

ОЦІНКА СЕРЕДНЬОЗВАЖЕНОЇ СОБІВАРТОСТІ ВИРОБНИЦТВА ЗЕЛЕНОГО ВОДНЮ В ЧЕРКАСЬКІЙ ОБЛАСТІ УКРАЇНИ

Отримано 13 трав. 2026 р.; рекомендовано до публікації 26 чер. 2026 р.
Доступно онлайн 30 чер. 2026 р.

Лещенко І.Ч.¹, Нечаєва Т. П.²

Автор для кореспонденції: Лещенко Ірина,
e-mail: lesch_ic@ukr.net

Анотація. Проведено аналіз української та європейської нормативної бази щодо розвитку виробництва зеленого водню. Розглянуто розвиток технологій виробництва зеленого водню у світі за останні п'ять років. Показано, що очікуваного здешевлення електролізерів не відбулось, але в Європі знизилася загальні капітальні витрати для сонячних і вітрових електростанцій. Проведено аналіз погодинного протягом 2024 року відпуску електричної енергії сонячною та вітровою станцією, які працюють у Черкаській області України. За результатами цього аналізу та огляду літературних джерел обґрунтовано формування вихідних параметрів для розрахунку середньозваженої собівартості виробництва зеленого водню з використанням електроенергії, виробленої цими електростанціями. Показано, що дискусійним моментом є співвідношення між встановленою потужністю відновлюваного джерела електричної енергії та електролізера. Наведено результати розрахунків середньозваженої собівартості виробництва зеленого водню для різних значень цього співвідношення. Встановлено недоцільність використання електролізера з потужністю, яка дорівнює потужності джерела відновлюваної енергії. Показано, що існує оптимальне значення цього співвідношення, за якого забезпечується найнижче значення середньозваженої собівартості виробництва водню.

Досліджено можливість зниження собівартості зеленого водню за рахунок продажу кисню, який утворюється під час електролізу води. Показано, що це сприятиме зменшенню собівартості в середньому на 10 %. Проаналізовано графіки відпуску електроенергії сонячною та вітровою електростанціями та її споживання електролізером протягом доби кожного місяця. Визначено кількість електроенергії, яка не використовується у технологічному процесі, але може бути продана на ринку «на добу наперед» та внутрішньодобовому ринку у період ранкового та вечірнього піку споживання. Такий продаж дасть змогу додатково зменшити собівартість зеленого водню в середньому на 18 %.

Ключові слова: декарбонізація, електролізер, сонячна електростанція, вітрова електростанція, зелений водень, середньозважена собівартість виробництва водню, співвідношення потужностей.

Перелік використаних позначень та скорочень

CAPEX – Capital Expenditure, питомі капіталовкладення у встановлену потужність

ALK – alkaline Electrolyzer (лужний електролізер)

PEM – proton exchange membrane electrolyser (електролізер з протонообмінною мембраною)

ВДЕ – відновлювані джерела енергії

КВВП – коефіцієнт використання встановленої потужності

МЕА – Міжнародне енергетичне агентство (International Energy Agency)

СЕС+ВЕС+РЕМ – технологічна група у складі сонячної і вітрової електростанції та електролізера РЕМ

Вступ. Досягнення кліматичної нейтральності до середини поточного століття є пріоритетним завданням Паризької угоди [1] та Європейського зеленого курсу (European Green Deal) [2], які є орієнтирами для держав – членів ЄС щодо енергетичної трансформації й переходу до надійного і сталого енергопостачання в

майбутньому та, відповідно, мають враховуватися Україною, як державою – кандидатом у члени ЄС.

У 2020 році в ЄС було прийнято Водневу стратегію для кліматично нейтральної Європи (A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe) [3], у якій надано прогнози зростання частки водню в енергетичному балансі Європи з менш ніж 2 % у 2019 році до 13–14 % у 2050-му. У цьому

документі також відзначено, що країни Східного сусідства, зокрема Україна, та країни Південного сусідства мають стати пріоритетними партнерами ЄС у Водневій стратегії за рахунок, у тому числі, Інвестиційної платформи сусідства, завдяки якій протягом багатьох років фінансуються проекти, що супроводжують перехід країн-партнерів на чисту енергетику.

Зазначений документ серед основних типів водню виділяє відновлюваний (або чистий) водень, який отримують шляхом електролізу води з використанням електричної енергії, виробленої з відновлюваних джерел. Хоча зазначається, що відновлюваний водень також може бути отриманий шляхом парового риформінгу біогазу або біохімічної конверсії біомаси. На сайті Рамкової конвенції Організації Об'єднаних Націй про зміну клімату (The United Nations Framework Convention on Climate Change) наводиться таке визначення: «зелений» водень – це водень, який виробляється за допомогою електролізу води з використанням електроенергії відновлюваних джерел енергії [4]. У цій статті розглядається виробництво саме зеленого водню.

У 2023 році Європейська Комісія оприлюднила Повідомлення щодо створення Європейського водневого банку (Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions on the European Hydrogen Bank), у якому наведено концепцію створення такого банку та внутрішнього ринку водню на основі аукціонів з фіксованою премією для підтримки виробництва в ЄС. Водночас у документі зазначено «необхідність спеціального інструменту, який міг би підтримувати потоки водню з третіх країн. За відсутності ринку держави – члени ЄС мають підтримувати європейських покупців, щоб забезпечити укладення досі відсутніх угод про купівлю-продаж з виробниками в третіх країнах» [5].

В Україні розпорядженням Кабінету Міністрів від 25.06.2024 № 587-р було схвалено «Національний план з енергетики та клімату на період до 2030 року». У документі зазначено, що виробництво водню в Україні може досягнути 1,0 млрд м³ у 2035 році і зрости до 5,0 млрд м³ [6].

У 2024 році Міністерство енергетики України презентувало проєкт Водневої Стратегії України до 2050 року, яка має визначити основні сфери використання водню в Україні, включно з можливостями експорту. Метою Стратегії задекларовано формування основних засад розвитку водневої галузі в Україні до 2050 року, визначення основних етапів та стратегічних цілей, шляхів і способів їх досягнення [7]. У документі наведено загальний потенціал виробництва водню з використанням енергії сонячного випромінювання та енергії вітру в розрізі областей України.

Однак у жодному із зазначених документів не надано обґрунтованих оцінок собівартості виробництва зеленого водню в умовах України. Але саме цей показник

впливатиме на конкурентоспроможність українського водню на європейському ринку.

Стохастичний режим роботи сонячних (СЕС) та вітрових (ВЕС) електростанцій є суттєвим дестабілізуючим фактором для роботи будь-якої енергетичної системи, зокрема і для ОЕС України, де наявний значний дефіцит маневрених потужностей. В ОЕС України як накопичувачі енергії використовуються гідроакумулюючі електростанції, ємності яких виявилось недостатньо для забезпечення її стійкості. У 2025 році почав роботу найбільший комплекс систем зберігання енергії потужністю 200 МВт, побудований компанією ДТЕК у партнерстві з американською компанією Fluence Energy B.V. Водночас важливе значення для забезпечення операційних балансів роботи енергосистеми України при недостатній гнучкості її джерел генерації та значних обсягах надлишку генерації відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) відіграють технології перетворення електроенергії в інші енергоносії [8–12]. Серед таких технологій необхідно виділити виробництво водню з використанням енергії ВДЕ. Отже, визначення техніко-економічних показників технологій виробництва водню з використанням відновлюваної енергії для умов конкретної країни є актуальним.

Постановка завдання. У 2020 році авторами цієї статті було проведено дослідження з визначення середньозваженої собівартості виробництва водню з використанням електроенергії, виробленої відновлюваними джерелами, для України в цілому [13]. Наведені у статті розрахунки ґрунтувались на літературних джерелах, прогнозах щодо розвитку технологій виробництва зеленого водню, та власних припущеннях, зроблених з урахуванням можливих умов роботи електролізерів в Україні. Не розглядались конкретні СЕС чи ВЕС, а отже, і їх реальні графіки видачі електроенергії.

Аналіз публікацій показує, що прогнози збільшення виробництва зеленого водню у світі не підтвердились. Порівняння даних Міжнародного енергетичного агентства (МЕА) за 2021 [14] та 2025 роки [15] показало, що в 2020 році виробництво зеленого водню із застосуванням електролізу води становило 30 тис. т (близько 0,03 % його світового виробництва), та 16 установок на вичопному паливі із застосуванням технологій уловлення, використання та зберігання вуглецю виробили ще 0,7 млн т водню (0,7 % світового виробництва). У 2024 році також менше 1 % водню було вироблено із застосуванням низьковуглецевих технологій. За прогнозами МЕА 2025 року з урахуванням проєктів, реалізація яких була оголошена, виробництво низьковуглецевого водню може досягти 37 млн т на рік до 2030 року [15], що менше ніж прогноз МЕА 2024 року, який становив 49 млн т на рік [16].

Ключовими параметрами, які впливають на собівартість виробництва водню, є капітальні витрати, ККД електролізера, його коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) та вартість спожитої електроенергії. За даними Lazard для США CAPEX комунальної СЕС у 2020 році оцінювались у діапазоні 1300–1500 дол. США/кВт

[17], у 2025 році – у діапазоні 1600–3300 дол. США/кВт [18]. Водночас за даними IRENA CAPEX наземних ВЕС у Європі оцінювався у 2024 році у діапазоні 1211–2232 дол. США/кВт, а витрати на експлуатацію та технічне обслуговування – у діапазоні 25–55 дол. США/кВт [19]. За даними IRENA протягом 2024 року CAPEX для всіх нещодавно введених в експлуатацію проєктів комунальних СЕС в Європі коливався в межах 524–1312 дол. США/кВт. Дані проєктів у базі даних IRENA за 2024 рік показали, що середньозважена вартість експлуатації та обслуговування комунальних СЕС становила 13,1 дол. США/кВт на рік на світовому рівні [19].

На сьогодні існують дві зрілі технології електролізу води – лужні електролізери (ALK) та електролізери з протонообмінною мембраною (PEM). У 2024 році Lazard оцінив капітальні витрати на впровадження електролізерів з встановленою потужністю 100 МВт та 20 МВт на рівні 1100–1831 дол. США/кВт для ALK та 1630–1975 дол. США/кВт для PEM [20]. За оцінками MEA за останнє десятиліття технологія PEM продемонструвала значне зниження витрат, хоча вона все ще залишається приблизно на 20 % дорожчою за ALK. CAPEX для електролізерної системи на даний момент становлять 2000 та 2450 дол. США/кВт для ALK і PEM технологій відповідно, але можуть становити близько 750–1300 дол. США/кВт для китайських ALK електролізерів [21].

