

Толстов Дмитро Вадимович, аспірант відділу трансформації структури паливно-енергетичного комплексу, +38(096)4102193, dtolstov93@gmail.com

Інститут загальної енергетики НАН України

вул. Антоновича, 72, м. Київ, 03150, Україна

ІНТЕГРАЦІЯ РЕМ-ЕЛЕКТРОЛІЗЕРА В БАЛАНСУЮЧУ ГРУПУ ВДЕ УКРАЇНИ

Анотація. У статті розглядається інтеграція РЕМ-електролізера у баланснуючу групу відновлюваної генерації (сонячні та вітрові електростанції) в Україні з метою мінімізації позитивних небалансів, підвищення економічної ефективності роботи групи, зменшення LCOH. Запропоновано алгоритм керування споживанням електролізера на основі експоненціального рухомого середнього (ЕМА), що дозволяє згладжувати стохастичні флуктуації генерації та запобігати надмірним коливанням потужності. Проведено моделювання на основі реальних погодинних даних прогнозу та фактичного виробітку за період 09.2024–08.2025, масштабованих до 6,9 ГВт СЕС та 589 МВт ВЕС. Визначено оптимальну потужність електролізера у 144 МВт та розраховано вплив на фінансові показники групи - зростання надходжень на 2 %. Виконано оцінку середньозваженої собівартості водню (LCOH) у трьох сценаріях. При роботі від ВДЕ та БГ LCOH становить 9,498 \$/кг, при живленні від мережі — 10,421 \$/кг, а у розширеній балансуючій групі — 8,123 \$/кг. Результати показують, що зниження вартості електроенергії та збільшення КВВП суттєво впливає на економіку виробництва водню, проте зростання ринкових цін через пошкодження енергосистеми під час війни ускладнює досягнення конкурентоспроможності зеленого водню.

Ключові слова: електролізер, баланснуюча група, відновлювана енергетика, небаланси, LCOH.

Tolstov Dmytro, PhD Student, Department of Fuel and Energy Complex Structure Transformation, +38(096)4102193, dtolstov93@gmail.com

Institute of General Energy, National Academy of Sciences of Ukraine

72, Antonovycha Street, Kyiv, 03150, Ukraine

INTEGRATION OF A PEM ELECTROLYZER INTO A RENEWABLE ENERGY BALANCING GROUP IN UKRAINE

Abstract. The article examines the integration of a PEM electrolyzer into a renewable generation balancing group (solar and wind power plants) in Ukraine to minimize positive imbalances, increase the economic efficiency of the group, and reduce LCOH. A control algorithm for the electrolyzer's consumption based on the exponential moving average (EMA) is proposed, which smooths stochastic generation fluctuations and prevents excessive power oscillations. Modeling was carried out using real hourly forecast and actual production data for the period 09.2024–08.2025, scaled to 6.9 GW of solar and 589 MW of wind capacity. The optimal electrolyzer capacity was determined to be 144 MW, with an estimated 2 % increase in group revenues. The levelized cost of hydrogen (LCOH) was evaluated under three scenarios. When operating on renewable energy sources and within the balancing group, LCOH is \$10,211/kg; when powered by the grid, it is \$10,421/kg; and in an expanded balancing group, it is \$8,792/kg. The results show that reducing electricity costs and increasing the capacity factor significantly impact hydrogen production economics; however, rising market prices due to wartime damage to Ukraine's energy infrastructure hinder the competitiveness of green hydrogen.

Keywords: electrolyzer, balancing group, renewable energy, imbalances, LCOH.

Вступ. Станом на 2024 рік частка електроенергії, виробленої з відновлюваних джерел (ВДЕ), у балансі України становила близько 11 %, що на 6,4 % вище за показник 2023 року – близько 11 млн МВт·год було вироблено завдяки сонцю, вітру, біомасі та малій гідроенергетиці [1]. У контексті масштабних руйнувань енергомережі у порівнянні із довоєнним часом, стійкість ВДЕ-сегменту до руйнувань набуває дедалі більшого значення для стабільної роботи системи.

Згідно затвердженого Кабінетом Міністрів України Національного плану дій до 2030 року, передбачається зростання потужностей ВДЕ: сонячна енергетика – з 7 327 МВт до 12 200 МВт, наземна вітрова – з 512 МВт до 6 214 МВт, біоенергетика – із 319 МВт до 876 МВт [2]. У результаті, частка ВДЕ у виробництві електроенергії має досягти 29 %, а в секторі теплопостачання – 32,5 % до 2030 року [2, 3].

Наразі переважна більшість ВДЕ-генерації працює за механізмом «зеленого тарифу» – спеціальної державної програми підтримки, яка гарантує викуп всієї відпущеної електроенергії за підвищеною ставкою. В Україні «зелений тариф» був одним із найвищих у Європі й застосовувався до об'єктів, введених в експлуатацію до кінця 2023 року. Станом на початок 2024 року понад 7 ГВт усіх встановлених потужностей ВДЕ отримували оплату саме за «зеленим тарифом», що відповідало більш як 10 млн МВт·год виробленої електроенергії на рік. Окремо під цим механізмом працювали 68 біогазових установок потужністю 135 МВт та 24 біоенергетичні об'єкти потужністю 178 МВт. Це підкреслює значну залежність сектору від державної підтримки [4; 5].

Як було зазначено, діючий «зелений тариф» має обмежений термін – він поширюється лише на ті ВДЕ-генеруючі потужності, що введені в експлуатацію до 31 грудня 2023 року, а підтримка у вигляді зеленого тарифу діятиме до 31 грудня 2029 року [4; 5]. Після цього виробники повинні будуть перейти до моделей, заснованих на аукціонах або ринкових механізмах.

В умовах оптового ринку електроенергії України кожен учасник несе фінансову відповідальність за власні небаланси через механізм балансуючого

ринку [6]. Обсяг небалансу учасника ринку визначається як різниця між його фактичним споживанням або відпуском електроенергії та обсягом купленої чи проданої електроенергії в кожен годину доби.

Витрати, пов'язані з небалансами, по суті є вартістю похибок прогнозу споживання або генерації учасників ринку. Для зниження таких витрат виробник може застосовувати технічні засоби балансування (акумулятори, електролізери, кероване навантаження) або вдосконалювати методи прогнозування. Додатковим механізмом зниження витрат є участь у балансуючих групах, які дозволяють учасникам зменшувати свої фінансові витрати за рахунок взаємної компенсації похибок прогнозу та більш рівномірного профілю небалансів.

Генерація сонячних та вітрових електростанцій характеризується високим рівнем стохастичності, що обумовлює виникнення небалансів між прогнозованим та фактичним виробітком. За даними дослідження, обсяг небалансів у портфелі ВДЕ може становити 15–25 % від загального виробітку залежно від точності прогнозування та структури генераційного міксу [7]. Це призводить до суттєвих фінансових витрат балансуючих груп та окремих учасників ринку, зокрема у вигляді штрафів та підвищеної ціни врегулювання небалансів.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Одним із сучасних інструментів зменшення небалансів виступає гнучке кероване навантаження, здатне оперативно реагувати на зміну умов ринку електроенергії.

В роботі [8] представлено розроблену математичну модель та результати проведеного цифрового моделювання процесів регулювання частоти та потужності в об'єднаних енергосистемах, що вітрові електростанції (ВЕС) та акумуляторні батареї (АБ) великої потужності. Автори підкреслюють, що масове впровадження ВЕС без належних регулюючих потужностей може призвести до неприпустимих відхилень частоти в енергосистемі. Результати моделювання показали, що для стабілізації частоти та потужності необхідно інтегрувати АБ із потужністю, співставною зі встановленою потужністю ВЕС. Це дозволяє

ефективно згладжувати коливання генерації та підтримувати якість електроенергії на рівні стандартів Євросоюзу ENTSO-E.

У [9] автори дослідили доцільність застосування технології Power-to-Heat (PtH) для підвищення стійкості та відновлюваності енергетичних систем. Автори зазначають, що непередбачуваність генерації сонячних (СЕС) та вітрових електростанцій створює проблему надлишкової електроенергії та примусових обмежень генерації. У дослідженні застосовано метод порівняльного техніко-економічного аналізу з використанням показника граничної приведеної ціни енергії (Marginal Levelized Price of Energy – MLPOE), який враховує не лише витрати, а й потенційні доходи від впровадження технології. В якості обмеження для оцінки економічної доцільності було використано простий період окупності інвестицій, що становив п'ять років. Розрахунки проводилися для електричного котла потужністю 20 МВт та теплового насоса потужністю 1 МВт за різних сценаріїв вартості електроенергії та коефіцієнта використання встановленої потужності.

