ISSN 2786-7102 (Online), ISSN 2786-7633 (Print)
https://doi.org/10.15407/srenergy2025.04.054

УДК 620.9 + 669.1

Дмитро Толстов, https://orcid.org/0000-0002-2042-1836
Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172, Київ, 03150, Україна
e-mail: dtolstov93@gmail.com

МОДЕЛЬ МІЖПРОДУКТОВОГО БАЛАНСУ ВИРОБНИЧОЇ ПІДСИСТЕМИ ЗА РОЗВИТКУ ВОДНЕВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Анотація. *У статті запропоновано економіко-математичну модель міжпродуктового балансу виробничої підсистеми для кількісної оцінки переходу енергоємних галузей України – сталі, аміаку та клінкеру – на водневі технології. Модель подано як мережу «вузли–лінії» з цільовою функцією мінімізації сукупної вартості енергозабезпечення та системою балансових, ресурсних і технологічних обмежень. Технологічні коефіцієнти відтворюють питомі витрати енергоносіїв і води у виробничих вузлах, а також втрати й енерговитрати під час транспорту. На основі галузевих сценаріїв для цементу, аміаку та сталі оцінено енергетичні наслідки впровадження водневих технологій у промисловість та порівняння їх із традиційними технологічними маршрутами (BF–BOF у сталі, газ / вугілля у клінкері, SMR у аміаку). Моделювання показало різке зростання електроємності системи: додатковий попит на електроенергію для електролізу становить 59,5 ТВт·год/рік при мінімальному споживанні водню і досягає 112 ТВт·год/рік при максимальному. Водоспоживання для електролізу у граничному випадку сягає 20,05 млн т/рік, що висуває вимоги до просторового розміщення проєктів. За жорстких обмежень (або високих цін) на природний газ і вугілля оптимальні рішення змінюються на користь водневих техспособів (H_2–DRI–EAF у сталі, H_2 у випалі клінкеру, «зелений» H_2 у аміаку); за відсутності дефіциту викопних енергоресурсів домінують традиційні ланцюги, що підтверджує ключову роль цінових сигналів і ресурсних лімітів. Отримані результати дають кількісну основу для планування приросту ВДЕ та/або використання нічної генерації АЕС, підсилення мереж, визначення потреб у зберіганні / транспорті водню й формування водних лімітів на рівні ПУРБ. Запропонована модель придатна для порівняння конфігурацій живлення електролізерів (острівні схеми, робота від мережі з гарантіями походження, гібриди) та для поетапного синхронізованого переходу промисловості до низьковуглецевих технологій за критеріями вартості, енергетичної безпеки та екологічних обмежень.*

Ключові слова: водень, оптимізаційна модель, енергетичний баланс, сталь, аміак, клінкер.

1. Вступ

Перехід до низьковуглецевої економіки визначає водневу енергетику як один із ключових інструментів декарбонізації важкої промисловості. Металургійна, хімічна та цементна галузі є найбільшими споживачами викопного палива та джерелами значних викидів парникових газів. Перехід цих секторів на водневі технології здатен суттєво зменшити їхній вуглецевий слід, підвищити ефективність виробництва та забезпечити відповідність європейським кліматичним цілям. Це особливо актуально для України, яка в умовах євроінтеграції та виконання кліматичних зобов'язань має модернізувати свій потужний індустріальний комплекс для досягнення кліматично нейтрального розвитку.

Європейський Союз (ЄС) у 2020 році представив Стратегію розвитку водневої енергетики, яка визначає поетапний перехід до кліматично нейтральної економіки до 2050 року з акцентом на виробництво та застосування водню у промисловості, транспорті та енергетиці [1]. Відповідно до цієї стратегії, до 2030 року планується встановлення потужностей електролізерів до 40 ГВт для виробництва зеленого водню, який замінюватиме викопні енергоносії у важких промислових процесах, зокрема у сталеливарній, цементній та хімічній промисловості. Водень розглядається як паливо для високотемпературних технологій, як сировина для виробництва аміаку та як відновник у металургії.

Одним із пріоритетів ЄС є формування водневих інфраструктурних кластерів для ефективного розподілу водню між промисловими зонами та транспортною інфраструктурою [1, 2].

Україна, маючи розвинену металургійну, хімічну та цементну галузі, також формує підходи до розвитку водневої економіки. У 2024 році в межах ініціативи H2U «Воднева долина» компанія Hydrogen LLC отримала грант на будівництво першого в країні заводу з виробництва зеленого водню. Проєкт передбачає розміщення підприємства у місті Рені (Одеська область) завдяки близькості до морського порту, що спрощує експорт водню через Чорне море та Дунай у країни Центральної Європи. Планується спорудження сонячної електростанції потужністю 120 МВт, вітрової електростанції – 80 МВт та електролізної установки – 100 МВт. Цільовий обсяг виробництва на першому етапі становитиме 7–8 тис. т водню на рік. Для виробництва 1 м³ водню необхідно 1,5–2 літри води та приблизно 4,5 кВт·год електроенергії [3]. Реалізація проєкту спрямована як на експорт водню до ЄС, так і на заміщення викопних джерел палива у вітчизняній промисловості [3, 4]. Водночас масштабний перехід на водневі технології в Україні стикається з низкою викликів: потребою у великих інвестиціях, модернізацією виробничих процесів та вдосконаленням нормативно-правової бази [5].