Аналіз обох типів електролізерів показує, що на сьогодні вартість ALK нижча, ніж PEM. Але у [22] відзначається необхідність врахування того, що фактично загальні експлуатаційні витрати PEM становлять третину від вартості експлуатаційних витрат ALK. У [23] наводиться прогноз значного зменшення розриву в капітальних витратах між технологіями ALK та PEM до 2030 року при розмірі установки 1–10 МВт, а наведені у [24] результати аналізу показують, що PEM зрештою стануть доступнішими, ніж лужні системи.

Отже, суттєвого зниження капітальних витрат для електролізерів не відбулось. Для технології ALK навіть має місце незначне зростання CAPEX, що може бути пов'язано зі спробою збільшити гнучкість їх регулювання для роботи з ВДЕ та вирішення проблеми деградації електродів, для зниження операційних витрат [25, 26]. За іншими прогнозами [27] капітальні витрати як для ALK, так і для PEM електролізу зрівняються до 2030 року.

Однак на сьогодні для виробництва водню обидві технології мають однаковий рівень технологічної готовності (TRL9), оскільки вони потребують політичної підтримки та вдосконалень, щоб залишатися конкурентоспроможними з традиційними технологіями виробництва водню на основі ископного палива без викидів [28].

За останні п'ять років майже не змінився ККД електролізерів, який суттєво впливає на собівартість виробництва водню.

Таким чином, **метою дослідження** було проведення уточнених розрахунків середньозваженої собівартості

виробництва зеленого водню в умовах Черкаської області України.

Для розрахунків використано дані річних погодинних потужностей генерації вітрових та сонячних електростанцій, розташованих у Черкаській області, отримані з використанням системи моделювання генерації відновлюваних джерел енергії System Advisor Model (SAM), розробленої Національною лабораторією відновлюваної енергії (NREL) [29].

Виклад основного матеріалу дослідження з обґрунтуванням одержаних наукових результатів.

Для виробництва зеленого водню було розглянуто технологічну групу, що складається з СЕС, ВЕС та електролізера.

При виборі типу електролізера – лужний чи з протонообмінною мембраною, крім значень CAPEX, було взято до уваги їх ключові динамічні характеристики за даними [30]. У електролізерів PEM ширший діапазон навантажень – від 0 до 160 % номінального навантаження, тоді як у ALK він становить 15–100 %. У PEM швидший пуск як з теплого стану – 1 секунда порівняно з 1 хвилиною для ALK; так і з холодного – 5 хвилин порівняно з 10 хвилинами для ALK. Швидкість набору / скидання потужності у PEM становить 100 % за секунду, у ALK – 0,2–20 % за секунду; зупинка PEM триває лише кілька секунд, тоді, як ALK – від 1 до 10 хвилин. Оскільки у складі технологічної групи електролізер має ефективно працювати разом з мінливою генерацією СЕС та ВЕС, було розглянуто електролізер PEM, який має суттєві переваги перед ALK з точки зору динамічності роботи.

Прийнято, що зазначена технологічна група працює як єдиний технологічний об'єкт з виробництва водню, таким чином, електроенергія, що вироблена СЕС+ВЕС, надається електролізеру безоплатно. Водночас на собівартість виробництва водню впливають капітальні та експлуатаційні витрати не лише електролізера, але й СЕС і ВЕС.

У складі технологічної групи тимчасове сховище водню не передбачено. Подальше транспортування та використання водню не розглядалось.

На сьогодні широко використовується термін «середньозважена за життєвий цикл собівартість виробництва водню» (Levelized Cost of Hydrogen – LCOH), яка обчислюється у доларах США за 1 кг водню як сумарні дисконтовані витрати за життєвий цикл технологічної групи, поділені на сумарний дисконтований обсяг виробництва водню, що формалізується виразом

$$LCOH = \frac{C^{LCC}}{\sum_{t=1}^T \frac{H_t}{(1+r)^{(t-1)}}}, \quad (1)$$

де C^{LCC} – дисконтовані витрати на виробництво водню технологічною групою за життєвий цикл, дол. США (номінальна вартість грошей відповідає першому етапу комерційної експлуатації); T – термін життєвого циклу

технологічної групи, років; t – етап життєвого циклу, рік; H_t – виробництва водню технологічною групою в етап t , кг; r – дисконт, частка.

Дисконтовані витрати на виробництво водню протягом життєвого циклу технологічної групи, приведені до початку її експлуатації, визначаються за формулою

$$C^{LCC} = \sum_{t=1}^{T^{б\text{уд}}_k} \frac{CAPEX_t^{CEC} + CAPEX_t^{BEC} + CAPEX_t^{PEM}}{(1+r)^{T^{б\text{уд}}_k+1-t}} + \sum_{t=T^{б\text{уд}}_k+1}^{T^{б\text{уд}}_k+T^e} \frac{C_t^{CEC} + C_t^{BEC} + C_t^{PEM} + C_t^{3M} + C_t^{IHB}}{(1+r)^{t-T^{б\text{уд}}_k-1}}, \quad (2)$$

де $T_t^{б\text{уд}}$ – термін будівництва технологічної групи з моменту початку вкладення перших інвестицій і до часу її пуску в комерційну експлуатацію, років; T^e – термін комерційної експлуатації, років; $CAPEX_t^{CEC}$, $CAPEX_t^{BEC}$ та $CAPEX_t^{PEM}$ – відповідно, капіталовкладення у CEC, BEC та PEM для відповідного етапу будівництва, дол. США; C_t^{CEC} , C_t^{BEC} та C_t^{PEM} – відповідно, річні умовно-постійні витрати на експлуатацію та технічне обслуговування кожного елемента технологічної групи, дол. США; C_t^{3M} – річні умовно-змінні витрати, які на кожному етапі t визначаються як функція від режиму роботи технологічної групи, дол. США; C_t^{IHB} – сума сплати відсотків за користування кредитними коштами для етапу t , дол. США.

Математичну модель (1)–(2) реалізовано на базі табличного процесора MS Excel.

Споживання води для електролізу прийнято на основі даних [31–34]. Було взято до уваги, що рівень забезпе-

чення водними ресурсами України, який визначається формуванням річкового стоку, наявністю підземних і морських вод, є недостатнім [35]. Майже 90 % території держави характеризується низьким та дуже низьким рівнем водозабезпечення. Природних поверхневих вод, які можна використати для виробництва водню, в Україні немає, отже, можливе використання лише підземних вод, що і враховано у дослідженні. Рентна плата за спеціальне використання води відповідно до Податкового Кодексу України 2026 року [36] прийнята на рівні рентної плати за спеціальне використання підземних вод у Черкаській області – 72,02 грн/100 м³. Вода для електролізера має пройти очищення. За даними [31] використання, наприклад, зворотного осмосу для опріснення 1 м³ морської води вимагає 3–4 кВт·год електроенергії, яка береться з мережі Це має незначний вплив на загальну вартість електролізу води, збільшуючи загальну вартість виробництва водню на 0,01–0,02 дол. США/кг H₂.

Для виконання розрахунків було прийнято вихідні дані, наведені у табл. 1. Вибір економічних параметрів CEC, BEC та PEM ґрунтується на даних [19, 20].

Таблиця 1. Вихідні параметри для розрахунку LCOH

Параметр	Одиниця виміру	Значення
CEC [19]		
Встановлена потужність CEC	МВт	1,0
Питомі капіталовкладення у встановлену потужність	дол. США/кВт	780
Термін експлуатації	років	30
Термін будівництва	років	1
Витрати на експлуатацію та технічне обслуговування фіксовані	дол. США /кВт рік	13,1
Річне збільшення умовно-постійних витрат	%	0,10
BEC [19]		
Встановлена потужність BEC	МВт	1,0
Питомі капіталовкладенні у встановлену потужність	дол. США/кВт	1660
Термін експлуатації	років	30
Термін будівництва	років	1
Витрати на експлуатацію та технічне обслуговування фіксовані	дол. США /кВт рік	35,0
Річне збільшення умовно-постійних витрат	%	0,10
Електролізер PEM [20]		
Максимальна потужність	% від номінальної потужності	100
Мінімальна потужність	–«–	10
Питомі капіталовкладенні у встановлену потужність	дол. США /кВт	1200

Параметр	Одиниця виміру	Значення
Термін експлуатації	років	30
Термін будівництва	років	1
ККД	%	60
Коефіцієнт доступності для використання	%	90
Споживання електроенергії	кВт год/кг H ₂	55,00
Споживання води	л/кг H ₂	10,00
Вартість опріснення води	дол. США/м ³ (1000 л) води	1,60
Виробництво кисню	кг O ₂ /кг H ₂	8,00
Рентна плата за використання водних ресурсів	дол. США/1 м ³ води	0,04
Загальні параметри		
Частка кредитних коштів	%	70
Термін надання кредиту	років	10
Процентна ставка за кредитом	%	10
Прибутковість діяльності підприємства	%	12
Податок на прибуток підприємств	%	18
Дисконт реальний	%	9,3

Дискусійним моментом є вибір значення встановленої потужності електролізера. Результат аналізу фактичних даних погодинного виробітку електричної енергії

технологічною парою СЕС+ВЕС протягом 2024 року з вибіркою за діапазонами обсягів спільної генерації наведено у табл. 2.

Таблиця 2. Діапазони генерації електроенергії технологічною парою СЕС та ВЕС у 2024 році

Діапазон генерації електроенергії СЕС та ВЕС разом, кВт за годину		Годин генерації	Частка у річному відпуску, %
від	до		
1824	1803	4	0,05
1768	1732	5	0,06
1694	1605	19	0,22
1597	1512	12	0,14
1496	1402	30	0,34
1391	1300	45	0,51
1298	1200	68	0,78
1199	1100	95	1,08
1097	1000	188	2,15
999	900	294	3,36
899	800	424	4,84
799	700	335	3,82
699	600	411	4,69
599	500	399	4,55
499	400	545	6,22
399	300	675	7,71
299	200	1032	11,78
199	100	1373	15,67
99	1	2361	26,95
0	0	445	5,08
Разом		8760	100

З табл. 2 видно, що генерація електроенергії технологічною парою СЕС + ВЕС у діапазоні від 1824 до 1000 кВт/год відбувається 466 год на рік, що становить лише 5,3 % від річних робочих годин. Отже, виникає питання, чи доцільно у технологічній групі СЕС+ВЕС+РЕМ встановлювати електролізер, потужність якого дорівнює сумарній потужності СЕС та ВЕС. Адже КВВП електролізера є одним з ключових параметрів, які визначають собівартість виробництва водню [13].

Аналіз літератури виявив, що питанню оптимізації співвідношення потужностей ВДЕ та електролізера присвячено низку досліджень у різних країнах. У дослідженні [37], проведеному на замовлення Міністерства енергетики США, пропонується вибирати потужність електролізера на рівні 50 % від загальної потужності комбінованої пари СЕС та ВЕС, що приводить до підвищення КВВП електролізера.