У [10] представлено дослідження техніко-економічних характеристик проекту будівництва Канівської гідроакumuлюючої електростанції (ГАЕС) та запропоновано альтернативний проект, який базується на впровадженні швидкодіючих дистанційно-керованих споживачів-регуляторів у вигляді комплексу теплонасосних установок (ТНУ). Метою дослідження було визначення оптимального підходу для покриття графіків електричних навантажень та ліквідації дефіциту маневрових потужностей в Об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України.

У міжнародній практиці доведено доцільність використання електролізерів як елементів системного балансування. Зокрема, дослідження Samani та ін. [11] показало, що електролізер потужністю 25 МВт може надавати послуги первинного резерву частоти (FCR), одночасно забезпечуючи виробництво водню. Подібні результати підтверджуються й іншими моделями: за участі електролізера небаланси у балансуєчій групі зменшуються на 20–35 %, а рентабельність групи

зростає завдяки комбінованим доходам від виробництва водню та наданих балансуючих послуг [12-14].

В Україні питання балансування ВДЕ залишається одним із ключових у процесі реформування ринку електроенергії та його гармонізації з європейським законодавством. Розроблені моделі балансуючих груп у [15] демонструють потенціал зменшення фінансового навантаження на виробників за рахунок оптимізації внутрішньогрупових небалансів. Окрім цього, зміни законодавства 2022–2023 рр. (Закон № 2479-IX) надали виробникам з ВДЕ право самостійно виходити з балансуючих груп, що актуалізувало необхідність нових інструментів управління небалансами [16].

Таким чином, інтеграція електролізерів як гнучких споживачів у балансуючих групах може стати ефективним механізмом підвищення стійкості ринку, зниження витрат на небаланси та створення доданої вартості. Це відкриває нові перспективи для розвитку водневої економіки в Україні та інтеграції національної енергосистеми до європейського ринку.

Виклад основного матеріалу. Технологія електролізу охоплює три основні типи електролізерів: лужні електролізери (ALK), електролізери з протонно-обмінною мембраною (PEM) та твердооксидні електролізери (SOE), кожен з яких характеризується специфічними матеріалами, конструктивними особливостями та робочими параметрами (табл. 1), що обумовлює їхні переваги та сфери застосування [17-20].

Таблиця 1 – Характеристики електролізерів за різними технологіями

Постачальник	Технологія	Продуктивність, кг/год	Тиск, бар	Споживання, кВт·год/кг	Джерело
Agritech Advanced	ALK	179,8	16	46,7	[21]
Asahi Kasei	ALK	179,8	16	48,9	[22]
AUYAN	ALK	134,9	16	48,9	[23]
Bloom Energy	SOE	89,9	30	40	[24]
Cummins	PEM	179,8	30	47,8	[25]
Green Hydrogen Systems	ALK	134,9	30	48,9	[26]
HydrogenPro	ALK	179,8	30	48,9	[27]

H-TEC Systems	PEM	179,8	30	53,4	[28]
ITM Power	PEM	575,4	30	59	[29]
John Cockerill	ALK	179,8	30	48,9	[30]
LONGi	ALK	107,9	30	48,9	[31]
McPhy	ALK	575,4	30	48,9	[32]
Nel Hydrogen	ALK	179,8	30	48,9	[33]
NEXT Hydrogen	PEM	45	30	62,3	[34]
Ohmium	PEM	89,9	30	53,4	[35]
Plug Power	PEM	179,8	30	53,4	[36]

Капітальні витрати (CAPEX), запропоновані виробниками електролізерів, важко порівнювати, оскільки часто бракує інформації про склад системи або ключові параметри. Проте на сьогодні капітальні витрати для встановленої системи електролізера знаходяться у діапазоні 500–1400 \$/кВт для ALK, 1100–1800 \$/кВт для PEM, тоді як оцінки для SOE коливаються в межах 2800–5600 \$/кВт [37].

Гнучкість навантаження – це здатність електролізера працювати в широкому діапазоні навантажень. Номінальне навантаження, на яке розрахована система, визначає верхню межу навантаження (максимальне навантаження). Перевантаження понад 100 % зазвичай не передбачаються для систем мегаватного масштабу, оскільки це суттєво підвищує CAPEX через необхідність встановлення дорожчої силової електроніки та елементів балансування системи (BOP), здатних працювати на підвищених рівнях потужності. Нижня межа навантаження (мінімальне навантаження) визначається умовами безпечної експлуатації системи. Для ALK-електролізерів ця межа є вищою, оскільки вони обладнані діафрагмою, яка пропускає гази, розчинені в електроліті. Аналізуючи експериментальні дані для маломасштабних систем, можна припустити, що робочий діапазон потужності становить 5–100 % для PEM та 20–100 % для ALK відповідно [38–41].

Час реакції на швидкі зміни навантаження (ramp up/down) є ключовою характеристикою, яку електролізери повинні забезпечувати для роботи в якості гнучкого споживача. Залежно від стану електролізера – запуск (cold start), робочий режим, режим очікування (stand-by) – час реакції може суттєво відрізнятися. У робочому режимі або режимі очікування час реакції обмежується

лише можливостями силової електроніки, тому для обох технологій він вимірюється секундами [38; 42].

Для PEM-технології швидкість підвищення потужності (ramp-up) знаходиться в межах 10–80 %/с, а швидкість зниження потужності (ramp-down) становить 40 %/с [38; 42; 43]. Для ALK-технології швидкість ramp-up становить 0,3–17 %/с, а ramp-down – 25 %/с [38; 44]. Загалом електролізери швидше реагують на зниження навантаження, ніж на його підвищення. Час запуску системи з холодного стану до мінімального навантаження залежить від технології та розміру установки. Для PEM він становить приблизно 5 хвилин, для ALK – приблизно 20 хвилин [45]. Очевидно, що електролізери мегаватного масштабу потребують більше часу для запуску, ніж установки у кіловатному діапазоні для обох технологій.

З урахуванням вищезазначеного, для балансуєчих груп у складі ВДЕ оптимальним варіантом є PEM-електролізери, які завдяки швидкому часу відгуку та високій гнучкості можуть оперативно реагувати на коливання генерації, мінімізуючи позитивні небаланси та підвищуючи ефективність використання відновлюваної енергії.

Для керування електролізером в балансуєчих групах з ВДЕ генерацією можна застосовувати фільтр експоненціального рухомого середнього (ЕМА) для згладжування сигналів небалансу, що виникають через стохастичний характер генерації відновлюваних джерел енергії.

У таких групах фактична генерація $Pg(t)$ сонячних та вітрових електростанцій може суттєво відхилятися від прогнозованої $Ps(t)$, створюючи позитивні небаланси. EMS (Energy Management System) має в режимі реального часу визначати ці відхилення та передавати команди на зміну споживання електролізером. Проте через шум вимірювань, телеметричні похибки та короткочасні коливання генерації безпосередній сигнал $\Delta Pr(t)$ є нестабільним і може призвести до частих непотрібних перемикань потужності, що збільшує знос обладнання та знижує його ефективність.

Застосування ЕМА дозволяє згладжувати короткострокові флуктуації, зберігаючи при цьому достовірність загальної тенденції зміни небалансу [46]. Це забезпечує стабільну роботу електролізера, мінімізує «смикання» навантаження та дозволяє балансуючій групі ефективніше управляти позитивними небалансами. Приведена далі система рівнянь описує роботу фільтру.

1) Рівняння ЕМА для сигналу небалансу:

$$Pf_i = (1 - \lambda) * Pf_{i-1} + \lambda Pr_i,$$

де $Pr_i = Pg_i - Ps_i$.

$$\lambda = \Delta t / \tau$$

Pf_i – згладжене (відфільтроване) значення надлишку генерації, яке EMS використовує для прийняття рішень, кВт;

Pr_i – миттєве відхилення між фактичною генерацією та прогнозом у момент часу i , кВт;

Pf_{i-1} – це відфільтроване значення надлишку небалансу у попередньому інтервалі часу, кВт;

Pg_i – це миттєве значення генерації; кВт;

Ps_i – це прогнозне значення генерації, кВт;

Δt – часовий крок обчислень EMS, с;

τ – стала часу фільтра (показує, наскільки швидко фільтр реагує на зміни, зазвичай 10–60 с);

λ – ваговий коефіцієнт фільтра; якщо $\lambda \rightarrow 1 \rightarrow$ фільтр реагує дуже швидко, але пропускає шум; якщо $\lambda \rightarrow 0 \rightarrow$ фільтр реагує повільно, але сильно згладжує.

2) Врахування зони нечутливості

$$S = \max(0, x),$$

$$x = Pf_i - H$$

де H – поріг чутливості, кВт.

При $Pf_i < H$ немає керуючого впливу на електролізер.

