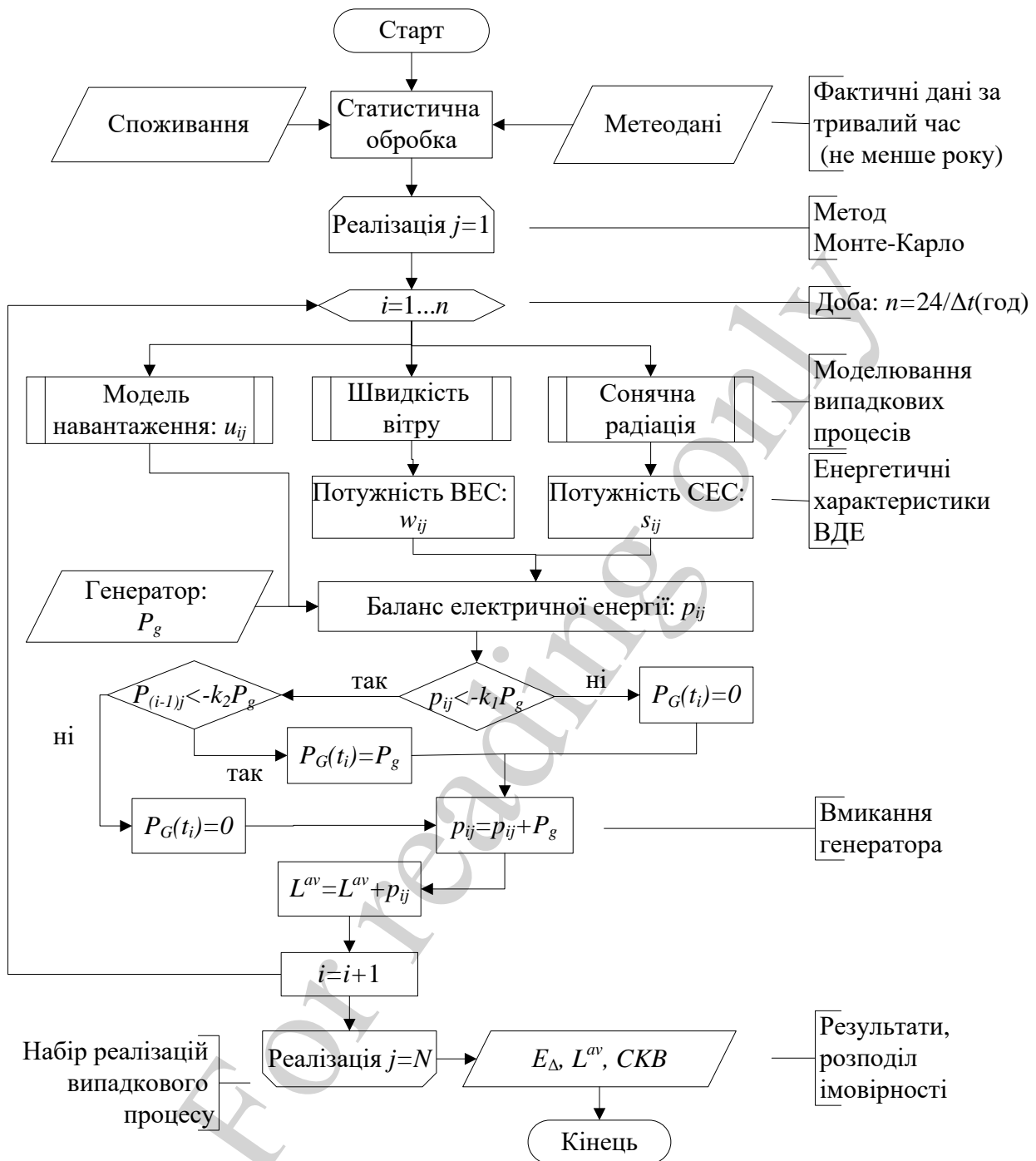


Рис. 2. Формування енергобалансу з резервним генератором

## 5. Результати досліджень параметрів енергетичного балансу

### 5.1. Постановка задачі стохастичної оптимізації гібридної енергосистеми

Для постановки задачі оптимального управління необхідно встановити фазові координати і рівняння стану. В якості змінних стану (фазових координат) можуть виступати поточні значення небалансу потужностей, а



рівняння стану – енергетичні характеристики ВЕС і СЕС, тобто залежність їх потужності від швидкості вітру чи сонячної радіації відповідно.

У класичній задачі оптимального управління мова йде про гладкі функції. В цьому дослідженні і генерування, і споживання (в загальному випадку) є випадковими функціями, тобто за визначенням вважаються розривними в кожній точці, що унеможливує коректне аналітичне рішення. Однак деякі оцінки можна зробити для інтегрованих показників, зокрема генерована і споживана енергія як кумулятивні суми потужностей описуються вже безперервними функціями, хоча їх похідні будуть розривними. Тому доцільно розглядати саме енергетичні показники роботи енергосистеми, які також є випадковими процесами, проте більш передбачуваними, ніж поточні потужності. При такому підході задача оптимального управління може мати таке формулювання:

$$E_V(T, \alpha_x) = E_{RES}(T, \alpha_W, \alpha_S) + E_G(T, \alpha_G) - E_U(T, \alpha_U) \rightarrow \min, \quad (3)$$

де  $E_x(T, \alpha_x) = \int_0^T P_x(t, \alpha_x) dt$  – енергія як кумулятивна потужність;  $\alpha_x$  – вагові коефіцієнти, пропорційні відповідним номінальним потужностям;  $E_{RES}(t) = E_W(t) + E_S(t)$  – енергія ВДЕ.

