

МОДЕЛЮВАННЯ ПРОЦЕСУ АКУМУЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В КОМБІНОВАНІЙ ЕНЕРГОСИСТЕМІ

М.П. Кузнєцов¹, докт. техн. наук, О.А. Мельник², аспірант, В.М. Смертюк¹, аспірант

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

²Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут ім. Ігоря Сікорського»,
03056, пр-т. Перемоги, 37, м. Київ, Україна.

Метою даної роботи є розроблення моделі балансування процесів генерації та споживання електроенергії для енергосистем на основі відновлюваних джерел енергії з використанням системи акумулявання. Режими генерації вітрових і особливо сонячних електростанцій мають значні градієнти поточної потужності, коли істотні зміни можливі за кілька хвилин. При виборі систем акумулявання необхідно враховувати такі фактори, як нерівномірність генерації та споживання, обсяг можливої надлишкової енергії чи її дефіцит, швидкість зміни балансу потужностей та відповідна швидкість акумуляції. Об'єкт дослідження - гібридні електроенергетичні системи, які мають властивості локальної мережі. Такі системи чутливі до змінних режимів генерації, а наявність швидких змін потужності вимагає врахування коротких часових проміжків. Методом дослідження є математичне моделювання випадкових процесів споживання та генерації енергії, яке дозволяє аналізувати поточне балансування потужностей та отримувати інтегральні характеристики стану акумулявання і повторного використання енергії. Моделювання режимів роботи сонячних та вітрових електростанцій ґрунтується на статистичних даних про погодні фактори. Тоді балансування потужності можна розглядати як суперпозицію випадкових процесів генерації та споживання. Особливістю дослідження є врахування часових градієнтів потужності вітрових та сонячних електростанцій, стану зарядки та швидкодії акумуляторів. Аналітичне дослідження ускладнене фактором наявності різних процесів з особливими характеристиками розподілу, тому запропоновано імітаційну модель з відповідним алгоритмом розрахунку. Запропонована модель енергобалансу дозволяє імітувати процеси накопичення та використання енергії при різних властивостях системи акумулявання. Результати дослідження дозволяють порівнювати різні конфігурації енергосистеми за збалансованістю, потребами в акумуляванні та рівнем втрат енергії. При цьому враховуються місцеві та сезонні кліматичні особливості. Бібл. 21, табл. 1, рис. 2.

Ключові слова: гібридна енергосистема, відновлювані джерела енергії, баланс потужності, випадковий процес, акумулявання електроенергії.

SIMULATION OF ELECTRICITY ACCUMULATION PROCESS IN THE COMBINED POWER SYSTEM

М. Kuznietsov¹, doctor of technical science, О. Melnyk², graduate student, V. Smertiuk¹, graduate student

¹Institute of Renewable Energy of the National Academy of Sciences of Ukraine,
02094, 20A Hnata Khotkevycha St., Kyiv, Ukraine.

²National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kiev Polytechnic Institute»,
03056, 37 Peremohy Av., Kyiv, Ukraine.

The purpose of the paper is to develop a model for balancing the processes of electricity generation and consumption for power systems based on renewable energy and using a storage system. Generation modes for wind and especially solar power plants have significant current power gradients, when big changes are possible in a few minutes. When choosing storage systems, it is necessary to take into account such factors as uneven generation and consumption, the amount of possible excess energy or its deficit, the rate of change of power balance and the corresponding speed of batteries charging. The object of research is hybrid power systems with the properties of a local network. Such systems are sensitive to variable generation modes, and the presence of rapid power changes requires analysis of short time intervals. The research method is mathematical modeling of random processes of energy consumption and generation, which allows you to analyze the current balancing of capacities and obtain the integral characteristics of energy storage and reuse. Modeling the operating modes of solar and wind power plants is based on statistical data on weather factors. Then the power balance can be viewed as a superposition of random generation and consumption processes. A feature of the study is taking into account the time gradients of wind and solar power plants, charging speed and status of battery. Analytical research is complicated by the factor of the presence of different processes with special characteristics of the distribution, so a simulation model with an appropriate calculation algorithm is proposed. The proposed energy balance model allows simulating the processes of accumulation and use of energy with different properties of the accumulation system. The results of the study make it possible to compare various configurations of the power system in terms of balance, storage needs and the level of energy losses. This takes into account local and seasonal climatic features. Ref. 21, tab. 1, fig. 2.

Keywords: hybrid power system, renewable energy sources, power balance, random process, energy storage.



М.П. Кузнєцов
M. Kuzniatsov

Відомості про автора: заступник директора Інституту відновлюваної енергетики НАН України, старший науковий співробітник, доктор технічних наук.

Освіта: Київський державний університет ім. Т. Шевченка, мех.-мат. факультет.

Наукова сфера: математика, відновлювана енергетика.

Публікації: понад 80.

ORCID: 0000-0002-0497-7439

Контакти: тел./факс: +38(044)206-28-09

e-mail: renewable@ukr.net

Author information: Deputy Director of the Institute of Renewable Energy at the NASU, Doctor of technical sciences.

Education: Taras Shevchenko Kyiv State University, Faculty of Mechanics and Mathematics.

Research area: mathematics, renewable energy.