Металургійна галузь є одним з найбільших енергоспоживачів та джерел викидів CO_2. Застосування водню у технології прямого відновлення заліза (H2–DRI–EAF) дозволяє суттєво знизити вуглецевий слід виробництва сталі завдяки заміні коксу як відновника заліза. Процес прямого відновлення заліза з використанням водню та подальшим виплавлянням у електродуговій печі (H2–DRI–EAF) вважається одним із найперспективніших напрямків сталого виробництва сталі. На першому етапі залізорудну сировину (окатиші або брикети) відновлюють у шахтних печах або реакторах при температурі близько 800–1000°C у середовищі водню. У результаті утворюється губчасте залізо з високим ступенем металізації – приблизно 85–95%. Другий етап полягає в подачі отриманого заліза прямого відновлення (DRI) разом із металобрухтом до електродугової печі (EAF), де за допомогою електричної дуги відбувається плавлення, рафінування та легування сталі. Для підтримки необхідного хімічного складу та теплового балансу додається вуглець. Для України, яка до початку воєнних дій входила до числа світових лідерів з виробництва сталі, це створює можливості для модернізації та підвищення екологічної ефективності галузі [6] у повоєнний період. При цьому аналіз потреби у водні для металургії та оцінка енергетичних витрат на 1 тонну сталі є ключовими для стратегічного планування та визначення масштабів необхідної інфраструктури.

Аміачна промисловість традиційно є найбільшим споживачем водню, який сьогодні переважно виробляється з природного газу. Використання «зеленого» водню у виробництві аміаку дозволить усунути залежність від викопних джерел та суттєво знизити викиди парникових газів [7]. У глобальному масштабі впроваджуються великі проєкти з виробництва «зеленого» аміаку на основі водню, отриманого електролізом води з використанням відновлюваних джерел енергії. Зокрема, компанія Envision Energy реалізує в м. Чифен електролізерний комплекс потужністю 500 МВт для випуску зеленого водню та аміаку [8]. Показовою є також ініціатива HyDeal Ambition (перша фаза – HyDeal Spain), що передбачає виробництво водню шляхом електролізу на базі сонячної генерації. До 2030 року очікується введення 9,5 ГВт електролізерів; отриманий водень планується спрямовувати на виробництво «зеленої» сталі, аміаку та мінеральних добрив. За оцінками, це сприятиме скороченню викидів CO_2 Іспанії приблизно на 4 % та підвищенню енергетичної безпеки через заміщення близько 5 % імпорту природного газу. Орієнтовна вартість водню становить 1,5 €/кг [9]. Для України, як одного з великих виробників мінеральних добрив, перехід до водневих технологій у виробництві аміаку є важливим кроком до підвищення екологічності аграрного сектору та забезпечення сталого розвитку.

Цементна промисловість як галузь, що продукує значні викиди CO_2, також має значний потенціал для декарбонізації за рахунок водневих технологій [8]. Використання водню як альтернативного палива у печах випалу клінкеру дозволить замістити вугілля та природний газ, зменшивши прямі викиди від спалювання викопного палива. Ряд досліджень і пілотних проєктів демонструють потенціал водню для зменшення викидів у цементному виробництві. За результатами програми MPA на заводі Hanson (Ribblesdale, Велика Британія) комерційна піч працювала на паливній

суміші, що складається з 39 % H_2, 12 % м'ясо-кісткового борошна та 49 % гліцерину, що у разі повномасштабного впровадження на всій печі забезпечує скорочення приблизно на 180 тис. т CO_2/рік [10, 11]. Компанія Holcim на заводі La Malle (Франція) випробувала 50 % мікс H_2 з біопаливом, завдяки чому досягла вуглецево-нейтральної паливної суміші на рівні печі [12]. Паралельно CEMEX розгортає програму вприскування водню та спільно з HiiROC готує промислове застосування технології локального виробництва H_2 для декарбонізації печей (Rugby, Велика Британія) [13]. З огляду на енергоємність та вагомий внесок цементної індустрії в економіку України, перехід до водневих технологій у цій галузі є одним з пріоритетних напрямів декарбонізації.

Проблематика енергозабезпечення галузей економіки широко представлена в роботах вітчизняних і зарубіжних дослідників. Серед них А.П. Меренков, В.Я. Хасилев, Н.И. Илькевич, М.Г. Сухарев, В.А. Ефремов, В.Є. Лір, Ahuja R. K., Alves de Freitas A. M., Bazaraa M. S., Bertsekas D. P., Suwala W., Cooper L. та ін. [14].