3) Врахування інших учасників балансуючої групи, що можуть компенсувати позитивні небаланси

$$Pcn_i = \beta \cdot (Pf_i - H), \quad \beta \in [0, 1],$$

$\beta = 1$ – електролізер споживає весь позитивний небаланс понад H ;

$\beta < 1$ – лише частку (у випадку, якщо є інші учасники, які компенсують позитивні небаланси).

4) Обмеження рівня споживання:

$$P_{min} \leq P_{base} + P_{cn_i} \leq P_{max}$$

де P_{base} — базовий рівень споживання (для PEM 10 % від номіналу, для ALK - 20 % від номіналу), кВт;

P_{min}, P_{max} – мінімально допустимий рівень споживання, що дорівнює базовому рівню споживання, максимальна (номінальна) потужність електролізера, кВт.

5) Зміна потужності з врахуванням обмеження по швидкодії:

Якщо значення небалансу зростає:

$$P_{up} = P_{pr} + \min(|P_{cn_i} - P_{pr}|; R_{up} \cdot \Delta t),$$

де P_{pr} – значення потужності електролізера на попередньому кроці часу.

R_{up} – гранична швидкість навантаження електролізера, кВт/с.

Якщо значення небалансу зменшується:

$$P_{down} = P_{pr} - \min(|P_{cn_i} - P_{pr}|; R_{down} \cdot \Delta t),$$

де R_{down} – гранична швидкість розвантаження електролізера, кВт/с.

На рис. 1 відображено блок схему роботи EMS системи з фільтрами

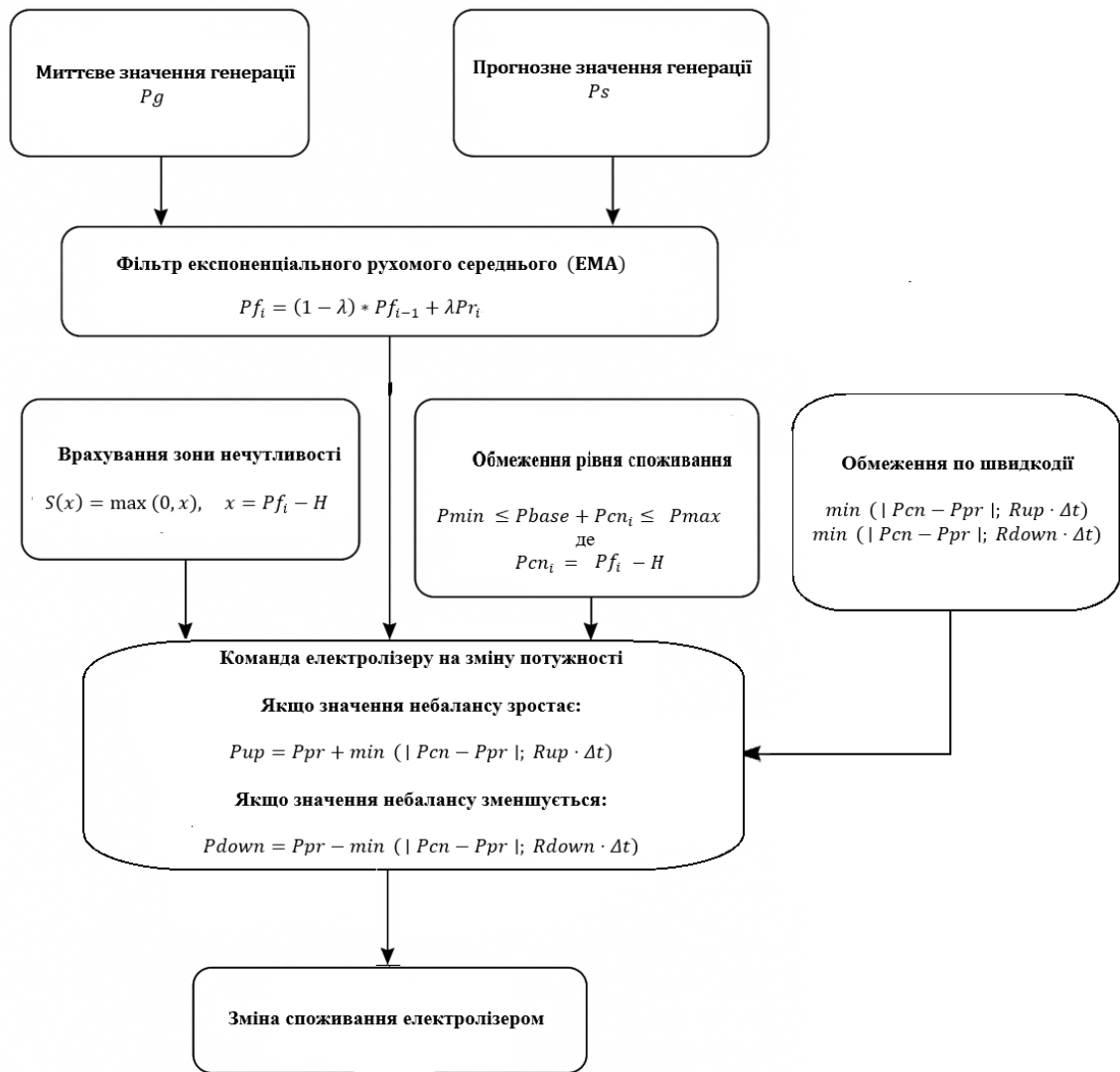


Рисунок 1 – Блок схема роботи EMS системи електролізера в БГ

Теоретично, налаштовуючи $H = 0$ та дуже мале значення τ , система стає максимально чутливою, а саме:

- будь-яке, навіть мінімальне відхилення $\Delta Pr(t)$ миттєво підхоплюється EMS;
- електролізер постійно змінює свою потужність споживання, «слідкуючи» за небалансами генерації.

У такому випадку весь позитивний небаланс може бути поглинутий, але лише за умов:

- достатньої максимальної потужності P_{max} , щоб споживати максимум позитивного небалансу;

- високої швидкості зміни потужності R_{up} та R_{down} , щоб устигати реагувати на швидкі зміни;
- відсутності технологічних затримок – телеметрія, SCADA та EMS повинні працювати з мінімальною затримкою (менше 1–2 секунд);
- відсутності шуму – система повинна мати правильно відкалібровані вимірювальні канали, інакше електролізер буде реагувати на хибні зміни сигналу.

Для проведення аналізу діяльності балансуєної групи, до складу якої входять об'єкти ВДЕ та електролізер, використовуються дані прогнозного та фактичного виробітку реально працюючих в Україні СЕС та ВЕС станцій (одна СЕС та одна ВЕС). Дані генерації та прогнозу за СЕС відповідають часовому інтервалу погодинних значень з 09.2024 по 08.2025, по ВЕС – із 09.2024 по 08.2025.

З метою оцінки обсягів встановленої потужності електролізера для споживання позитивних небалансів, дані по прогнозу-факту по СЕС та ВЕС були приведені до значень агрегованих електростанцій потужністю 6900 МВт встановленої потужності по СЕС [47] та 589 МВт по ВЕС [48], що відповідає обсягу встановленої потужності на підконтрольній Україні території. Фактичний обсяг генерації для СЕС 6900МВт визначається як:

$$Pg_i^p = \frac{Pg_i^f * P^{vs}}{P^f}$$

де Pg_i^f – фактичний обсяг генерації СЕС зразка в i -ту годину;

P^f – фактичний обсяг встановленої потужності СЕС зразка в i -ту годину;

P^{vs} – встановлений обсяг потужності для СЕС на підконтрольній території.

Для оцінки впливу введення електролізера в балансуєну групу ВДЕ необхідно визначити надходження коштів для учасників при роботі без електролізера, та при використанні електролізера, а також середньозважену вартість водню, що був вироблений з електролізерів, що працюють в балансуєній групі.

Для ефективної роботи електролізера та зниження собівартості зеленого водню необхідно забезпечити базове навантаження електролізера за рахунок

власної генерації з ВДЕ (сонячних чи вітрових електростанцій). Це дозволяє уникнути витрат на купівлю електроенергії з мережі, яка включає додаткові платежі за передачу та розподіл, що суттєво підвищує середньозважену вартість водню.

Електролізер повинен постійно працювати на мінімальному рівні, щоб уникнути простоїв і затримок при запуску. Для електролізерів типу PEM цей рівень становить 10 % від номінальної потужності. Отже, навіть у періоди мінімальної генерації він має безперервно споживати електроенергію.

Щоб зменшити витрати на базове навантаження, електролізер доцільно розміщувати поруч із ВДЕ-генерацією в якості активного споживача.