Publications: over 80.

ORCID: 0000-0002-0497-7439

Contacts: tel./fax: +38(044)206-28-09

e-mail: renewable@ukr.net



О.А. Мельник
O. Melnyk

Відомості про автора: аспірант, інженер-дослідник.

Освіта: Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут ім. І. Сікорського», факультет електроенерготехніки та автоматики.

Наукова сфера: електроенерготехніка, відновлювана енергетика.

Публікації: 15.

ORCID: 0000-0003-2894-3476

Контакти: тел./факс: +38(044)236-21-49

e-mail: aspirantura@kpi.ua

Author information: graduate student, research engineer

Education: National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute", Faculty of Electric Power Engineering and Automatics.

Research area: electric power engineering, renewable energy.

Publications: 15.

ORCID: 0000-0003-2894-3476

Contacts: tel./fax: +38(044)236-21-49.

e-mail: aspirantura@kpi.ua



В.М. Смертюк
V. Smertiuk

Відомості про автора: аспірант, інженер-дослідник.

Освіта: Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут ім. І. Сікорського», факультет електроенерготехніки та автоматики.

Наукова сфера: електроенерготехніка, відновлювана енергетика.

Публікації: 5.

ORCID: 0000-0001-9224-7403

Контакти: тел./факс: +38(044)206-28-09

e-mail: smertykvn@gmail.com

Author information: graduate student, research engineer.

Education: National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute", Faculty of Electric Power Engineering and Automatics.

Research area: electric power engineering, renewable energy.

Publications: 5.

ORCID: 0000-0001-9224-7403

Contacts: tel./fax: +38(044)206-28-09

e-mail: smertykvn@gmail.com

Перелік використаних позначень та скорочень:

ВДЕ – відновлювані джерела енергії;

ВЕС – вітрова електростанція;

СЕС – сонячна електростанція;

HRES – гібридна енергосистема з ВДЕ;

C – ємність акумулятора;

σ_x – середньоквадратичне відхилення (СКВ);

E_{Δ} – накопичена енергія небалансу (в.о.);

E_{total} – загальна збережена енергія (в.о.);

χ – рівномірно розподілена випадкова величина;

ε – нормально розподілена випадкова величина;

κ_{γ} – квантиль розподілу імовірності порядку γ ;

t – параметр часу.

Вступ. Істотною проблемою масштабного впровадження відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) є нерівномірний режим генерації, властивий вітровій та сонячній енергетиці. Неконтрольована складова енергетичного балансу розглядається як різниця генерованої та споживаної потужностей. Оскільки стаціонарна складова генерації та споживання може бути прогнозована та передбачена графіком планової роботи, то виникає потреба оцінювати саме випадкову складову коливань потужності.

Акумулявання енергії в комбінованих енергосистемах, що включають ВДЕ, має зокрема згладити загальний режим балансування потужності. Інша задача – запобігання втратам надлишкової енергії чи втраті споживання при її нестачі. Режими генерації вітрових і особливо сонячних електростанцій характеризуються значними градієнтами поточної потужності, коли істотні зміни можливі за кілька хвилин. Отже, при виборі систем акумулявання необхідно враховувати такі фактори, як нерівномірність

генерації та споживання, обсяг можливої надлишкової енергії, швидкість зміни балансу потужностей та відповідна швидкодія акумуляторів. Реальні показники мінливості балансу залежать від конфігурації потужностей та кліматичних умов (це стосується вітрової та сонячної енергії).

Аналіз останніх досліджень. Питання оптимального поєднання відновлюваних джерел енергії та засобів акумуляції розглядають зазвичай з метою зменшити ступінь невизначеності та зробити більш прогнозованим режим генерації електроенергії [1]. Багато дослідників зазначають, що використання гібридних систем відновлюваної енергії (HRES) може мати достатню надійність, економічну та екологічну ефективність, особливо для децентралізованих споживачів [2]. 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. Важливим елементом таких енергетичних систем є пристрій накопичення енергії. Системи акумуляції повинні відповідати режиму роботи енергосистеми в частині обсягу та часу накопичення енергії, ці вимоги є найбільш поширеними [3]. Швидкі зміни рівнів генерованої та споживаної потужності можуть спричинити порушення режимів зарядки чи розряду акумуляторних батарей, що призводить до їх пошкодження [4]. В ряді робіт ці явища підтверджено експериментально [5, 6]. Оскільки фінансові витрати на систему акумуляції складають значну частку загальної вартості енергетичної системи, то потреби в попередньому дослідженні можливих режимів роботи є актуальними [7]. Одним із перспективних способів підвищення ефективності HRES є використання комбінованих систем накопичення енергії з різними технічними характеристиками [8].

Багато уваги приділено також оптимальному поєднанню відновлюваних джерел та систем накопичення енергії [9, 10]. Пропоновані методи оптимізації орієнтовані здебільшого на мінімізацію загальної вартості та операційних витрат [11-13]. Однак, оскільки ВДЕ та системи акумуляції з часом стають економічно привабливими насамперед завдяки технологічним вдосконаленням, зростає також увага до надійності задоволення попиту на

електроенергію. Постановка таких задач потребує належного опису в рамках математичної моделі.