Існування інтеграла забезпечено обмеженням характером підінтегральної функції, що впливає з фізичних умов.

Рівняннями стану можна вважати залежності для поточної потужності:

$$\frac{\partial}{\partial t} E_x(t, \alpha_x) = P_x(t, \alpha_x), \quad (x = W, S, U),$$

з обмеженнями:

$$M \{ E_V(t, \alpha_x) \} \Big|_T = 0, \dots, E_V(0, \alpha_x) = E_V(T, \alpha_x) = 0, \quad (4)$$

де  $T$  – тривалість циклу (як правило, доба або місяць, в залежності від можливості прогнозування).

Термінальні обмеження (4) обумовлені припущенням про повний загальний баланс і добову циклічність. Додаткові обмеження на окремі складові будуть обумовлені їх фізичними властивостями (темп змін, досяжні потужності і т. д.).

У постановці (3), (4) це задача Майєра з декількома фазовими параметрами і фіксованими межами. На відміну від класичної задачі, тут функції не є гладкими, проте хоча б неперервні (енергія як інтеграл не змінюється стрибкоподібно, на відміну від поточних значень потужності ВДЕ).

Параметрами оптимізації роботи ЛЕС (підбору потужності і уставок управління генератора) можуть виступати вагові коефіцієнти складових балансу потужностей. При цьому поведінка окремих складових, як випадкових функцій,

відповідає типу обладнання, кліматичним умовам чи порі року, географічній локації, тощо. Частки відновлюваної (або вітрової та сонячної окремо) генерації виступають фазовими координатами, а потужність генератора – керуванням.

Інші можливі критерії оптимізації: мінімум дисперсії небалансу  $D\{E_V(t)\}$ , ймовірність попадання в певний інтервал  $Prob\{E_{\min} < E_V(t) < E_{\max}\}$ , мінімум позитивного небалансу (втраченої енергії), негативного небалансу (втрати споживання), мінімум циклів вмикання-вимикання генератора при допустимих втратах. Математична модель передбачає можливість знаходження цих показників.

Режим роботи генератора (час і тривалість включення) визначається випадковою складовою, а саме поточною потужністю ВДЕ та споживання. Стан системи з регулюванням також має випадкову природу, а зміна стану внаслідок впливу генератора може вважатися реакцією на такий вплив. Отже, маємо динамічну систему з випадковими вхідними даними (потужністю ВЕС і СЕС і випадковою складовою споживання), регулюючим зовнішнім впливом (включенням-виключенням генератора) і реакцією системи (зміною досліджуваних параметрів). Безпосереднє дослідження випадкових функцій аналітичними методами складне або взагалі неможливе, тому доцільними виглядають непрямі методи дослідження, такі як імітаційне моделювання, для встановлення неявного зв'язку між зовнішнім впливом і реакцією.

В якості критеріїв оптимізації режиму управління ЛЕС розглянемо такі вирази:

$$L_1^{\min} = \max_G \min_t \int_0^T |V(t)^-| dt,$$

або

$$L_2^{\min} = \min_G \int_0^T |V(t)^-| dt, \quad (5)$$

де  $V(t)^- < 0$ ,  $V(t) = V(t)^- + V(t)^+$  – складові балансу потужності (2) різного знака.

Тут  $L_1^{\min}$  визначає нижню межу небалансу, а  $L_2^{\min}$  – загальні втрати споживання. За умовами прогнозування виконується умова рівності середніх потужностей генерації і навантаження:

$$P_U^{av} = \frac{1}{T} \int_0^T P_U(t) dt = P_{RES}^{av} = \frac{1}{T} \int_0^T [P_W(t) + P_S(t)] dt, \quad (6)$$

де  $T=24$  год. при добовому прогнозуванні, або 1 міс. при використанні даних тривалого (не менше року) часу.

## 5. 2. Умови роботи резервного генератора

Вважаємо, що умовою увімкнення (роботи) генератора в складі системи є утримання негативного балансу на певному рівні протягом заданого часу:

$$P_G(t) = \begin{cases} P_g, & [P_{RES}(t) - P_U(t) > k_1 P_g] \wedge [P_{RES}(t) + P_{RES}(t - \Delta t) - \\ & -P_U(t) - P_U(t - \Delta t) > k_2 P_g], \\ 0, & \text{інше...} \end{cases} \quad (7)$$

Тут коефіцієнти  $k_1$ ,  $k_2$  грають роль уставок керування режимом роботи генератора, коли умовою увімкнення є певний рівень небалансу поновлюваних потужностей в порівнянні з потужністю генератора протягом декількох останніх інтервалів часу. Якщо технічні умови роботи генератора вимагають значної затримки в часі, алгоритм управління може передбачати варіювання тривалості інтервалу  $\Delta t$  у виразі (7).