Робота [15] пропонує балансово-оптимізаційну модель виробничого типу, яка узгоджує роботу енергетики України з паливними галузями ПЕК і одночасно враховує екологічні вимоги ЄС. Через технологічний багатопродуктовий підхід у моделі відстежуються побічні викиди (SO_2, NO_x, пил, CO_2 тощо), що дозволяє оцінювати сценарії структури палива й генерації та знаходити найменш витратні шляхи поступового досягнення європейських екостандартів (оптимальні паливні потоки, завантаження технологій, пріоритети модернізації).

Робота [16] описує методику комплексного прогнозування довгострокового попиту на енергоресурси України (вугілля, природний газ, електроенергію), яка поєднує нормативно-цільовий підхід із детальним урахуванням структурних зрушень в економіці та потенціалу енергозбереження для різних груп споживачів.

У роботі [17] запропоновано лінійну цілочисельну модель, що одночасно підбирає оптимальний склад і завантаження енергоблоків ТЕС (поблочно) та гідроагрегатів ГАЕС (поагрегатно) для покриття добового графіка електричного навантаження. Енергоблоки ТЕС згруповано за встановленою потужністю. Стаття подає нові цілочисельні обмеження для поблочної диспетчеризації ТЕС, зберігаючи позначення множин, параметрів і змінних попередньої моделі.

У статті Блінова, Паруса, Шиманюка та Ворушила [18] розроблено математичну модель оптимізації функціонування мікромережі з фотоелектричною станцією (СЕС) та установкою зберігання енергії. Модель мінімізує вартість закупівлі електроенергії на роздрібному ринку, враховує технічні обмеження та втрати в УЗЕ, а також визначає економічний ефект від експлуатації СЕС та акумуляторів. Запропоновано систему штрафних функцій для забезпечення технічно допустимих режимів роботи мікромережі.

У роботі [19] запропоновано математичну модель оптимізації енергопостачання прикордонних регіонів України з урахуванням геополітичних ризиків. Модель базується на модифікації транспортної задачі та враховує імовірні збої в енергопостачанні, що виникають через воєнні конфлікти, кібератаки або політичну нестабільність. Отримані результати підтверджують ефективність ризик-орієнтованих підходів для підвищення енергетичної безпеки й стійкості локальних енергосистем.

У роботі Білан Т., Капліна М., Макарова В. та ін. [20] запропоновано балансово-оптимізаційну модель паливно-енергетичного комплексу України, що узгоджує внутрішнє виробництво та імпорт вугілля з урахуванням транспортних, цінових і екологічних обмежень. Модель побудована у форматі «вузли–лінії» (network-flow) і забезпечує мінімізацію сукупних витрат постачання при заданих пропускних спроможностях. Розрахунки показали можливість зменшення витрат на 8–12 % порівняно з нормативним балансом та виявили «вузькі місця» логістики — залізничні маршрути та порти. Розроблений підхід може бути розширений для багатопродуктових моделей, що охоплюють природний газ, біомасу чи водень, і використаний у стратегічному плануванні енергетичного балансу України.

У дослідженні [21] здійснено огляд сучасних підходів до моделювання споживання електроенергії в Україні з урахуванням воєнних умов та економічної нестабільності. Авторка

проаналізувала статистичні, оптимізаційні й машинно-навчальні моделі прогнозування, підкресливши потребу їх інтеграції з фінансовими показниками та сценарним аналізом. Визначено основні напрями вдосконалення методів — розвиток гібридних моделей, що поєднують штучний інтелект, сценарне моделювання та макроекономічні чинники, а також посилення зв'язків між енергетикою та економікою.

Проте зазначені вище дослідження не враховують сучасні тенденції трансформації енергоспоживання, зокрема – впровадження водню у систему енерго- та продуктозабезпечення галузей економіки. При цьому впровадження водневих технологій у ключові енергоємні галузі промисловості України – металургію, аміачне виробництво та цементну промисловість – є стратегічно важливим завданням, що потребує комплексного моделювання переходу від традиційних енергоносіїв до водню, враховуючи технологічні, енергетичні та економічні аспекти, що стане основою для формування дорожньої карти розвитку водневої економіки.

2. Виклад основного матеріалу

Моделювання можливості впровадження водню в систему енергозабезпечення економіки потребує детального опису економічної підсистеми, пов'язаної з можливостями заміщення енергоносіїв та сировини воднем, а саме мережі виробництва, споживання та транспортування з урахуванням коефіцієнтів технологічних втрат та загального енергетичного балансу.

Водень може вироблятися за рахунок електричної енергії, отриманої від вітрових та сонячних електростанцій (ВЕС і СЕС). Попри притаманну ВДЕ мінливість генерації, ці джерела здатні живити електролізери, за умови дотримання технологічних вимог до режимів роботи. Зокрема, для стабільної та довговічної роботи електролізерів необхідно забезпечити мінімально допустиме навантаження, швидкість зміни потужності в межах допустимих градієнтів, а також уникати надмірної кількості пусків / зупинок і глибоких циклів. У випадку «чистих» ВДЕ-профілів це не завжди можливо без додаткових технічних рішень (балансувальні ємності, буферні акумулятори, керування навантаженням), тому ключовим стає коректний вибір конфігурації системи «ВДЕ → електроліз → зберігання / споживання».

