

СЕЗОННЕ АКУМУЛЮВАННЯ ЕНЕРГІЇ В ГІБРИДНІЙ ЕНЕРГОСИСТЕМІ

Отримано 23 січ. 2024 р.; рекомендовано до публікації 22 бер. 2024 р.
Доступно онлайн 1 квіт. 2024 р.

Кузнєцов М. П.¹, Лисенко О. В.², Хомутов С. В.³

Автор для кореспонденції: Кузнєцов Микола,
e-mail: renewable@ukr.net

Анотація. Метою роботи є дослідження можливостей тривалого зберігання електроенергії в локальній енергосистемі для компенсації непостійності споживання та відновлюваних джерел енергії. Таке зберігання дозволить збільшити ефективність використання сонячної та вітрової енергії, врівноважуючи генерацію та споживання в різні пори року. Як засіб тривалого зберігання енергії розглядається комплекс отримання водню шляхом електролізу та його подальшого використання в паливних елементах для повторного перетворення на електричну енергію. Допоміжними засобами балансування в локальній енергосистемі використовуються традиційні засоби – акумуляторна батарея, дизель-генератор. Предметом дослідження є показники ефективності енергосистеми (індекси надійності) та обсяги виробництва і споживання водню впродовж року. Застосовано математичний апарат випадкових функцій, коли поточні значення генерації та споживання електроенергії моделюються стохастичними процесами. Отримані результати дозволяють оцінити потреби в потужності різних складових енергосистеми та ємності систем накопичення енергії, а також рівень непродуктивних втрат енергії та обмежень рівня споживання. Як засіб оптимізації запропонованих рішень використано імітаційне моделювання з послідовним перебором можливих значень параметрів енергосистеми та оцінкою чутливості результатів до окремих складових. Статистична стійкість отриманих результатів забезпечена великою кількістю реалізацій випадкових процесів. Запропоновано співвідношення потужностей вітрових та сонячних електростанцій, ємності системи накопичення енергії, які забезпечують певний рівень надійності енергопостачання. При цьому можливо досить повно використати всю генеровану енергію впродовж року, сумістивши періоди підвищеної генерації та споживання в різні сезони за допомогою водню як проміжного енергоносія. Бібл. 30, рис. 5, табл. 3.

Ключові слова: гібридна енергосистема, відновлювані джерела енергії, акумулювання, випадковий процес.

¹ д-р техн. наук, проф.

<http://orcid.org/0000-0002-0497-7439>

² д-р техн. наук, проф.

<https://orcid.org/0000-0001-7085-7796>

³ асп.

<https://orcid.org/0009-0000-4067-7671>

^{1,3} Інститут відновлюваної енергетики НАН України, м. Київ, Україна

¹ Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», м. Київ, Україна

² Таврійський державний агротехнологічний університет ім. Д. Моторного, м. Запоріжжя, Україна

² Шведський інститут досліджень довкілля, м. Гетеборг, Швеція

SEASONAL STORAGE OF ENERGY IN A HYBRID ENERGY SYSTEM

Received Jan. 23, 2024; accepted Dec. 22, 2024
Available online Dec. 31, 2024

Kuznietsov M.¹, Lysenko O.², Khomutov S.³

Author for correspondence: Mykola Kuznietsov,
e-mail: renewable@ukr.net

Abstract. The purpose of this work is to study the possibilities of long-term energy storage in the local energy system to compensate the volatility of consumption and renewable energy sources. Such storage will increase the efficiency of solar and

¹ Dr. of Tech. Science.

<http://orcid.org/0000-0002-0497-7439>

² Dr. of Tech. Science.

<https://orcid.org/0000-0001-7085-7796>

³ Graduate Student.

<https://orcid.org/0009-0000-4067-7671>

^{1,3} Institute of Renewable Energy NAS of Ukraine, Kyiv, Ukraine

wind energy, balancing generation and consumption at different times of the year. As a means of long-term energy storage, a complex of obtaining hydrogen by electrolysis and its subsequent use in fuel cells for repeated conversion into electrical energy is considered. As auxiliary means of balancing in the local power system, traditional means are used – battery and diesel generator. The subject of the research is energy system efficiency indicators (reliability indices) and volumes of hydrogen production and consumption during the year. The mathematical tools of random functions is applied, when the current values of electricity generation and consumption are modeled by stochastic processes. The obtained results make it possible to estimate the power needs of various components of the energy system and the capacity of energy storage systems, as well as the level of unproductive energy losses and restrictions on the level of consumption. Simulation modeling with a sequential selection of possible values of the power system parameters and an assessment of the sensitivity of the results to individual components was used as a means of optimizing. The statistical stability of the obtained results is provided by a large number of random processes modeling. The power ratio of wind and solar power plants, the capacity of the energy storage system, which ensure a certain level of reliability of energy supply, are proposed. Under certain conditions it is possible to fully use all the generated energy throughout the year, combining periods of increased generation and consumption in different seasons with the help of hydrogen as an intermediate energy carrier. Bible 30, fig. 5, tab. 3.

Key words: hybrid energy system, renewable energy, accumulation, random process.

Використані скорочення

АБ – акумуляторна батарея

ВДЕ – відновлювані джерела енергії

ВЕС (СЕС) – вітряна (сонячна) електростанція

в.о. – відносні одиниці потужності

ЛЕС – локальна енергосистема

ЕЕС – електроенергетична система

ЕЛ – електролізер КВВП – коефіцієнт використання встановленої потужності

ПЕ – паливний елемент

РГ – резервний генератор

СНЕ – система накопичення енергії

у.о. – умовні одиниці енергії або ємності

Вступ

Перехід до вуглецево-нейтральних технологій вимагає як суспільних змін, так і трансформації енергетичних систем. Європейський Союз (ЄС) перебуває на передньому краї цього процесу, і поставив за мету досягнення кліматичної нейтральності до 2050 року [1]. Питання кліматичної сталості розраховані на тривалу перспективу, однак у світлі поточної безпекової ситуації саме енергетична безпека та доступність опинились у центрі уваги, принаймні найближчим часом. У середньостроковій перспективі проміжні цілі до 2030 року також посилюються згідно з планом RePowerEU [2]. Отже, декарбонізація та енергетична безпека стали провідними трендами в більшості країн. Прискорення будівництва енергетичних систем на основі новітніх джерел енергії, зокрема відновлюваних, є неминучим вибором для декарбонізації енергетичних систем, пом'якшення наслідків зміни клімату та досягнення вуглецевої нейтральності.

Висока частка відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) створює низку технічних проблем для стійкої та надійної роботи електроенергетичних систем, тому значною стає потреба у допоміжних послугах [3]. Крім правильного

використання гнучкості потреб споживачів, стабільність також контролюється шляхом оптимального вибору генерувальних установок. Хоча збільшення частки ВДЕ може зменшити викиди парникових газів і прискорити процес декарбонізації, непостійність і складна диспетчеризація вітрової та сонячної енергії суттєво ускладнює їх масштабну інтеграцію в енергетичні системи [4]. Життєво необхідним рішенням для сприяння застосуванню цих ВДЕ визнано зберігання енергії як засіб забезпечення стабільного постачання та запобігання непродуктивним втратам відновлюваної енергії. Перспективними технологіями для систем накопичення енергії (СНЕ) в енергосистемах з високим рівнем проникнення ВДЕ вважаються як традиційні установки зберігання енергії (здебільшого акумуляторні батареї), так і установки для електролізу води з подальшим використанням водню як проміжного енергоносія. Надзвичайно важливою є саме така система накопичення, яка дозволяє зберігати енергію впродовж тривалого часу, забезпечуючи міжсезонний баланс генерації та споживання. Зокрема, енергія ВДЕ може використовуватись для отримання водню шляхом електролізу, а зворотне перетворення водню на електроенергію забезпечать паливні елементи. Прикладом дослідження такої технології «енергія-водень», або Power-to-Hydrogen (PtH), яка використовує

водень як чисте та універсальне середовище зберігання енергії, є робота [5]. Досліджено оптимальний баланс між виробництвом і споживанням електроенергії, керування режимами роботи акумулятора та електролізера із забезпеченням рівноваги потужності.

Щодо участі СНЕ в регулюванні частоти розглядаються такі режими, як автономний, режим спільного використання кількох споживачами та координований режим роботи в ЕЕС. У координованому режимі СНЕ співпрацюють з тепловими електростанціями, дозволяючи об'єднаній системі швидко регулювати та підтримувати вихід енергії протягом тривалого часу. Використання надлишкової енергії для отримання газу як енергоносія – система «енергія-газ», або Power-to-gas (P2G) – це багатонадійна технологія накопичення енергії, яка використовує пристрої електролізу для перетворення надлишків відновлюваної електроенергії на водень або інше паливо на його основі. Очікується, що масштабна підключена до мережі електролізна система стане важливою підтримкою стабільності частоти електромережі в майбутньому.

Аналіз існуючих досліджень

З переходом до декарбонізації суспільства очікується, що в цьому переході водень відіграватиме ключову роль, оскільки його можна виробляти з відновлюваних джерел та використовувати у багатьох сферах. Вироблений з допомогою ВДЕ водень як енергоносіє може використовуватися не тільки в електроенергетиці, а й в інших галузях. Разом з тим, використання водневих технологій під час балансування режимів електроенергетичної системи (ЕЕС) відкриває нові можливості щодо розбудови вітрових та сонячних (фотоелектричних) станцій, оскільки зменшуються обмеження у виробленні електроенергії. В Україні недостатня кількість маневрової потужності на теплових електростанціях вже призводила до необхідності обмежувати генерування ВДЕ, для того щоб забезпечити стійкість роботи ЕЕС. Очевидно, що це зменшує рівень використання встановленої потужності ВДЕ, стримує їх інвестування та розбудову. Покращувати стан збалансованості ЕЕС доводиться за рахунок системи накопичення електроенергії [6]. Існують певні переваги різних типів накопичувачів, включно з електрохімічними технологіями зберігання енергії, технологіями механічного зберігання енергії та іншими. В цьому ряду використання водню розглядається як одна з найперспективніших технологій, яка може надавати різні послуги. Хоча водень наразі не в змозі конкурувати за вартістю з електрохімічним накопичувачем енергії на коротких термінах, проте він демонструє дуже високий потенціал щодо довготривалого зберігання енергії. Коли енергетична система переходить на відновлювану енергію як основний ресурс, довготривале зберігання електроенергії потребує днів або тижнів, а при переважанні сонячних електростанцій – і місяців, і зі збільшенням частки ВДЕ

засобів накопичення енергії буде потрібно дедалі більше. Водень може впоратися з тривалими періодами відсутності вітрової та сонячної енергії та ефективно підвищити стійкість енергетичних систем. Пораховано, що 1 мільйон тонн накопиченого водню є еквівалентом 33 ТВт-год енергії [4]. Сьогодні водень також зберігається у світі у великих масштабах у соляних печерах, підтримуючи хімічні заводи та нафтопереробні заводи. Найбільше окреме сховище в США може вмістити понад 100 ГВт-год водню (в енергетичному еквіваленті). Лише на прикладі Великої Британії потенціал зберігання водню перевищує 64 мільйони тонн, що забезпечує сховище 2150 ТВт-год. У роботі [7] зазначено, що у найближчій перспективі використання водню може зменшити викиди від існуючих енергоустановок, тоді як у довгостроковій перспективі електростанції, які повністю працюють на водні, можуть забезпечити гнучкість енергосистеми в разі поєднання з масштабним накопичувачем водню.