Іншим варіантом уставок вмикання генератора може бути умова одночасного заданого рівня небалансу в поточному і попередньому тимчасових інтервалах:

$$[P_{RES}(t) - P_U(t) > k_1 P_g] \wedge [P_{RES}(t - \Delta t) - P_U(t - \Delta t) > k_2 P_g] \Rightarrow P_G(t) = P_g. \quad (8)$$

На відміну від (7), така умова передбачає обов'язкову умову небалансу в попередній момент. Тоді як при регламентуванні суми суміжних значень умова може забезпечуватися значним перевищенням допустимої межі в даний час, при незначному попередньому небалансі. Однак в умовах реальної варіативності поновлюваних джерел, такі значні стрибки небалансу малоїмовірні; винятком може бути домінування сонячної енергії в умовах мінливої хмарності.

## 5. 3. Моделювання випадкових процесів генерації та споживання електроенергії

Для опису мінливості процесів генерації і споживання використані дані спостережень за реальними процесами, що інтерпретуються в термінах стохастичного моделювання [18]. Вітрові умови визначаються параметрами розподілу швидкості вітру – математичним очікуванням і дисперсією (саме ці показники фіксуються діючими метеоприладами ВЕС), часто використовуються параметри розподілу Вейбулла як вторинні показники. За ним, а також за показниками стабільності швидкостей вітру (зокрема можна розглядати тривалість відхилень одного знака по автокореляції часового ряду вимірювань), можна розрахувати ймовірність послідовних значень потужності ВЕС [19, 20]:

$$X(t_k) = X(t_{k-1})e^{-\beta\Delta t} + \varepsilon \frac{\sigma}{\sqrt{2\beta}} \sqrt{1 - e^{-2\beta\Delta t}}, \quad (9)$$

аналогічно можна описати потужність СЕС:

$$z_j(t_i) = z_j(t_i)(1 + C_v \varepsilon) + b(x_i - 0,5) \leq Z(t_i), \quad (10)$$

де  $\beta$  і  $\sigma$  – параметри дрейфу і волатильності процесу зміни поточної потужності ВЕС;  $C_v$  і  $b$  описують поточну мінливість інсоляції, а  $z(t)$  і  $Z(t)$  – середній і максимально досяжний рівень для даної місцевості і пори року. При цьому повне уявлення про поточні потужності генерації або споживання визначається виразом:

$$P_i(t) = \omega(t) + \sigma_D \varepsilon + U(t), \quad (11)$$

де  $\omega$  – трендова крива за даними тривалих спостережень (добовий графік);  $\sigma_D$  – стандартне відхилення середньодобових значень, як точність прогнозу;  $\varepsilon$  – стандартна нормально розподілена випадкова величина. Поточні флуктуації  $U(t)$  визначаються виразами типу (9).

Завдяки попередньо визначеним параметрам цих процесів можна описати властивості вхідного незалежного випадкового процесу балансування потужностей. Рівень навантаження раніше визначений як детермінований, проте без обмеження загальності він може мати випадкову складову, розподілену за нормальним законом і з дисперсією, характерною для певних споживачів. Процес регулювання  $P_G(t)$  як зовнішній вплив є залежним від вхідного процесу. При заданому алгоритмі регулювання цей процес буде детермінованою функцією від випадкової величини, тобто результати також є випадковими величинами. Надалі, використовуючи генератор випадкових чисел, можна моделювати процеси виду (8) та (9), формуючи добові реалізації.

#### 5. 4. Особливості забезпечення балансу потужностей

Результати імітаційного моделювання при різних значеннях потужності генератора і при наявності добового прогнозування системи наведені у табл. 1 (прийнято  $k_1=1$ ,  $k_2=2$ ) і відображені на рис. 3. Як показує аналіз роботи системи при різних значеннях номінальної потужності генератора  $P_g$ , маленька потужність може не забезпечити надійного усунення небалансу, а надто велика призводить до зменшення випадків вмикання.

Таблиця 1

Середнє та СКВ негативного балансу при  $k_1=1$ ,  $k_2=2$ , добовий прогноз (в. о.)

$P_g$	0	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,1	0,12	0,15	0,2
$L_2^{av}$	0,074	0,061	0,058	0,055	0,053	0,05	0,047	0,046	0,048	0,055
$\sigma_2$	0,105	0,092	0,089	0,089	0,086	0,083	0,075	0,071	0,069	0,074

Тут позначено:

$$L_2^{av} = \frac{1}{T} \int_0^T |V(t)^-| dt, \quad \sigma_2 = CKB(L_2^{av})|_{1000}, \quad (12)$$

де  $L_2^{av}$  – середнє значення негативного небалансу;  $\sigma_2$  – СКВ випадкової вибірки значень  $L_2^{av}$ ,  $P_g$  – номінальна потужність генератора у відносних одиницях (в. о.).

Наведено абсолютні значення (насправді втрата навантаження вважається негативною величиною), розмірності приведені у відносних одиницях (в. о.) як частках середнього споживання.