Поряд із ВДЕ суттєвим джерелом електроенергії для електролізу можуть бути атомні електростанції (АЕС), насамперед у періоди нічних «провалів» графіка навантаження, коли існує профіцит електроенергії, а маневрування генерацією обмежене. Використання електроенергії АЕС для виробництва водню створює додаткову гнучкість енергосистеми та підвищує її здатність до інтеграції високих часток ВДЕ. Таким чином, виробництво водню може спиратися на різноманітні джерела електроенергії та види палива, формуючи багатоканальну інфраструктуру постачання й зберігання (стиснений / рідкий H_2, підземні сховища, хімічні носії тощо).

Саме в цьому полягає балансувальна роль водневої технології для електроенергетичної системи країни: перетворювати змінну електроенергію з низькою ціною в енергетичний продукт із відкладеним використанням у промисловості, транспорті або для повернення в мережу під час пікових періодів.

Такі різнопланові аспекти функціонування системи енергозабезпечення із можливістю заміщення окремих видів палива можуть бути відтворені за допомогою моделей, які не обмежують перелік технологій, які розглядаються, а надають змістовний опис всім технологічним ланкам системи. Тому для комплексної оцінки можливості впровадження водню в систему енергозабезпечення економіки України у даному дослідженні побудовано модель виробничого типу, що використовує для формального представлення технологічних процесів виробництва та споживання водню поняття технологічного способу Канторовича.

Метою дослідження є вибір оптимальної структури й послідовності джерел живлення електролізерів, що забезпечують балансування режимів об'єднаної енергосистеми України та зменшення потреби у викопному паливі, а також оцінка можливостей поетапного заміщення вуглецевмісних палив воднем у ключових промислових секторах (сталь, аміак, цемент).

Об’єкт дослідження – виробнича підсистема енергетичного комплексу України, що охоплює галузі сталі, аміаку та клінкеру у взаємодії з підсистемами виробництва, транспортування та споживання водню й електроенергії.

Предмет дослідження – енергетичні та матеріальні потоки між підсистемами «ВДЕ – електроліз – транспортування – споживання»; їх взаємозв’язки, обмеження та вартісні характеристики, які визначають оптимальну конфігурацію енергозабезпечення при переході на водневі технології.

Схема заміщення традиційних видів палива та сировини для споживачів, у яких паливо та сировина можуть бути заміщенні воднем, представлена на рис. 1. Схема міститись окремі підсистеми, серед яких:

– підсистема виробництва та транспортування водню, яка використовує різні джерела електричної енергії для виробництва водню;

– підсистема виробництва продукції, що використовує різні технологічні способи для виробництва продукції;

– підсистема ресурсів – вузли газу, вугілля, електричної енергії та води, що представляють собою вузли ресурсів.

Вузли в схемі позначають технології виробництва ресурсів і деяких видів продукції (наприклад, аміак, клінкер, тощо), їх споживання та транспортування, а також обсяги ресурсів, які не виробляються в системі, що зображає дана схема. Лінії показують зв’язок між вузлами за вхідним і вихідним продуктами.