Незважаючи на те, що такі довгострокові рішення зазвичай розглядаються у глобальному мережевому масштабі, прогнозоване зниження вартості водневих технологій свідчить, що може існувати ринок менших модульних систем (мікромереж) для автономних споживачів. У цьому разі накопичення електроенергії з використанням водню здійснюється системою накопичення, що складається з електролізера, резервуара для зберігання водню та паливного елемента.

З розвитком відновлюваної енергетики кількість систем розосередженої генерації з властивостями мікромереж поступово збільшується, що висуває певні вимоги їх взаємодії з загальними електромережами. Актуальною є проблема, як повноцінно використовувати внутрішні ресурси мікромережі, гарантувати електропостачання та зменшити негативні фактори впливу на електромережі. Результати досліджень показують, що взаємодоповнюваність між мікромережами та гнучкою системою накопичувачів енергії може усунути проблеми збою живлення, зменшити залежність від загальної мережі, покращити проходження пікових режимів, сприяти повнішому використанню відновлюваної енергії [8, 9]. Але щоб охопити весь цикл заряджання-розрядки для сезонного зберігання, горизонт планування повинен становити цілий рік або більше, враховуючи сезонні зміни ВДЕ.

Якщо існують великі сезонні коливання потреб, а частка відновлюваної енергії становить понад 80 %, використання водню для накопичення енергії є більш вигідним, ніж традиційне акумуляування. Крім того, гібридна СНЕ (тобто поєднання акумуляторної батареї та водню) за ефективністю перевершує системи, що працюють лише з використанням одного типу зберігання. Зберігання водню в межах довгострокової стратегії може підвищити загальну економічну ефективність гібридних систем [10]. Предметом досліджень зазвичай є оптимальність поєднання компонентів

системи зберігання енергії зі структурою генерації [11, 12], зокрема за економічними показниками.

Як свідчить огляд публікацій за останні роки, можливості локальних систем зберігання енергії на основі водню вважаються як технічно здійсненними, так і економічно доцільними; питання в оптимальності розміру компонентів енергосистеми. Малими вважаються енергосистеми рівня від одностайних будинків до масштабу мікрорайону чи невеликого села, що не обмежує загальність підходу до систем іншого масштабу. Зазвичай розглядаються споживачі з піковими навантаженнями не вище кількох сотень кіловат [13]. Більшість таких досліджень зосереджено на автономних системах як складніших в сенсі гарантування стабільного енергозабезпечення.

Як приклад, у статті [14] представлено техніко-економічну оцінку автономної гібридної системи в сільській громаді з обмеженими можливостями мережі (Бангладеш). У складі оптимальної за розміром системи – 8,7 кВт фотоелектричної станції, 7 кВт-год літій-іонної батареї, 6 кВт електролізера, 1,8 кВт паливного елемента, 5 кг місткості водневого бака. Система накопичення водневої енергії (HESS) використовує водень (H_2) для зберігання енергії від ВДЕ, такої як сонячна та вітрова енергія, та управління нею, а потім перетворює її на водень за допомогою електролізу. Водень може бути використаний при потребі для виробництва електроенергії через паливний елемент (ПЕ; Fuel cell). Перевагами використання водню як системи зберігання є висока щільність енергії, гнучкість, висока ефективність, довговічність і екологічність. У роботі [15] запропоновано шість сценаріїв накопичення енергії, що враховують зберігання електричної та теплової енергії з водневою технологією або без неї, в поєднанні з фотоелектричною батареєю та вітровими установками. Пропоновані потужності компонентів визначаються багатоцільовою оптимізацією за критеріями приведеної вартості енергії ($LCOE$) і ймовірної втрати можливостей електропостачання ($LPSP$). Показано, що водень дозволяє досягти високої надійності енергозабезпечення: при інтегруванні з іншими технологіями зберігання енергії можна отримати надзвичайно високу надійність ($LPSP < 0,01$). Комбінування традиційних накопичувачів енергії та водневої системи має також найвищі економічні показники при високій надійності.

У розглянутому прикладі [13] для Італії отримано різні можливі конфігурації локальної енергосистеми (ЛЕС) залежно від роботи разом з загальною мережею чи автономно. Робота з мережею допускає різні комбінації обладнання – СЕС різної потужності, СЕС плюс акумуляторна батарея та додатково плюс водневий комплекс. Для автономної системи важливішою є можливість надійного самозабезпечення; отримано наступні оптимальні конфігурації: для провінції Агрієнто (південніше) це приблизно 12 кВт СЕС, ємність акумуляторної

батареї 26 кВт-год, потужність електролізера 1,5 кВт та паливних елементів – 5,5 кВт, ємність для водню 8,3 м³; для провінції Рим (північніше) це 21 кВт СЕС, ємність акумуляторної батареї 40 кВт-год, потужність електролізера 1,7 кВт та паливних елементів – 5,9 кВт, ємність для водню 14 м³. Крім кліматичних відмінностей, різним було й споживання: 9,0 МВт-год/рік в Агрієнто та 10,9 МВт-год/рік біля Риму. Крім того, виявляється, що повна самодостатність технічно неможлива в холодному кліматі, оскільки для цього потрібні компоненти нереалістичного розміру. Слід також впровадити кількісну оцінку невизначеності (довірчих інтервалів), припущення ВДЕ.

У роботі [16] пропонується оптимальна конфігурація автономної фотоелектричної-віetroвої-водневої-охолоджувальної системи. Як критерії оптимізації гібридної системи використовуються традиційні індекси ефективності: приведена вартість енергії ($LCOE$), втрата можливості електропостачання ($LPSP$) як рівень обмежень споживача, рівень обмежень генерації (PCR). Показник $LPSP$ ще називають індексом втрати навантаження (часткового), а PCR – втратою енергії, тобто непродуктивною втратою надлишкової енергії. Останні індекси мають технічний характер і можуть виступати як обмеження оптимізаційної задачі за заданих вимог до надійності енергозабезпечення, тоді як індекс $LCOE$ є суто економічним і здебільшого виконує роль цільової функції. Іншими обмеженнями є технічні параметри системи зберігання енергії (ємність, потужність, тривалість саморозряду тощо), а рівняннями стану – енергетичні характеристики засобів генерації (віетроустановок, фотопанелей, електролізера, паливного елемента). Порівняння різних систем показує, що додавання ще одного засобу зберігання енергії в СНЕ істотно зменшує $LCOE$ (в дослідженні [16] ішлося про зменшення на чверть). Важливим для отримання економічних оцінок є коректний вибір технічних параметрів. Як результат, у згаданому дослідженні для континентальної провінції в Китаї було отримано оптимальні параметри: потужність фотоелектричної системи 255 кВт, віетроустановки – 780 кВт, електролізера – 32 кВт, паливних елементів – 40 кВт, ємність накопичувача водню – 198 м³, рефрижератор – 36 кВт. Енергетична ефективність інвертора прийнята рівною 97 %, електролізу – 60 %, паливних елементів – 75 %. Енергоємність електролізу прийнята рівною 0,28 нм³/кВт, а паливного елемента – 1,55 кВт/нм³ [17]. Тут нм³ – об'єм газу (водню) за нормальних умов (тиску та температури). Звісно, ці результати є окремим випадком за конкретних умов, проте дають уявлення про реальні співвідношення в ЛЕС.

У роботі [18] оптимальною виявилася така комбінація обладнання: СЕС – 71 кВт; ВЕУ – 32 кВт; акумуляторна (літій-іонна) батарея – 14 кВт-год; паливний елемент – 20 кВт; електролізер – 18 кВт. Зрозуміло, що йдеться про обмеженого споживача (місячне споживання на рівні 15 МВт-год, або середня потужність – 20 кВт), але

співвідношення характеристик обладнання досить типове. При моделюванні процесів балансування потужності використано одногодинний крок за часом. Енергетична ефективність електролізу прийнята рівною 68 %, а результативність з паливними елементами – 46 %.

Отже, найбільш типові конфігурації гібридної мікромережі формуються в такий спосіб, що відновлювана генерація в цілому покриває потреби споживача, накопичення традиційних СНЕ відбувається в межах кількогодинного (до доби) споживання, а потужності електролізера й паливних елементів приблизно рівні середньому навантаженню. Окремі випадки стосуються різних вимог до надійності забезпечення, можливостей роботи з загальною мережею, наявності додаткових балансувальних засобів.

Постановка завдання

Стратегія керування потоками енергії для гібридної мікромережі з системою «енергія-газ» (P2G) має вирішувати кілька проблем, таких як максимальне використання відновлюваної енергії, належний контроль робочих обмежень стану заряду накопичувача та баланс попиту й пропозиції [19]. Крім цього, слід враховувати, що раптова зміна потужності як електролізера, так і паливних елементів може призвести до їх прискореної деградації. Отже, моделювання роботи такої мережі має враховувати потоки енергії як процеси, які характеризуються певною тривалістю та відхиленнями від усталеного режиму. В алгоритмі моделювання поточного стану гібридної енергосистеми з комбінованим накопиченням енергії зазвичай час роботи розбивається на окремі одиничні інтервали, тобто стан системи описується як дискретний процес [20]. На кожному часовому інтервалі визначається виробництво електроенергії з ВДЕ та її споживання, відповідно оновлюється енергетичний баланс. Одиничний часовий крок моделі має відслідковувати швидкоплинні зміни.