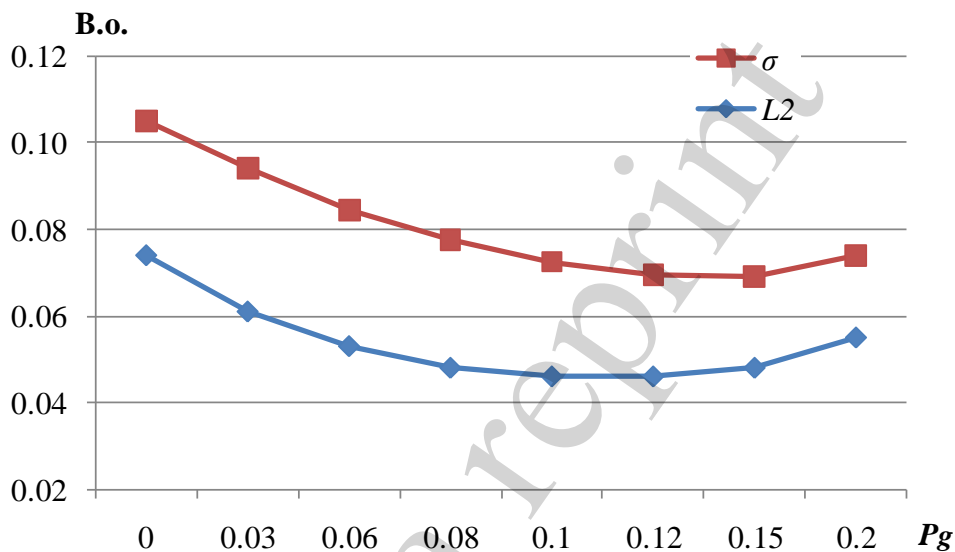


Рис. 3. Негативний небаланс потужності, добовий прогноз

Для ВДЕ прийняті наступні номінальні потужності:  $P_W=P_S=P_0=1$ ,  $P_g$  варіює, а режим генерації відповідає погодним умовам квітня, тобто близький до середньорічних значень. Розраховано середнє значення і середньоквадратичне відхилення (СКВ) негативного небалансу за результатами не менше тисячі добових реалізацій процесу.

Слід зазначити, що навіть при великій (більше ста) кількості реалізацій спостерігається значний розкид результатів щодо середніх значень. Наявність оптимального значення потужності генератора, при якому втрати споживання мінімальні, помітно при  $P_g \approx 0,12$  (в. о.). Значення  $P_g < 0,15$  можна вважати малими, а  $P_g > 0,5$  – великими в даній системі.

При відсутності добового прогнозування, тобто другої складової у виразі (10), середній рівень споживання приймається постійним, рівним середнім за місяць потужностям ВДЕ, без коригування на добові відхилення. При таких умовах процес балансування протягом доби вже не буде ергодичним, і вимагає більшої кількості реалізацій для досягнення статистично стійкого результату. Потреба в регулюючій потужності генератора при цьому значно вища, однак

якісно поведінка небалансу схожа, і вказує на наявність оптимального значення, практично вдвічі більшого (табл. 2, рис. 4).

Таблиця 2

Середнє і СКО негативного небалансу при  $k_1=1, k_2=2$ , місячний прогноз (в. о.)

$P_g$	0,0	0,05	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4	0,45
$L_2^{av}$	0,140	0,117	0,094	0,084	0,077	0,074	0,074	0,082	0,099	0,117
$\sigma_2$	0,165	0,149	0,124	0,108	0,098	0,094	0,094	0,107	0,122	0,138

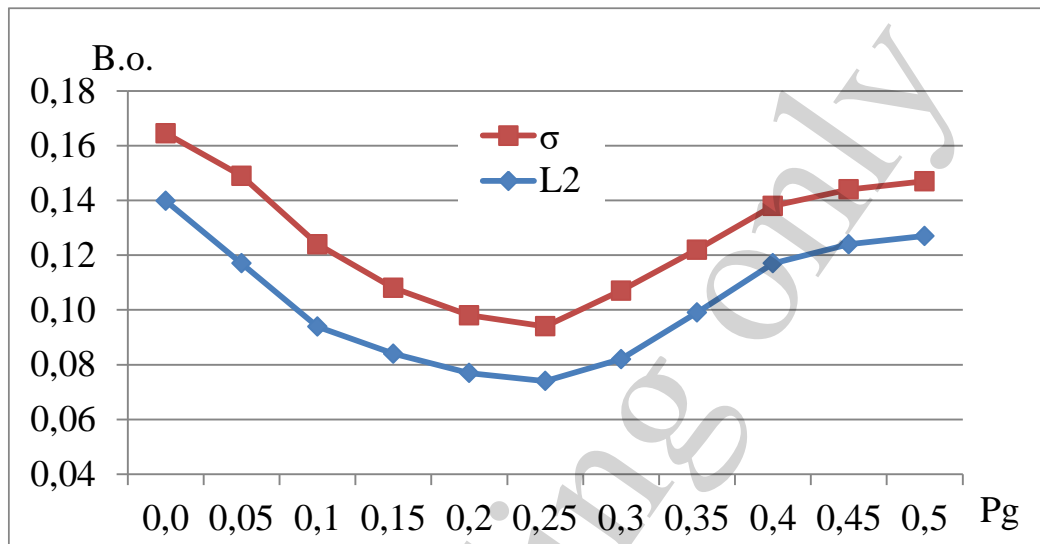


Рис. 4. Негативний небаланс потужності, місячний прогноз

Як видно з рис. 4, мінімум середнього небалансу збігається з мінімальним розкидом значень  $\sigma$  (оптимальне значення  $P_g \approx 0,24$  в. о.).