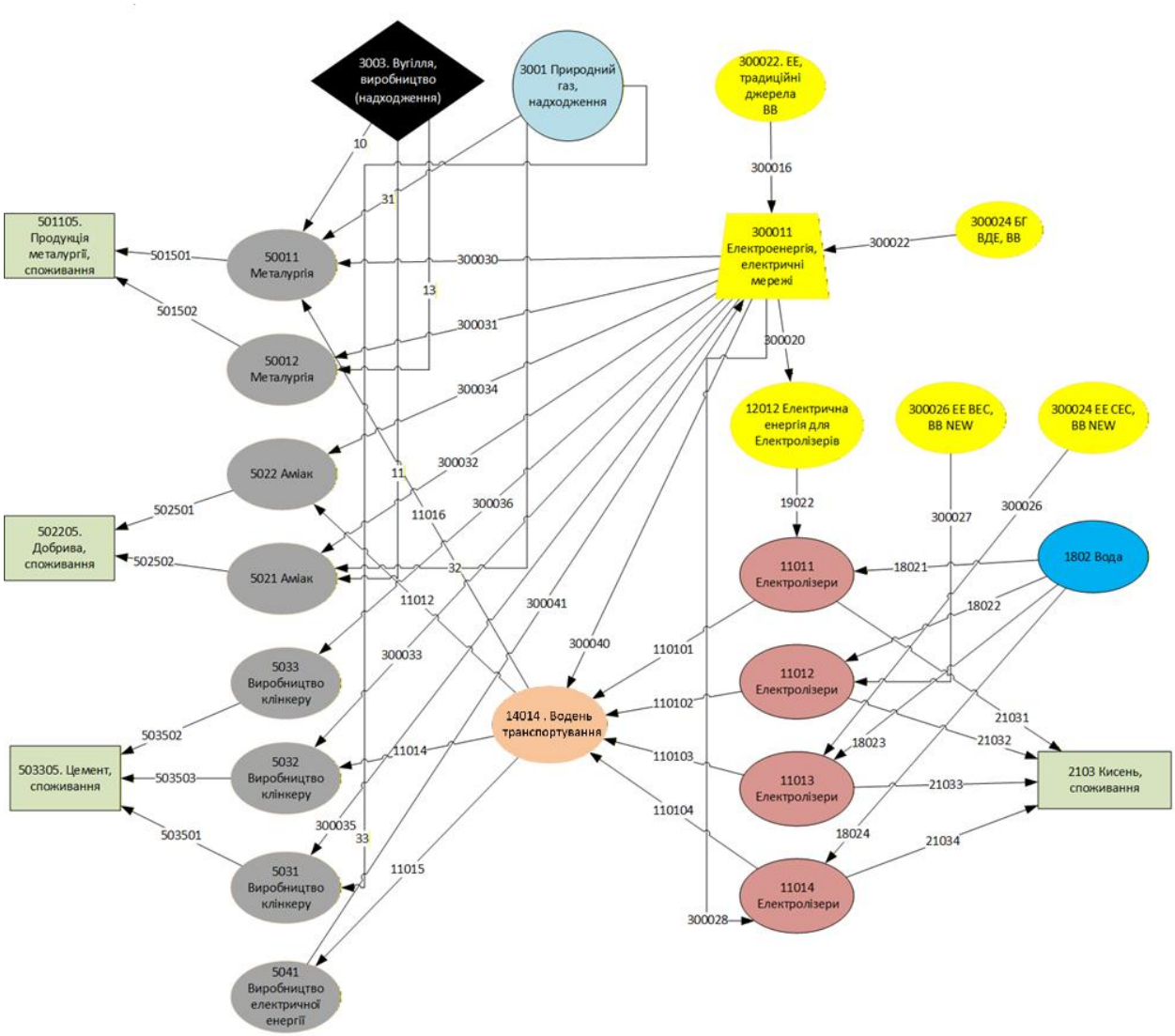

Рисунок 1. Схема заміщення сировини та енергоносіїв для галузей економіки України

Підсистема виробництва та транспортування водню включає вузли електролізерів, що використовують різні джерела електричної енергії, вузол надходження в мережу ресурсу – води та вузол транспортування водню.

Основні вузли цієї підсистеми – це вузли 11011, 11012, 11013, 11014, що представляють собою вузол генерації нового продукту – водню. Для виробництва водню ці вузли споживають воду з вузла 1802, надходження якої представляється лініями зв'язку 18021, 18022, 18023, 18024 відповідно.

Вузли виробництва водню відрізняються один від одного тим, що використовують електричну енергію з різних джерел для виробництва водню. Для того, щоб водень вважався «зеленим», необхідно, щоб використовувалась електроенергія, вироблена з відновлених джерел електричної енергії. Для цього у вузлі 11012 використовується електроенергія з підсистеми ресурсів, а саме з вузла 300026 – новозбудовані ВЕС. Зв'язок між вузлами забезпечується лінією 300027. Це об'єкти генерації, які можуть бути збудовані на території України для виробництва водню, як зазначено в проєкті «Водневої стратегія України на період до 2050 року». При розробленні цієї схеми передбачено, що електролізер збудований поряд з ВЕС, яка працює відокремлено від мережі ОЕС України, та отримує електричну енергію за договором самовиробництва від цієї ВЕС за ринковою ціною. При цьому тарифи за розподіл та передачу не сплачуються.

Для того щоб споживати електричну енергію від ВДЕ-генерації електролізер повинен мати значну гнучкість навантаження. 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 систем невеликого масштабу, можна припустити, що робочий діапазон потужності становить 5–100 % для PEM та 20–100 % для ALK відповідно [22–25].

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 [22, 26].

Для PEM-технології швидкість підвищення потужності (ramp-up) знаходиться в межах 10–80 %/с, а швидкість зниження потужності (ramp-down) становить 40 %/с [22, 26, 27]. Для ALK-технології швидкість ramp-up становить 0,3–17 %/с, а ramp-down – 25 %/с [22, 28]. 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 [29]. Очевидно, що електролізери мегаватного масштабу потребують більше часу для запуску, ніж установки у кіловатному діапазоні для обох технологій.

Як технологію виробництва водню у цьому вузлі пропонується використовувати PEM-електролізери, що мають швидкість підвищення потужності в межах 10–80 %/с, а швидкість зниження потужності становить 40 %/с. Така швидкодія дозволить спожити електричну енергію від ВДЕ- генерації, що за своєю природою є мінливою. Електролізер під номером 11013 споживає електричну енергію від такого самого типу СЕС з вузла 300024 по лінії 300026.