Традиційні задачі лінійного програмування орієнтовані на детермінований тип рівнянь. Однак застосування мінливих ВДЕ, а також випадковий характер електричного навантаження, потребують постановки стохастичної задачі й відповідних методів розв'язку. Оскільки задача оптимізації орієнтована на інтереси інвестора, до факторів стохастичності відносять також ринкову вартість електроенергії [21]. Традиційне представлення випадкових процесів – декомпозиція на детерміновану (зазвичай осереднену) та суто стохастичну складову. Якщо детермінована (трендова) складова побудована осередненням, то математичне очікування стохастичної частини має бути нульовим. Такий підхід дозволяє отримати кращі результати, порівняно з детермінованими моделями. Предметом досліджень є способи побудови елементів декомпозиції та розрахунку їх числових параметрів. Числові оцінки вбудовуються в математичну модель, яка імітує поведінку сукупного результату як суперпозиції кількох процесів. Зважаючи на ймовірнісні

властивості окремих процесів, показники підсумкового процесу можна отримати методами Монте-Карло з достатньою кількістю прогонів (випадкових реалізацій на прийнятному часовому інтервалі). З огляду на періодичність роботи енергосистеми за часовий інтервал звичайно вибирається доба, а елементарний крок по часу – не більше години. Так само можна уникнути складнощів аналітичного представлення і розв'язку, а пошук оптимального складу системи чи режиму роботи в умовах невизначеності можна здійснювати перебором незалежних параметрів за вибраним алгоритмом. Це дає змогу отримати також розподіл імовірностей шуканих показників, звідки знаходимо довірчі інтервали, показники надійності тощо.

Детермінована складова описує стаціонарні властивості й оцінюється за набором історичних даних про поведінку шуканого процесу. Осереднені показники формуються за даними цілого року чи певного сезону або місяця, і представляються таблично або апроксимуються алгебраїчними функціями (зазвичай фрагментами ряду Фур'є) [22]. Наприклад, в роботі [23] ця складова розбивається на лінійний тренд, а також суму річного (який може включати сезонні), тижневого та добового циклів, що потребує значної кількості коефіцієнтів апроксимації. Втім, якщо певний коефіцієнт виявиться статистично незначущим (з прийнятним рівнем достовірності), він може бути виключеним.

Стохастичну складову пропонується моделювати процесом Орнштейна – Уленбека [24], який описує коливання навколо стаціонарної складової з певним розмахом, темпом та тривалістю відхилень. Може додаватись також незалежна складова з розподілом Пуассона, для характеристики значних змін низької ймовірності.

Результати дослідження

Розглянемо ймовірнісний підхід до оцінки роботи гібридної ЛЕС в автономному режимі. Задача підбору обладнання полягає у забезпеченні потреб споживача з певною надійністю, наприклад рівень втрат навантаження (недостатньої потужності генерації) не перевищує певного відсотка загального часу (індекс імовірності втрати навантаження *LOLP* – loss of load probability) чи загальних потреб в енергії (індекс імовірної втрати живлення *LPSP* – loss of power supply probability). Під втратою навантаження розуміємо зменшення можливостей із забезпечення потреб в енергії, відповідно обмежене постачання. Зазначимо, що в разі наявності централізованої мережі замість втрат енергії чи навантаження буде обмін з мережею в тих самих обсягах. Імовірнісна модель передбачає наявність випадкової складової навантаження (споживання електроенергії); генерація вітрової та сонячної електростанцій мають випадкову складову через їхню природу. Приклад моделювання випадкової складової процесів генерації та споживання описано, зокрема, в [22].

Як джерела енергії розглядаємо сонячну електростанцію та вітроелектричну установку чи вітростанцію. Для балансування потужностей генерації та споживання передбачено традиційну електрохімічну акумуляторну батарею (АБ), а також резервний генератор типу дизель-генератора (РГ). Алгоритм взаємодії обладнання описано, зокрема, в [25]. Як приклад навантаження вибрано споживання електроенергії населеним пунктом (середня споживана потужність близька до 1 МВт. Оскільки і споживання, і генерація (особливо сонячна) істотно змінюються впродовж року, розглянуто чотири

місяці як середини відповідних сезонів, проміжні значення впродовж року можна отримати інтерполяцією. Характер змін навантаження зображено на рис. 1. Приклади навантаження та синхронних значень швидкості вітру і сонячної радіації взято з кількарічних спостережень у південному регіоні України, в Запорізькій обл. [26]. Зважаючи на значну відмінність літніх та зимових потужностей, розглядаємо довготривале (міжсезонне) зберігання енергії шляхом накопичення водню, отриманого електролізом (ЕЛ), з подальшим поверненням електроенергії паливними елементами (ПЕ).

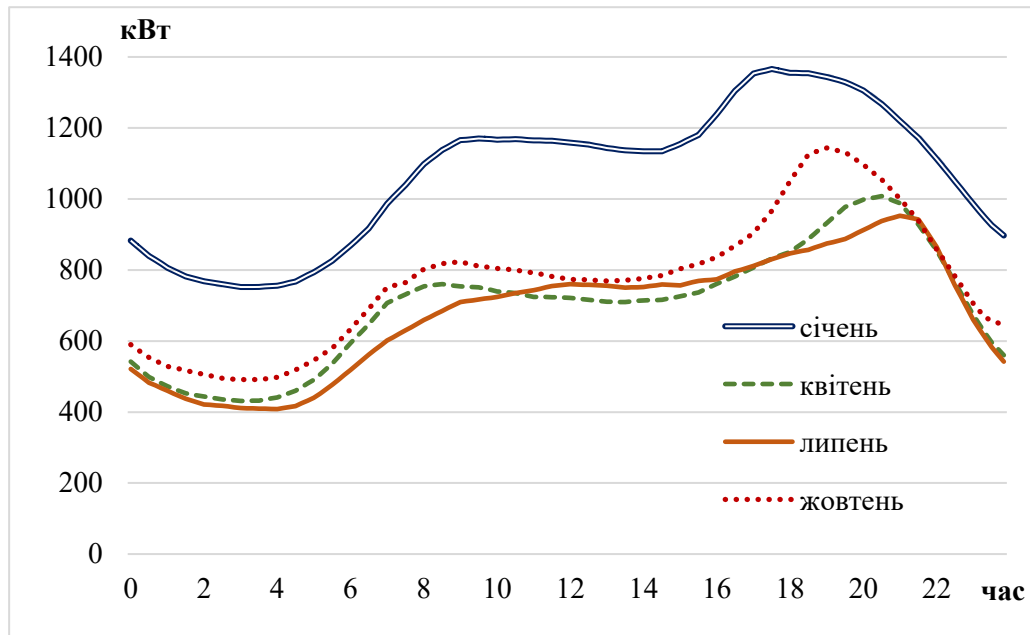


Рис. 1. Сезонний характер добового ходу споживання електроенергії населеним пунктом

Fig. 1. Seasonal daily course of electricity consumption by the settlement

Щодо вітрових умов у досліджуваному регіоні було отримано такі середньомісячні швидкості: січень – 6,9 м/с; квітень та жовтень – 7,4 м/с; липень – 6,0 м/с. Оскільки регіон приморський, швидкості досить значні й визначалися на висоті, характерній для сучасних ВЕУ (60–100 м). Для ВЕУ малої та середньої потужності (40–60 м) відповідні швидкості зменшуються приблизно за логарифмічним законом. Коефіцієнти варіації поточної швидкості відносно середнього приблизно рівні 0,5; розподіл випадкових значень відповідає функції Вейбула.

Алгоритм роботи системи (рис. 2) передбачає неперервну генерацію електроенергії від ВЕС та СЕС, і синхронне її споживання. Надлишки генерованої енергії спрямовано на заряд АБ до заповнення її ємності; надалі надлишок енергії використовується для електролізу з накопиченням водню в певній ємності. В разі недостатньої потужності генерації використовується енергія АБ; при її розряді до мінімально допустимого рівня вмикається РГ, який працює до припинення

негативного балансу і далі для заряду АБ до певного рівня (в цьому прикладі до половини робочого діапазону по ємності). Якщо після вмикання РГ потужності все ще не вистає, використовуються ПЕ на запасах водню (в загальному випадку ПЕ можуть вмикатися раніше, ніж РГ, це залежить від пріоритетності засобів регулювання). Параметри обладнання та розмір сховища водню мають забезпечити надійне енергопостачання з заданою ймовірністю.

Математична модель роботи обладнання відображає випадкову природу процесів та враховує потребу синхронного врахування поточних станів різних елементів системи. Отже, поточні потужності та стан заряду акумулятивного обладнання представлені у вигляді тривалого процесу з дискретним часом; у цьому дослідженні розглядаються 10-хвилинні часові інтервали (Δt) відповідно до темпу змін параметрів системи. Одиначною реалізацією процесу вважаємо добу, через природну циклічність генерації та споживання.