Постановка завдання. Вибір конфігурації енергосистеми та режимів роботи має спиратися на результати математичного моделювання, аналітичні чи імітаційні. Додатково треба враховувати досяжну швидкодію акумуляторів, що потребуватиме більшої часової дискретності математичної моделі. Переважна більшість розглянутих досліджень стосувалися одногодинних інтервалів, тоді як врахування швидкодії потребує градацій у хвилинному діапазоні. Можна вважати, що короткотермінові (менше години) флуктуації генерації та споживання є незалежними випадковими величинами [14]. Як свідчить аналіз статистичних даних, робота ВЕС і СЕС характеризується наявністю деякої середньої потужності та випадкової складової, які є функціями часу. Середня потужність енергії може бути достатньо прогнозованою на короткотривалій перспективі, і вважатися передбачуваним параметром. При цьому з високою вірогідністю можна передбачити середньодобові рівні, пов'язані з загальним станом погоди (це більше стосується ВДЕ) та особливостями споживання (робочі чи вихідні дні, особливі ситуації, тощо). Предметом дослідження є кумулятивні характеристики балансу потужності, тобто обсяги накопиченої надлишкової енергії чи втрати навантаження, залежно від знаку небалансу. Процес накопичення енергії та її повторного використання має враховувати доступну ємність системи акумуляції та її швидкодію. Тоді баланс навантаження, можна моделювати виразом:

$$p_{ij} = (a_{ij} - a_j) - [(w_{ij} - w_j) + (s_{sj} - s_j)], \quad (1)$$

де p_{ij} – відхилення від графіка навантаження; a_{xx} – рівень споживання електроенергії; w_{xx} та s_{xx} – потужність ВЕС та СЕС відповідно; i – номер доби, j – номер часового інтервалу впродовж доби. Показники з одним індексом виражають осереднений по індексу i добовий хід. Така модель враховує можливість коригування даних шляхом добового прогнозування, з урахуванням відмінностей між окремими днями. Кількість часових інтервалів в добі залежить від тривалості одиничного інтервалу (Δt). Вибір елементарного часового інтервалу визначається властивостями досліджуваного об'єкта, а саме темпом змін характерного параметра. Для уніфікації математичного опису бажано представити змінні процеси у вигляді однотипних часових рядів, з однаковою дискретністю. При цьому зміна

довжини інтервалу спричиняє зміну дисперсії значень часового ряду. При укрупненні масштабів осереднення користуємося правилом, що дисперсія генеральної сукупності є сумою міжінтервальної дисперсії та середнього значення дисперсій на інтервалах: $\sigma^2 = \sigma_0^2 + M\{\sigma_k^2\}$, де σ_0^2 – дисперсія середніх на кожному інтервалі значень, σ_k^2 – дисперсія на k -му інтервалі, $M\{\cdot\}$ – символ математичного сподівання. Слід врахувати, що кількість інтервалів має забезпечувати допустиму статистичну похибку [15], а генеральною сукупністю можна вважати настільки тривалий процес, при якому будуть достатньо проявлені його основні властивості.

Наявні метеодані дають можливість оцінити потужності типових ВЕС та СЕС в умовних одиницях, або в долях номінальної (максимально досяжної) потужності, таким же чином можна описати навантаження.

Результати дослідження. Оскільки критичним фактором системи з ВДЕ є саме

мінливість процесу балансування, розглянемо диференційований (в скінчених різницях) ряд, елементами якого є різниця послідовних значень потужності: $dp_{ij} = p_{ij} - p_{i(j-1)}$. Різницевий ряд такого типу можна побудувати як для сумарного балансу потужностей, так і окремо для складових генерації та навантаження: da_{ij} , dw_{ij} , ds_{ij} .

Розподіл випадкових величин в отриманих рядах відповідає гіпотезі нормальності. Оскільки отримані ряди послідовних змін (стрибків потужності) можуть мати значний розкид, варто відсіяти випадкові екстремальні викиди, наприклад оцінювати діапазон можливих значень з довірчою імовірністю 0,99 чи 0,95, відкидаючи відповідні проценти вибірки. Наскільки зміняться діапазони розкиду для потужності ВДЕ при укрупненні часового кроку (зміні елементарного інтервалу Δt), розглянемо на прикладах фактичних значень стрибків потужності вітрових (ВЕС) та сонячних (СЕС) електростанцій у відносних одиницях, як частках відповідної номінальної потужності (табл.1).

Таблиця 1. Граничні значення послідовних змін потужності (в.о.).

Table 1. Limits of successive power changes (r.u.).