Використання СЕС дозволяє підтримувати навантаження приблизно 1/3 доби, що відповідає середньорічному рівню сонячної активності. У випадку використання СЕС як джерела енергії для базового навантаження, у години, коли СЕС не генерує електроенергії, необхідний обсяг потрібно буде закуповувати на ринку, що призведе до додаткових платежів за розподіл та передачу. Для підвищення коефіцієнта використання встановленої потужності (КВВП) та зменшення ціни електричної енергії варто використовувати ВЕС, яка має більш рівномірний профіль генерації протягом доби та року.

Для подальшого розрахунку прийнято що 10 % електричної енергії базового навантаження електролізер отримує від ВЕС генерації за договором самовиробництва по цінам ринку на добу наперед (РДН) [49]. Ціна цієї електричної енергії за період з 09.2024 по 08.2025 становить 5164,64 грн/МВт·год.

Обсяг потужності електролізера, що необхідно встановити для компенсації небалансів, визначається як середнє значення позитивного небалансу за період з 01.09.2024 по 31.08.2025 для БГ що складається із СЕС приведеною потужністю 6,9 ГВт та ВЕС із потужністю 589 МВт.

$$P_{max} = P_n = \frac{\sum_{i=1}^N O_{p\,nb}^i}{N}$$

де N – кількість годин у рік,

$O_{p\,nb}^i$ – обсяг позитивного небалансу у годину i .

Дані по цінам РДН та цінам небалансів офіційним даним за період з 01.09 2024 по 31.08.2025 [50, 51].

Для збільшення КВВП електролізера доцільно визначати встановлену потужність електролізера по обсягу середнього значення позитивного небалансу. Якщо брати значення менше середнього, то вплив електролізера на роботу БГ буде зменшуватись, адже він буде споживати менше позитивних небалансів. При виборі електролізера по максимальному значення позитивних небалансів КВВП буде дуже низьким, хоча і вплив на роботу БГ буде максммальний. Обсяг середніх позитивних небалансів за результатами розрахунку становить 129,48 МВт·год, ціна – 2532,39 грн/МВт·год. При реалізації позитивного небалансу по РДН ціна становить 4489,14 грн/МВт·год. КВВП, при використанні середнього значення позитивного небалансу приймає значення 51,46 %. Так як електролізер 10 % споживає від власної генерації, то встановлена потужність становить 144 МВт.

СЕС та ВЕС продають обсяги прогнозів на РДН та врегульовують позитивні небаланси у балансуючій групі із електролізером, негативні небаланси продаються по ціні НЕК Укренерго.

Надходження коштів від реалізації електричної енергії за календарний рік на РДН визначається за формулою:

$$F_p^{pдн} = \sum_i^k C_i^{pдн} \cdot O_i^{d-1},$$

де $C_i^{pдн}$ – ціна на РДН в годину доби i ;

O_i^{d-1} – прогнозований обсяг генерації ВДЕ, МВт.

i – розрахункова година;

k – остання година року.

Перевищення прогнозного обсягу генерації над фактичним призводить до негативного небалансу, ціна купівлі небалансу у такому випадку визначається за формулою:

$$C_i^{neg} = \max(C_i^{pдн}; C_i^{bp}) * (1 + K^{im}),$$

де C_i^{bp} – ціна, що склалася на балансуючому ринку у годину i , грн;

K^{im} – коефіцієнт ціни небалансу відповідно до Правил ринку [51];

Перевищення фактичного обсягу генерації над прогнозним призводить до позитивного небалансу, ціна купівлі небалансу у такому випадку визначається за формулами:

- для обсягу, який був спожитий електролізером:

$$C_i^{\text{ел}} = C_i^{\text{поз}} + (C_i^{\text{РДН}} - C_i^{\text{поз}}) \cdot k,$$

де $C_i^{\text{поз}}$ – ціна позитивного небалансу відповідно Правил ринку, грн;

k – коефіцієнт компенсації різниці між ціною позитивного небалансу та ціною РДН, який прийнято 0,3, що дорівнює середньому значенню компенсації небалансів у існуючих БГ України.

- для обсягу, що не був спожитий електролізером:

$$C_i^{\text{поз}} = \min(C_i^{\text{РДН}}; C_i^{\text{бр}}) \cdot (1 - K^{\text{ім}}).$$

Ціна закупівлі електричної енергії для споживання електролізером визначається як

$$C_i^z = \frac{C_i^{\text{РДН}} \cdot l_1 + (C_i^{\text{ел}} + T_r + T_p) \cdot l_2}{l_1 + l_2},$$

де l_1 – обсяг споживання від власної генерації у рік, МВт·год;

l_2 – обсяг споживання від балансууючої групи у рік, МВт·год;

T_r – тариф на розподіл електричної енергії грн/МВт·год;

T_p – тариф на передачу електричної енергії грн/МВт·год;

При встановлений потужності електролізера у 144 МВт він напряму підключається до мереж НЕК Укренерго, тому тариф на розподіл не враховується в розрахунках.

Ефект участі електролізера в БГ наведено в табл. 2

Таблиця 2 – Результат роботи електролізера в БГ з СЕС та ВЕС

Показник	Одиниця виміру	Значення
Період аналізу	–	09.2024 – 08.2025
Потужність СЕС у БГ	МВт	6 900,00
Потужність ВЕС у БГ	МВт	589,00
Середній позитивний небаланс	МВт·год	129,48
Необхідна встановлена потужність електролізера	МВт	144
Частка енергії для базового навантаження	%	10,00
КВВП електролізера	%	51,46

Ціна базового навантаження електролізера	грн/МВт·год	5 164
Річний обсяг позитивного небалансу	МВт·год	1 137 374
Обсяг, спожитий електролізером	МВт·год	522 566
Обсяг, викуплений НЕК Укренерго	МВт·год	614 808
Річний обсяг негативних небалансів	ГВт·год	1 232,47
Річний обсяг продажу на РДН	ГВт·год	10 494,08
Ціна позитивного небалансу за цінами НЕК	грн/МВт·год	2 532,39
Ціна продажу позитивного небалансу по РДН	грн/МВт·год	4 489,14
Ціна купівлі позитивно небалансу електролізером	грн/МВт·год	3 805,42
Надходження від спожитих електролізером обсягів	млн грн	1 989
Надходження від обсягів, що не спожив електролізер	млн грн	1 557
Вартість негативних небалансів за цінами НЕК Укренерго	млн грн	7 339,13
Вартість продажу на РДН	млн грн	37 851,52
Збільшення надходження коштів через електролізер	млн грн	665,36

Впровадження електролізера призводить до зростання надходження коштів ВДЕ генерації, що приймає участь в БГ на 2 % відносно загального обсягу надходження.

Ціна електричної енергії, котру споживає електролізер при 10 % завантаженості від власної генерації та споживанні позитивних небалансів тоді становить 4089,04 грн/МВт·год.

Для оцінки економічної ефективності різних варіантів виробництва водню використовується $LCON$ [52]

$$LCON = \frac{C^k + \sum_{n=1}^N \frac{O_n}{(1+r)^{n-1}}}{\sum_{n=1}^N \frac{H_n}{(1+r)^{n-1}}}$$

де $LCON$ – середньозважена собівартість виробництва водню \$/кг H_2 ;

C^k – капітальні інвестиційні витрати, дол. США;

r – ставка дисконтування, %;

N – термін комерційної експлуатації, років;

H_n – сумарний обсяг виробленого водню в році n , кг H_2 ;

O_n – операційні витрати при експлуатації електролізерів у році n , дол. США.

Дані по капітальним інвестиціям з врахуванням вартості монтажу та непрямих витрат наведені у табл. 3

Таблиця 3 – Капітальні інвестиції згідно джерел

Джерело	Одиниця виміру	Вартість	Рік даних	Масштаб
Hydrohub Innovation Program [53]	€/кВт	1800	2020	1 ГВт
Hydrohub Innovation Program[53]	€/кВт	830	2030 (прогноз)	1 ГВт
NREL[54]	\$/кВт	1633,5	2024	При виробництві електролізерів 10 МВт/рік
NREL[54]	\$/кВт	992	2024	При виробництві електролізерів 1000 МВт/рік
DOE [55]	\$/кВт	2000	2022	120 МВт
IEA [56]	\$/кВт	2450	2025	-
GTW [57]	\$/кВт	1500	2023	-
DOE [53,58]	\$/кВт	1852	2022	-

Операційні витрати визначаються як:

$$O_n = O_n^e + O_n^{eks} + O_n^v + O_n^r,$$

O_n^e – витрати на закупівлю електричної енергії в році n , дол. США;

O_n^{eks} – витрати на експлуатацію та технічне обслуговування в році n , дол. США;

O_n^v – витрати, що враховують підготовку води та її ціну в році n , дол. США;

O_n^r – витрати на виплату заробітної плати працівникам в році n , дол. США;

Ставка дисконтування прийнята 10 % відповідно до [59].