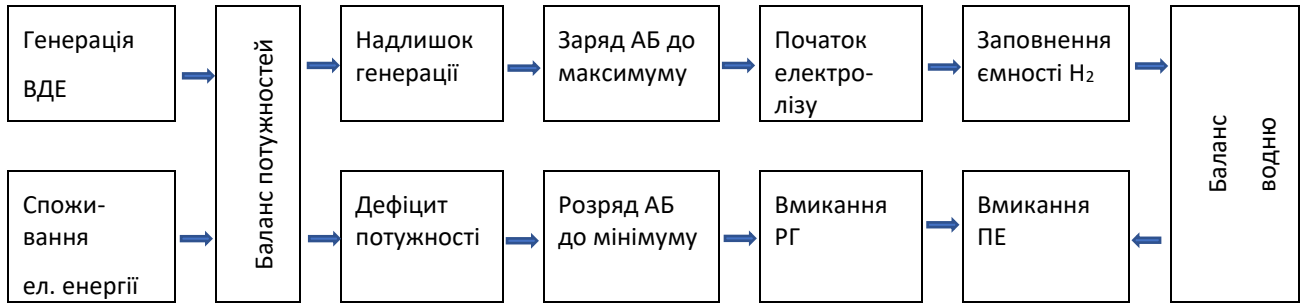


Рис. 2. Послідовність балансування потужностей

Fig. 2. Power balancing sequence

Електричне навантаження (споживання енергії), як видно з рис. 1, можна представити у вигляді певної осередненої за місячними даними кривої (добового тренду), поправки на відхилення середньодобової ситуації від середньомісячної та випадкових поточних флуктуацій:

$$P(t) = \omega(t) + \sigma_{ad} \cdot \varepsilon + U(t), \quad (1)$$

де $\omega(t)$ імітує типову поведінку впродовж доби (добовий хід чи лінія тренду); σ_{ad} – це стандартне відхилення середньодобових значень; ε – нормальна стандартна випадкова величина.

Поточні флуктуації для кожного інтервалу часу розраховано за формулою процесу Орнштейна – Уленбека:

$$U(t_k) = U(t_{k-1}) \cdot e^{-\beta \cdot \Delta t} + \frac{\sigma_v}{\sqrt{2\beta}} \sqrt{1 - e^{-2\beta \cdot \Delta t}} \cdot \varepsilon. \quad (2)$$

Числові параметри процесу (σ , β та інші) розраховуються шляхом реаналізу наявних статистичних даних за тривалий період.

Аналогічно до (1) моделюється поведінка швидкості вітру, з умовою підпорядкування щільності розподілу не

нормальному закону, а розподілу Вейбула; зауважимо, що при значних (понад 5 м/с) середніх швидкостях вітру гіпотези обох розподілів є достовірними. Перехід від швидкості вітру до потужності ВЕУ здійснюється за паспортною енергетичною характеристикою установки; математична модель може використовувати, наприклад, логістичну криву залежності від швидкості вітру:

$$P_w(v) = \frac{P_N}{1 + a_1 e^{a_2 v}}, \quad (3)$$

де P_N – номінальна потужність (кВт чи відносна, приведена одиниця); v – швидкість вітру (м/с);

параметри a_i апроксимують реальну характеристику в межах робочого діапазону.

Сонячна генерація $P_s(t)$ моделюється також як сума середніх значень та випадкових відхилень [27], але тут флуктуації представлено композицією нормального та рівномірного розподілів.

Сумарний баланс потужностей як різниця генерації та навантаження в поточний момент часу для описаної вище енергосистеми матиме вигляд:

$$V(t) = P_w(t) + P_s(t) - P_U(t) \pm P_A(t) + P_G(t) - P_{El}(t) + P_{FC}(t) = V_R(t) - P_{El}(t) + P_{FC}(t), \quad (4)$$

де $P_U(t)$ – навантаження (поточне споживання електроенергії); $P_G(t)$ – потужність резервного генератора (РГ); $P_{El}(t)$ – потужність електролізу (ЕЛ); $P_{FC}(t)$ – потужність паливних елементів (ПЕ); $P_A(t)$ – потужність акумуляторних батарей (АБ). Окремо позначено $V_R(t)$ – баланс гібридної системи без водневої складової.

Поточний стан заряду АБ позначимо як $C_A(t)$; інше позначення SoC (State of Charge) відповідає умові $C_{min} \leq SoC(t)$

$$C_A(t) = C_A(t - \Delta t)(1 - \xi) + \left(P_s(t) + P_w(t) - \frac{P_U(t)}{\eta_{inv}} \right) \Delta t \cdot \eta_{bat}, \quad (5)$$

за умови перевищення генерованої потужності над споживаною й коли рівень зарядженості нижче максимального. Тут ξ – показник, що характеризує саморозряд

батарей; η_x – показник ефективності (ККД) відповідного перетворювача, інвертора чи зарядного пристрою.

При розряджанні батарей:

$$C_A(t) = C_A(t - \Delta t)(1 - \xi) - \left(\frac{P_U(t)}{\eta_{inv}} - [P_s(t) + P_w(t)] \right) \Delta t. \quad (6)$$

На практиці показник саморозряду досить малий, і для малих часових проміжків (до 1 год) можна вважати $\xi \approx 0$. Режим роботи генератора залежить від заданого алго-

ритму (умови вмикання / вимикання). В цій задачі використано описану вище умову роботи як на усунення поточного небалансу, так і на заряд АБ:

$$P_G(t) = \begin{cases} P_g, & [P_{RES}(t) + P_A(t) - P_U(t) < -0] \text{ (вмикання РГ)} \\ P_g, & [P_G(t - \Delta t) = P_g] \wedge [C_A(t) < \zeta C_m] \text{ (зарядка АБ), } 0 < \zeta \leq 1 \\ 0, & \text{інше ...} \end{cases} \quad (7)$$

Прикінцевим пристроєм у процесі балансування є комплекс електролізер-паливний елемент (ЕЛ-ПЕ). Опис накопиченого заряду та постачання енергії ана-

логічний виразам (5), (6) для АБ.

Для електролізу стан накопичення заряду:

$$C_{H_2}(t) = C_{H_2}(t - \Delta t)(1 - \xi_{H_2}) + \left([P_S(t) + P_W(t) - \frac{P_U(t)}{\eta_{inv}}] \Delta t - \frac{C_A(t) - C_A(t - \Delta t)}{\eta_{bat}} \right) \eta_{El}, \quad (8)$$

де η_{El} – показник ефективності електролізу (ККД процесу перетворення енергії). Накопичення водню може вимірюватися в одиницях об'єму (нм^3), а енергетична ємність у кВт-год відповідає прямому використанню його як палива. Саморозряд водневих ємностей ξ_{H_2} відповідає можливим відносним втратам водню. Перерахунок витраченої електроенергії в отриманий

водень – за відповідним питомим показником (звичайно приймається близько $0,2 \text{ нм}^3/\text{кВт-год}$).

Витрати водню на підтримку енергосистеми передбачено у випадках, коли потреби споживача не збалансовані поточною генерацією, тобто вираз у великих дужках правої частини (8) стає від'ємним, та визначатимуться ефективністю паливних елементів:

$$P_{FC}(t) = [C_{H_2}(t) - C_{H_2}(t - t)](1 - \xi_{H_2}) \eta_{FC} \leq P_{FC}^{\max}, \quad (9)$$

де η_{FC} – енергетична ефективність ПЕ (ККД процесу).

Урахування енергетичної ефективності процесу ЕЛ-ПЕ множителем ($\eta_{El} \cdot \eta_{FC}$) дозволяє визначати фізичний обсяг водню (масу чи об'єм) безпосередньо в математичній моделі. При цьому поточний стан запасів водню розраховується або як накопичення з урахуванням доступної ємності, потужності електролізу та його ефективності,

або як витрати з урахуванням потужності паливних елементів, з урахуванням тривалості процесу. Підсумковий небаланс потужностей в енергосистемі зменшується відповідно або на доступну потужність електролізу (при надлишковій генерації), або на потужності паливних елементів, з урахуванням їх ефективності.

Поточний стан ємності з воднем можна описати виразом:

$$C_{H_2}(t) - C_{H_2}(t - \Delta t) = \begin{cases} \min\{V_R(t); P_{El}^0\} \Delta t \cdot \eta_{El}, & V_R(t) \geq 0 \\ \max\{V_R(t)/\eta_{FE}; -P_{FC}^0\} \Delta t, & V_R(t) < 0 \end{cases} \quad (10)$$

де P_{Ek}^0, P_{FC}^0 – номінальні потужності ЕЛ та ПЕ відповідно. Саморозрядом нехтуємо.

Отже, електроенергія, яка повертається в систему на потреби споживача, двічі втрачає частину початкової величини пропорційно енергетичній ефективності електролізу та паливних елементів. Величина втрат через саморозряд на коротких часових інтервалах є незначною і може ігноруватись при розрахунках поточної потужності, однак в річному обсязі такі втрати можуть досягати кількох відсотків; доцільніше враховувати їх у підсумку окремим множителем.

Вибір генерувальних потужностей у локальній енергосистемі залежить як від технічних умов, так і від вибору замовника, обумовленого різними обставинами. Як свідчить наведений огляд публікацій та практичний досвід, у сучасних локальних енергосистемах на базі ВДЕ перевага надається сонячним електростанціям, внаслідок суттєвого здешевлення обладнання та простоти монтажу фотопанелей. Однак нічний час лишається незаповненим; вирішенням є ВЕС чи окремі вітроуста-

новки (ВЕУ). Співвідношення потужностей вибирається таким, щоб у річному вимірі генерована ВДЕ енергія відповідала спожитій, з урахуванням технологічних втрат і певного запасу надійності. На цій підставі як приклад розглядається комбінація показників генерувального та накопичувального обладнання, яка близька до наведених в огляді прикладів.

Для зручності вважаємо середню потужність навантаження рівною відносній одиниці (в.о.), а режим навантаження – відповідним до споживання невеликого населеного пункту (рис. 1). У використаних нижче фактичних даних цей рівень був у межах 400–1400 кВт, з урахуванням випадкових відхилень. Для визначеності за одиницю прийнято середнє навантаження квітня: 1 в.о. = 700 кВт. Для показників енергії та ємності акумуляторів далі прийнято розмірність (в.о.-год), або умова одна (у.о.). В цьому прикладі 1 у.о. = 700 кВт-год. Кліматичні умови характерні для південних регіонів України [28]. Вхідні дані щодо параметрів обладнання наведено в табл. 1.