<i>Tun ВДЕ</i>	Δt	<i>max 0,99</i>	<i>min 0,99</i>	<i>max 0,95</i>	<i>min 0,95</i>	$M\{\sigma_k\}$
ВЕС	10 хв.	0,22	-0,21	0,15	-0,15	0,06
	30 хв.	0,39	-0,37	0,24	-0,23	0,11
	1 год.	0,48	-0,49	0,31	-0,30	0,14
СЕС	1 хв.	0,19	-0,18	0,04	-0,04	0,04
	10 хв.	0,31	-0,29	0,09	-0,10	0,09
	30 хв.	0,66	-0,64	0,31	-0,30	0,12

Помітно, що зі збільшенням довжини часового інтервалу Δt очікувано збільшується розмах відхилень. Зростання дисперсії (або середньоквадратичного відхилення) нелінійне, обмежене зверху. При цьому діапазон змін істотно залежить від розміру довірчого інтервалу і суттєво зменшується при відкиданні екстремальних значень. Дисперсія сумарного балансу потужностей має визначатися як сума коваріацій складових з урахуванням їх вагових коефіцієнтів. Аналогічно визначається дисперсія різницевого ряду, що характеризує темп змін результуючого балансу потужностей:

$$D\{dp_{ij}\} = D\{da_{ij}\} + wD\{dw_{ij}\} + sD\{ds_{ij}\}, \quad (2)$$

де w , s – вагові коефіцієнти, що визначають частку потужностей ВЕС та СЕС відповідно; символом $D\{\cdot\}$ позначено дисперсію. Тут враховано взаємну

незалежність швидких змін потужностей. Оптимальним кроком вважаємо 10 хвилин, оскільки в такому вигляді доступні значні обсяги погодних даних, накопичені системами керування діючих ВЕС та СЕС. Такий крок дозволить врахувати характерні особливості, натомість коротші зміни можуть бути згладжені за рахунок інтегруючих властивостей енергосистеми. При наявності даних, які містять послідовності значень у вигляді часового ряду, математична модель поточної потужності генерації містить середньодобову складову та поточні флуктуації в момент часу t , і є випадковим процесом [16]:

$$P(t) = \omega(t) + \sigma_{ad} \cdot \varepsilon + U(t). \quad (3)$$

де ε – стандартна нормально розподілена випадкова величина; σ_{ad} – середньоквадратичне (стандартне) відхилення середньодобових значень.

Перша складова виразу (3) – осереднена крива $\omega(t)$, що вважається однаковою при різних реалізаціях випадкового процесу і відображає характерний добовий хід (лінія тренду). Друга складова є постійною для окремої добової реалізації і відображає нормально розподілені випадкові відхилення середньодобового значення від середньомісячного. Остання складова $U(t)$ – випадкові пульсації поточного значення відносно трендової кривої. Ці пульсації звичайно описуються процесом типу Орнштейна-Уленбека [17]. Тоді елементарні стрибки потужності рівні різниці значень на границях часового інтервалу: $dp_{ij} = Ut_j - U(t_j - \Delta t)$. Зауважимо, що в такому трактуванні номер доби безпосередньо не входить до значення стрибка, отже не залежить від наявності добового прогнозування, натомість є певна залежність від початку відліку (t_0). Такий підхід дає вірне уявлення щодо мінливості монотонних функцій, або таких процесів, тривалість змін у яких помітно більша від одиничного часового інтервалу. Саме тому при переході до інтегральних оцінок важливою є мала тривалість часових кроків.

Питання розмаху поточних змін потужності мають безпосереднє значення при виборі акумулюючих засобів за критерієм швидкодії, а наявність чи відсутність добового прогнозу (відповідно добова чи місячна циклічність акумулювання) стосується пікової потужності та загальної ємності цих засобів. Традиційно в локальних енергосистемах невеликого обсягу в якості накопичувача енергії розглядають електрохімічні акумуляторні батареї (АКБ). Ці батареї в свою чергу охоплюють значну кількість типів з різноманітними властивостями, які наразі вважаються досить вивченими. Електрохімічні акумулятори можуть істотно відрізнятися за такими ключовими параметрами: номінальна потужність (Вт чи кВт); ємність (кВт-год чи джоуль); життєвий цикл (роки); енергетична ефективність (%); час розряду (год.); час реагування (с); кількість циклів зарядки/розряду; розміри, які можуть визначатися також як щільність енергії чи потужності [8, 18-19]. Що стосується допустимої глибини розрядки, то для розрахунків достатньо під ємністю АКБ мати на увазі лише робочий обсяг накопиченої енергії, вважаючи його змінним від нуля до максимуму. Досяжна потужність (тобто швидкість зарядки та розряду батареї) не є постійною, вона залежить від накопиченого заряду, тривалості процесу. Ідеалізована модель дозволяє розглядати потужність заряджання та ємність накопичувача як незалежні величини. Це обумовлено також

наявністю, як правило, кількох акумулюючих одиниць, можливо різнотипних, рівень заряду яких є неоднаковим і змінюється несинхронно. Отож наближено можна вважати швидкодію певною осередненою сталою.

Поширеним способом є представлення ємності як функції від часу, за який можна повністю розрядити акумулятор. Швидкість зарядки (розряду) може бути визначена через кількість часу, необхідного для повного розряду акумулятора. У цьому випадку швидкість розряду задається ємністю акумулятора (в А-год), поділеною на кількість годин, необхідних для зарядки (розряду). Позначення для визначення ємності акумулятора записується таким чином: Cx , де x – час у годинах, який потрібен для розрядження акумулятора. Це також може бути записано як kC , де $k=1/x$. Отже, C/x можна розглядати як доступну швидкість розряду (чи зарядки). Тоді максимальне наповнення ємності акумулятора за одиничний інтервал часу Δt (в годинах) може бути визначене як $\Delta t \cdot C/x$, де C – повна доступна ємність ($C = C_{\max} - C_{\min}$). Обмеження на разове накопичення енергії має вигляд:

$$\delta C = \Delta t \cdot k \cdot C. \quad (4)$$

Для $\Delta t=10$ хв. за умови $k \geq 6$ обмежень на обсяг накопичення енергії не буде до досягнення граничної ємності. Для повільніших акумуляторів потрібно на кожному часовому кроці порівнювати незбалансовану енергію з досяжною потужністю зарядки.