Місцем розташуванням нових об'єктів генерації вибрані: Миколаївська, Одеська, Полтавська, Запорізька, Дніпропетровська та Херсонська області як області, що мають високий потенціал по встановленню відновлюваних джерел, достатні обсяги водних ресурсів та потенціал для будівництва сховищ водню [30–32]. Обсяг встановленої потужності скориговано на площу тимчасово окупованих

території [33] та становить для СЕС – 11 755 МВт, ВЕС – 51 203 МВт (відповідно до даних досліджень [31, 32]). Коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) для СЕС становить 14 %, ВЕС – 33,8 %, якщо використовуються наземні ВЕС [34].

Вузол 11014 – це вузол, який використовує електричну енергію з мережі за допомогою лінії зв'язку 300028. При цьому цей вузол має в складових витрат на виробництво електричної енергії тарифи на розподіл та передачу. Для того щоб ця електрична енергія вважалася «зеленою», будуть купуватися гарантії походження електричної енергії на цей обсяг електроенергії.

Вузол 11011 – це вузол, який використовує електричну енергію позитивних небалансів з балансуючої групи, яка складається з наявних наразі учасників балансуючої групи «Гарантованого покупця». Також цей вузол споживає базове навантаження з мережі з урахуванням тарифу на передачу. Постачання енергії на цей вузол іде через транзитний вузол 12012, що представляє собою вузол додавання потоків електроенергії з різних джерел походження.

Вузол 14014 – це вузол транспортування водню. Для транспортування водню він витрачає електричну енергію на роботу компресорних станцій та має втрати водню в процесі транспортування на рівні 1 % від обсягу, за даними [35–39].

Підсистеми ресурсів.

Вузол 1802 подає надходження води в мережу з обмеженням, щоб сукупний відбір (наявний + вода для електролізу) у створі річки, де розташовані споживачі, не перевищував 50 % середньорічного природного стоку (MAF), що відповідає підходу «Плану управління річковим басейном (ПУРБ) за «Водною рамковою директивою ЄС» і використовується як індикатор «значущого впливу» на гідрологічний режим згідно з ПУРБ Південного Бугу; ICPDR, EU Guidance No. 31 [40–44]. Вода за лініями 18021, 18022, 18023, 18024 постачається до вузлів споживачів.

Вузли 3001 та 3003 представляють собою вузли надходження в мережу ресурсів – газу та вугілля відповідно. Ресурси постачаються з певними цінами, які мають значення середньоринкових з врахуванням тарифів на доставку. По лініях зв'язку ресурси постачаються відповідним споживачам, що використовують їх в процесі виробництва продукції.

Вузол 300022 – вузол надходження електричної енергії із традиційних джерел, у тому числі АЕС. Він пов'язує запропоновану схему із загальною схемою паливозабезпечення енергоносіїв країни [45, 46] та слугує для забезпечення потреб вузлів виробництва продукції – аміаку, клінкеру та сталі, за допомогою вузла 3002. Вузол 3002 – це вузол транспортування електричної енергії із втратами на процес транспортування на рівні 10,4 % [47]. Лінії зв'язку пов'язують цей вузол із споживачами.

Підсистема виробництва продукції представлена чотирма продуктами, що виробляються за різними техспособами.

У вузлах 50011 та 50012 показано техспособи виробництва сталі. Вузол 50011 показує техспосіб виробництва сталі за технологією H_2-DRI-EAF, 50012 використовує традиційну технологію виробництва сталі на основі доменної печі і основної кисневої печі (конвертора). У вузлі 50011 водень виступає як головний відновник оксидів заліза у шахтній печі DRI; електроенергія забезпечує плавлення та нагрів у електродуговій печі й роботу допоміжних систем; природний газ використовується для підтримання температурного профілю процесу та забезпечення необхідного вмісту вуглецю у сталі; вугілля (вуглець) вводять для піноутворення шлаку і додаткового забезпечення / доведення вмісту вуглецю у сталі. Вузол 50022 використовує вугілля у доменній печі в якості відновника та палива: утворює CO та тепло, тримає високу температуру й передає вуглець чавуну. Електроенергія живить допоміжні системи. Вузли забезпечуються відповідними ресурсами (продуктами у випадку водню) за допомогою ліній зв'язку із вузлами ресурсів, транспортування водню та електричної енергії.

Вузли 5022 та 5021 відображають два техспособи виробництва аміаку. Вузол 5021 відображає традиційне виробництво аміаку, що базується на процесі Haber-Bosch, у якому основним джерелом водню є паровий риформінг природного газу. В процесі витрачається також електрична енергія. Вузол

5022 показує виробництво аміаку з «зеленого» водню, виробленого електролізерами. Вузли забезпечені відповідними ресурсами за допомогою ліній зв'язку.

Вузли 5031, 5032, 5033 – це вузли виробництва клінкеру. Вони відрізняються використанням різного джерела теплової енергії в процесі випалу клінкеру. Для вузла 5031 це природний газ, 5032 – водень, 5033 – вугілля. Кожен з вузлів споживає також електричну енергію із вузла 3002 для забезпечення виробничих потреб.