У [38] зазначається, що оптимальне співвідношення між потужністю ВДЕ та потужністю електролізера є компромісом між їх КВВП, оскільки вони демонструють протилежні тенденції. При зменшенні співвідношення між номінальною потужністю ВДЕ та електролізера КВВП ВДЕ покращується, водночас КВВП електролізера зменшується. Навпаки, при збільшенні співвідношення між номінальною потужністю ВДЕ та електролізера використання останнього максимізується. Залежно від вартості задіяних технологій, оптимальне рішення як правило, покращує один із двох КВВП за рахунок іншого. Розглянутий у статті приклад для умов Італії виявив, що номінальна потужність СЕС повинна бути в 2,2 раза більшою, а номінальна потужність ВЕС – у 2,8 раза більшою, ніж номінальна потужність електролізера.

У [39] зазначено, що для кожного класу потужності ВДЕ існує оптимальна потужність електролізу для встановлення, за якої показники LCOH є найнижчими. Це співвідношення не є загальним, а залежить від місця розташування ВДЕ. У статті наводяться такі оптимізовані за витратами співвідношення потужності електролізу до ВДЕ: від 13,6 % до 73 % для СЕС, від 3,3 % до 143 % для ВЕС, відповідно, для розташування ВДЕ в різних

регіонах різних країн, де забезпечується різна кількість годин генерації електроенергії. З урахуванням різних місць розташування ВДЕ розкид значень оптимальних співвідношень для ВЕС набагато більший, ніж для СЕС, що, на думку авторів, обумовлено різними характеристиками генерації. У [40] показано, що правильний підбір потужностей СЕС та електролізера має суттєвий вплив на собівартість виробництва водню. Через низький КВВП СЕС оптимальне співвідношення між її потужністю та потужністю електролізера становить близько 2:1 для умов Італії. У [41] на базі погодинних даних показано, що для мінімізації LCOH оптимальне співвідношення потужності СЕС та електролізера в умовах Каліфорнії становить 1,7:1.

Зрозуміло, що не вся електрична енергія, вироблена СЕС та ВЕС, використовується для виробництва водню, частка такої електроенергії становить від 13 % до 35 % залежно від співвідношення потужностей СЕС+ВЕС та РЕМ. По-перше, не використовується потужність, яка перевищує потужність РЕМ, по-друге, потужність, яка є меншою 10 % потужності РЕМ, що відповідає рекомендаціям з його експлуатації [38]. Цю електричну енергію можна реалізувати на ринку лише в години ранкового і вечірнього пікового навантаження енергосистеми.

Відповідно до постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 16.01.2026 № 70 [42] граничні ціни на ринку «на добу наперед» та внутрішньодобовому ринку в період ранкового піку споживання з 07:00 до 11:00 години встановлено на рівні 6900,00 грн/МВт-год; у період вечірнього піку з 17:00 до 23:00 години – 15000,00 грн/МВт-год. На балансуєчому ринку максимальні граничні ціни з 07:00 до 17:00 години – 8250,00 грн/МВт-год; з 17:00 до 23:00 години – 16 000,00 грн/МВт-год.

Аналіз графіків відпуску електроенергії та її споживання електролізером протягом доби кожного місяця дав змогу визначити кількість енергії, яку можна продати за місяць у години пік (табл. 3).

Таблиця 3. Кількість електроенергії, виробленої СЕС і ВЕС та не використаної для виробництва водню, яку можна продати в години пікового навантаження енергосистеми, МВт-год

Пік	Місяці року												За рік разом
	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	
Встановлена потужність РЕМ 1,9 МВт													
Ранковий	6,0	3,2	3,6	3,0	1,3	0,6	0,7	1,4	1,7	3,0	6,2	4,3	34,8
Вечірній	8,4	9,3	7,9	7,9	9,7	10,8	7,6	10,1	9,6	9,1	7,9	9,6	108,0
Встановлена потужність РЕМ 1,0 МВт													
Ранковий	5,5	4,6	7,4	5,1	7,2	7,0	2,1	5,4	7,1	3,2	3,0	1,5	59,1
Вечірній	2,8	3,0	2,6	2,7	2,8	4,2	4,3	3,9	4,6	3,8	2,3	3,6	40,7
Встановлена потужність РЕМ 0,9 МВт													
Ранковий	6,6	6,0	10,5	9,1	11,0	11,3	3,7	8,7	10,4	4,8	3,1	1,6	87,0

Вечірній	2,7	2,6	2,1	2,5	2,5	3,9	3,9	3,7	4,4	3,3	2,0	3,1	36,7
Встановлена потужність PEM 0,85 МВт													
Ранковий	7,4	6,7	12,4	11,4	13,5	14,0	5,3	11,1	12,9	6,2	3,1	1,7	105,7
Вечірній	2,4	2,4	2,0	2,5	2,5	3,3	3,7	3,3	4,3	3,3	2,0	2,9	34,4
Встановлена потужність PEM 0,83 МВт													
Ранковий	7,8	7,1	13,3	12,3	14,7	15,2	6,2	12,1	13,9	6,9	3,1	1,7	114,4
Вечірній	2,3	2,4	1,9	2,5	2,4	3,3	3,6	3,1	4,0	3,3	1,9	2,6	33,4
Встановлена потужність PEM 0,8 МВт													
Ранковий	8,4	7,8	14,6	13,8	16,6	17,2	0,2	14,0	15,7	8,0	3,5	2,1	121,7
Вечірній	2,5	2,5	2,0	2,0	2,6	3,0	3,5	2,9	3,9	3,3	2,1	2,7	32,9
Встановлена потужність PEM 0,75 МВт													
Ранковий	9,9	9,0	16,7	16,5	20,0	20,8	11,0	17,4	18,8	10,0	4,1	3,1	157,2
Вечірній	3,0	2,5	2,3	2,0	2,9	2,5	3,4	2,7	3,6	3,4	2,4	2,6	33,3
Встановлена потужність PEM 0,7 МВт													
Ранковий	11,6	10,2	19,5	19,5	23,8	24,8	14,8	21,1	22,2	12,5	4,6	4,3	188,9
Вечірній	3,6	2,9	2,6	2,1	3,2	2,2	3,1	2,4	3,6	3,7	2,9	2,8	35,2
Встановлена потужність PEM 0,65 МВт													
Ранковий	13,3	11,6	22,4	22,6	28,1	29,1	19,2	25,2	25,8	15,1	5,6	5,4	223,4
Вечірній	4,2	3,4	2,9	2,6	3,2	1,9	3,0	2,0	3,8	4,0	3,7	3,0	37,7

Виходячи з зазначеного вище, було знайдено таке співвідношення між потужністю технологічної групи СЕС+ВЕС та PEM, яке забезпечує краще значення

середньозваженої собівартості виробництва водню. Результати розрахунків наведено у табл. 4.

Таблиця 4. Значення LCOH за різного співвідношення потужності технологічної групи СЕС+ВЕС+PEM

Параметр	Значення									
Виробництво електроенергії за рік СЕС+ВЕС, МВт·год	2 967,191									
Встановлена потужність PEM, МВт	1,90	1,00	0,90	0,85	0,83	0,80	0,75	0,70	0,65	
Спожито електроенергії для виробництва водню за рік, МВт·год	2684,7	2770,9	2724,7	2690,7	2674,9	2645,8	2590,9	2525,4	2451,9	
Невикористана електроенергія за рік, МВт·год / %	282,5 / 19	196,3 / 13	242,5 / 16	276,5 / 19	292,3 / 20	321,4 / 22	376,3 / 25	441,8 / 30	515,3 / 35	
Виробництво водню за рік, т	26,359	27,206	26,751	26,417	26,262	25,977	25,438	24,795	24,073	
LCOH, дол. США/кг H ₂	21,39	14,62	14,18	14,36	14,44	13,89	14,19	13,81	14,22	
LCOH з урахуванням продажу O ₂ , дол. США/кг H ₂	19,92	13,15	12,71	12,89	12,98	12,43	12,72	12,34	12,76	
LCOH з урахуванням продажу O ₂ та електроенергії, дол. США/кг H ₂	18,90	12,5	11,85	11,90	11,92	11,31	11,31	10,65	10,38	
Ratio PEM / (СЕС+ВЕС), %	95,0 %	50,0 %	45,0 %	42,5 %	41,5 %	40,0 %	37,5 %	35,0 %	32,5 %	
Співвідношення встановлених потужностей (СЕС + ВЕС): PEM	1,05:1	2:1	2,2:1	2,35:1	2,4:1	2,5:1	2,7:1	2,9:1	3,1:1	

З табл. 4 чітко видно, що існує краще співвідношення між потужностями пари СЕС+ВЕС та РЕМ – це 2,9:1. Тобто для технологічної пари СЕС із встановленою потужністю 1 МВт та ВЕС із встановленою потужністю 1 МВт доцільно встановити електролізер РЕМ потужністю 0,7 МВт. При цьому забезпечується найнижче значення LCOH – 13,81 дол. США/кг H₂.

Необхідно зазначити, що кисень, який виробляється в процесі електролізу води, може використовуватись у різних галузях економіки, технології його транспортування добре розвинуті. Електролізери РЕМ виробляють водень та кисень високої чистоти (99,999 %) [43], що відповідає вимогам до чистоти медичного кисню. Отже, вартість виробництва зеленого водню можна зменшити, якщо використовувати електролітичний кисень як товар. У розрахунках було враховано, як вплине на LCOH продаж виробленого кисню. Для наведеної вище технологічної групи СЕС+ВЕС+РЕМ при встановленій потужності РЕМ у 0,7 МВт це дає змогу зменшити LCOH до 12,34 дол. США/кг H₂.

Урахування можливості продажу надлишків електроенергії на ринку «на добу наперед» та внутрішньодобовому ринку в години пік дає змогу зменшити LCOH до 10,65 дол. США/кг H₂ при встановленій потужності РЕМ у 0,7 МВт. Однак LCOH зменшується до 10,38 дол. США/кг H₂ при встановленій потужності РЕМ у 0,65 МВт, хоча без урахування продажу електроенергії цей показник вище, ніж для РЕС у 0,7 МВт.

Для формування висновку щодо доцільності виробництва зеленого водню в Україні було проаналізовано оцінки орієнтовної собівартості його виробництва в інших країнах Європи. На сайті The European Hydrogen Observatory у вільному доступі розміщено Калькулятор для розрахунку LCOH (Levelised Cost of Hydrogen Calculator) [44], який дає змогу використовувати значення за замовчуванням, надані Hydrogen Europe, або значення, вказані користувачем. Значення за замовчуванням можуть змінюватися залежно від вибору країни та джерела електроенергії. Значення, вказані користувачем, не змінюються автоматично і повинні бути адаптовані користувачем. З використанням значень за замовчуванням було розраховано орієнтовні середньозважені собівартості виробництва зеленого водню в кількох країнах Європи (табл. 5).