Якщо для випадкової величини dp_{ij} відома функція щільності розподілу $f_p(dp)$ на часовому інтервалі $(0, T)$, то обсяг накопиченої за цей час енергії та імовірні втрати можна визначити шляхом інтегрування:

$$E_{\Delta}(T) = T \int_{-\infty}^{\infty} q \cdot f_p(q) dq \quad (npu \delta C \geq C), \quad (5)$$

$$lost E_{\Delta}(T) = T \int_{\delta C}^{\infty} q \cdot f_p(q) dq \quad (npu \delta C < C),$$

де q – параметр інтегрування; $lost$ означає імовірні втрати незбалансованої енергії.

Формально межі інтегрування безкінечні; в дійсності інтегрування відбувається в рамках максимальних відхилень від графіка, які на практиці є скінченими величинами. За умови рівності середньої потужності генерування середньому рівню навантаження сумарна накопичена енергія прямує до нуля по математичному сподіванню при зростанні часового періоду, будучи випадковою величиною

в кожен момент часу. Однак на практиці складно визначити реальну функцію розподілу, що унеможлиблює аналітичний опис процесу акумулювання енергії. Натомість вирішенням задачі може бути імітаційне моделювання відповідно до математичної моделі.

На відміну від повного небалансу енергії E_{Δ} , реально акумульована енергія обмежена граничними значеннями: $C_i = C(t) \in [0, C]$ та допустимим зростанням δC , тобто визначається залежністю:

$$\begin{aligned} C_i &= C_{i-1} + U(t_i)\Delta t, \\ U(t_i)\Delta t &\leq \delta C, \quad 0 \leq C_i \leq C \end{aligned} \quad (6)$$

Надалі потрібно порівняти природну швидкість зміни потужності ВДЕ з доступною швидкістю збереження енергії. Особливістю даного дослідження є моделювання швидкоплинних змін з часовим кроком не більше 10 хв. Деякі параметри цих змін наведено в табл. 1. Для швидкості вітру застосовується формула декомпозиції випадкового процесу виду (3), де поточні пульсації мають вигляд процесу Орнштейна-Уленбека:

$$v(t) = \alpha_w \cdot v(t - \Delta t) + \sigma_w \cdot \varphi, \quad (7)$$

де φ – деяка нормована випадкова величина, яка часто описана розподілом Вейбула. Тут параметри зносу α_w та волатильності σ_w залежать від тривалості часового інтервалу, тоді як трендова та середньодобова складові від довжини Δt не залежать; як і раніше, всі ці показники змінюються залежно від пір року. Електрична потужність вітроустановки визначається відповідно до енергетичної характеристики. Для

типових характеристик, притаманних сучасним установкам мегаваттного класу, можна дані про параметрам вітру перевести у питомі показники потужності, охарактеризувавши окремі місяці відповідними коефіцієнтами використання встановленої потужності.

Випадковий характер рівня сонячної радіації описується декомпозицією виду:

$$y_i(t_j) = u(t_j) + \sigma_s(t_j) \cdot \varepsilon_i + b \cdot (\chi_j - -0,5)[y_i(t_{j-1}) + u(t_j)], \quad y_i(t_j) \leq Y(t_j), \quad (8)$$

де $u(t_j)$ – осереднена крива; b – параметр волатильності; $Y(t_j)$ – максимально досяжна радіація для даної місцевості та часу за умов ясної погоди; χ – рівномірно розподілена на інтервалі $[0,1]$ випадкова величина («білий шум»). Особливістю представлення є пропорційність середньодобової складової та трендової кривої: $\sigma_s(t_j) = C_v \cdot u(t_j)$, де C_v – коефіцієнт варіації середньодобового рівня для обраного місяця чи пори року. Впродовж дня значення нормальної випадкової величини ε_i вважається постійним (це визначає середньодобовий рівень i -го дня), а поточні флуктуації забезпечують зміни від нуля до теоретично досяжного максимуму. Приклади моделювання (8) зображено на рис. 1. Що стосується перетворення енергії сонячного випромінювання в електричну, звичайно приймається, що фотоелектричні модулі та перетворювачі мають постійний коефіцієнт корисної дії. Отже, електрична потужність буде пропорційною рівню сонячної радіації, і залежатиме від загальної площі та ефективності фотоелектричних модулів [20].