На рис. 5 зображено приклад однієї з добових реалізацій випадкового процесу балансування потужностей (*bal RES*). Сумарний добовий баланс є нульовим, але протягом доби спостерігаються суттєві значення негативного балансу (з 51-го по 95-й 10-хвилинний інтервал). Часткова компенсація небалансу відбувається за рахунок генератора (*gen*), як результат зменшується частка втрати навантаження ( $L_2$ ). Розглядалася середня потужність генератора, близька до оптимальної за показником втрат. Обраний алгоритм керування (7) допускає факти короткочасного вмикання генератора, що негативно впливає на його роботу.

Зміна кількісних обмежень в алгоритмі (7) призводить до інших значень середньої втрати навантаження і оптимальної потужності генератора (табл. 3).

Зменшення порогових обмежень дозволяє точніше вибирати умови включення генератора, відповідно зменшити негативний небаланс. Зменшення втрат навантаження при додатковому включенні регулюючого генератора повинно супроводжуватися певним зростанням надлишкової енергії, тобто втрат генерації. Однак вплив генератора на рівень втрат енергії істотно менше, ніж на запобігання втрат навантаження (рис. 6). Числові показники небалансу

можуть варіюватися при різних алгоритмах управління генератором, однак якісна залежність зберігається.

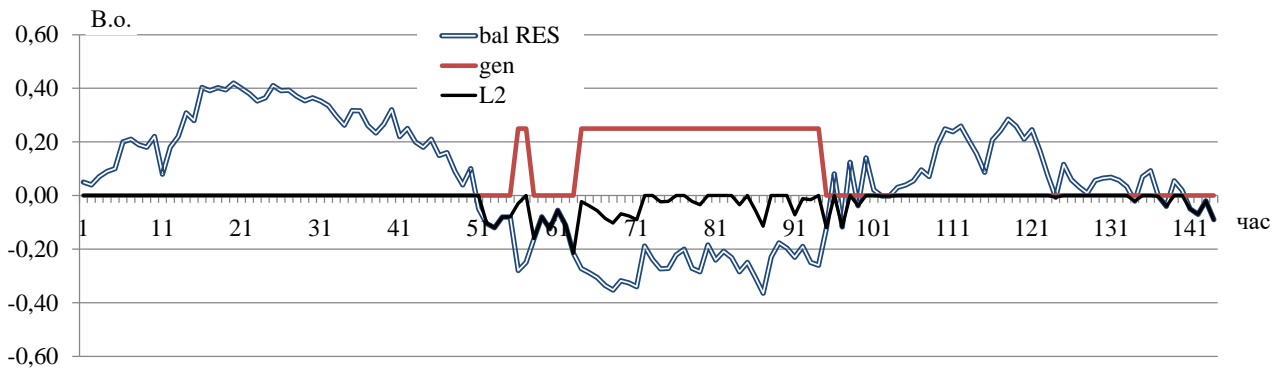


Рис. 5. Приклад балансування потужності, добовий прогноз

Таблиця 3

Середнє негативного небалансу  $L_2^{av}$ , добовий прогноз (в. о.)

$k_1$	$k_2$	$P_g$					
		0,05	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3
1	1,5	0,054	0,045	0,045	0,052	0,059	0,062
	1	0,052	0,043	0,044	0,051	0,056	0,062
0,5	1	0,052	0,038	0,029	0,028	0,029	0,035
	0,5	0,051	0,037	0,026	0,023	0,025	0,029

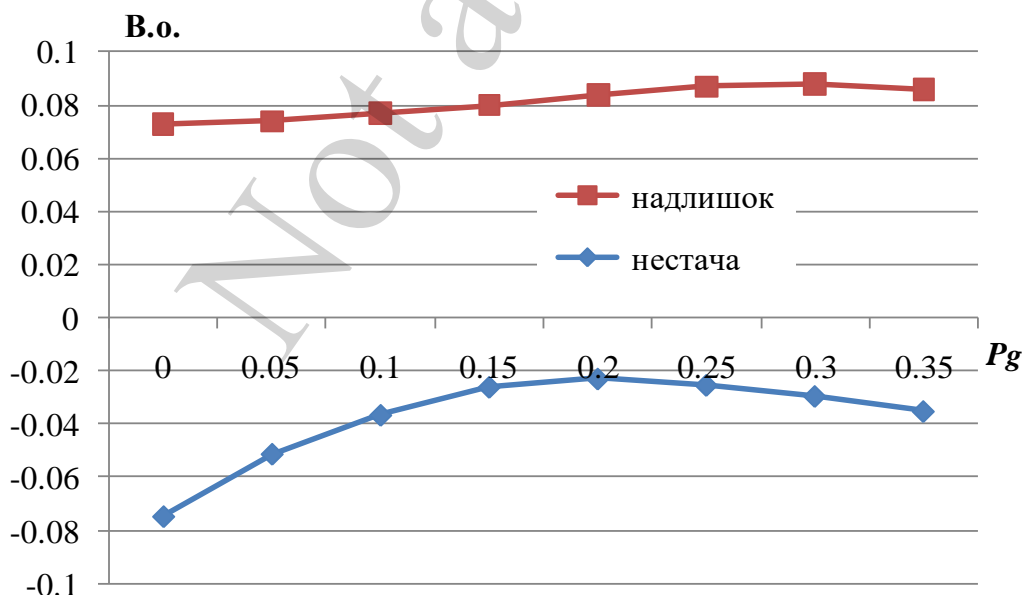


Рис. 6. Осереднені значення небалансів потужності ( $k_1=k_2=0,5$ )