Розглянуто 3 варіанта розрахунку LCON.

Варіант 1. При живленні від власної генерації та БГ, КВВП 51,46 %.

Варіант 2. При живленні електролізера з мережі, за цінами РДН ринку, та врахуванням витрат на передачу, КВВП 95 %.

Варіант 3. При живленні від власної генерації та БГ, КВВП 95 % (випадок збільшення БГ із включенням у неї інших учасників ринку).

Отримані результати розрахунку LCON зведені в табл. 4.

Таблиця 4 – Зведені результати розрахунку LCON

Показник	Одиниця виміру	Варіант 1	Варіант 2	Варіант 3
Загальна потужність	МВт	144	144	144
Питомі капіталовкладення у встановлену потужність	\$/кВт	1600	1600	1600
Тривалість життя стеку	години	50000	50000	50000

Термін будівництва	років	1	1	1
КВВП	%	51,46	95	95
Вартість електричної енергії	\$/кВт	0,0951	0,138	0,0951
Споживання електроенергії	кВт год/кг H ₂	57,5	57,5	57,5
Споживання води	л/кг H ₂	10	10	10
Витрати на експлуатацію та технічне обслуговування	% питомих капіталовкладень	1,5	1,5	1,5
Витрати на зарплату	% питомих	2	2	2
Зростання витрат	%/рік	3	3	3
Ставка дисконтування	%	10	10	10
LCOH	\$/ кг H ₂	9,498	10,421	8,123

Висновки. Для проведення аналізу діяльності балансуючої групи, до складу якої входять об'єкти відновлюваної енергетики та електролізер, використовуються дані прогнозного та фактичного виробітку реально працюючих в Україні СЕС та ВЕС. Дані генерації та прогнозу за СЕС та ВЕС відповідають часовому інтервалу погодинних значень з 09.2024 по 08.2025. З метою оцінки обсягів встановленої потужності електролізера для споживання позитивних небалансів, дані по прогнозу-факту по СЕС та ВЕС були приведені до значень агрегованих електростанцій потужністю 6900 МВт встановленої потужності по СЕС та 589 МВт по ВЕС, що відповідає обсягу встановленої потужності на підконтрольній Україні території.

Для керування електролізером в балансуючих групах з ВДЕ генерацією застосовувано фільтр експоненціального рухомого середнього (ЕМА) для згладжування сигналів небалансу, що виникають через стохастичний характер генерації відновлюваних джерел енергії.

Результати розрахунку роботи електролізера в балансуючій групі при 10 % гарантованому базовому споживанні від іншого джерела призводить до КВВП 51,46 %, при цьому LCOH становить 9,498 \$/кг H₂. Якщо електролізер купує електричну енергію на спотовому ринку, то КВВП зростає до 95 %, а LCOH становить 10,421 \$/кг H₂. Включення в балансуючу групу з ВДЕ-генерацією

інших учасників ринку для досягнення КВВП 95 % дає значення LCON 8,123 \$/кг Н₂.

Розшифровка скорочень.

PEM electrolyzer – Proton Exchange Membrane electrolyzer – електролізери з протонно-обмінною мембраною.

LCON – Levelized Cost of Hydrogen – середньозважена собівартість водню.

КВВП – коефіцієнт використання встановленої потужності.

ВДЕ – виробники, що здійснюють виробництво електричної енергії із використанням альтернативних джерел енергії.

БГ – балансуєча група.

ЕМА – Exponential Moving Average – експоненціальне ковзне середнє.

EMS – Energy Management System – система керування енергетичними потоками, яка забезпечує моніторинг, оптимізацію та автоматизацію процесів споживання, генерації, зберігання та розподілу електричної енергії.

SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition – система диспетчерського управління та збору даних.

БІБЛОГРАФІЧНИЙ СПИСОК:

1. EcoPolitic. In 2024, the share of RES in Ukraine's energy balance amounted to almost 11 %. 07.01.2025. URL: <https://ecopolitic.com.ua/en/news/in-2024-the-share-of-res-in-ukraines-energy-balance-amounted-to-almost-11/> (дата звернення: 01.07.2025).
2. Кабінет Міністрів України. Про затвердження Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2030 року та плану заходів з його виконання: розпорядження від 13 серпня 2024 р. № 761-р. Київ, 2024. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/761-2024-%D1%80> (дата звернення: 01.07.2025)
3. Reuters. Ukraine approves \$20 bln plan to increase renewable energy production by 2030. 13.08.2024. URL: <https://www.reuters.com/sustainability/ukraine-approves-20-bln-plan-increase-renewable-energy-production-by-2030-2024-08-13/> (дата звернення: 01.07.2025).
4. ExPro Consulting. Частка ВДЕ у структурі генерації електроенергії в Україні у березні 2025 р. склала майже 9 %. 11.04.2025. URL: <https://expro.com.ua/novini/chastka-vde-u-struktur-generac-elektroenergi-u-berezn-2025-r-sklala-mayje-9>
5. Sustainable Agribusiness Forum. Виробництво електроенергії з ВДЕ у 2023 році. 15.02.2024. URL: <https://saf.org.ua/news/1866/>
6. Закон України «Про ринок електричної енергії» № 2019-VIII від 13.04.2017 р. // *Відомості Верховної Ради України*, 2017. № 27–28. Ст. 312. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>

7. Блінов І. В., Мірошник В. О., Лоскутов С. С. Зниження витрат на покриття небалансів учасників балансуєної групи виробників електричної енергії з відновлюваних джерел // Технічна електродинаміка, 2023. № 1. С. 62–66. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2023.01.062>
8. Кулик М. М., Дрьомін І. В., Згуровець О. В. Дослідження режимів роботи об'єднаних енергосистем з потужними вітровими електростанціями та акумуляторними батареями. *The Problems of General Energy*, 2018. № 2(53). С. 15–20. ISSN 2522-4344 (Online), ISSN 1562-8965 (Print). DOI: <https://doi.org/10.15407/pge2018.02.015>
9. Дерій В. В., Нечаєва Т. В., Згуровець О. М. Доцільність використання технології Power-to-Heat в енергосистемах України. Системні дослідження в енергетиці, 2024. № 2А (78). С. 82–90. ISSN 2786-7102 (Online), ISSN 2786-7633 (Print). URL: <https://systemre.org/index.php/journal/article/view/839/747>
10. Кулик М. М. Співставний аналіз техніко-економічних характеристик Канівської ГАЕС та комплексу споживачів-регуляторів для покриття графіків електричних навантажень. Проблеми загальної енергетики, 2014. Вип. 4(39). С. 5–10. ISSN 1562-8965
11. Samani A. E., D'Amicis A., De Kooning J. D. M. et al. Grid balancing with a large-scale electrolyser providing primary reserve // *IET Renewable Power Generation*, 2020. Vol. 14. № 16. P. 3070–3078. DOI: 10.1049/iet-rpg.2020.0453. (дата звернення: 01.07.2025).
12. Drasković P., Pavić I., Sepetanc K., Pandžić H. A Hybrid Renewable-Battery-Electrolyzer Facility under the Single Imbalance Pricing Scheme // *arXiv preprint*. 2024. arXiv:2410.06773. (дата звернення: 01.07.2025).
13. International Energy Agency. *Global Hydrogen Review 2023*. Paris : IEA, 2023. 146 p. (дата звернення: 01.07.2025).
14. Zhao J., Chen Y., Xu Y. et al. Optimal scheduling of renewable-powered electrolyzers in electricity markets // *Applied Energy*, 2024. Vol. 353. P. 121890. DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.121890. (дата звернення: 01.07.2025).
15. Мірошник В. О. Модель балансуєної групи виробників з ВДЕ // *Вісник Національної академії наук України*, 2024. № 12. С. 83–92. URL: <https://www.visnyk-nanu.org.ua/ojs/index.php/v/article/download/4930/5125> (дата звернення: 01.07.2025).
16. Закон України № 2479-IX від 29.07.2022 «Про внесення змін до деяких законів України щодо розвитку відновлюваної енергетики». URL: <https://aseu.org.ua/pravovi-pidsumky-2022-roku-dlia-haluzi-vde-ta-perspektyvy-2023/> (дата звернення: 01.07.2025).
17. Shiva Kumar S., Himabindu V. Hydrogen production by PEM water electrolysis – a review // *Materials Science for Energy Technologies*, 2019. Vol. 2. P. 442–454. DOI: 10.1016/j.mset.2019.03.002. (дата звернення: 02.07.2025).
18. Nasser M., Megahed T. F., Ookawara S., Hassan H. A review of water electrolysis-based systems for hydrogen production using hybrid/solar/wind energy systems // *Environmental Science and Pollution Research International*, 2022. Vol. 29. P. 86994–87018. DOI: 10.1007/S11356-022-23323-Y. (дата звернення: 02.07.2025).
19. Martinez Lopez, V. A., Ziar, H., Haverkort, J. W., Zeman, M., and Isabella, O. (2023). Dynamic operation of water electrolyzers: a review for applications in photovoltaic systems integration. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 182, 113407. doi:10.1016/J.RSER.2023.113407
20. Hauch A., Küngas R., Blennow P., Hansen A. B., Hansen J. B., Mathiesen B. V., 2020. Recent advances in solid oxide cell technology for electrolysis. *Science* 80, eaba6118. doi:10.1126/science.aba6118
21. Angstrom Advanced. Angstrom Advanced [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.angstrom-advanced.com/pro6.html> (дата звернення: 18.08.2025).
22. Asahi Kasei. Asahi Kasei starts construction of alkaline water electrolysis pilot test plant for hydrogen production [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.asahi-kasei.com/news/2022/e221107.html> (дата звернення: 18.08.2025).
23. AU-YAN. Hydrogen production electrolyzers [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.auyan.com/hydrogen-production> (дата звернення: 18.08.2025).