Таблиця 5. Значення LCOH, розраховані з використанням Levelised Cost of Hydrogen Calculator, розробленого The European Hydrogen Observatory [44]

Країна	Тип ВДЕ	
	СЕС	ВЕС на суходолі
Іспанія	6,82	6,95
Литва	12,59	7,25
Німеччина	10,42	7,4
Польща	11,93	7,36
Фінляндія	11,1	6,86
Чехія	11,63	8,88

Порівняння значень собівартості виробництва водню в країнах Європи та найнижчої собівартості, розрахованої

на основі фактичних даних генерації ВДЕ у Черкаській області з урахуванням продажу кисню та надлишків електроенергії в години пік, показало, що український водень є майже співставним за собівартістю порівняно з воднем, виробленим з використанням енергії СЕС у країнах, які схожі за погодними умовами (Німеччина, Польща, Фінляндія, Чехія). Отже, необхідно провести дослідження з визначення напрямів зниження LCOH у реальних умовах нашої країни.

Одним з таких напрямів може бути збільшення потужностей технологічної групи, щоб проявився вплив ефекту масштабування, наслідком якого може стати зниження капітальних та операційних витрат, підвищення енергоефективності за рахунок оптимізації допоміжних систем (водопідготовки, охолодження, очищення). Крім того, можна підвищити КВВП електролізера за рахунок використання великої кількості відновлюваних джерел, розташованих на певній відстані одне від одного, що може дати кумулятивний ефект збільшення їх спільної генерації.

Це потребує проведення додаткових досліджень.

Також доцільно провести дослідження щодо включення до технологічної групи ВДЕ + електролізер установки зберігання енергії. Хоча, на думку деяких дослідників, така інтеграція не завжди є виправданою, оскільки збільшує капітальні витрати, але не приводить до зменшення LCOH [39].

Висновки

Результати розрахунків середньозваженої собівартості зеленого водню в умовах Черкаської області України показали, що існує найкраще співвідношення між встановленими потужностями технологічної пари СЕС та ВЕС, потужністю 1 МВт кожна, та електролізера РЕМ – це 2,9:1, за якого показники LCOH є найнижчим.

Встановлено, що собівартість зеленого водню можна зменшити в середньому на 10 % за рахунок продажу кисню, який утворюється при електролізі води. Додатковим напрямом зниження собівартості водню в середньому на 18 % є продаж електроенергії, яка виробляється СЕС та ВЕС і не використовується у технологічному процесі, на ринку «на добу наперед» та внутрішньодобовому ринку в період ранкового та вечірнього піку споживання.

Показано, що середньозважена собівартість виробництва зеленого водню технологічною групою СЕС+ВЕС+РЕМ в умовах Черкаської області України є майже співставною з собівартістю водню, виробленого з використанням енергії СЕС у країнах, які схожі за погодними умовами (Німеччина, Польща, Фінляндія, Чехія).

Для забезпечення конкурентоздатності українського водню на європейському ринку необхідно дослідити вплив збільшення потужностей технологічної групи (ефект масштабування) на зменшення собівартості зеленого водню. Також необхідно провести дослідження щодо доцільності включення до складу технологічної групи ВДЕ + електролізер установки зберігання енергії,

що може дати ефект за рахунок збільшення коефіцієнта використання встановленої потужності електролізера, який суттєво впливає на собівартість виробництва водню. Водночас значно підвищити КВВП електролізера при роботі у такій технологічній групі навряд чи вдасться, оскільки кліматичні умови України не дозволяють мати високі КВВП СЕС і ВЕС.

ПОСИЛАННЯ

1. Паризька угода. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/995_l61.
2. The European Green Deal. Communication from the European Commission // European Commission. Brussels. 11.12.2019. COM(2019) 640 final. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1596443911913&uri=CELEX:52019DC0640#document2>.
3. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. COM (2020) 301 final. Brussels. 08.07.2020. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex:52020DC0301>.
4. Green hydrogen. URL: <https://unfccc.int/technology/green-hydrogen>.
5. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions on the European Hydrogen Bank. COM(2023) 156 final. Brussels, 16.3.2023. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex:52023DC0156>.
6. Національний план з енергетики та клімату на період до 2030 року. URL: <https://me.gov.ua/view/bb0b9ef5-ea96-4b8a-8f2f-471faf32c9df>.
7. Воднева стратегія України на період до 2050 року. Проект. URL: <https://www.mev.gov.ua/sites/default/files/field/file/vodneva-strategiya17.05.2024.pdf>.
8. Babak V. P., Kulyk M. M. (2023). Increasing the Efficiency and Security of Integrated Power System Operation Through Heat Supply Electrification in Ukraine. *Science and Innovation*, Vol. 19. No. 5, Pp. 100–116. <https://scinn-eng.org.ua/ojs/index.php/ni/article/view/470>
9. Hotra, O.; Kulyk, M.; Babak, V.; Kovtun, S.; Zgurovets, O.; Mroccka, J.; Kisała, P. (2024). Organisation of the Structure and Functioning of Self-Sufficient Distributed Power Generation. *Energies* 2024, 17, 27. <https://doi.org/10.3390/en17010027>.
10. Derii, V., Nechaieva, T., & Leshchenko, I. (2023). Assessment of the effect of structural changes in Ukraine's district heating on the greenhouse gas emissions. *Science and Innovation*, 19(4), 57–65. <https://doi.org/10.15407/scine19.04.057> ISSN 2409-9066.
11. Babak, V. P., Kulyk, M. M. Possibilities and perspectives of the consumers-regulators application in systems of frequency and power automatic regulation. *Technical Electrodynamics*. 2023, Issue 4, p. 72–80. <https://doi.org/10.15470/techned2023.04.072> ISSN 16077970.
12. Толстов Д. В. (2025). Інтеграція PEM-електролізера в балансуєчу групу ВДЕ України. *Енергозбереження. Енергетика. Енергоаудит*. № 8 (211). С. 40–64. <https://doi.org/10.20998/2313-8890.2025.08.03>.
13. Лещенко І. Ч. (2021). Оцінка середньозваженої собівартості виробництва водню в Україні. *Проблеми загальної енергетики*. 2021. Вип. 2, с. 4–11. <https://doi.org/10.15407/page2021.02.004>.
14. Global Hydrogen Review 2021. International Energy Agency. 2021. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abda-e9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>.
15. Global Hydrogen Review 2025. International Energy Agency. 2025. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/a6c466dd-b6f0-44bd-a60a-6940eccfb1c3/GlobalHydrogenReview2025.pdf>.
16. Global Hydrogen Review 2024. International Energy Agency. 2024. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/89c1e382-dc59-46ca-aa47-9f7d41531ab5/GlobalHydrogenReview2024.pdf>.
17. Lazard's levelized cost of energy analysis — version 14.0. October 2020. URL: <https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energy-levelized-cost-of-storage-and-levelized-cost-of-hydrogen-2020/>.
18. Lazard's Levelized Cost of Energy+. June 2025. URL: <https://www.lazard.com/news-announcements/lazard-releases-2025-levelized-cost-of-energyplus-report-pr/>.
19. IRENA (2025), Renewable power generation costs in 2024, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_TEC_RPGC_in_2024_2025.pdf.
20. Lazard's Levelized Cost of Energy+. June 2024. URL: https://www.lazard.com/media/xemfey0k/lazards-lcoeplus-june-2024-_vf.pdf.

21. Electrolysers. IEA. URL: <https://www.iea.org/energy-system/low-emissions-fuels/electrolysers>.
22. Between Two Stacks: How a PEM Electrolyzer is More Cost-Effective Than an Alkaline Electrolyzer. Plug Power Inc. 2022. URL: <https://www.plugpower.com/blog/between-two-stacks-how-a-pem-electrolyzer-is-more-cost-effective-than-an-alkaline-electrolyzer/>.
23. Anita H. Reksten, Magnus S. Thomassen, Steffen Møller-Holst, Kyrre Sundseth, Projecting the future cost of PEM and alkaline water electrolysers; a CAPEX model including electrolyser plant size and technology development, *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 47, Issue 90, 2022, Pages 38106–38113, ISSN 0360-3199, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.08.306>.
24. Zun, M. T., & McLellan, B. C. (2023). Cost Projection of Global Green Hydrogen Production Scenarios. *Hydrogen*, 4(4), 932-960. <https://doi.org/10.3390/hydrogen4040055>.
25. Subramani Krishnan, Vinzenz Koning, Matheus Theodorus de Groot, Arend de Groot, Paola Granados Mendoza, Martin Junginger, Gert Jan Kramer. Present and future cost of alkaline and PEM electrolyser stacks. *International Journal of Hydrogen Energy*. Volume 48, Issue 83, 2023. Pages 32313–32330. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.05.031>.
26. Nicolas Dubouis, David Aymé-Perrot, Damien Degoulange, Alexis Grimaud, Hubert Girault. Alkaline electrolysers: Powering industries and overcoming fundamental challenges. *Joule*. Volume 8, Issue 4. 2024. Pages 883–898. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2024.02.012>.
27. Lauritz Bühler, Dominik Möst. Projecting technological advancement of electrolysers and the impact on the competitiveness of hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 98. 2025. Pages 1174–1184. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.12.078>.
28. The International Energy Agency. URL: <https://www.iea.org/energy-system/low-emissions-fuels/electrolysers>.
29. System Advisor Model™ Version 2023.12.17 (SAM™ 2023.12.17). National Renewable Energy Laboratory. Golden, CO. Available at: <https://https://sam.nrel.gov>.
30. IRENA (2020). Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf/
31. The Future of Hydrogen. IEA Tech. rep. 2019. URL: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>.
32. The World's Most Efficient and Reliable Electrolysers. Nel Hydrogen Electrolysers. URL: <https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2020/03/Electrolysers-Brochure-Rev-C.pdf>.
33. Denis Thomas Large scale PEM electrolysis: technology status and upscaling strategies. *Hydrogenics*. October 2019. Brussels (BE). <http://hybalance.eu/wp-content/uploads/2019/10/Large-scale-PEM-electrolysis.pdf>.
34. Silyzer 300. The next paradigm of PEM electrolysis. URL: <https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:a193b68f-7ab4-4536-abe2-c23e01d0b526/datasheet-silyzer300.pdf>.
35. Концепція Державної цільової програми комплексного водозабезпечення територій, які зазнали впливу воєнних дій, на період до 2030 року. Постанова Кабінету Міністрів України від 30.07.2024 № 905. URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/uploads/public/66b/9ea/d43/66b9ead434e1c646121952.pdf>.
36. Податковий кодекс України. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2755-17#Text>. [in Ukrainian].
37. McKenzie H., D. Peterson, E. Miller, J. Vickers, R. Mow, C. Howe. "DOE Hydrogen Program Record 24005: Clean Hydrogen Production Cost Scenarios with PEM Electrolyzer Technology", 2024. [Online]. URL: https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/24005-clean-hydrogen-production-cost-pem-electrolyzer.pdf?sfvrsn=8cb10889_1.
38. Paolo Marocco, Marta Gandiglio, Massimo Santarelli. Optimal design of PV-based grid-connected hydrogen production systems. *Journal of Cleaner Production*. Volume 434. 2024. 140007. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.140007>.
39. Andreas Hofrichter, Daniel Rank, Michael Heberl, Michael Sterner. Determination of the optimal power ratio between electrolysis and renewable energy to investigate the effects on the hydrogen production costs. *International Journal of Hydrogen Energy*. Volume 48, Issue 5. 2023. Pages 1651–1663. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.09.263>.
40. G. Tamburrano, L. Del Zotto, F. Zuccari, R. Caponi, A. Santiangeli, U Di Matteo, F. Orecchini and E. Bocci. (2023). Techno-economic analysis of hydrogen production via photovoltaic, battery and electrolysis: plant sizing and hydrogen cost. *Journal of Physics: Conference Series*. 2648 012067. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2648/1/012067>.
41. Mariya Koleva, Omar J. Guerra, Joshua Eichman, Bri-Mathias Hodge, Jennifer Kurtz. Optimal design of solar-driven electrolytic hydrogen production systems within