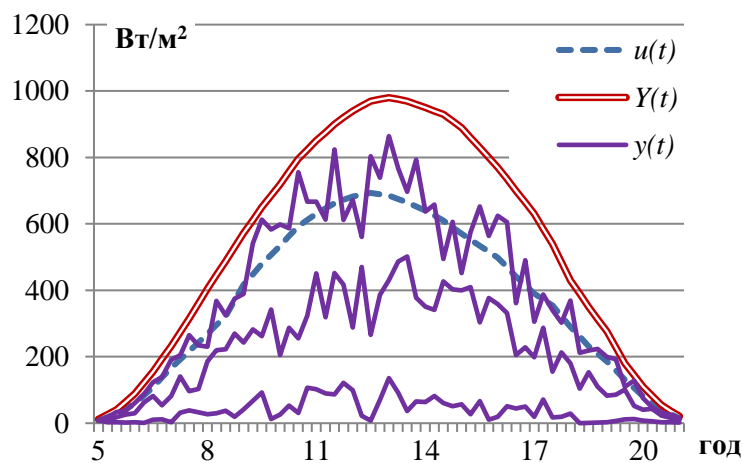


Рис. 1. Приклади моделювання поточної сонячної радіації.

Fig. 1. Examples of simulation for the current solar radiation.

Оскільки значення поточної потужності, сформовані у вигляді часового ряду (1), є випадковою величиною, то для аналітичного визначення накопичених значень незбалансованої потужності достатньо знати параметри розкиду власне небалансу потужності генерації (σ_{Σ}) і кумулятивного небалансу (σ_K) як показника енергії, при певній гіпотезі про характер їх розподілу. В межах деякого діапазону значень, за винятком екстремальних відхилень (випадкових викидів), цей розподіл можна вважати нормальним. Отже, максимальна з певною довірчою імовірністю незбалансована потужність

може оцінюватися за величиною $\kappa_{\gamma}\sigma_{\Sigma}$, а накопичена енергія рівна $\kappa_{\gamma}\sigma_K$, де κ_{γ} – квантиль нормального розподілу порядку γ . Ці величини можна розглядати як параметри потрібного акумулятора енергії.

Оскільки функції розподілу сумарної вітросонячної генерації складно описати аналітично, то застосовується імітаційне моделювання за формулами (6-8), а довірчі інтервали можна визначити як за квантилями нормального розподілу, так і безпосереднім підрахунком при достатній кількості реалізацій.