Як показує приклад паритетних потужностей ВЕС та СЕС (табл. 1–3), відмінності при різних алгоритмах знаходяться в межах варіативності значень, розходження середніх значень розрахованих параметрів – на рівні кількох

відсотків. Зокрема, показник втрат енергії (позитивний небаланс потужностей) за умови (8) практично не залежить від одиничної потужності генератора.

Крім такого показника, як втрата навантаження, важливим для нормальної роботи регулюючого генератора є кількість і частота циклів вмикання-вимикання, що істотно впливає на якість його експлуатації. Якщо розглядати послідовність значень потужності генератора  $P_G(t_i)$ , то мова йде про кількість серій, кожна з яких представляє собою групу значущих величин, рівних  $P_g$  або нульових. Як показує моделювання, зі збільшенням потужності генератора або більш жорсткими обмеженнями кількість змін режиму роботи генератора  $n_g$  зменшується (табл. 4).

Таблиця 4  
Середня кількість вмикань генератора ( $n_g$ ), добовий прогноз

$k_1$	$P_g$		0,05	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3
	$k_2$							
1	1		10,3	9,0	6,8	4,8	2,9	1,8
	0,5		13,2	12,2	10,4	8,1	6,0	3,8
0,5	0,5		10,9	10,3	9,8	9,0	8,0	6,8

Як видно з табл. 4, при більш жорстких обмеженнях на вмикання генератора кількість циклів зменшується помітно швидше зі зростанням його потужності. При малих значеннях потужності генератора кількість вмикань менше залежить від обмежень, і визначається головним чином поведінкою відновлюваної енергії.

## 6. Обговорення результатів моделювання процесу балансування потужностей

Алгоритм визначення небалансу (рис. 2) дозволяє, на відміну від [2–15], не лише отримувати середні чи інтегровані значення, але й щільність розподілу ймовірностей. Це важливо для оцінки надійності забезпечення енергією чи оцінки відповідних ризиків.

Іншою перевагою запропонованого підходу є можливість варіювати умовами вмикання/вимикання генератора, змінюючи уставки  $k_1$ ,  $k_2$  в (7) чи (8), на відміну від попередніх оглянутих досліджень. Крім того, загальне формулювання задачі оптимізації (3), (4) дає можливість використати методи оптимального управління для вибору закону керування генератора, якщо його потужність є регульованою.

Представлені результати відображають якісні залежності; кількісні показники можуть відрізнитися при інших вихідних умовах. Розрахунки виконані для умов: середній рівень потужності навантаження дорівнює 0,6 в.о.; номінальні потужності ВЕС і СЕС рівні 1 в.о., коефіцієнти використання встановленої потужності (КВВП) ВДЕ у (2) рівні 0,41 і 0,19 відповідно. Це відповідає високому потенціалу ВДЕ, характерному зокрема для Північного Причорномор'я. Реальні КВВП варіюють протягом року в межах 0,25–0,44 для ВЕС і 0,07–0,24 для СЕС. Очевидно, в кожному сезоні оцінки параметрів



балансу енергії будуть дещо іншими, що обмежує безпосередню застосовність отриманих результатів; те саме стосується співвідношення встановлених потужностей. Однак моделювання різних ситуацій (з іншими числовими параметрами) вказує на наявність аналогій в поведінці енергетичного балансу системи. Тому запропонований метод розрахунків (алгоритм на рис. 2), на відміну від застосовуваних в інших дослідженнях, має більшу уніфікацію.

Зауважимо, що дані табл. 1–4 отримані усередненням за кількома сотнями реалізацій; проте окремо взяті реалізації можуть мати значний розкид щодо середнього. Зокрема, стандартні відхилення (СКВ) описаних параметрів мають значення, співмірні із середніми значеннями. Звідси можна визначити імовірну статистичну похибку прийнятих **оцінок, виходячи** з припущень про характер розподілу відхилень. Зокрема, для нормального розподілу можна користуватися квантилями випадкових значень небалансу, які відповідають заданій надійності.

Отримані оцінки базуються на математичних очікуваннях досліджуваних величин, тому стосуються осереднених значень на значному часовому інтервалі, як і у більшості розглянутих робіт. Однак особливістю методу даного дослідження є моделювання випадкових процесів, яке ґрунтується на їх декомпозиції та розділенні прогнозованих і суто випадкових складових (11). Таке представлення дозволяє, на відміну від існуючих підходів до прогнозування, розділити складові невизначеності та оцінити вплив точності прогнозу на діапазон небалансів і відповідну потребу в потужності резервного генератора в довільній системі.