24. Bloom Energy. Electrolyzer Spec Sheet [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.bloomenergy.com/resource/electrolyzer-spec-sheet/> (дата звернення: 18.08.2025).
25. Cummins. Hydrogen electrolyzers [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.cummins.com/hydrogen> (дата звернення: 23.08.2025).
26. Green Hydrogen Systems. Electrolysers [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.greenhydrogensystems.com/#electrolysers> (дата звернення: 23.08.2025).
27. HydrogenPro. HydrogenPro [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://hydrogen-pro.com/> (дата звернення: 23.08.2025).
28. H-TEC Systems. Products [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.h-tec.com/en/products/> (дата звернення: 23.08.2025).
29. ITM Power. Products [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://itm-power.com/products/> (дата звернення: 23.08.2025).
30. John Cockerill Hydrogen. Products [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://hydrogen.johncockerill.com/en/products/> (дата звернення: 23.08.2025).
31. LONGi. Hydrogen Products [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.longi.com/en/products/hydrogen/lhy-a1000/> (дата звернення: 30.08.2025).
32. McPhy. Large Electrolysers [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://mcphy.com/it/apparecchiature-e-servizi/elettrolizzatori/large/> (дата звернення: 30.08.2025).
33. Nel Hydrogen. Water Electrolysers [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://nelhydrogen.com/water-electrolysers-hydrogen-generators/> (дата звернення: 30.08.2025).
34. NEXT Hydrogen. Solutions / Products [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://nexthydrogen.com/solutions/products/> (дата звернення: 30.08.2025).
35. Ohmium. Our Product [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.ohmium.com/our-product> (дата звернення: 30.08.2025).
36. Plug Power. Electrolyzer Products [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.plugpower.com/hydrogen/electrolyzer-hydrogen/electrolyzer-products/> (дата звернення: 30.08.2025).
37. International Energy Agency (IEA). Electrolysers – energy system [Електронний ресурс]. Paris, 2023. Режим доступу: <https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/electrolysers> (дата звернення: 05.08.2025).
38. Bertuccioli, L., Chan, A., Hart, D., Lehner, F., Madden, B., Standen, E. Development of water electrolysis in the European Union. Brussels: Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, 2014. 156 p.
39. Kiaee M., Cruden A., Chladek P., Infield D. Demonstration of the operation and performance of a pressurised alkaline electrolyser operating in the hydrogen fuelling station in Porsgrunn, Norway // *Energy Conversion and Management*, 2015. Vol. 94. P. 40–50. DOI: 10.1016/j.enconman.2015.01.070
40. Stansberry J., Hormaza Mejia A., Zhao L., Brouwer J. Experimental analysis of photovoltaic integration with a proton exchange membrane electrolysis system for power-to-gas // *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017. Vol. 42. P. 30569–30583. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2017.10.170.
41. Martinez Lopez V. A., Ziar H., Haverkort J. W., Zeman M., Isabella O. Dynamic operation of water electrolyzers: a review for applications in photovoltaic systems integration // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2023. Vol. 182. P. 113407. DOI: 10.1016/j.rser.2023.113407
42. Tuinema B. W., Adabi E., Ayivor P. K. S., Suárez V. G., Liu L., Perilla A. Modelling of large-sized electrolyzers for real-time simulation and study of the possibility of frequency support by electrolyzers // *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2020. Vol. 14, No. 11. P. 1985–1992. DOI: 10.1049/iet-gtd.2019.1364.
43. Stansberry J. M., Brouwer J. Experimental dynamic dispatch of a 60 kW proton exchange membrane electrolyzer in power-to-gas application // *International Journal of Hydrogen Energy*, 2020. Vol. 45. P. 9305–9316. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.01.228.
44. Gorre J., Ruoss F., Karjunen H., Schaffert J., Tynjälä T. Cost benefits of optimizing hydrogen storage and methanation capacities for Power-to-Gas plants in dynamic operation // *Applied Energy*, 2020. Vol. 257. P. 113967. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.113967.

45. You S., Træholt P., Reissner R., Zong Y. Electrical Grid Service Catalogue for Water Electrolysers. Deliverable 1.1. QvalyGridS Project, 2017. 70 p. Режим доступу: <https://www.qvalygrids.eu/app/uploads/sites/5/2017/02/Deliverable-1.1-Electrical-Grid-Service-Catalogue-for-Water-Electrolysers-27-11-2017.pdf> (дата звернення: 05.07.2025).
46. Mao W., Peng J., Zhou Q., Zhang Q., Su Y. Objective Analysis and Scale Separation of Precipitation Field Based on Barnes Wave Filtration Theory of Meteorological Stations. *Journal of Chengdu University Of Information Technology*, 2008. № 6. С. 668–672. (дата звернення: 04.07.2025)
47. Solar – a beacon of hope as Ukrainians yearn for peace // *pvmagazine.com*. – 19.02.2025. – URL: https://www.pvmagazine.com/2025/02/19/solar-a-beacon-of-hope-as-ukrainians-yearn-for-peace/?utm_source (дата звернення: 04.07.2025).
48. Україна буде 700 МВт вітрових електростанцій та 200 МВт систем накопичення енергії – голова УБЕА на URC-2025 // Інтерфакс-Україна. – 10 липня 2025 р. – URL: <https://en.interfax.com.ua/news/economic/1086462.html> (дата звернення: 07.07.2025).
49. Про затвердження Порядку продажу та обліку електричної енергії, виробленої активними споживачами, та розрахунків за неї : Постанова № 2651; НКРЕКП, 29.12.2023 // База даних «Законодавство України» / Верховна Рада України. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/v2651874-23> (дата звернення: 07.07.2025)
50. Оператор ринку. Погодинні ціни купівлі-продажу електричної енергії // Офіційний сайт Оператора ринку. – URL: <https://www.oree.com.ua/index.php/pricestr> (дата звернення: 01.07.2025).
51. Результати балансуєчого ринку та врегулювання небалансів .НЕК «Укренерго». – URL: https://ua.energy/uchasnikam_rinku/rezultaty-balansuyuchogo-rynku-2/#1664533607454-cd3a1ced-5300 (дата звернення: 03.07.2025).
52. Толстов, Д. Показники LCOH електролізерів, що працюють відокремлено від генерації. Енергозбереження. Енергетика. Енергоаудит. 2024. № 9-10 (187-188), 54-77. URL <http://eee.khpi.edu.ua/article/view/298207>
53. Van 't Noordende H., Ripson P. A One-GigaWatt Green-Hydrogen Plant (Advanced Design and Total Installed Capital Costs). Public report. Institute for Sustainable Process Technology (ISPT), 20.01.2022. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://ispt.eu/media/Public-report-gigawatt-advanced-green-electrolyser-design.pdf> (дата звернення: 02.07.2025).
54. Badgett A., Brauch D., Thatte A., Rubin R., Skangos C., Wang H., Ahluwalia R., Pivovar B., Ruf M. Updated Manufactured Cost Analysis for Proton Exchange Membrane Water Electrolyzers. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory (NREL), Technical Report NREL/TP-6A20-87625, February 2024. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/87625.pdf> (дата звернення: 02.07.2025).
55. Hubert M., Peterson D., Miller E., Vickers J., Mow R., Howe C. *Clean Hydrogen Production Cost Scenarios with PEM Electrolyzer Technology*. DOE Hydrogen Program Record № 24005, 20 травня 2024 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/24005-clean-hydrogen-production-cost-pem-electrolyzer.pdf> (дата звернення: 02.07.2025).
56. IEA. *Electrolysers*. International Energy Agency. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/electrolysers?utm_source (дата звернення: 02.07.2025).
57. Jaeger H., deBiasi V. Electrolyzer advances reduce cost of green hydrogen. *Gas Turbine World*, 30 січ. 2023. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://gasturbine-world.com/electrolyzer-advances/?utm_source (дата звернення: 02.07.2025).
58. U.S. Department of Energy (DOE). Technical Targets for Proton Exchange Membrane Electrolysis. EERE, Fuel Cell Technologies Office. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/technical-targets-proton-exchange-membrane-electrolysis> (дата звернення: 02.07.2025)

59. Потенціал роботи установок зберігання енергії на ринку електроенергії. Київ: ОРЕЕ, 2025. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://www.oree.com.ua/index.php/file_load_contr/get_file/9481?v=1 (дата звернення: 02.07.2025).