Таблиця 1. Прийняті параметри обладнання

Table 1. Adopted equipment parameters

Показник	січень	квітень	ли- пень	жов- тень
КВВП ВЕС (k_w)	0,36	0,40	0,28	0,42
КВВП СЕС (k_s)	0,07	0,19	0,23	0,12
Спожи- вання, кВт	1070	700	680	770
Генерація, кВт	ВЕС 700; СЕС 3500; РГ 70			
Накопи- чення	АБ 4200 кВт-год; ЕЛ 1400 кВт; ПЕ 1000 кВт			
Ефек- тивність	$\eta_x = 0,97$; $\eta_{EI} = 0,7$; $\eta_{FC} = 0,6$			

У приведених до номінальної потужності одиницях (в.о.): $P_U(t) \leq 1,53$; $P_W(t) \leq 1$ ($P_H = 1$); $P_S(t) \leq 5$; $C_m = 6$; $P_A(t) \leq 6$; $P_g = 0,1$; $P_{EI}(t) \leq 2$; $P_{FC}(t) \leq 1,4$. Середнє споживання у квітні становило 1,0; у липні – 0,95; у жовтні – 1,10; у січні – 1,53 (в.о.). Показники ефективності вибрано як типові, хоча щодо них відповідно до наведеного вище огляду зустрічаються істотні відмінності.

При вибраних показниках КВВП (коефіцієнти використання встановленої потужності ВДЕ) середньорічна потужність генерації мала б відповідати середньому споживанню (1,15 в.о.), звичайно за умови повного використання всієї генерованої енергії. Параметри комплексу ЕЛ-ПЕ мають бути вибрані так, щоб забезпечити використання всієї надлишкової генерації, в такий спосіб визначивши верхню межу потреб у використанні водню як проміжного енергоносія.

Моделювання роботи такої локальної енергосистеми в автономному режимі виконано з кроком по часу 10 хв, моделюється добова реалізація процесів генерування, накопичення та споживання енергії; для отримання накопичувального ефекту в системах збереження енергії використовуються кумулятивні суми. Якщо за одиницю потужності взято відносну одиницю, то кумулятивна сума покровових потужностей з урахуванням часового інтервалу матиме розмірність в.о.-год, або умовна одиниця (у.о.). Далі для статистичних оцінок використовуються до 1 тис. реалізацій.

При моделюванні добової реалізації енергетичного балансу прийнято, що початковий заряд АБ може бути випадковим у межах розподілу ймовірних значень на кінець доби. Однак в енергодефіцитний період (у цьому разі зимовий сезон) акумулятор до ранку зазвичай розряджається повністю, що враховано при розрахунках. Початковий стан накопичення водню в першу добу задається випадковим чином, як для АБ, а в наступні дні визначається з накопичувальним ефектом. У цьому

різниця систем збереження енергії: традиційний електрохімічний акумулятор слугує для поточного балансування, а водневий – для довготермінового.

За умови, що сукупна генерація в річному вимірі відповідає споживанню, впродовж року баланс може бути надлишковим (переважно влітку) і негативним (взимку), зважаючи на значну частку сонячної енергетики. Існує певна ймовірність негативного балансу навіть у весняно-літній сезон. Отримані результати відображають імовірнісний стан енергосистеми з негарантованою потужністю, коли навіть за дубльованого резервування можливий негативний баланс потужностей. Неприятливі обставини при цьому – відсутність належної потужності ВДЕ (так званий темний штиль), розряджена АБ, потужність РГ не покриває небалансу, а продуктивність ПЕ недостатня. Ймовірність такої ситуації має бути низька, але не нульова. Результати розрахунку електроенергетичного балансу системи для різних кліматичних умов наведено в табл. 2. За набором випадкових реалізацій визначено середні значення, середньоквадратичні відхилення та діапазон граничних відхилень від середнього – абсолютні екстремуми й ті, що в довірчому інтервалі 0,95 (симетричному), тобто 5 % спостережень можна вважати екстремальними відхиленнями або випадковими викидами (по 2,5 % у більший і менший бік).

Таблиця 2. Середні значення та граничні відхилення небалансів потужності (в.о.)

Table 2. Average values and marginal deviations of power imbalances (r.u.)

Баланс $V(t)$		січень	квітень	ли- пень	Жов- тень
Середнє		-0,17	0,12	0,14	0,02
СКВ		0,28	0,40	0,40	0,26
Макси- мум	абс.	0,98	2,85	3,0	2,25
	95 %	0,0	1,65	1,60	0,90
Мінімум	абс.	-1,4	-0,60	-0,40	-1,55
	95 %	-0,95	-0,0	-0,0	-0,41

Як свідчить оцінка довірчих інтервалів у табл. 2, значні відхилення мають низьку ймовірність, тобто значуща кількість небалансів потужності (до 95 %) має абсолютні значення у 2-3 рази менші за максимальні. Тому оцінка індексів надійності має супроводжуватися значенням довірчої ймовірності.

Для визначення ймовірності обмежень навантаження (індекс $LOLP$) важливим є не лише величина небалансу, але його розподіл, а саме тривалість негативного балансу. Натомість для ймовірної втрати можливостей електропостачання ($LPSP$) істотним є обсяг недопостаченої енергії. Розглянемо поведінку енергосистеми на

прикладі характерних місяців, вибраних як середини відповідних пір року.

З огляду на аналіз розподілу модельованого електроенергетичного балансу системи для кліматичних умов **квітня** на нульовий баланс припадає до 88 % імовірних випадків; негативний баланс спостережено менш ніж у 1 % випадків. Позитивний баланс становить до 11 % випадків. Середня потужність надлишкового балансу (втрат енергії) становила 0,12 (в.о.), а негативного балансу (обмежень навантаження) – 0,003. Це відповідає індексам надійності: $LOLP \approx 0,0$ (імовірність негативного балансу); $LPSP = 0,3$ % (частка втраченого навантаження). За втратами енергії рівень обмежень генерації $PCR = 0,88$.

Як свідчить табл. 2, весняно-літній період в разі переважання сонячної генерації в ЛЕС практично повністю забезпечує поточне споживання і має надлишковий баланс енергії, який спрямовується на накопичення водню. Осереднені показники накопичення для умов квітня становлять близько 4,7 у.о. енергії на добу; при відносній одиниці, еквівалентній 0,7 МВт, це становить 3,3 МВт-год електроенергії, або 660 нм³ (60 кг) водню.

Темпи накопичення енергії водневим акумулятором близькі до лінійних, в окремі дні з екстремальними значеннями (у межах від 0 до 15 у.о.). Впродовж доби (особливо вночі) можливі ситуації не накопичення, а використання водню навіть у переважно сонячний сезон, що враховується при осередненні за тривалий час. Величина початкового заряду, після якого водневий акумулятор вже не розряджається повністю, для умов квітня становить близько 10 одиниць, тобто досягається вже на другу-третю добу з початку роботи електролізу.

Влітку темпи накопичення водню зростають, зважаючи на співвідношення потужності СЕС до ВЕС як 5 до 1 (швидкість вітру мінімальна, зате максимум сонячної радіації), при цьому споживання енергії в **липні** дещо менше, ніж у квітні (680 кВт замість 700). Середній темп накопичення водню оцінюється як 6,7 на добу; це відповідає 4,7 МВт-год електроенергії, або 940 нм³ (84 кг) водню. Графік накопичення близький до лінійного. Ймовірність негативного балансу близька до нуля. Збалансований стан спостерігався у майже 86 % випадків, решта – надлишкова генерація (можливі втрати енергії). Середня потужність надлишкового балансу становила 0,14 (в.о.). Отже, рівень обмежень генерації $PCR = 0,86$.

Для умов **жовтня** характерне зменшення сонячної активності й деяке зростання вітрової, дещо зростає навантаження (до 770 кВт, або 1,1 в.о.). Загальний баланс генерації та споживання близький до нуля; деяке накопичення водню ще можливе в окремі дні, хоча частіше спостерігається його використання (рис. 3). Середній добовий темп використання водню оцінено у 1,4 одиниць, тобто близько 1,0 МВт-год електроенергії, або 200 нм³ (18 кг) водню. Протягом 86 % часу система збалансована, а обмеження навантаження спостерігаються 8 % часу, хоча в енергетичному вимірі рівень утрат становив близько 3 %. Середня потужність надлишкового балансу (втрат енергії) становила 0,044 (в.о.), а негативного балансу (обмежень навантаження) – 0,024. Індекси надійності: $LOLP = 0,08$; $LPSP = 2,8$ %. Спостерігається значна різниця між абсолютним розмахом небалансів та довірчим інтервалом 0,95; значний рівень окремих відхилень від середнього (випадкових викидів) якраз характерний для мінливої погоди жовтня. Так, з вірогідністю 0,95 індекс надійності $LOLP$ становив би 0,05.

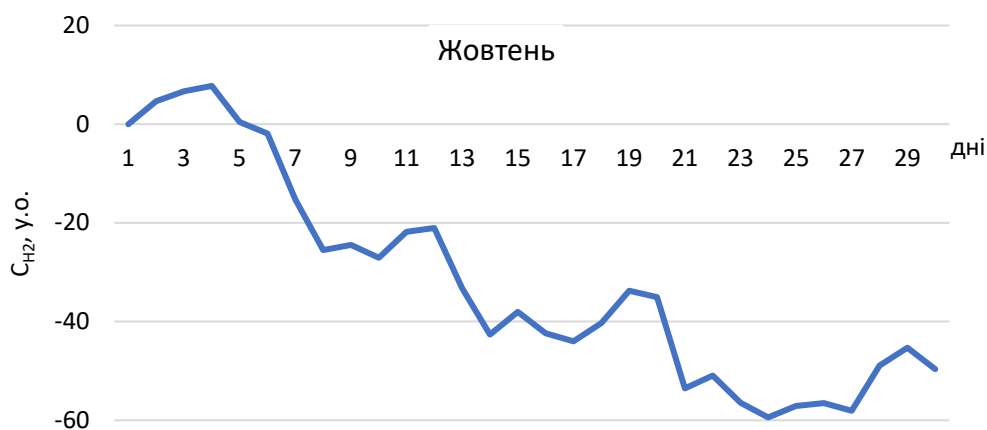


Рис. 3. Приклад витрачання енергії водневим акумулятором (жовтень)

Fig. 3. An example of energy consumption by a hydrogen battery (October)

Для умов **січня** сонячна активність мінімальна, вітрова помірна, а навантаження значно більше (1070 кВт, або 1,53 в.о.). За цих умов використовується накопичений раніше водень, але повернення електроенергії відбувається після подвійного перетворення, з відповідними втратами (див. табл. 1). Середній темп витрат водню оцінено як 16 одиниць, тобто 2240 нм³ (200 кг) водню.