Як показало дослідження, реальні процеси генерації енергії в гібридній системі мають високу волатильність (наприклад, табл. 2, значення  $\sigma_2$ ), тому осереднені оцінки характеризуються високою дисперсією значень. Отже, окремі реалізації, або стани балансування потужностей, можуть істотно відрізнятися від середніх величин – за нормального розподілу діапазон можливих значень має межі  $\pm\sigma_2$ . Ці недоліки можна частково усунути, супроводжуючи рекомендовані параметри оцінкою імовірності, що дозволить визначити можливі ризики при роботі енергосистеми. Оцінкою імовірності (надійності результату) слугуватимуть квантилі розподілу шуканої випадкової величини виду (9) чи (10), наприклад, небалансу енергії (12).

Зазначені додаткові можливості запропонованого методу моделювання та розрахунку енергобалансу мають практичне застосування при попередньому виборі генеруючих потужностей у проекті побудови енергопостачання, а також при оцінці оптимальності існуючої конфігурації потужностей, розробці шляхів підвищення надійності шляхом вибору додаткових засобів генерації та уставок їх вмикання.

Підвищення точності розрахунків та надійності рекомендацій потребує врахування більших обсягів статистичних даних про кліматичні умови регіону та особливості споживання енергії; можливе також вдосконалення методів розв'язку оптимізаційної задачі (в даному дослідженні використано метод поверхні відгуку). Що стосується власне конфігурації енергосистеми, то радикальним методом покращення енергобалансу є введення засобів акумуляування енергії. Наявність акумулятора дозволяє зменшити час роботи

генератора при збереженні рівня надійності енергопостачання, тобто поліпшити економічну та екологічну складові. сумісна робота акумулятора та резервного генератора є предметом подальшого дослідження за темою даної роботи.

## 7. Висновки

1. Для оцінки можливостей балансування гібридної енергетичної системи сформовано задачу оптимізації потужностей, яка передбачає вибір частки потужностей вітрових та сонячних електростанцій, потужності та умов вмикання резервного генератора. Можлива оптимізація за показниками потужності або за енергетичним балансом. Стан балансу представлено рядом послідовних значень, що змінюються впродовж доби з інтервалом 10 хвилин. Практичне розв'язання задачі передбачає імітацію випадкових процесів, властивих вітровій та сонячній енергетиці, а також режимам споживання енергії. Для універсальності оцінок всі значення наводяться у відносних одиницях, де за одиницю прийнято номінальну потужність навантаження.

2. Для оцінки впливу резервного генератора на баланс потужностей запропоновано кілька можливих варіантів, за якими генератор вмикається та вимикається. Ці варіанти передбачають сталий негативний баланс, тобто недостатню потужність генерації. Враховуються величина небалансу, тривалість (кількість часових інтервалів), а також динаміка зміни на суміжних часових інтервалах.

3. Поточна потужність вітрових та сонячних станцій моделюється як сума традиційної складової (лінії тренду), прогнозованого середньодобового значення (за наявності) та поточних випадкових змін (флуктуацій). Аналогічний підхід прийнятний також для моделювання поведінки навантаження, тобто споживання електроенергії. Параметри моделі розраховано відповідно до даних тривалих спостережень за кліматичними факторами на діючих об'єктах ВДЕ, та типовим характером споживання; методика розрахунку цих параметрів запропонована авторами в попередніх дослідженнях.

4. В якості оцінок шуканих параметрів використовуються математичні очікування для випадкової вибірки добових реалізацій за методом Монте-Карло. В якості показника статистичної похибки використовується нормоване стандартне відхилення. Так, для досягнення такого відхилення не більше 0,01 відносних одиниць потрібно близько тисячі реалізацій; при менш жорстких вимогах (наприклад, до 0,05) досить 200–300 добових реалізацій. Отримані оцінки можна вважати статистично спроможними, враховуючи асимптотичну збіжність результатів. При цьому оптимальні значення потужності резервного генератора, за яких небаланс є мінімальним, знаходяться в межах 0,1–0,3 в. о. Подальше збільшення потужності генератора не веде до зменшення втрат навантаження, а при меншій потужності, крім зростання втрат, збільшується також частота викань-вимикань.

Добове прогнозування та планування режимів роботи, а також досяжна точність прогнозу показників ВДЕ суттєво впливають на можливість забезпечення бажаного енергобалансу. Використання моделі добової циклічності виглядає доцільним, оскільки багато показників залежать від пори

доби. Реально вдається забезпечити середньодобові показники, але поточні показники мають певну волатильність. Тому практичне застосування запропонованого підходу передбачає детальну оцінку та врахування саме місцевих умов, регіональних за потенціалом ВДЕ і конкретизованих за можливостями енергосистеми. Дотримання даних умов дозволяє отримати досить достовірні оцінки, що підтверджено порівнянням модельних і реальних показників для ряду діючих об'єктів ВДЕ в Україні.

### **Подяка (за наявності)**

Стаття підготовлена в рамках виконання проектів науково-технічних робіт Національної академії наук України: «Комплекс-С», «Комплекс-3» (КПКВК 6541030).