REFERENCES:

1. EcoPolitic. In 2024, the share of RES in Ukraine's energy balance amounted to almost 11 %. 07.01.2025. URL: <https://ecopolitic.com.ua/en/news/in-2024-the-share-of-res-in-ukraines-energy-balance-amounted-to-almost-11/> (data zvernennya: 01.07.2025).
2. Kabinet Ministriv Ukraïni. Pro zatverdzhennya Natsionalnogo planu dii z vidnovlyuvanoi yenergetiki na period do 2030 roku ta planu zakhodiv z yogo vikonannya: rozporядzhennya vid 13 serpnia 2024 r. № 761-r. Kiïv, 2024. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/761-2024-%D1%80> (data zvernennya: 01.07.2025)
3. Reuters. Ukraine approves \$20 bln plan to increase renewable energy production by 2030. 13.08.2024. URL: <https://www.reuters.com/sustainability/ukraine-approves-20-bln-plan-increase-renewable-energy-production-by-2030-2024-08-13/> (data zvernennya: 01.07.2025).
4. ExPro Consulting. Chastka VDE u strukturі generatsii yelektroenergii v Ukraïni u berezni 2025 r. sklala maizhe 9 %. 11.04.2025. URL: <https://expro.com.ua/novini/chastka-vde-u-struktur-generac-elektroenerg-u-berezn-2025-r-sklala-mayje-9>
5. Sustainable Agribusiness Forum. Virobnitstvo yelektroenergii z VDE u 2023 rotsi. 15.02.2024. URL: <https://saf.org.ua/news/1866/>
6. Zakon Ukraïni «Pro rinok yelektrichnoi yenergii» № 2019-VIII vid 13.04.2017 r. // *Vidomosti Verkhovnoi Radi Ukraïni*, 2017. № 27–28. Ст. 312. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>.
7. Blinov I. V., Miroshnik V. O., Loskutov S. S. Znizhennya vitrat na pokrittya nebalansiv uchasnikiv balansuyuchoi grupi virobnikiv yelektrichnoi yenergii z vidnovlyuvanikh dzherel // *Tekhnichna yelektrodinamika*, 2023. № 1. S. 62–66. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2023.01.062>
8. Kulik M. M., Dromin I. V., Zgurovets O. V. Doslidzhennya rezhimiv roboti ob'ednanikh yenergosistem z potuzhnimi vitrovimi yelektrostantsiyami ta akumul'yatornimi batareyami. *The Problems of General Energy*, 2018. № 2(53). S. 15–20. ISSN 2522-4344 (Online), ISSN 1562-8965 (Print). DOI: <https://doi.org/10.15407/pge2018.02.015>
9. Derii V. V., Nechaeva T. V., Zgurovets O. M. Dotsilnist vikoristannya tekhnologii Power-to-Heat v yenergosistemakh Ukraïni. *Sistemni doslidzhennya v yenergetitsi*, 2024. № 2A (78). S. 82–90. ISSN 2786-7102 (Online), ISSN 2786-7633 (Print). URL: <https://systemre.org/index.php/journal/article/view/839/747>
10. Kulik M. M. Spivstavnii analiz tekhniko-ekonomichnikh kharakteristik Kanivskoï GAES ta kompleksu spozhivachiv-regulyatoriv dlya pokrittya grafikiv yelektrichnikh navantazhen. *Problemi zagalnoi yenergetiki*, 2014. Vip. 4(39). S. 5–10. ISSN 1562-8965
11. Samani A. E., D'Amicis A., De Kooning J. D. M. et al. Grid balancing with a large-scale electrolyser providing primary reserve // *IET Renewable Power Generation*, 2020. Vol. 14. № 16. P. 3070–3078. DOI: 10.1049/iet-rpg.2020.0453. (data zvernennya: 01.07.2025).
12. Drasković P., Pavić I., Sepetanac K., Pandžić H. A Hybrid Renewable-Battery-Electrolyzer Facility under the Single Imbalance Pricing Scheme // arXiv preprint. 2024. arXiv:2410.06773. (data zvernennya: 01.07.2025).
13. International Energy Agency. Global Hydrogen Review 2023. Paris : IEA, 2023. 146 p. (data zvernennya: 01.07.2025).
14. Zhao J., Chen Y., Xu Y. et al. Optimal scheduling of renewable-powered electrolyzers in electricity markets // *Applied Energy*, 2024. Vol. 353. P. 121890. DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.121890. (data zvernennya: 01.07.2025).

15. Miroshnik V. O. Model balansuyuchoї grupi virobnikiv z VDE // *Visnik Natsionalnoi akademii nauk Ukraini*, 2024. № 12. S. 83–92. URL: <https://www.visnyk-nanu.org.ua/ojs/index.php/v/article/download/4930/5125> (data zvernennya: 01.07.2025).
16. Zakon Ukraini № 2479-IX vid 29.07.2022 «Pro vnesennya zmin do deyakikh zakoniv Ukraini shchodo rozvitku vidnovlyuvanoї yenergetiki». URL: <https://aseu.org.ua/pravovi-pidsumky-2022-roku-dlia-haluzi-vde-ta-perspektyvy-2023/> (data zvernennya: 01.07.2025).
17. Shiva Kumar S., Himabindu V. Hydrogen production by PEM water electrolysis – a review // *Materials Science for Energy Technologies*, 2019. Vol. 2. P. 442–454. DOI: 10.1016/j.mset.2019.03.002. (data zvernennya: 02.07.2025).
18. Nasser M., Megahed T. F., Ookawara S., Hassan H. A review of water electrolysis-based systems for hydrogen production using hybrid/solar/wind energy systems // *Environmental Science and Pollution Research International*, 2022. Vol. 29. P. 86994–87018. DOI: 10.1007/S11356-022-23323-Y. (data zvernennya: 02.07.2025).
19. Martinez Lopez, V. A., Ziar, H., Haverkort, J. W., Zeman, M., and Isabella, O. (2023). Dynamic operation of water electrolyzers: a review for applications in photovoltaic systems integration. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 182, 113407. doi:10.1016/J.RSER.2023.113407
20. Hauch A., Küngas R., Blennow P., Hansen A. B., Hansen J. B., Mathiesen B. V., 2020. Recent advances in solid oxide cell technology for electrolysis. *Science* 80, eaba6118. doi:10.1126/science.aba6118
21. Angstrom Advanced. Angstrom Advanced [Yelektronnii resurs]. – Rezhim dostupu: <https://www.angstrom-advanced.com/pro6.html> (data zvernennya: 18.07.2025).
22. Asahi Kasei. Asahi Kasei starts construction of alkaline water electrolysis pilot test plant for hydrogen production [Yelektronnii resurs]. – Rezhim dostupu: <https://www.asahi-kasei.com/news/2022/e221107.html> (data zvernennya: 18.07.2025).
23. AUYAN. Hydrogen production electrolyzers [Yelektronnii resurs]. – Rezhim dostupu: <http://www.auyan.com/hydrogen-production> (data zvernennya: 18.07.2025).
24. Bloom Energy. Electrolyzer Spec Sheet [Yelektronnii resurs]. – Rezhim dostupu: <https://www.bloomenergy.com/resource/electrolyzer-spec-sheet/> (data zvernennya: 18.07.2025).
25. Cummins. Hydrogen electrolyzers [Yelektronnii resurs]. – Rezhim dostupu: <https://www.cummins.com/hydrogen> (data zvernennya: 23.07.2025).
26. Green Hydrogen Systems. Electrolysers [Yelektronnii resurs]. – Rezhim dostupu: <https://www.greenhydrogensystems.com/#electrolysers> (data zvernennya: 23.07.2025).
27. HydrogenPro. HydrogenPro [Yelektronnii resurs]. – Rezhim dostupu: <https://hydrogen-pro.com/> (data zvernennya: 23.07.2025).
28. H-TEC Systems. Products [Yelektronnii resurs]. – Rezhim dostupu: <https://www.h-tec.com/en/products/> (data zvernennya: 23.07.2025).
29. ITM Power. Products [Yelektronnii resurs]. – Rezhim dostupu: <https://itm-power.com/products/> (data zvernennya: 23.07.2025).
30. John Cockerill Hydrogen. Products [Yelektronnii resurs]. – Rezhim dostupu: <https://hydrogen.johncockerill.com/en/products/> (data zvernennya: 23.07.2025).
31. LONGi. Hydrogen Products [Yelektronnii resurs]. – Rezhim dostupu: <https://www.longi.com/en/products/hydrogen/lhy-a1000/> (data zvernennya: 30.08.2025).
32. McPhy. Large Electrolysers [Yelektronnii resurs]. – Rezhim dostupu: <https://mcphy.com/it/apparecchiature-e-servizi/elettrolizzatori/large/> (data zvernennya: 30.07.2025).
33. Nel Hydrogen. Water Electrolysers [Yelektronnii resurs]. – Rezhim dostupu: <https://nelhydrogen.com/water-electrolysers-hydrogen-generators/> (data zvernennya: 30.07.2025).
34. NEXT Hydrogen. Solutions / Products [Yelektronnii resurs]. – Rezhim dostupu: <https://nexthydrogen.com/solutions/products/> (data zvernennya: 30.07.2025).
35. Ohmium. Our Product [Yelektronnii resurs]. – Rezhim dostupu: <https://www.ohmium.com/our-product> (data zvernennya: 30.07.2025).