Загальний час повної збалансованості енергосистеми становить 62 %, решту часу має забезпечуватися з інших джерел або споживання має обмежуватися. Обмеження навантаження спостерігаються решту часу, хоча в енергетичному вимірі рівень втрат навантаження становив близько 0,17 (або 11 % січневого споживання). Середня потужність надлишкового балансу (втрат енергії)

становила менше відсотка. Значні рівні негативного балансу (див. табл. 2) виникають через невисоку потужність паливних елементів (меншу від споживання), на які припадає більша частка навантаження. Індекси надійності: $LOLP = 0,38$; $LPSP = 11\%$.

Якщо інтерполювати отримані вище місячні показники щододової зміни заряду водневого акумулятора на весь рік, для вибраної в табл. 1 конфігурації ЛЕС побачимо

позитивні показники у весняно-літній період, та переважно негативні – в осінньо-зимовий (рис. 4). Як одиницю водневого еквіваленту енергії використовуємо умовні одиниці (у.о.). Однак варто зауважити, що кількісні показники по водню отримано осередненням значної кількості реалізацій (до 1 тис.); показники окремої доби мають значну волатильність, тобто наявна кількість водню в сховищі має певну вірогідність.

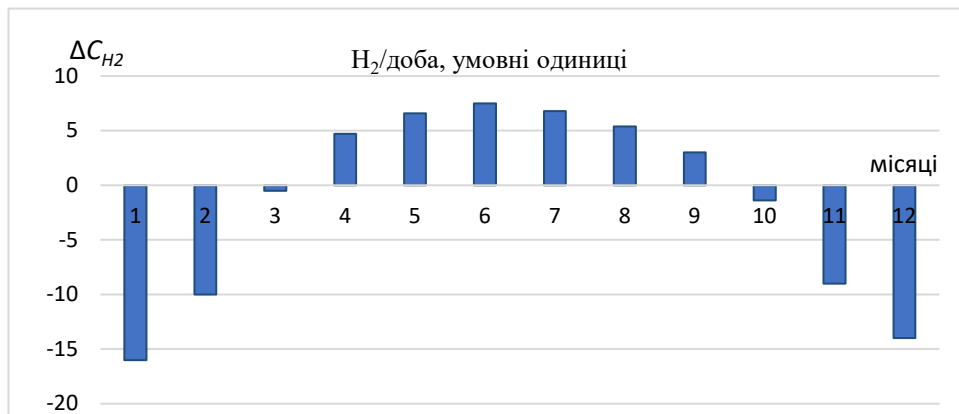


Рис. 4. Темпи щододового надходження водню

Fig. 4. Rates of daily hydrogen supply

Розрахунок кумулятивних сум, починаючи з моменту накопичення водню, вказує на його нестачу вже в кінці зими, відповідно отримуємо значний рівень небалансу потужностей. Звичайно, якщо розрахувати загальне споживання за рік та загальну генерацію ВДЕ відповідно до табл. 1, то вони мають бути рівними. Деякі втрати залежать від ефективності АБ (0,95), проте додатково є генерація РГ: при номінальній потужності 0,1 середня потужність РГ становила 0,016 у квітні, 0,012 – у липні, 0,033 – у жовтні, 0,071 – у січні, тобто в середньому за рік 0,033 при номінальній потужності 0,1 (в.о.). Проте головним джерелом втрат і підсумкового небалансу є низька енергетична ефективність водневого комплексу ЕЛ-ПЕ, коли сумарна енергетична ефективність допускає втрату більше половини конвертованої енергії.

Як забезпечити кращий баланс в сезон недостатньої генерації? Розглянемо на прикладі січня. Нехай ПЕ мають потужність не 1,4, а 2,0. Тоді середній баланс потужностей зросте до $-0,09$ порівняно з попереднім $-0,17$ (табл. 2). При цьому витрачання водню зросте до 21,4 на добу (3000 нм³ або 270 кг). Нульовий баланс спостерігався б 78 % часу. Індекси надійності становили б: $LOLP = 0,18$; $LPSP = 5,9\%$, тобто покращились би приблизно вдвічі. Звичайно, це можливо при забезпеченні воднем у належній кількості.

Якими будуть зміни (загальний баланс потужностей та зміни запасів водню) за інших параметрів деяких компонентів (ВЕС, СЕС, генератора та ін.)? Результати середньомісячного балансування та середньодобових накопичень водню при зміні лише одного з компонентів наведено в табл. 3. Початковий стан (для порівняння) відповідає табл. 1.

Таблиця 3. Чутливість водневого балансу до складу ЛЕС

Table 3. Sensitivity of the hydrogen balance to the composition of LES

Місяць	Показник	Початкова	ВЕС = 2	СЕС = 7	$P_g = 0$	ЕЛ = 3	ПЕ = 2	С = 8
Квітень, 700 кВт	Баланс (в.о.)	0,12	0,21	0,34	0,11	0,03	0,11	0,11
	Втрати (в.о.)	-0,003	0,000	-0,001	-0,005	-0,002	0,000	-0,001
	ΔC_{H_2} (у.о.)	4,7	8,7	7,3	3,6	5,7	4,4	4,5
Липень, 680 кВт	Баланс (в.о.)	0,14	0,20	0,45	0,13	0,04	0,14	0,13
	Втрати (в.о.)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	ΔC_{H_2} (у.о.)	6,7	9,2	9,4	5,9	8,4	6,6	6,3

Місяць	Показник	Початкова	ВЕС = 2	СЕС = 7	$P_g = 0$	ЕЛ = 3	ПЕ = 2	С = 8
Жовтень, 770 кВт	баланс (в.о.)	0,02	0,08	0,14	0,01	-0,015	0,033	0,02
	Втрати (в.о.)	-0,024	-0,012	-0,015	-0,035	-0,021	-0,009	-0,017
	ΔC_{H_2} (у.о.)	-1,4	3,5	0,4	-3,2	-1,2	-2,3	-1,2
Січень, 1050 кВт	баланс (в.о.)	-0,17	-0,1	-0,135	-0,22	-0,17	-0,085	-0,16
	Втрати (в.о.)	-0,17	-0,1	-0,135	-0,22	-0,17	-0,085	-0,16
	ΔC_{H_2} (у.о.)	-16,3	-8,4	-13,3	-18,0	-16,5	-19,5	-15,0

Показники накопичення водню в табл. 3 подано як математичні очікування, при цьому вони мають значну волатильність (коефіцієнти варіації близькі до 1). За результатами змін у поточному балансуванні можна оцінити вплив різних складових на збалансованість енергетичного комплексу. Очевидним є покращення збалансованості в разі зростання потужності генерації. При цьому визначальним є зимовий сезон, коли сонячна генерація незначна, а споживання помітно зростає. У січні збільшення потужності сонячної генерації впливає не так помітно, як вітрової: для СЕС відносний приріст накопичення водню $\Delta C_{H_2} / \Delta P_S$ становить 3/2, тоді як для ВЕС пропорція $\Delta C_{H_2} / \Delta P_W$ досягає 8/1. Влітку відмінності не такі помітні, відповідно 2,7/2 і 2,5/1. Наявність резервного генератора також збільшує можливості накопичення водню; відносний приріст C_{H_2} становив 0,8/0,1 влітку, та 1,7/0,1 взимку. Вплив РГ у відносному вимірі більший, ніж ВДЕ, зважаючи на коефіцієнти використання встановленої потужності ВЕС та СЕС, але в абсолютних показниках незначний (крім того, це витрати палива з відповідними наслідками). Зимові місяці найчутливіші до складу енергосистеми, оскільки для них характерні найбільші невідповідності між генерацією та споживанням.

Збільшення потужності електролізу впливає переважно на можливості накопичення водню, тому є істотним у літні місяці; натомість збільшення паливних елементів визначає можливості витрачання водню, тому їх роль важливіша взимку. Відповідно, обсяг електролізу визначає можливості сезонного акумулювання, а паливних елементів – поточний баланс. Традиційний акумулятор (АБ) в цій конфігурації має найменший вплив на баланс водню.

Отже, вибрані в попередньому прикладі (табл. 1) потужності ЛЕС виявилися недостатніми для надійного річного балансування в автономному режимі. Виходячи з отриманих залежностей з табл. 3 можна підібрати комбінацію параметрів, за якої сукупний баланс по запасах водню буде позитивним, без втрати можливості до балансування потужностей. Так, варіант ВЕС = 2 (В2) дає запас по водню в кінці зимового сезону на рівні 30 у.о., а СЕС = 7 (С7) – 7,5 у.о. (це близько до повної річної збалансованості з мінімальними втратами енергії). Для варіанту С7 максимальний запас у фізичних одиницях становить 210 тис. нм³, або 19 т; мінімальний запас – 31 тис. нм³, або 2,8 т. Звичайно, реальну ємність

резервуару для водню (м³) потрібно визначати з урахуванням стиснення газу; фактичний об'єм резервуару буде в десятки чи навіть сотні разів меншим. Нульовий баланс можна очікувати також, наприклад, для варіанту С6+ПЕ2, при решті потужностей як у табл. 1, при цьому обмеження споживання були б не нижче 0,93.

Розглянемо внесок різних складових ЛЕС в балансування потужностей на прикладі С7. На рис. 5 зображено осереднені дані імітаційної моделі. Потужність електролізу позначена як негативна з огляду на його внесок у сумарний баланс як споживача, а не генератора.

Загальний баланс потужностей складається так, що максимальна ймовірність обмежень споживача спостерігається в осінньо-зимовий період, а втрати надлишкової енергії – весняно-літнього сезону. Помісячний баланс потужностей демонструє влітку наявність надлишкової енергії, більша частка якої використовується для електролізу. Залишкові втрати потужності (позитивний небаланс) обумовлені обмеженими можливостями для утилізації надлишкової енергії (потужністю електролізу) та втратами при перетворенні енергії. Взимку значну частку генерації забезпечують паливні елементи. Наявність певної частки електролізу попри загальний негативний баланс обумовлюється стохастичною природою генерації та споживання, що приводить до короточасних змін у балансуванні.