### **Література**

1. Кузнєцов, М. П., Мельник, О. А. (2020). Вплив нестабільності споживання на енергетичний баланс гібридної енергосистеми. *Відновлювана енергетика*, 2 (61), 8–17. doi: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2020.2\(61\).8-17](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2020.2(61).8-17)
2. Negi, S., Mathew, L. (2014). Hybrid Renewable Energy System: A Review. *International Journal of Electronic and Electrical Engineering*, 7 (5), 535–542. URL: [https://www.ripublication.com/irph/ijeee\\_spl/ijeeev7n5\\_15.pdf](https://www.ripublication.com/irph/ijeee_spl/ijeeev7n5_15.pdf)
3. Baba Kyari, I., Ya'u Muhammad, J. (2019). Hybrid Renewable Energy Systems for Electrification: A Review. *Science Journal of Circuits, Systems and Signal Processing*, 8 (2), 32. doi: <https://doi.org/10.11648/j.cssp.20190802.11>
4. Raza, M. Q., Nadarajah, M., Hung, D. Q., Baharudin, Z. (2017). An intelligent hybrid short-term load forecasting model for smart power grids. *Sustainable Cities and Society*, 31, 264–275. doi: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2016.12.006>
5. Hsu, C.-C., Chen, C.-Y. (2003). Regional load forecasting in Taiwan—applications of artificial neural networks. *Energy Conversion and Management*, 44 (12), 1941–1949. doi: [https://doi.org/10.1016/s0196-8904\(02\)00225-x](https://doi.org/10.1016/s0196-8904(02)00225-x)
6. Xia, C., Wang, J., McMenemy, K. (2010). Short, medium and long term load forecasting model and virtual load forecaster based on radial basis function neural networks. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 32 (7), 743–750. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2010.01.009>
7. Khwaja, A. S., Naeem, M., Anpalagan, A., Venetsanopoulos, A., Venkatesh, B. (2015). Improved short-term load forecasting using bagged neural networks. *Electric Power Systems Research*, 125, 109–115. doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.03.027>
8. Rehman, S., El-Amin, I. (2015). Study of a Solar Pv/Wind/Diesel Hybrid Power System for a Remotely Located Population near Arar, Saudi Arabia. *Energy Exploration & Exploitation*, 33 (4), 591–620. doi: <https://doi.org/10.1260/0144-5987.33.4.591>
9. Spiru, P., Lizica-Simona, P. (2018). Technical and economical analysis of a PV/wind/diesel hybrid power system for a remote area. *Energy Procedia*, 147, 343–350. doi: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.07.102>
10. Akram, M. W., Yusuf, S. S. (2021). An efficient solar-diesel hybrid power generation system for Maheshkhali Island of Bangladesh. *Proceedings of the 13th*

International Conference on Mechanical Engineering (ICME2019). doi: <https://doi.org/10.1063/5.0037473>

11. Hadjipaschalis, I., Poullikkas, A., Efthimiou, V. (2009). Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13 (6-7), 1513–1522. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.09.028>

12. Djelailia, O., Kelaiaia, M. S., Labar, H., Necaibia, S., Merad, F. (2019). Energy hybridization photovoltaic/diesel generator/pump storage hydroelectric management based on online optimal fuel consumption per kWh. *Sustainable Cities and Society*, 44, 1–15. doi: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2018.09.037>

13. Khan, M. J., Yadav, A. K., Mathew, L. (2017). Techno economic feasibility analysis of different combinations of PV-Wind-Diesel-Battery hybrid system for telecommunication applications in different cities of Punjab, India. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 76, 577–607. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.076>

14. Haghghat Mamaghani, A., Avella Escandon, S. A., Najafi, B., Shirazi, A., Rinaldi, F. (2016). Techno-economic feasibility of photovoltaic, wind, diesel and hybrid electrification systems for off-grid rural electrification in Colombia. *Renewable Energy*, 97, 293–305. doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.05.086>

15. Suchitra, D., Utthra, R., Jegatheesan, R., Tushar, B. (2013). Optimization of a PV-Diesel hybrid Stand-Alone System using Multi-Objective Genetic Algorithm. *Emerging Research in Management & Technology*, 2 (5), 68–76.

16. Zhang, J., Li, H., Chen, D., Xu, B., Mahmud, M. A. (2021). Flexibility assessment of a hybrid power system: Hydroelectric units in balancing the injection of wind power. *Renewable Energy*, 171, 1313–1326. doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.02.122>

17. Olsson, M., Perninge, M., Söder, L. (2010). Modeling real-time balancing power demands in wind power systems using stochastic differential equations. *Electric Power Systems Research*, 80 (8), 966–974. doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2010.01.004>

18. Bendat, J. S., Piersol, A. G. (2010). *Random data: analysis and measurement procedures*. Wiley. doi: <https://doi.org/10.1002/9781118032428>

19. Lysenko, O., Kuznetsov, M., Chebanov, A., Adamova, S. (2019). Hybrid Power System Stochastic Optimization. *Modern Development Paths of Agricultural Production*, 385–394. doi: [https://doi.org/10.1007/978-3-030-14918-5\\_40](https://doi.org/10.1007/978-3-030-14918-5_40)

20. Кузнецов, Н. П., Лысенко, О. В. (2017). Статистический анализ энергетических показателей солнечной радиации (на примере данных Токмакской солнечной электростанции). *Problemele energeticii regionale*, 2 (34), 140–148. URL: [http://elar.tsatu.edu.ua/bitstream/123456789/5052/1/15\\_02\\_34\\_2017.pdf](http://elar.tsatu.edu.ua/bitstream/123456789/5052/1/15_02_34_2017.pdf)