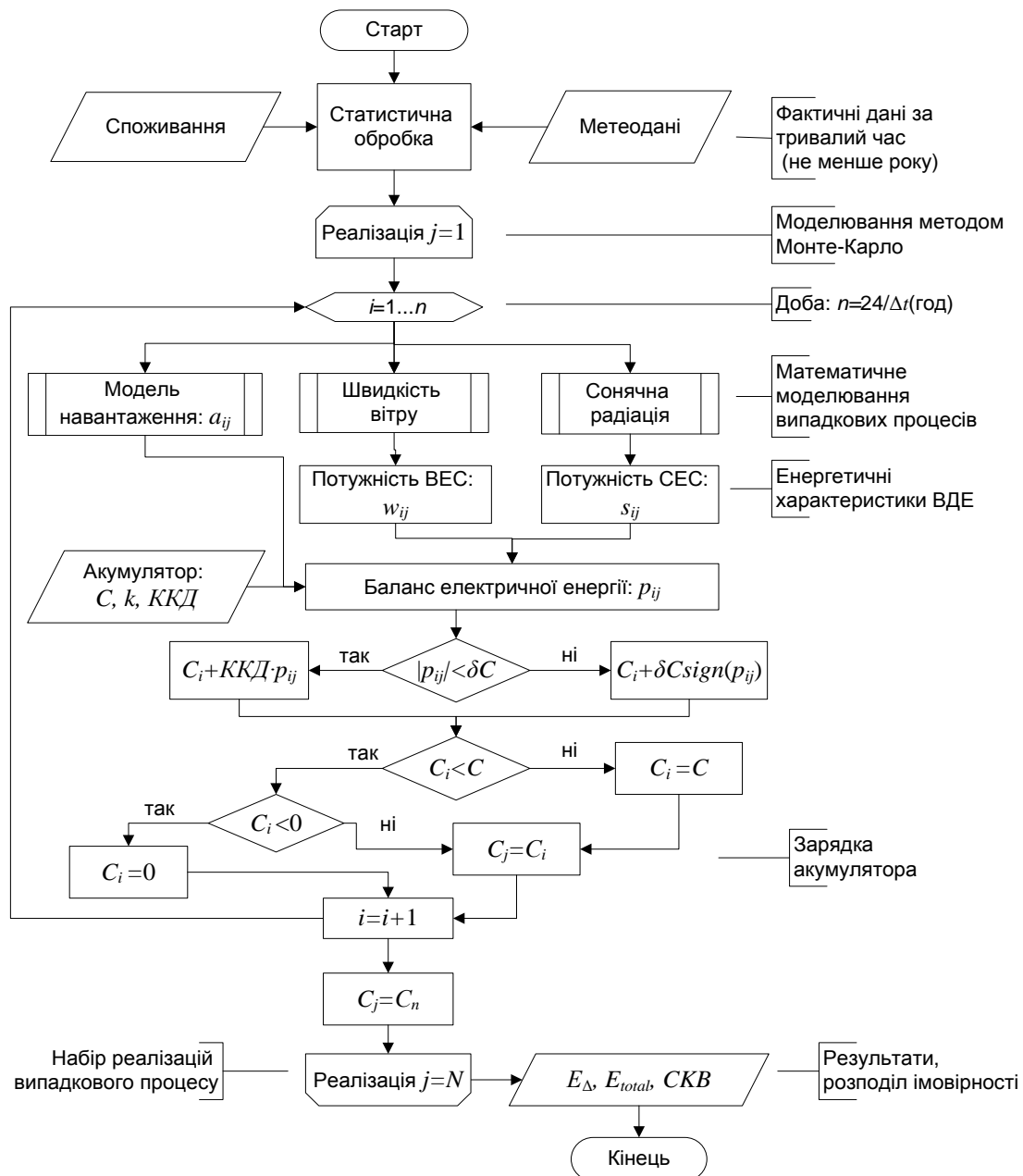


Рис. 2. Блок-схема розрахунку накопиченої енергії.

Fig. 2. Block diagram of the stored energy calculation.

Отже, запропонований підхід дає можливість оцінити випадкову складову при генерації енергії вітровими та сонячними електростанціями, та визначити можливості компенсації цієї мінливості при використанні акумуляторів. Блок-схема розрахунків (рис. 2) передбачає отримання даних про погодні фактори, їх статистичну обробку, розрахунок параметрів математичної моделі для поточної швидкості вітру та сонячної радіації, відповідних їм електричних потужностей. Аналогічна модель стосується потужності навантаження, і базується на даних про споживання електричної енергії. Порівняння режимів генерації та споживання дає випадкову складову, відповідно до якої обираються характеристики акумулятора електроенергії. Режим накопичення та витрачання енергії включає врахування доступної ємності, швидкодії та енергетичної ефективності акумулятора. Результатом є дані про обсяги збереженої енергії та залишковий небаланс потужності, що визначає надійність енергосистеми.

Представлений алгоритм дозволяє отримати набір реалізацій випадкового процесу, що описує балансування електричної енергії при випадкових змінах генеруючої та споживаної потужності в модельованій енергосистемі, а також проміжне накопичення енергії системою акумулявання. Кожен окремий варіант побудови енергосистеми включає встановлені потужності ВДЕ, енергетичні характеристики вітрових чи сонячних установок, характерні погодні умови (середні значення та можливі варіації), параметри акумулявання, прийняті обмеження.

Задача вибору параметрів системи накопичення, підключеної до енергосистеми, є комплексною. Для її вирішення необхідно визначити технічні та експлуатаційні параметри системи акумулявання, вибрати стратегію її використання [21]. Потім для обраної стратегії потрібно розробити алгоритм оптимізації. Це дозволяє імітувати роботу системи зберігання енергії та оцінити її можливості.

Висновки. Невизначеність стосовно режимів генерації та споживання електроенергії в обмежених енергосистемах гібридного типу спричиняє завищену потребу в резервних або акумуляюючих потужностях. Економічна оцінка застосування відновлюваної енергетики в таких системах вимагатиме врахування не лише вартості обладнання ВДЕ, але й плати за надійність чи вартості акумулявання, при цьому зростуть також втрати енергії. Точні показники мають враховувати конкретні кліматичні умови, тип обладнання, характер споживання. Додатково треба враховувати швидкодію акумуляторів, що

потребуватиме градацій по часу у хвилинних діапазонах. Запропоновані математична та розрахункова моделі дозволяють визначити параметри, необхідні для подальшого інвестиційного проектування.

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

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. V. 12. doi: 10.3390/en12244690.

2. *Sawle Y., Gupta S.C., Bohre A.K.* Review of hybrid renewable energy systems with comparative analysis of off-grid hybrid system. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2018. V. 81. Pp. 2217-2235.

3. IRENA Battery Storage for Renewables: Market Status and Technology Outlook. *Int. Renew. Energy Agency Abu Dhabi*. 2015. V. 32.

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. 87. Pp. 4-16.

5. *Lahyani A., Sari A., Lahbib I., Venet P.* Optimal hybridization and amortized cost study of battery/supercapacitors system under pulsed loads. *J. Energy Storage* 2016. V. 6. Pp. 222-231.

6. *Jossen A., Garche J., Sauer D.U.* Operation conditions of batteries in PV applications. *Sol. Energy* 2004. V. 76. Pp. 759-769.

7. *Ataei A., Nedaei M., Rashidi R., Yoo C.* Optimum design of an off-grid hybrid renewable energy system for an office building. *J. Renew. Sustain. Energy*. 2015. V. 7. 053123 p.

8. *Bocklisch T.* Hybrid energy storage systems for renewable energy applications. *Energy Procedia*. 2015. 103 p.

9. *Faccio M., Gamberi M., Bortolini M., Nedaei M.* State-of-art review of the optimization methods to design the configuration of hybrid renewable energy systems (HRESS). *Frontiers in Energy*. 2018. V. 12. № 4. Pp. 591-622.

10. *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. V. 62. Pp. 821-835.

11. *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. V. 10. № 8. Pp. 1105-1113.

12. *Geem Z.W.* Size optimization for a hybrid photovoltaic-wind energy system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2012. V. 42. № 1. Pp. 448-451.

13. *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. V. 38. № 2. Pp. 66-76.