Очевидною є переважна робота електролізера влітку при майже вимкнених ПЕ, взимку ситуація зворотна. Щодо розподілу часу, то в липні ЕЛ має КВВП = 0,3; максимальна потужність спостерігається 25 % часу; 65 % часу потужність не перевищує 0,1. Решту часу (10 %) потужність майже рівномірно розосереджена в діапазоні 0,1...1,9. Паливні елементи мають нульову потужність 64 % часу, решту часу – переважно не вище 0,1. У січні ЕЛ майже не працює, КВВП = 0,03. Паливні елементи взимку працюють частіше, баланс часу для січня складається так: потужність менше 0,1 – 36 %; максимальна потужність – 41 %; проміжні значення потужності розподілені приблизно рівномірно між мінімумом і максимумом решту 23 % часу. Отже, загальною особливістю роботи складових водневого комплексу як влітку, так і взимку, є перебування переважно у двох станах – з нульовою або з максимальною потужністю, проміжні значення малоімовірні.

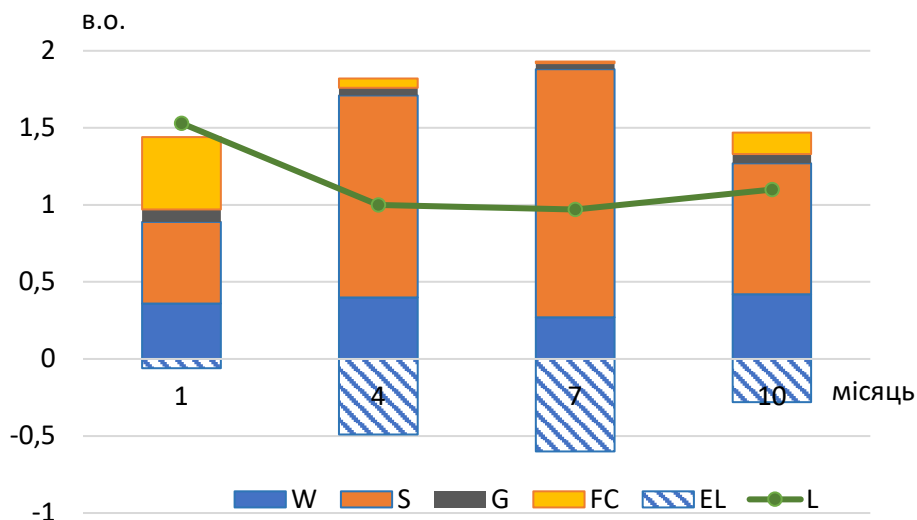


Рис. 5. Помісячний баланс потужностей: W – ВЕС; S – СЕС; G – ПГ; FC – ПЕ; EL – ЕЛ; L – навантаження

Fig. 5. Monthly capacity balance: W – wind; S – solar; G – generator; FC – fuel cell; EL – electrolyse; L – load

Вибір конфігурації ЛЕС здійснюється в такий спосіб, щоб зменшити частку незбалансованих станів. Мінімізація небалансів є переважно технічною вимогою, але має також таку економічну складову, як вартість втраченої енергії чи споживання. Проте істотною економічною складовою має виступати вартість обладнання (капітальні та експлуатаційні витрати), як другий критерій оптимізаційної задачі. Наразі більшість розглянутих вище досліджень з погляду оптимізації мають акцент саме на вартісній складовій, з технічного погляду – вважаючи достатнім просто забезпечити споживача, іноді з оцінкою ймовірності або гарантованого рівня. Однак такий підхід базується на поточних ринкових даних відповідно до умов певної країни, як окремий випадок (case study). Як приклад в роботі [23] зазначено, що виробництво зеленого водню стає економічно життєздатним, якщо його ціна вище 3 €/кг. Зараз великі промислові установки можуть виробляти водень на основі викопного палива за ціною в діапазоні 1,5–2,5 €/кг. Отже, зелений водень видається не здатним конкурувати економічно на даний час; у кращому разі він може бути ефективним порівняно з дрібно- та середньомасштабним постачанням водню. Проте в такій оцінці передбачалось, що низка значень параметрів залишатиметься незмінною протягом 30 років. Однак технологія виробництва водню з ВДЕ за допомогою електролізу перебуває в стані розвитку, змінюється як ефективність перетворення енергії, так і витрати на обладнання. Змінюються рівень системності виробництва, транскордонні взаємозв'язки, можливості транспортування. Так, в роботі [5] продемонстровано можливість рентабельного виробництва водню за ціною 20 датських крон за 1 кг, або приблизно 2,5 €/кг. Інший приклад – вартість електроенергії, при якій використання певної технології стає економічно виправданим [29]. Такі підходи доцільні в разі певної ринкової стабільності, тому мають обмежений характер. Значний розкид значень поточної вартості основних технологій

ВДЕ можна зустріти, наприклад, у публікаціях [17, 19, 30]. В автономній системі цінові фактори взагалі можуть бути вторинними, якщо забезпечено надійність енергопостачання. В такому разі може йтися про двокритеріальну оптимізацію з ранжуванням критеріїв, де пріоритет надається надійності, а економічно вигідніший варіант вибирається серед близьких за першим критерієм.

Висновки

Водневі технології та використання ВДЕ перебувають в стані розвитку. Для зеленого водню в широкому сенсі існує потрібна проблема координації: одночасно нарощувати постачання водню, кінцеве використання (тобто попит) і транспортну інфраструктуру. Для локальних систем важливою є можливість тривалого збереження енергії та оптимального розміру сховищ. Це потребує розширення моделі додатковими стохастичними змінними – режимами генерації для новітніх ВДЕ, впливом заходів регулювання попиту, показниками надійності чи факторами ризику.

Стимувальним чинником використання водню як проміжного енергоносія є низька енергетична ефективність подвійного перетворення та висока підсумкова вартість енергосистеми. Тому дослідження доцільної конфігурації обладнання поки що орієнтоване на конкретні умови (природний енергетичний потенціал ВДЕ, режими навантаження, вимоги до надійності тощо). Однак узагальнена модель на основі математичного опису випадкових процесів дозволяє знайти певні закономірності, а числові результати моделювання стосуються конкретних заданих умов.

Очевидним результатом є встановлення сезонних коливань як у споживанні енергії, так і в можливостях її отримання з відновлюваних джерел. Відповідно, по-різному працюють й елементи сезонного акумулювання на основі водню – так, при значній частці сонячної генерації

влітку спостерігається надлишок енергії й більша завантаженість електролізного обладнання, взимку значне навантаження лягає на паливні елементи. Оптимальний вибір їх потужностей визначається якомога повнішою встановленою потужністю, однак пріоритетним має бути забезпечення надійного енергопостачання.

Пошуки оптимального співвідношення генерувальних потужностей різного типу й допоміжних систем накопичення енергії потребують вирішення спеціальних задач стохастичної оптимізації. Додатковим обмеженням є модульний характер обладнання, тобто оптимізаційна задача має бути цілочисельною або оперувати з дискретними величинами. В запропонованому рішенні вибір обладнання ґрунтується на типових конфігураціях під час перебору варіантів. Реалізація розрахункового алгоритму у вигляді послідовності стохастичних рівнянь дозволяє швидко знаходити розв'язки для шуканого параметра, а аналіз чутливості результатів до окремих параметрів дає змогу підібрати конфігурації енергосистеми, достатньо близькі до оптимальної. В процесі остаточної оптимізації має бути врахована вартісна складова, коли варіанти надійного забезпечення потреб споживача створюють множину парето-оптимальних розв'язків, з яких можна вибрати найбільш економічно вигідний. Наразі цей крок очікує подальшого рішення, можливого за умови відносної стабільності ринкових умов.

Стаття підготовлена в межах виконання проєктів науково-технічних робіт Національної академії наук України: «Комплекс-Інтегро» (КПКВК 6541030), «Енергогарант» (КПКВК 6541230).

ПОСИЛАННЯ

1. European Commission. The European Green Deal (2019). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52019DC0640&from=EN>.
2. European Commission, REPowerEU Plan. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483>.
3. Kyriakou D. G., Kanellos F. D. Optimal frequency support method for urban microgrids of building prosumers. *Sustainable Cities and Society*, 2023, Vol. 98. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2023.104776>.
4. Song Y., Shahidehpour M. et al. Utilization of Energy Storage and Hydrogen in Power and Energy Systems: Viewpoints from Five Aspects. *CSEE journal of power and energy systems*, vol. 9, no. 1, 2023. P.1-6.
5. Khan M. A., Bayati N., Ebel T. Techno-economic analysis and predictive operation of a power-to-hydrogen for renewable microgrids. *Energy Conversion and Management*, Volume 298, 2023, 117762, ISSN 0196-8904. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117762>.
6. Комар В. О., Кудря С. О., Лежнюк П. Д., Гунько І. О. Водневі технології для вирівнювання графіків генерування вітрових електростанцій під час балансування режимів електроенергетичних систем. *Відновлювана енергетика*. 2022. № 4 (71). С. 64–70. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.4\(71\).64-70](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.4(71).64-70).
7. Global Hydrogen Review 2023. Source: International Energy Agency. URL: www.iea.org.
8. Shi M. Sh., Huang Yu., Lin H. Research on power to hydrogen optimization and profit distribution of microgrid cluster considering shared hydrogen storage. *Energy*, 2022, ISSN 0360-5442. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.126113>.
9. Guo H., Wei W., Bai J., Mei Sh. Long-term operation of isolated microgrids with renewables and hybrid seasonal-battery storage. *Applied Energy*, 2023, Volume 349, ISSN 0306-2619. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121628>.
10. Le T. S. et al. Optimal sizing of renewable energy storage: A techno-economic analysis of hydrogen, battery and hybrid systems considering degradation and seasonal storage. *Applied Energy*, 2023, Volume 336. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.120817>.
11. Diaz I. U., Lamas W. de Qu., Lotero R. C. Development of an optimization model for the feasibility analysis of hydrogen application as energy storage system in microgrids. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2023, ISSN 0360-3199. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.01.128>.
12. Huang Y., Gordon D., Scott P. Receding horizon dispatch of multi-period look-ahead market for energy storage integration. *Applied Energy*, v. 352, 2023. ISSN 0306-2619. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121856>.
13. Lubello P. et al. Assessment of hydrogen-based long term electrical energy storage in residential energy systems. *Smart Energy*, Volume 8, 2022, 13 p. <https://doi.org/10.1016/j.segy.2022.100088>.
14. Wali S. B., Hannan M. A. et al. Techno-economic assessment of a hybrid renewable energy storage system for rural community towards achieving sustainable development goals. *Energy Strategy Reviews* 50 (2023). DOI: 10.1016/j.esr.2023.101217.
15. Liu T., Yang Zh., Duan Yu., Hu Sh. Techno-economic assessment of hydrogen integrated into electrical/thermal energy storage in PV+ Wind system devoting to high reliability. *Energy Conversion and Management*, 2022, Volume 268, ISSN 0196-8904. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116067>.
16. Ge L. et al. Optimal configuration of an off-grid hybrid renewable energy system with PV/wind/hydrogen/cooling. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*. DOI: 10.17775/CSEEJPES.2021.07430.