- electricity markets. *Journal of Power Sources*. Volume 483, 2021, 229183, <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2020.229183>.
42. Про граничні ціни на ринку «на добу наперед», внутрішньодобовому ринку та балансуючому ринку. Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 16.01.2026 № 70. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0070874-26#Text>.
43. S. Shiva Kumar, Hankwon Lim. An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production. *Energy Reports*. Volume 8. 2022. Pages 13793–13813. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.10.127>.
44. Levelised Cost of Hydrogen Calculator. <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/tools-reports/levelised-cost-hydrogen-calculator>.

ESTIMATION OF THE LEVELIZED COST OF GREEN HYDROGEN PRODUCTION IN THE CHERKASY REGION OF UKRAINE

Received May 13, 2026; accepted Jun. 26, 2026
Available online June. 30, 2026

Leshchenko I.¹, Nechaieva T.²

Author for correspondence: Leshchenko Iryna,
e-mail: lesch_ic@ukr.net

¹ Cand. of Tech. Sciences
<https://orcid.org/0000-0003-3382-4762>

² Cand. of Tech. Sciences
<https://orcid.org/0000-0001-9154-4545>

^{1,2} General Energy Institute, NAS of
Ukraine, Kyiv, Ukraine

² State Institution "Center for evaluation of
activity of research institutions and scientific support of regional development of
Ukraine of NAS of Ukraine"

Abstract. *An analysis of the Ukrainian and European regulatory framework for the development of green hydrogen production was conducted. The world development of green hydrogen production technologies over the past five years was considered. It was shown that the expected decrease in electrolyzer costs did not occur, but the total installed costs for solar and wind power plants decreased in Europe. The hourly electricity production by solar and wind power plants operating in the Cherkasy region of Ukraine in 2024 was analyzed. The initial parameter values for calculating the levelized cost of green hydrogen production using electricity generated by these power plants are determined by the results of this analysis and a literature review.*

It is shown that the ratio between the installed capacity of the renewable energy source and the electrolyzer is debatable. The results of calculations of the levelized cost of green hydrogen production for different values of this ratio are presented. The inexpediency of using an electrolyzer with a capacity equal to the capacity of a renewable energy source is established. It is shown that there is an optimal value of this ratio, at which the lowest levelized cost of hydrogen production is ensured.

The possibility of reducing the cost of green hydrogen by selling oxygen formed during water electrolysis has been studied. It has been shown that this will reduce the cost by an average of 10%.

The electricity supply schedules from solar and wind power plants and their consumption by the electrolyzer throughout the day of each month were analyzed. This amount of electricity that is not used in the technological process, but can be sold on the day-ahead and intraday markets during morning and evening peak consumption periods, has been determined. Such a sale will further reduce the cost of green hydrogen by an average of 18%.

Keywords: *decarbonization, electrolyzer, solar power plant, wind power plant, green hydrogen, levelized cost of hydrogen production, capacity ratio.*

List of symbols and abbreviations used:

CAPEX – Capital Expenditure

ALK – Alkaline Electrolyzer

PEM – proton exchange membrane electrolyser

RES – renewable energy sources

IEA – International Energy Agency

SPP+WPP+PEM – technological group consisting of a solar and wind power plant and an electrolyzer PEM

Introduction. Achieving climate neutrality by the middle of the current century is a priority objective of the Paris Agreement [1] and the European Green Deal [2], which serve as guiding frameworks for EU Member States regarding energy transformation and the transition to a reliable and sustainable energy supply in the future and, accordingly, should be taken into account by Ukraine as a candidate country for EU membership.

In 2020, the EU adopted A Hydrogen Strategy for a Climate-Neutral Europe [3], which provides projections for the increase in hydrogen's share in the European energy balance from less than 2% in 2019 to 13–14% by 2050. The document also emphasizes that the countries of the Eastern Neighbourhood, in particular Ukraine, as well as the

countries of the Southern Neighbourhood, should become priority partners of the EU within the framework of the Hydrogen Strategy, including through the Neighbourhood Investment Platform, which has financed projects supporting the transition of partner countries to clean energy for many years.

The aforementioned document identifies renewable (or clean) hydrogen as one of the main types of hydrogen, which is produced through water electrolysis using electricity generated from renewable energy sources. At the same time, it is noted that renewable hydrogen may also be obtained through steam reforming of biogas or biochemical conversion of biomass. The website of the United Nations Framework Convention on Climate Change provides the

following definition: “green” hydrogen is hydrogen produced through water electrolysis using electricity generated from renewable energy sources [4]. This article specifically examines the production of green hydrogen.

In 2023, the European Commission published the Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions on the European Hydrogen Bank, which outlines the concept for establishing such a bank and creating an internal hydrogen market based on fixed-premium auctions to support production within the EU. At the same time, the document emphasizes “the need for a dedicated instrument capable of supporting hydrogen flows from third countries. In the absence of a market, EU Member States should support European buyers in order to ensure the conclusion of currently non-existent purchase agreements with producers in third countries” [5].

In Ukraine, by Resolution of the Cabinet of Ministers dated 25 June 2024 No. 587-r, the “National Energy and Climate Plan until 2030” was approved. The document states that hydrogen production in Ukraine may reach 1.0 billion m³ by 2035 and increase to 5.0 billion m³ thereafter [6].

In 2024, the Ministry of Energy of Ukraine presented the draft Hydrogen Strategy of Ukraine until 2050, which is intended to define the main areas of hydrogen use in Ukraine, including export opportunities. The declared objective of the Strategy is to establish the fundamental principles for the development of the hydrogen sector in Ukraine until 2050, as well as to identify the main stages, strategic goals, and the pathways and mechanisms for their achievement [7]. The document presents the overall potential for hydrogen production using solar and wind energy, differentiated by the regions of Ukraine.

However, none of the aforementioned documents provides substantiated estimates of the cost of green hydrogen production under Ukrainian conditions. Nevertheless, this indicator will determine the competitiveness of Ukrainian hydrogen in the European market.

The stochastic operating mode of solar power plants (SPPs) and wind power plants (WPPs) constitutes a significant destabilizing factor for the operation of any power system, including the Integrated Power System of Ukraine (IPS of Ukraine), which experiences a considerable deficit of flexible generation capacity. Within the IPS of Ukraine, pumped-storage hydropower plants are used as energy storage facilities; however, their storage capacity has proven insufficient to ensure system stability. In 2025, the largest energy storage system complex, with a capacity of 200 MW, commissioned by DTEK in partnership with the American company Fluence Energy B.V., commenced operation.

At the same time, technologies for converting electricity into other energy carriers play an important role in maintaining the operational balance of the Ukrainian power system under conditions of insufficient flexibility of generation sources and significant volumes of excess electricity

generation from renewable energy sources (RES) [8–12]. Among such technologies, hydrogen production using renewable energy should be highlighted. Therefore, the determination of the techno-economic performance indicators of hydrogen production technologies based on renewable energy for the conditions of a specific country is highly relevant.

Problem statement. In 2020, this article's co-author conducted a study aimed at determining the levelized cost of hydrogen production using electricity generated from renewable energy sources for Ukraine as a whole [13]. The calculations presented in the article were based on literature sources, forecasts regarding the development of green hydrogen production technologies, and the authors' own assumptions made with consideration of the possible operating conditions of electrolyzers in Ukraine. Specific SPPs or WPPs, and consequently their actual electricity generation profiles, were not considered.

An analysis of publications indicates that forecasts regarding the increase in global green hydrogen production have not been confirmed. A comparison of the data of the International Energy Agency (IEA) for 2021 [14] and 2025 [15] showed that, in 2020, the production of “green hydrogen” through water electrolysis amounted to 30 thousand tonnes (approximately 0.03% of global hydrogen production), while 16 fossil-fuel-based plants using carbon capture, utilization, and storage (CCUS) technologies produced an additional 0.7 million tonnes of hydrogen (0.7% of global production). In 2024, less than 1% of hydrogen was also produced using low-carbon technologies. According to the IEA 2025 forecasts, taking into account announced projects, low-carbon hydrogen production may reach 37 million tonnes per year by 2030 [15], which is lower than the IEA 2024 forecast of 49 million tonnes per year [16].

The key parameters affecting the cost of hydrogen production are capital expenditures (CAPEX), electrolyzer efficiency, its capacity factor, and the cost of consumed electricity. According to Lazard data for the United States, the CAPEX of utility-scale SPPs in 2020 was estimated within the range of USD 1,300–1,500/kW [17], while in 2025 it was estimated at USD 1,600–3,300/kW [18]. At the same time, according to the International Renewable Energy Agency (IRENA), the CAPEX of onshore WPPs in Europe in 2024 was estimated within the range of USD 1,211–2,232/kW, while operation and maintenance costs ranged from USD 25 to 55/kW [19]. According to IRENA, during 2024 the CAPEX for all recently commissioned utility-scale SPPs projects in Europe varied within the range of USD 524–1,312/kW. Data from the IRENA project database for 2024 showed that the weighted average operation and maintenance cost of utility-scale SPPs amounted to USD 13.1/kW per year at the global level [19].