Вузол 5041 – це вузол виробництва електричної енергії з водню.

У 2023–2025 рр. готовність до спалювання водню на газотурбінних ТЕС підтверджена реальними роботами. Проєкт HYFLEXPOWER (Саєлля-сюр-В'єнн, Франція) поєднав електроліз, зберігання та ТЕЦ з турбіною Siemens Energy SGT-400 і показав успішну роботу на суміші природного газу та H_2. Це демонстраційний проєкт реалізований на майданчику паперової фабрики Smurfit Kappa у Саєлля-сюр-В'єнн, Франція. Комплекс включає 1 МВт електролізер для виробництва «зеленого» водню, резервуар для зберігання приблизно однієї тонни H_2 та модернізований газотурбінний агрегат Siemens Energy SGT-400 у ТЕЦ-конфігурації. Мета і суть експерименту – показати повний цикл електроенергія з ВДЕ → електроліз → зберігання H_2 → зворотне перетворення в електрику на турбіні та підтвердити можливість роботи промислової турбіни на різних складах палива – від природного газу та сумішей H_2+NG до 100 % H_2 з керованими переходами між режимами споживання [48–50].

Паралельно у сфері газових турбін великої потужності пройдено важливі високонапірні стендові випробування – у 2024 році Ansaldo Energia на турбіні GT36 у рамках європейського проєкту FLEX4H2 (дослідження та валідація технологій згоряння для роботи на 100 % водні в газових турбінах великої потужності) продемонструвала стабільне спалювання паливної суміші з часткою водню від 0 до 100 відсотків за об'ємом – від чистого природного газу до чистого водню – з переходами між режимами без втрати стійкості полум'я. Успішні випробування на умовах, близьких до експлуатаційних, знімають головний технічний ризик для великих парогазових блоків – можливість працювати на природному газі, сумішах та переходити до високих часток H_2 без заміни всієї турбіни [51, 52].

На діючих газотурбінних електростанціях відбувається поступовий перехід на мікс палива – H_2 з природним газом. У США випробувано суміші від 5 % до 44 % H_2 за об'ємом (точна частка залежить від майданчика і типу пальників).

Один із перших комерційних прикладів — Long Ridge (Огайо, 485 МВт, ПГУ з турбіною GE 7HA.02) – 30 березня 2022 р. виконано спалювання суміші з 5 % H_2. Виробник заявляє про придатність устаткування до роботи з 15–20 % вмістом H_2, з перспективою подальшого підвищення частки водню до 100 %. [53–55]. На станції Brentwood Нью-Йоркської енергетичної адміністрації у вересні 2022 р. проведено повноцінний експеримент зі зростанням частки водню від 5 % до 44 % за об'ємом у паливній суміші. При 35 % H_2 зафіксовано орієнтовне зменшення CO_2 на 14 % порівняно з чистим природним газом, турбіна працювала штатно; проєкт реалізовано спільно з EPRI і GE Vernova [56–59]. У проєкті Intermountain Power Project (Юта, два блоки з турбінами Mitsubishi Power JAC) закладено старт комерційної роботи зі складом палива 30 % H_2 і 70 % природного газу з подальшим цільовим переходом до 100 % H_2 до 2045 року; введення перших блоків заявлялося з 2025 року [60, 61]. Додатково, за оглядом EIA, у США вже є низка майданчиків, де на діючих турбінах випробувано різні частки H_2 у діапазоні 5–44 % за об'ємом, із підтвердженою технічною можливістю та дотриманням екологічних нормативів за умов належного налаштування систем згоряння й контролю NO_x [62].

Огляди для ЄС показують, що парогазові установки, підготовлені до роботи на водні (H_2-ready), розглядаються як перехідне рішення: спочатку робота на природному газі, далі — змішування до 50 % H_2 за об'ємом у середині строку служби з технічними доопрацюванням систем згоряння та БОП і можливий перехід до 100 % H_2 за наявності палива та інфраструктури [63, 64]. У таких оцінках наголошується, що економіка дуже чутлива до ціни водню й витрат на зберігання / транспортування: для CCGT типові LCOE в газовому режимі становлять орієнтовно 115–140 €/МВт·год, а за високої ціни H_2 та витрат на паливний ланцюг показник може підніматися до ~180 €/МВт·год і вище [63]. Інфраструктурні огляди (Hydrogen Europe, ENTSOG) підкреслюють вузькі місця зберігання (каверни,

кріо / стиснення), вузли підмішування та сертифікацію потоків, що визначатиме реальні темпи переходу від змішування до 100 % H_2 [65].