17. Xu C., Ke Y., Li Y., Chu H. and Wu Y. Data-driven configuration optimization of an off-grid wind/PV/hydrogen system based on modified NSGA-II and CRITIC-TOPSIS. *Energy Convers Manage*, 2020, vol. 215, pp. 112892.
18. Garner R., Dehouche Z. Optimal Design and Analysis of a Hybrid Hydrogen Energy Storage System for an Island-Based Renewable Energy Community. *Energies* 2023, 16(21), 7363. <https://doi.org/10.3390/en16217363>.
19. Kumar K., Dutta V.. Energy management strategy using model predictive control for power-to-gas (PtG) system integrated with microgrid. *MRS Energy & Sustainability* 2022, 9, pp. 518–533. <https://doi.org/10.1557/s43581-022-00038-8>.
20. Lysenko O., Kuznetsov M. at al. Modeling Hybrid Power System with Intermediate Energy Storage. *Energies* 2023, 16(3), 1461. <https://doi.org/10.3390/en16031461>.
21. Abadie L. M., Chamorro J. M. Evaluation of a cross-border electricity interconnection: the case of Spain-France. *Energy* 2021;233:121177. <https://doi.org/10.1016/j.>
22. Кузнєцов М.П. Особливості комбінованих енергосистем з відновлюваними джерелами енергії: монографія. Київ: IBE, 2022, 152 с. ISBN 978-966-641-11. https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/Kuznetzov_monografy_PRINT.pdf.
23. Abadie L. M., Chamorro J. M. Investment in wind-based hydrogen production under economic and physical uncertainties. *Applied Energy* 337 (2023) <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.120881>.
24. 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.
25. Kuznetsov N., Lysenko O. Determination of the Optimal Algorithm for the Operation of a Hybrid Power System with a Regulating Generator. *Problemele energeticii regionale*, 3 (55) 2022. P.83-98. <https://doi.org/10.52254/1857-0070.2022.3-55.07>.
26. Лисенко О. В. Оцінка випадкових властивостей рівнів споживання електроенергії. *Відновлювана енергетика*. 2018. № 1. С. 26–35. <http://orcid.org/0000-0001-7085-7796>.
27. Kuznetsov N., Lysenko O. Statistical analysis of energy indices of solar radiation (Based on the data of Tokmak Solar Power Station). *Problemele energeticii regionale*. 2017, 2 (34). P. 139–147. <https://doi.org/10.5281/zenodo.1189379>.
28. Kuznetsov N. at al. Optimizing the ratio of wind and solar power stations. *Problemele energeticii regionale*, 2018, 3(38), pp. 127-140. <https://doi.org/10.5281/zenodo.2222378>.
29. Jesús Rey, Francisca Segura, José Manuel Andújar. Profitability of hydrogen-based microgrids: a novel economic analysis in terms of electricity price and equipment costs. *Electronics*, 2023, 12. <https://doi.org/10.3390/electronics12204355>.
30. World Energy Outlook 2023. Source: International Energy Agency. www.iea.org.

REFERENCES

1. European Commission. The European Green Deal (2019). URL <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52019DC0640&from=EN>.
2. European Commission, REPowerEU Plan. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483>.
3. Kyriakou D. G., Kanellos F. D. Optimal frequency support method for urban microgrids of building prosumers. *Sustainable Cities and Society*, 2023, Vol. 98. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2023.104776>.
4. Song Y., Shahidehpour M. at al. Utilization of Energy Storage and Hydrogen in Power and Energy Systems: Viewpoints from Five Aspects. *CSEE journal of power and energy systems*, vol. 9, no. 1, 2023. P.1-6.
5. Khan M. A., Bayati N., Ebel T. Techno-economic analysis and predictive operation of a power-to-hydrogen for renewable microgrids. *Energy Conversion and Management*, Volume 298, 2023, 117762, ISSN 0196-8904. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117762>.
6. Komar V.O., Kudrya S.O., Lezhnyuk P.D., Gunko I.O. Modern technologies for leveling the generation schedules of wind power plants during the balancing of power system modes. *Vidnovluvana Energetika [Renewable Energy]*, 2022, № 4(71). C.64-70. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.4\(71\).64-70](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.4(71).64-70). (Ukr)
7. Global Hydrogen Review 2023. Source: International Energy Agency. URL: www.iea.org.
8. Shi M. Sh., Huang Yu., Lin H. Research on power to hydrogen optimization and profit distribution of microgrid cluster considering shared hydrogen storage. *Energy*, 2022, ISSN 0360-5442. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.126113>.
9. Guo H., Wei W., Bai J., Mei Sh. Long-term operation of isolated microgrids with renewables and hybrid seasonal-battery storage. *Applied Energy*, 2023, Volume 349, ISSN 0306-2619. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121628>.
10. Le T. S. at al. Optimal sizing of renewable energy storage: A techno-economic analysis of hydrogen, battery and hybrid systems considering degradation and

- seasonal storage. *Applied Energy*, 2023, Volume 336. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.120817>.
11. Diaz I. U., Lamas W. de Qu., Lotero R. C. Development of an optimization model for the feasibility analysis of hydrogen application as energy storage system in microgrids. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2023, ISSN 0360-3199. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.01.128>.
12. Huang Y., Gordon D., Scott P. Receding horizon dispatch of multi-period look-ahead market for energy storage integration. *Applied Energy*, v. 352, 2023. ISSN 0306-2619. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121856>.
13. Lubello P. at al. Assessment of hydrogen-based long term electrical energy storage in residential energy systems. *Smart Energy*, Volume 8, 2022, 13 p. <https://doi.org/10.1016/j.segy.2022.100088>.
14. Wali S. B., Hannan M. A. at al. Techno-economic assessment of a hybrid renewable energy storage system for rural community towards achieving sustainable development goals. *Energy Strategy Reviews* 50 (2023). DOI: 10.1016/j.esr.2023.101217.
15. Liu T., Yang Zh., Duan Yu., Hu Sh. Techno-economic assessment of hydrogen integrated into electrical/thermal energy storage in PV+ Wind system devoting to high reliability. *Energy Conversion and Management*, 2022, Volume 268, ISSN 0196-8904. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116067>.
16. Ge L. et al. Optimal configuration of an off-grid hybrid renewable energy system with PV/wind/hydrogen/cooling. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*. DOI: 10.17775/CSEEJPES.2021.07430.
17. Xu C., Ke Y., Li Y., Chu H. and Wu Y. Data-driven configuration optimization of an off-grid wind/PV/hydrogen system based on modified NSGA-II and CRITIC-TOPSIS. *Energy Convers Manage*, 2020, vol. 215, pp. 112892.
18. Garner R., Dehouche Z. Optimal Design and Analysis of a Hybrid Hydrogen Energy Storage System for an Island-Based Renewable Energy Community. *Energies* 2023, 16(21), 7363. <https://doi.org/10.3390/en16217363>.
19. Kumar K., Dutta V.. Energy management strategy using model predictive control for power-to-gas (PtG) system integrated with microgrid. *MRS Energy & Sustainability* 2022, 9, pp. 518–533. <https://doi.org/10.1557/s43581-022-00038-8>.
20. Lysenko O., Kuznietsov M. at al. Modeling Hybrid Power System with Intermediate Energy Storage. *Energies* 2023, 16(3), 1461. <https://doi.org/10.3390/en16031461>.
21. Abadie L. M., Chamorro J. M. Evaluation of a cross-border electricity interconnection: the case of Spain-France. *Energy* 2021;233:121177. <https://doi.org/10.1016/j>
22. Kuznetsov N. Features of combined energy systems with renewable energy sources: monograph. Kyiv, IRE, 2022, 152 c. ISBN 978-966-641-11. https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/Kuznetsov_monografy_PRINT.pdf. (Ukr)
23. Abadie L. M., Chamorro J. M. Investment in wind-based hydrogen production under economic and physical uncertainties. *Applied Energy* 337 (2023) <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.120881>.
24. 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.
25. Kuznetsov N., Lysenko O. Determination of the Optimal Algorithm for the Operation of a Hybrid Power System with a Regulating Generator. *Problemele energeticii regionale*, 3 (55) 2022. P.83-98. <https://doi.org/10.52254/1857-0070.2022.3-55.07>.
26. Lysenko O. Estimation of random properties of electricity consumption levels. *Vidnovluvana Energetika*, 2018, № 1. C.26-35. <http://orcid.org/0000-0001-7085-7796>. (Ukr)
27. Kuznetsov N., Lysenko O. Statistical analysis of energy indices of solar radiation (Based on the data of Tokmak Solar Power Station). *Problemele energeticii regionale*, 2017, 2 (34). P.139-147. <https://doi.org/10.5281/zenodo.1189379>.
28. Kuznetsov N. at al. Optimizing the ratio of wind and solar power stations. *Problemele energeticii regionale*, 2018, 3(38), pp.127-140. <https://doi.org/10.5281/zenodo.2222378>.
29. Jesús Rey, Francisca Segura, José Manuel Andújar. Profitability of hydrogen-based microgrids: a novel economic analysis in terms of electricity price and equipment costs. *Electronics*, 2023, 12. <https://doi.org/10.3390/electronics12204355>.
30. World Energy Outlook 2023. Source: International Energy Agency. www.iea.org.