14. *Кузнєцов М.П.* Побудова математичної моделі режиму споживання електроенергії. Відновлювана енергетика. 2017. № 4. С. 33-42.

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

16. *Kuznietsov M., Vyshnevskaya Yu., Brazhnyk I., Melnyk O.* Modeling of the Generation-Consumption Imbalance in the Heterogeneous Energy Systems with Renewable Energy Sources. 2019 IEEE 6th International Conference on Energy

Smart Systems (ESS) conference-paper. Pp. 196-200. doi: 10.1109/ess.2019.8764189.

17. *Olsson M., Perninge M., Soder L.* Modeling real-time balancing power demands in wind power systems using stochastic differential equations. *Electric Power Systems Research*. 2010. № 80. Pp. 966-974.

18. *Akinyele D., Belikov J., Levron Y.* Battery Storage Technologies for Electrical Applications: Impact in Stand-Alone Photovoltaic Systems. *Energies*. 2017. V. 10. 39 p.

19. Overview of the Energy Storage Possibilities to Support the Electrical Power System. Research Paper. Istvan Taczi ERRA Budapest. Hungary. 2016. 47 p.

20. *Кузнєцов М.М.* Моделювання спільної роботи вітрової та сонячної електростанцій. Відновлювана енергетика. 2016. № 1. С. 12-16.

21. *Korpikiewicz J.* The Optimal Choice of Electrochemical Energy Storage Parameters. *Acta Energetica* 1/26. 2016. Pp. 56-62.

REFERENCES

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. V. 12. doi: 10.3390/en12244690.

2. *Sawle, Y., Gupta, S.C., Bohre A.K.* Review of hybrid renewable energy systems with comparative analysis of off-grid hybrid system. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2018. V. 81. Pp. 2217-2235.

3. IRENA Battery Storage for Renewables: Market Status and Technology Outlook. Int. Renew. Energy Agency Abu Dhabi 2015. V. 32.

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. 87. Pp. 4-16.

5. *Lahyani A., Sari A., Lahbib I., Venet P.* Optimal hybridization and amortized cost study of battery/supercapacitors system under pulsed loads. *J. Energy Storage* 2016. V. 6. Pp. 222-231.

6. *Jossen A., Garche J., Sauer D.U.* Operation conditions of batteries in PV applications. *Sol. Energy* 2004. V. 76. Pp. 759-769.

7. *Ataei A., Nedaei M., Rashidi R., Yoo C.* Optimum design of an off-grid hybrid renewable energy system for an office building. *J. Renew. Sustain. Energy*. 2015. V. 7. 053123 p.

8. *Bocklisch T.* Hybrid energy storage systems for renewable energy applications. *Energy Procedia*. 2015. 103 p.

9. *Faccio M., Gamberi M., Bortolini M., Nedaei M.* State-of-art review of the optimization methods to design the configuration of hybrid renewable energy systems (HRESS). *Frontiers in Energy*. 2018. V. 12. No. 4. Pp. 591-622.

10. *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. V. 62. Pp. 821-835.

11. *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. V. 10. No. 8. Pp. 1105-1113.

12. *Geem Z.W.* Size optimization for a hybrid photovoltaic-wind energy system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2012. V. 42. No. 1. Pp. 448-451.

13. *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. V. 38. No. 2. Pp. 66-76.

14. *Kuznietsov M.* Pobudova matematychnoi modeli rezhymu spozhyvannia elektroenerhii. [Construction of a mathematical model of electricity consumption mode]. *Vidnovlyvana energetika*. 2017. No. 4(51). Pp. 33-42. URL: <http://ve.org.ua/index.php/journal/article/view/19>. [in Ukrainian].

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

16. *Kuznietsov M., Vyshnevskaya Yu., Brazhnyk I., Melnyk O.* Modeling of the Generation-Consumption Imbalance in the Heterogeneous Energy Systems with Renewable Energy Sources. 2019 IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS) conference-paper. Pp. 196-200. doi: 10.1109/ess.2019.8764189.

17. *Olsson M., Perninge M., Soder L.* Modeling real-time balancing power demands in wind power systems using stochastic differential equations. *Electric Power Systems Research*. 2010. No. 80. Pp. 966-974.

18. *Akinyele D., Belikov J., Levron Y.* Battery Storage Technologies for Electrical Applications: Impact in Stand-Alone Photovoltaic Systems. *Energies*. 2017. V. 10. 39 p.

19. Overview of the Energy Storage Possibilities to Support the Electrical Power System. Research Paper. Istvan Taczi ERRA Budapest, Hungary. 2016. 47 p.

20. *Kuznietsov M.* Modelyuvannya spilnoi roboty vitrovoyi ta soniachnoyi elektrostancij. [Modeling of wind and solar power collaboration]. *Vidnovlyvana energetika*. 2016. No. 1. Pp. 12-16. URL: <https://ve.org.ua/index.php/journal/issue/view/9>. [in Ukrainian].

21. *Korpikiewicz J.* The Optimal Choice of Electrochemical Energy Storage Parameters. *Acta Energetica* 1/26. 2016. Pp. 56-62.

Стаття надійшла до редакції 07.09.20

Остаточна версія 21.12.20