At present, there are two mature water electrolysis technologies: alkaline electrolyzers (ALK) and proton exchange membrane electrolyzers (PEM). In 2024, Lazard estimated the capital costs for the deployment of electrolyzers with installed capacities of 100 MW and 20 MW at USD 1,100–

1,831/kW for ALK systems and USD 1,630–1,975/kW for PEM systems [20]. According to IEA estimates, over the last decade, PEM technology has demonstrated a significant reduction in costs, although it still remains approximately 20% more expensive than ALK technology. Currently, the CAPEX of electrolyzer systems amounts to USD 2,000/kW and USD 2,450/kW for ALK and PEM technologies, respectively, although for Chinese ALK electrolyzers these costs may range from approximately USD 750 to 1,300/kW [21].

An analysis of both types of electrolyzers indicates that, at present, the cost of ALK systems is lower than that of PEM systems. However, reference [22] emphasizes the necessity of considering the fact that the total operating costs of PEM systems are actually only one-third of the operating costs of ALK systems. Reference [23] presents a forecast of a significant reduction in the gap in capital expenditures between ALK and PEM technologies by 2030 for installations with capacities of 1–10 MW, while the analysis results presented in [24] indicate that PEM systems may ultimately become more affordable than alkaline systems.

Thus, no substantial reduction in capital expenditures costs for electrolyzers has occurred. For ALK technology, a slight increase in CAPEX has even been observed, which may be associated with efforts to enhance their operational flexibility for integration with RES and to address the problem of electrode degradation in order to reduce operating costs [25, 26]. According to other forecasts [27], the capital expenditures for both ALK and PEM electrolysis technologies may converge by 2030.

However, at present, both technologies have the same Technology Readiness Level (TRL 9) for hydrogen production, since they still require policy support and further improvements in order to remain competitive with conventional fossil-fuel-based hydrogen production technologies without emissions [28].

Over the past five years, the efficiency of electrolyzers, which significantly affects the cost of hydrogen production, has remained almost unchanged.

Thus, the objective of this study was to perform refined calculations of the levelized cost of green hydrogen production in the Cherkasy region of Ukraine.

The calculations were based on annual hourly power generation data for wind and solar power plants located in Cherkasy Oblast, obtained using the renewable energy generation modeling system System Advisor Model (SAM), developed by the National Renewable Energy Laboratory (NREL) [29].

Presentation of the main research material with substantiation of the obtained scientific results.

For the production of green hydrogen, a technological configuration consisting of a solar power plant, a wind power plant, and an electrolyzer was considered.

$$C^{LCC} = \sum_{t=1}^{T^C} \frac{CAPEX_t^{SPP} + CAPEX_t^{WPP} + CAPEX_t^{PEM}}{(1+r)^{T^C+1-t}} + \sum_{t=T^C+1}^{T^C+T^O} \frac{C_t^{SPP} + C_t^{WPP} + C_t^{PEM} + C_t^V + C_t^{Inv}}{(1+r)^{t-T^C-1}}, \quad (2)$$

When selecting the type of electrolyzer — alkaline or proton exchange membrane — in addition to CAPEX values, their key dynamic characteristics according to [30] were also taken into account. PEM electrolyzers have a wider load range, from 0 to 160% of nominal load, whereas for ALK systems the range is 15–100%. PEM systems also demonstrate faster start-up times, both from a warm state — 1 second compared to 1 minute for ALK — and from a cold state — 5 minutes compared to 10 minutes for ALK. The ramp-up/ramp-down rate for PEM systems reaches 100% per second, while for ALK systems it ranges from 0.2 to 20% per second. Shutdown of PEM systems requires only a few seconds, whereas for ALK systems it takes from 1 to 10 minutes.

Since, within the considered technological configuration, the electrolyzer must operate efficiently in a technological group with the variable generation of SPPs and WPPs, the PEM electrolyzer technology was selected, as it offers significant advantages over ALK systems in terms of operational dynamics.

It was assumed that the considered technological configuration operates as a single integrated hydrogen production facility; therefore, the electricity generated by the SPP + WPP system is supplied to the electrolyzer free of charge. At the same time, the cost of hydrogen production is affected not only by the capital and operating expenditures of the electrolyzer, but also by those of the SPP and WPP.

The technological configuration does not include temporary hydrogen storage facilities. Further transportation and use of hydrogen were not considered.

At present, the term “Levelized Cost of Hydrogen” (LCOH) is widely used. It is expressed in USD per kilogram of hydrogen and is calculated as the total discounted costs over the life cycle of the technological configuration divided by the total discounted hydrogen production over the same period, which can be formalized by the following expression:

$$LCOH = \frac{C^{LCC}}{\sum_{t=1}^T \frac{H_t}{(1+r)^{(t-1)}}, \quad (1)$$

where C^{LCC} represents the discounted hydrogen production costs of the technological configuration over its life cycle, expressed in USD (the nominal value of money corresponds to the first stage of commercial operation); T is the life-cycle duration of the technological configuration, years; t denotes the life-cycle stage, year; H_t is the hydrogen production of the technological configuration at stage t , kg; and r is the discount rate, expressed as a fraction.

The discounted costs of hydrogen production over the life cycle of the technological configuration, reduced to the beginning of its operation, are determined by the following expression:

where T_t^C is the construction period of the technological configuration from the commencement of initial investments to the start of commercial operation, years; T^O is the period of commercial operation, years; $CAPEX_t^{SPP}$, $CAPEX_t^{WPP}$ and $CAPEX_t^{PEM}$ are the capital investments in the SPP, WPP, and PEM electrolyzer, respectively, for the corresponding construction stage, expressed in USD; C_t^{SPP} , C_t^{WPP} , and C_t^{PEM} are the annual fixed operation and maintenance costs of each component of the technological configuration, respectively, expressed in USD; C_t^V denotes the annual variable operating costs, which at each stage t are determined as a function of the operating mode of the technological configuration, expressed in USD; and C_t^{Inv} is the amount of interest payments on loan funds for stage t in USD.

The mathematical model (1)–(2) was implemented using the Microsoft Excel spreadsheet processor.

Water consumption for electrolysis was adopted based on the data reported in [31–34]. It was taken into account that the level of water resource availability in Ukraine,

determined by river runoff formation and the availability of groundwater and marine water resources, is insufficient [35]. Almost 90% of the country’s territory is characterized by low or very low levels of water availability. Ukraine does not possess natural surface water resources suitable for hydrogen production; therefore, only groundwater can potentially be utilized, which was taken into consideration in this study. The rent fee for special water use, according to the 2026 Tax Code of Ukraine [36], was assumed at the level established for the special use of groundwater in Cherkasy Oblast, namely UAH 72.02 per 100 m³. Water supplied to the electrolyzer must undergo purification. According to [31], the use of, for example, reverse osmosis for the desalination of 1 m³ of seawater requires 3–4 kWh of electricity drawn from the grid. This has an insignificant effect on the overall cost of water electrolysis, increasing the total hydrogen production cost by only USD 0.01–0.02 per kg of H₂.

For the calculations, the input data presented in Table 1 were adopted. The selection of the economic parameters of photovoltaic power plants (solar power plants, SPPs), wind power plants (WPPs), and the electricity grid (power grid, PG) was based on the data reported in [19, 20].

Table 1. Initial parameters for LCOH calculation

Parameter	Unit of measurement	Value
SPP [19]		
SPP installed capacity	MW	1.0
SPP CAPEX	USD/kW	780
Period of commercial operation	years	30
Construction period	years	1
O&M costs	USD/(kW·year)	13.1
Annual increase in O&M costs	%	0.10
WPP [19]		
WPP installed capacity	MW	1.0
WPP CAPEX	USD/kW	1660
Period of commercial operation	years	30
Construction period	years	1
O&M costs	USD/(kW·year)	35.0
Annual increase in O&M costs	%	0.10
Electrolyser PEM [20]		
Maximum capacity	% of nominal capacity	100
Minimum capacity	–«–	10
PEM CAPEX	USD/kW	1200
Period of commercial operation	years	30
Construction period	years	1
Efficiency	%	60
Availability factor	%	90
Electricity consumption	kWh/kg H ₂	55.00
Water consumption	l/kg H ₂	10.00
Water desalination cost	USD /m ³ (1000 l) of water	1.60
Oxygen production	kg O ₂ /kg H ₂	8.00
Rent fee for the use of water resources	USD /1 m ³ of water	0.04

Parameter	Unit of measurement	Value
General parameters		
Share of loan funds	%	70
Term of loan provision	years	10
Loan interest rate	%	10
Internal revenue rate	%	12
Corporate income tax	%	18
Real discount rate	%	9.3

A debatable issue is the selection of the installed capacity of the electrolyzer. The results of the analysis of actual hourly

electricity generation data for the combined SPP + WPP technological pair during 2024, classified by ranges of joint power generation volumes, are presented in Table 2.

Table 2. Ranges of electricity generation by a technological pair of solar and wind power plants in 2024

Range of combined electricity generation by the SPP and WPP, kW per hour		Hours of generation	Share in annual electricity output, %
from	to		
1824	1803	4	0.05
1768	1732	5	0.06
1694	1605	19	0.22
1597	1512	12	0.14
1496	1402	30	0.34
1391	1300	45	0.51
1298	1200	68	0.78
1199	1100	95	1.08
1097	1000	188	2.15
999	900	294	3.36
899	800	424	4.84
799	700	335	3.82
699	600	411	4.69
599	500	399	4.55
499	400	545	6.22
399	300	675	7.71
299	200	1032	11.78
199	100	1373	15.67
99	1	2361	26.95
0	0	445	5.08
Total		8760	100

Table 2 shows that electricity generation by the combined SPP + WPP technological pair within the range from 1824 to 1000 kWh occurs during 466 hours per year, which accounts for only 5.3% of the annual operating hours. Therefore, the question arises as to whether it is reasonable, within the SPP + WPP + PG technological group, to install an electrolyzer whose capacity is equal to the total installed capacity of the SPP and WPP. This is due to the fact that the capacity factor of the electrolyzer is one of the key parameters determining the cost of hydrogen production [13].

A review of the literature revealed that a number of studies conducted in different countries have addressed the issue of optimizing the capacity ratio between RES and the electrolyzer. In study [37], carried out on behalf of the US

Department of Energy, it is proposed to select the electrolyzer capacity at the level of 50% of the total capacity of the combined SPP and WPP pair, which leads to an increase in the electrolyzer capacity factor.