36. Plug Power. Electrolyzer Products [Yelektronni resurs]. – Rezhim dostupu: <https://www.plugpower.com/hydrogen/electrolyzer-hydrogen/electrolyzer-products/> (data zvernennya: 30.07.2025).
37. International Energy Agency (IEA). Electrolysers – energy system. Paris, 2023. [Yelektronni resurs]. – Rezhim dostupu: <https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/electrolysers> (data zvernennya: 05.08.2025).
38. Bertuccioli, L., Chan, A., Hart, D., Lehner, F., Madden, B., Standen, E. Development of water electrolysis in the European Union. Brussels: Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, 2014. 156 p.
39. Kiaee M., Cruden A., Chladek P., Infield D. Demonstration of the operation and performance of a pressurised alkaline electrolyser operating in the hydrogen fuelling station in Porsgrunn, Norway // *Energy Conversion and Management*, 2015. Vol. 94. P. 40–50. DOI: 10.1016/j.enconman.2015.01.070
40. Stansberry J., Hormaza Mejia A., Zhao L., Brouwer J. Experimental analysis of photovoltaic integration with a proton exchange membrane electrolysis system for power-to-gas // *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017. Vol. 42. P. 30569–30583. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2017.10.170.
41. Martinez Lopez V. A., Ziar H., Haverkort J. W., Zeman M., Isabella O. Dynamic operation of water electrolyzers: a review for applications in photovoltaic systems integration // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2023. Vol. 182. P. 113407. DOI: 10.1016/j.rser.2023.113407
42. Tuinema B. W., Adabi E., Ayivor P. K. S., Suárez V. G., Liu L., Perilla A. Modelling of large-sized electrolyzers for real-time simulation and study of the possibility of frequency support by electrolyzers // *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2020. Vol. 14, No. 11. P. 1985–1992. DOI: 10.1049/iet-gtd.2019.1364.
43. Stansberry J. M., Brouwer J. Experimental dynamic dispatch of a 60 kW proton exchange membrane electrolyzer in power-to-gas application // *International Journal of Hydrogen Energy*, 2020. Vol. 45. P. 9305–9316. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.01.228.
44. Gorre J., Ruoss F., Karjunen H., Schaffert J., Tynjälä T. Cost benefits of optimizing hydrogen storage and methanation capacities for Power-to-Gas plants in dynamic operation // *Applied Energy*, 2020. Vol. 257. P. 113967. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.113967.
45. You S., Træholt P., Reissner R., Zong Y. Electrical Grid Service Catalogue for Water Electrolysers. Deliverable 1.1. QualyGridS Project, 2017. 70 p. Режим доступу: <https://www.qualygrids.eu/app/uploads/sites/5/2017/02/Deliverable-1.1-Electrical-Grid-Service-Catalogue-for-Water-Electrolysers-27-11-2017.pdf> (data zvernennya: 05.07.2025).
46. Mao W., Peng J., Zhou Q., Zhang Q., Su Y. Objective Analysis and Scale Separation of Precipitation Field Based on Barnes Wave Filtration Theory of Meteorological Stations. *Journal of Chengdu University Of Information Technology*, 2008. № 6. С. 668–672. (data zvernennya: 04.07.2025).
47. Solar – a beacon of hope as Ukrainians yearn for peace // *pvmagazine.com*. – 19.02.2025. – URL: https://www.pvmagazine.com/2025/02/19/solar-a-beacon-of-hope-as-ukrainians-yearn-for-peace/?utm_source (data zvernennya: 04.07.2025).
48. Ukraïna budue 700 MVt vitrovikh yelektrostantsii ta 200 MVt sistem nakopichennya yenergiï – golova UVEA na URC-2025 // *Interfaks-Ukraïna*. – 10 lipnya 2025 r. – URL: <https://en.interfax.com.ua/news/economic/1086462.html> (data zvernennya: 07.07.2025).
49. Pro zatverdzhennya Poryadku prodazhu ta obliku yelektrichnoï yenergiï, virobленоï aktivnimi spozhivachami, ta rozrakhunkiv za neï : Postanova № 2651; NKREKP, 29.12.2023 // *Baza danikh «Zakonodavstvo Ukraïni» / Verkhovna Rada Ukraïni*. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/v2651874-23> (data zvernennya: 09.07.2025).
50. Operator rinku. Pogodinni tsini kupivli-prodazhu yelektrichnoï yenergiï // *Ofitsiïnyi sait Operatora rinku*. – URL: <https://www.oree.com.ua/index.php/pricetr> (data zvernennya: 01.07.2025).
51. Rezultati balansuyuchogo rinku ta vregulyuvannya nebalansiv .NEK «Ukrenergo». – URL: https://ua.energy/uchasnikam_rinku/rezultaty-balansuyuchogo-rynku-2/#1664533607454-cd3a1ced-5300 (data zvernennya: 03.07.2025).

52. Tolstov D. Pokazniki LCOH yelektrolizeriv, shcho pratsyuyut vidokremlyeno vid generatsii. Yenergozberezhennya. Yenergetika. Yenergoaudit, 2024. № 9–10 (187–188), 54–77. URL <http://eee.khpi.edu.ua/article/view/298209>
53. Van't Noordende H., Ripson P. A One-GigaWatt Green-Hydrogen Plant (Advanced Design and Total Installed Capital Costs). Public report. Institute for Sustainable Process Technology (ISPT), 20.01.2022. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://ispt.eu/media/Public-report-gigawatt-advanced-green-electrolyser-design.pdf> (дата звернення: 02.07.2025).
54. Badgett A., Brauch D., Thatte A., Rubin R., Skangos C., Wang H., Ahluwalia R., Pivovar B., Ruf M. Updated Manufactured Cost Analysis for Proton Exchange Membrane Water Electrolyzers. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory (NREL), Technical Report NREL/TP-6A20-87625, February, 2024. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/87625.pdf> (дата звернення: 02.07.2025).
55. Hubert M., Peterson D., Miller E., Vickers J., Mow R., Howe C. *Clean Hydrogen Production Cost Scenarios with PEM Electrolyzer Technology*. DOE Hydrogen Program Record № 24005, 20 травня 2024 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/24005-clean-hydrogen-production-cost-pem-electrolyzer.pdf> (дата звернення: 02.07.2025).
56. IEA. *Electrolysers*. International Energy Agency. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/electrolysers?utm_source (дата звернення: 02.07.2025).
57. Jaeger H., deBiasi V. Electrolyzer advances reduce cost of green hydrogen. Gas Turbine World, 30 січ. 2023. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://gasturbineworld.com/electrolyzer-advances/?utm_source (дата звернення: 02.07.2025).
58. U.S. Department of Energy (DOE). Technical Targets for Proton Exchange Membrane Electrolysis. EERE, Fuel Cell Technologies Office. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/technical-targets-proton-exchange-membrane-electrolysis> (дата звернення: 02.07.2025)
59. Потенціал роботи установок зберігання енергії на ринку електроенергії. Київ : ОРЕЕ, 2025. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://www.oree.com.ua/index.php/file_load_contr/get_file/9481?v=1 (дата звернення: 02.07.2025).

Стаття надійшла до редакції: 25.07.2025; рецензування: 30.07.2025;

прийнята до публікації 02.08.2025. Автори прочитали и дали згоду рукопису.

The article was submitted on 25.07.2025; revised on 30.07.2025; and accepted for publication on 02.08.2025. The authors read and approved the final version of the manuscript.