Reference [38] states that the optimal ratio between RES capacity and electrolyzer capacity represents a compromise between their respective capacity factors, as they exhibit opposite trends. When the ratio between the nominal capacity of RES and that of the electrolyzer decreases, the RES capacity factor improves, while the electrolyzer capacity factor decreases. Conversely, as the ratio between the nominal capacity of RES and the electrolyzer increases, the utilization of the latter is maximized. Depending on the cost of the technologies involved, the optimal solution generally

improves one of the two capacity factors at the expense of the other. The case study considered in the article for the conditions of Italy showed that the nominal capacity of the SPP should be 2.2 times higher, and the nominal capacity of the WPP should be 2.8 times higher than the nominal capacity of the electrolyzer.

Reference [39] states that for each RES capacity class, there exists an optimal electrolyzer capacity to be installed at which the LCOH reaches its minimum value. This ratio is not universal but depends on the location of the RES installation. The article provides the following cost-optimized ratios of electrolyzer capacity to RES capacity: from 13.6% to 73% for SPPs and from 3.3% to 143% for WPPs, depending on the location of RES facilities in different regions and countries characterized by varying numbers of electricity generation hours. Taking into account the different RES locations, the range of optimal ratios for WPPs is significantly wider than that for SPPs, which, according to the authors, is determined by different generation characteristics.

Reference [40] demonstrates that the proper selection of SPP and electrolyzer capacities has a significant impact on the cost of hydrogen production. Due to the low capacity factor of SPPs, the optimal ratio between SPP capacity and electrolyzer capacity under the conditions of California is 1.7:1.

It is evident that not all electricity generated by the SPP and WPP is used for hydrogen production; the share of such electricity ranges from 13% to 35%, depending on the capacity ratio between the SPP + WPP system and the PEM. First, the power exceeding the electrolyzer capacity is not utilized; second, power below 10% of the electrolyzer capacity is also not utilized, in accordance with operational recommendations [38]. This electricity can only be sold on the market during the morning and evening peak load hours of the power system.

According to Resolution No. 70 of 16 January 2026 issued by the National Commission for State Regulation of Energy and Public Utilities [42], the price caps on the day-ahead electricity market and the intraday market during the morning consumption peak period from 07:00 to 11:00 are set at UAH 6,900.00/MWh, while during the evening peak period from 17:00 to 23:00 they are set at UAH 15,000.00/MWh. On the balancing market, the maximum price caps are UAH 8,250.00/MWh from 07:00 to 17:00 and UAH 16,000.00/MWh from 17:00 to 23:00.

An analysis of the daily electricity supply and electrolyzer consumption profiles for each month made it possible to determine the amount of energy that can be sold during peak hours over the course of a month (Table 3).

Table 3. Amount of electricity generated by solar and wind power plants that is not used for hydrogen production, which can be sold during peak load hours of the power system, MWh

Peak period	Month of the year												Total for the year
	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	
PEM installed capacity 1.9 MW													
Morning	6.0	3.2	3.6	3.0	1.3	0.6	0.7	1.4	1.7	3.0	6.2	4.3	34.8
Evening	8.4	9.3	7.9	7.9	9.7	10.8	7.6	10.1	9.6	9.1	7.9	9.6	108.0
PEM installed capacity 1.0 MW													
Morning	5.5	4.6	7.4	5.1	7.2	7.0	2.1	5.4	7.1	3.2	3.0	1.5	59.1
Evening	2.8	3.0	2.6	2.7	2.8	4.2	4.3	3.9	4.6	3.8	2.3	3.6	40.7
PEM installed capacity 0.9 MW													
Morning	6.6	6.0	10.5	9.1	11.0	11.3	3.7	8.7	10.4	4.8	3.1	1.6	87.0
Evening	2.7	2.6	2.1	2.5	2.5	3.9	3.9	3.7	4.4	3.3	2.0	3.1	36.7
PEM installed capacity 0.85 MW													
Morning	7.4	6.7	12.4	11.4	13.5	14.0	5.3	11.1	12.9	6.2	3.1	1.7	105.7
Evening	2.4	2.4	2.0	2.5	2.5	3.3	3.7	3.3	4.3	3.3	2.0	2.9	34.4
PEM installed capacity 0.83 MW													
Morning	7.8	7.1	13.3	12.3	14.7	15.2	6.2	12.1	13.9	6.9	3.1	1.7	114.4
Evening	2.3	2.4	1.9	2.5	2.4	3.3	3.6	3.1	4.0	3.3	1.9	2.6	33.4
PEM installed capacity 0.8 MW													
Morning	8.4	7.8	14.6	13.8	16.6	17.2	0.2	14.0	15.7	8.0	3.5	2.1	121.7
Evening	2.5	2.5	2.0	2.0	2.6	3.0	3.5	2.9	3.9	3.3	2.1	2.7	32.9
PEM installed capacity 0.75 MW													
Morning	9.9	9.0	16.7	16.5	20.0	20.8	11.0	17.4	18.8	10.0	4.1	3.1	157.2

Peak period	Month of the year												Total for the year
	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	
Evening	3.0	2.5	2.3	2.0	2.9	2.5	3.4	2.7	3.6	3.4	2.4	2.6	33.3
PEM installed capacity 0.7 MW													
Morning	11.6	10.2	19.5	19.5	23.8	24.8	14.8	21.1	22.2	12.5	4.6	4.3	188.9
Evening	3.6	2.9	2.6	2.1	3.2	2.2	3.1	2.4	3.6	3.7	2.9	2.8	35.2
PEM installed capacity 0.65 MW													
Morning	13.3	11.6	22.4	22.6	28.1	29.1	19.2	25.2	25.8	15.1	5.6	5.4	223.4
Evening	4.2	3.4	2.9	2.6	3.2	1.9	3.0	2.0	3.8	4.0	3.7	3.0	37.7

Based on the above considerations, the ratio between the capacity of the SPP + WPP technological group and the PEM was determined so as to ensure a lower value of the weighted average cost of hydrogen production. The calculation results are presented in Table 4.

Table 4. LCOH for different power ratios of the SPP+WPP+PEM technological group

Parameter	Value									
Annual electricity generation by the SPP + WPP, MWh	2967.191									
Installed PEM electrolyzer capacity, MW	1.90	1.00	0.90	0.85	0.83	0.80	0.75	0.70	0.65	
Electricity consumed for hydrogen production per year, MWh	2684.7	2770.9	2724.7	2690.7	2674.9	2645.8	2590.9	2525.4	2451.9	
Unused electricity per year, MWh / %	282.5 / 19	196.3 / 13	242.5 / 16	276.5 / 19	292.3 / 20	321.4 / 22	376.3 / 25	441.8 / 30	515.3 / 35	
Annual hydrogen production, t	26.359	27.206	26.751	26.417	26.262	25.977	25.438	24.795	24.073	
LCOH, USD/kg H ₂	21.39	14.62	14.18	14.36	14.44	13.89	14.19	13.81	14.22	
LCOH considering O ₂ sales, USD/kg H ₂	19.92	13.15	12.71	12.89	12.98	12.43	12.72	12.34	12.76	
LCOH considering O ₂ and electricity sales, USD/kg H ₂	18.90	12.5	11.85	11.90	11.92	11.31	11.31	10.65	10.38	
Ratio PEM/ (SPP + WPP), %	95.0%	50.0%	45.0%	42.5%	41.5%	40.0%	37.5%	35.0%	32.5%	
Ratio of installed capacities (SPP + WPP) : PEM	1.05:1	2:1	2.2:1	2.35:1	2.4:1	2.5:1	2.7:1	2.9:1	3.1:1	

Table 4 clearly demonstrates that there exists an optimal ratio between the capacities of the SPP + WPP pair and the PEM electrolyzer, namely 2.9:1. In other words, for a technological pair consisting of an SPP with an installed capacity of 1 MW and a WPP with an installed capacity of 1 MW, it is advisable to install a PEM electrolyzer with a capacity of 0.7 MW. Under these conditions, the minimum LCOH value of USD 13.81/kg H₂ is achieved.

It should be noted that the oxygen produced during water electrolysis can be utilized in various sectors of the economy, and the technologies for its transportation are well developed. PEMs produce hydrogen and oxygen of high purity (99.999%) [43], which meet the purity requirements for medical oxygen. Therefore, the cost of green hydrogen production can be reduced if electrolytic oxygen is commercialized as a by-product. The calculations took into account

the impact of oxygen sales on the LCOH value. For the above-mentioned SPP+WPP+PEM technological group with a PEM installed capacity of 0.7 MW, this makes it possible to reduce the LCOH to USD 12.34/kg H₂.

Taking into account the possibility of selling surplus electricity on the day-ahead electricity market and the intraday market during peak hours makes it possible to reduce the LCOH to USD 10.65/kg H₂ for a PEM installed capacity of 0.7 MW. However, the LCOH decreases further to USD 10.38/kg H₂ at a PEM installed capacity of 0.65 MW, although without considering electricity sales, this indicator is higher than that for a PEM capacity of 0.7 MW.

In order to formulate conclusions regarding the feasibility of green hydrogen production in Ukraine, estimates of the approximate cost of its production in other European

countries were analyzed. The European Hydrogen Observatory website provides free access to the Levelised Cost of Hydrogen Calculator (LCOH Calculator) [44], which allows the use of default values provided by Hydrogen Europe or user-defined values. The default values may vary depending on the selected country and electricity source. User-defined values do not change automatically and must be adjusted manually by the user. Using the default values, approximate levelized costs of green hydrogen production were calculated for several European countries (Table 5).

Table 5. LCOH calculated with the Levelised Cost of Hydrogen Calculator developed by The European Hydrogen Observatory [44]

Country	Type of RES	
	SPP	Onshore WPP
Spain	6.82	6.95
Lithuania	12.59	7.25
Germany	10.42	7.4
Poland	11.93	7.36
Finland	11.1	6.86
Czech Republic	11.63	8.88

A comparison between the hydrogen production costs in European countries and the minimum production cost calculated on the basis of actual RES generation data in Cherkasy Oblast, taking into account the sale of oxygen and surplus electricity during peak hours, showed that Ukrainian hydrogen is nearly comparable in cost to hydrogen produced using SPP electricity in countries with similar climatic conditions, such as Germany, Poland, Finland, and the Czech Republic. Therefore, further research is required to identify pathways for reducing the LCOH under the actual conditions of Ukraine.

One such pathway may involve increasing the capacities of the technological group in order to realize the effects of scaling, which could result in lower capital and operating costs as well as improved energy efficiency through the optimization of auxiliary systems, including water treatment, cooling, and purification systems. In addition, the capacity factor of the electrolyzer may be increased through the integration of a larger number of renewable energy sources located at a certain distance from one another, which could produce a cumulative effect in terms of increasing their combined electricity generation. This requires further investigation.

It is also advisable to conduct studies on the integration of an energy storage system into the RES + electrolyzer technological group. Although, according to some researchers, such integration is not always justified, as it increases capital expenditures without leading to a reduction in the LCOH [39].

Conclusions

The results of the calculations of the levelized cost of green hydrogen under the conditions of Cherkasy Oblast, Ukraine, demonstrated that there exists an optimal ratio between the installed capacities of the technological SPP and WPP pair, each with a capacity of 1 MW, and the PEM electrolyzer, namely 2.9:1, at which the LCOH values are minimized.

It was established that the cost of green hydrogen can be reduced by an average of 10% through the sale of oxygen generated during water electrolysis. An additional pathway for reducing hydrogen production cost by an average of 18% is the sale of electricity generated by the SPP and WPP but not utilized in the technological process on the day-ahead electricity market and the intraday market during the morning and evening peak consumption periods.

It was shown that the levelized cost of green hydrogen production by the SPP+WPP+PEM technological group under the conditions of Cherkasy Oblast, Ukraine, is almost comparable to the cost of hydrogen produced using SPP electricity in countries with similar climatic conditions, such as Germany, Poland, Finland, and the Czech Republic.

In order to ensure the competitiveness of Ukrainian hydrogen on the European market, it is necessary to investigate the effect of increasing the capacities of the technological group (scaling effect) on reducing the cost of green hydrogen production. It is also necessary to conduct studies regarding the feasibility of integrating an energy storage system into the RES + electrolyzer technological group, which may provide benefits through an increase in the electrolyzer capacity factor, a parameter that significantly affects hydrogen production costs. At the same time, it is unlikely that the electrolyzer capacity factor can be substantially increased within such a technological group, since the climatic conditions of Ukraine do not allow for SPPs and WPPs to achieve high capacity factors.

REFERENCES

1. Paris Agreement. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/995_l61.
2. The European Green Deal. Communication from the European Commission // European Commission. Brussels. 11.12.2019. COM(2019) 640 final. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1596443911913&uri=CELEX:52019DC0640#document2>.
3. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. COM (2020) 301 final. Brussels. 08.07.2020. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex:52020DC0301>.
4. Green hydrogen. URL: <https://unfccc.int/technology/green-hydrogen>.

5. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions on the European Hydrogen Bank. COM(2023) 156 final. Brussels, 16.3.2023. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex:52023DC0156>.
6. NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLAN for the period until 2030. URL: <https://me.gov.ua/view/2cad4803-661e-4ae9-9748-3006d6eb3e1c>.
7. HYDROGEN STRATEGY OF UKRAINE for the period until 2050. Draft. URL: <https://www.mev.gov.ua/sites/default/files/field/file/vodneva-strategiya17.05.2024.pdf>.
8. Babak V. P., Kulyk M. M. (2023). Increasing the Efficiency and Security of Integrated Power System Operation Through Heat Supply Electrification in Ukraine. *Science and Innovation*, Vol. 19 No. 5, Pp. 100-116 <https://scinn-eng.org.ua/ojs/index.php/ni/article/view/470>
9. Hotra, O.; Kulyk, M.; Babak, V.; Kovtun, S.; Zgurovets, O.; Mrocza, J.; Kisała, P. (2024). Organisation of the Structure and Functioning of Self-Sufficient Distributed Power Generation. *Energies* 2024, 17, 27. <https://doi.org/10.3390/en17010027>.
10. Derii, V., Nechaieva, T., & Leshchenko, I. (2023). Assessment of the effect of structural changes in Ukraine's district heating on the greenhouse gas emissions. *Science and Innovation*, 19(4), 57–65. <https://doi.org/10.15407/scine19.04.057> ISSN 2409-9066.
11. Babak, V. P., Kulyk, M. M. Possibilities and perspectives of the consumers-regulators application in systems of frequency and power automatic regulation. *Technical Electrodynamic*. 2023, Issue 4, p. 72-80. <https://doi.org/10.15470/techned2023.04.072> ISSN 16077970.
12. Tolstov D. (2025). Integration of a PEM electrolyzer into a renewable energy balancing group in Ukraine. *Energy saving. Power engineering. Energy audit. № 8* (211). C. 40–64. <https://doi.org/10.20998/2313-8890.2025.08.03>.
13. Leshchenko I.Ch. (2021). Levelised cost of hydrogen production in Ukraine. *System Research in Energy*, (2 (65), 4-11. <https://doi.org/10.15407/pge2021.02.004>.
14. Global Hydrogen Review 2021. International Energy Agency. 2021. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abda-e9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>.
15. Global Hydrogen Review 2025. International Energy Agency. 2025. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/a6c466dd-b6f0-44bd-a60a-6940eccfb1c3/GlobalHydrogenReview2025.pdf>.
16. Global Hydrogen Review 2024. International Energy Agency. 2024. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/89c1e382-dc59-46ca-aa47-9f7d41531ab5/GlobalHydrogenReview2024.pdf>.
17. Lazard's levelized cost of energy analysis — version 14.0. October 2020. URL: <https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energy-levelized-cost-of-storage-and-levelized-cost-of-hydrogen-2020/>.
18. Lazard's Levelized Cost of Energy+. June 2025. URL: <https://www.lazard.com/news-announcements/lazard-releases-2025-levelized-cost-of-energyplus-report-pr/>.
19. IRENA (2025), Renewable power generation costs in 2024, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_TEC_RPGC_in_2024_2025.pdf.
20. Lazard's Levelized Cost of Energy+. June 2024. URL: https://www.lazard.com/media/xemfey0k/lazards-lcoeplus-june-2024-_vf.pdf.
21. Electrolysers. IEA. URL: <https://www.iea.org/energy-system/low-emissions-fuels/electrolysers>.
22. Between Two Stacks: How a PEM Electrolyzer is More Cost-Effective Than an Alkaline Electrolyzer. Plug Power Inc. 2022. URL: <https://www.plugpower.com/blog/between-two-stacks-how-a-pem-electrolyzer-is-more-cost-effective-than-an-alkaline-electrolyzer/>.
23. Anita H. Reksten, Magnus S. Thomassen, Steffen Møller-Holst, Kyrre Sundseth, Projecting the future cost of PEM and alkaline water electrolyzers; a CAPEX model including electrolyser plant size and technology development, *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 47, Issue 90, 2022, Pages 38106-38113, ISSN 0360-3199, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.08.306>.
24. Zun, M. T., & McLellan, B. C. (2023). Cost Projection of Global Green Hydrogen Production Scenarios. *Hydrogen*, 4(4), 932-960. <https://doi.org/10.3390/hydrogen4040055>.
25. Subramani Krishnan, Vinzenz Koning, Matheus Theodorus de Groot, Arend de Groot, Paola Granados Mendoza, Martin Junginger, Gert Jan Kramer. Present and future cost of alkaline and PEM electrolyser stacks. *International Journal of Hydrogen Energy*. Volume 48, Issue 83, 2023. Pages 32313-32330. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.05.031>.
26. Nicolas Dubouis, David Aymé-Perrot, Damien Degoulange, Alexis Grimaud, Hubert Girault. Alkaline

- electrolyzers: Powering industries and overcoming fundamental challenges. *Joule*. Volume 8, Issue 4. 2024. Pages 883-898. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2024.02.012>.
27. Lauritz Bühler, Dominik Möst. Projecting technological advancement of electrolyzers and the impact on the competitiveness of hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 98. 2025. Pages 1174-1184. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.12.078>.
28. The International Energy Agency. URL: <https://www.iea.org/energy-system/low-emissions-fuels/electrolysers>.
29. System Advisor Model™ Version 2023.12.17 (SAM™ 2023.12.17). National Renewable Energy Laboratory. Golden, CO. Available at: <https://sam.nrel.gov>.
30. IRENA (2020). Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf.
31. The Future of Hydrogen. IEA Tech. rep. 2019. URL: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>.
32. The World's Most Efficient and Reliable Electrolysers. Nel Hydrogen Electrolysers. URL: <https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2020/03/Electrolysers-Brochure-Rev-C.pdf>.
33. Denis Thomas Large scale PEM electrolysis: technology status and upscaling strategies. *Hydrogenics*. October 2019. Brussels (BE). <http://hybalance.eu/wp-content/uploads/2019/10/Large-scale-PEM-electrolysis.pdf>.
34. Silyzer 300. The next paradigm of PEM electrolysis. URL: <https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:a193b68f-7ab4-4536-abe2-c23e01d0b526/datasheet-silyzer300.pdf>.
35. The framework concept of the state programme for integrated water supply to frontline areas for the period until 2030. Resolution of the Cabinet of Ministers of Ukraine dated 30.07.2024 № 905. URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/uploads/public/66b/9ea/d43/66b9ead434e1c646121952.pdf> [in Ukrainian].
36. Tax Code of Ukraine. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2755-17#Text>. [in Ukrainian].
37. McKenzie H., D. Peterson, E. Miller, J. Vickers, R. Mow, C. Howe. "DOE Hydrogen Program Record 24005: Clean Hydrogen Production Cost Scenarios with PEM Electrolyzer Technology", 2024. [Online]. URL: https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/24005-clean-hydrogen-production-cost-pem-electrolyzer.pdf?sfvrsn=8cb10889_1.
38. Paolo Marocco, Marta Gandiglio, Massimo Santarelli. Optimal design of PV-based grid-connected hydrogen production systems. *Journal of Cleaner Production*. Volume 434. 2024. 140007. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.140007>.
39. Andreas Hofrichter, Daniel Rank, Michael Heberl, Michael Sterner. Determination of the optimal power ratio between electrolysis and renewable energy to investigate the effects on the hydrogen production costs. *International Journal of Hydrogen Energy*. Volume 48, Issue 5. 2023. Pages 1651-1663. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.09.263>.
40. G. Tamburrano, L. Del Zotto, F. Zuccari, R. Caponi, A. Santiangeli, U. Di Matteo, F. Orecchini and E. Bocci. (2023). Techno-economic analysis of hydrogen production via photovoltaic, battery and electrolysis: plant sizing and hydrogen cost. *Journal of Physics: Conference Series*. 2648 012067. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2648/1/012067>.
41. Mariya Koleva, Omar J. Guerra, Joshua Eichman, Bri-Mathias Hodge, Jennifer Kurtz. Optimal design of solar-driven electrolytic hydrogen production systems within electricity markets. *Journal of Power Sources*. Volume 483, 2021, 229183, <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2020.229183>.
42. On price caps on the day-ahead market, intraday market and balancing market. Resolution of the National Commission for State Regulation in the Fields of Energy and Utilities date on 16.01.2026 № 70. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0070874-26#Text>.
43. S. Shiva Kumar, Hankwon Lim. An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production. *Energy Reports*. Volume 8. 2022. Pages 13793-13813. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.10.127>.
44. Levelised Cost of Hydrogen Calculator. <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/tools-reports/levelised-cost-hydrogen-calculator>.