Питомі витрати водню на 1 МВт*год складають для парогазової установки з ККД 60 % – 50 кг H_2/МВт·год, для газової турбіни з ККД 40 % – 75 кг H_2/МВт·год. Ці орієнтири узгоджені з довідковими даними щодо LHV та з аналізом системної економіки CCGT [66]. Для стаціонарних паливних елементів (PEM/SOFC) із типовим електричним ККД 50–60 % питомі витрати становлять від 60 до 50 кг H_2/МВт·год (без урахування корисного тепловідбору в ТЕЦ-режимі); цільові дорожні карти DOE для стаціонарних установок і важкого транспорту підтверджують досяжність таких рівнів ефективності на горизонті до 2030 р. [67–70]. Низька об'ємна енергоємність водню (навіть у рідкому стані або при 700 бар) обумовлює значні логістичні витрати, що слід враховувати в паливному балансі і LCOE [66, 71].

Мережна модель, що описує представлену схему, подається рівняннями (1–15). Цільовою функцією запропонованої моделі є мінімізація сукупної вартості енергозабезпечення підсистеми економіки, що розглядається, за умови існуючих обмежень на придбання (надходження) традиційних видів ресурсів, таких як вугілля (7), природний газ (8), та ресурсів, що використовуються для виробництва водню (9, 10). Змінними моделі є обсяги вугілля, газу, водню, води та електричної енергії.

$$L_{prod} + L_{prod\,H} + L_{tr} + L_{res} + L_{lin} \to \min, \tag{1}$$

$$L_{prod} = \sum_{l=1}^{L}(C_l \cdot x_l) + \sum_{k=1}^{K}(C_k \cdot x_k) + \sum_{m=1}^{M}(C_m \cdot x_m)\ , \tag{2}$$

$$L_{prod\,H} = \sum_{w=1}^{W}(C_w \cdot x_w), \tag{3}$$

$$L_{tr} = \sum_{q=1}^{Q}(C_q \cdot x_q) + \sum_{r=1}^{R}(C_r \cdot x_r), \tag{4}$$

$$L_{res} = \sum_{t=1}^{T}(C_t \cdot x_t) + \sum_{y=1}^{Y}(C_y \cdot x_y) + \sum_{u=1}^{U}(C_u \cdot x_u) + \sum_{o=1}^{O}(C_o \cdot x_o)\ , \tag{5}$$

$$L_{lin} = \sum_{a=1}^{A}(C_a \cdot x_a), \tag{6}$$

$$0 \le x_t \le x_{t\max}\ , \tag{7}$$

$$0 \le x_y \le x_{y\max}, \tag{8}$$

$$0 \le x_u \le x_{u\max}, \tag{9}$$

$$0 \le x_o \le x_{o\max}. \tag{10}$$

де L_{prod} – сукупні витрати на забезпечення паливом та ресурсами вузлів виробництва клінкеру, аміаку та сталі; $L_{prod\ H}$ – сукупні витрати на забезпечення паливом та ресурсами вузлів виробництва водню; L_{tr} – сукупні витрати на транспортування водню та електричної енергії у вузлах транспортування; L_{res} – сукупна вартість обсягів ресурсів у вузлах ресурсів; L_{lin} – сукупні витрати на транспортування палива та ресурсів лініями; L, K, M, W– кількість вузлів виробництва клінкеру, аміаку, сталі, водню відповідно; C_l, C_k, C_m, C_w – питома вартість енергоносіїв та сировини у вузлах виробництва продукції на одиницю обсягу продукції; x_l, x_k, x_m, x_w – обсяги витрат ресурсів у вузлах виробництва, при виробництві продукції; C_q, C_r – питома вартість транспортування ресурсів та продукції; Q, R, T, Y, U, O – кількість вузлів транспортування та ресурсів; x_q, x_r – обсяги транспортування ресурсів та продукції у вузлах транспортування; C_t, C_y, C_u, C_o – ціна закупівлі первинних ресурсів за ринковими цінами; C_a – витрати на транспортування відповідних ресурсів по лініях; x_a – обсяги транспортування ресурсів по лініях; x_t, x_y, x_u, x_o – обсяги постачання первинних ресурсів; $x_{t\,max}$, $x_{y\,max}$, $x_{u\,max}$, $x_{o\,max}$ – максимальні значення обсягів первинних ресурсів – вугілля, природного газу, електроенергії та води.

Баланси продуктів подаються системою рівнянь вузлів ресурсів (11), транспортування (12), виробництва (13) та споживання (14) та ліній для цих вузлів (15):

$$x_r^n - \sum_{i=1}^{N} x_{i,r}^{l\,ex} = 0, \tag{11}$$

$$\sum_{j=1}^{J} x_{j,\,n}^{n\,ex} - \sum_{j=1}^{K} x_{j,\,n}^{n\,ent} \cdot (1 - k_n) = 0, \tag{12}$$

$$\sum_{x=1}^{X} x_{x,b}^{n\,ex} - x_{w,b}^{n\,ent} = 0; w \in \Omega_T, \tag{13}$$

$$\sum_{e=1}^{E} x_{e,\,c}^{l\,ent} - x_{e,\,c}^{n} = 0, \tag{14}$$

$$x_z^{lex} - g_z \cdot x_z^{lent} = 0. \tag{15}$$

Де x_r^n – обсяги надходження ресурсу всередині вузла ресурсу r; $x_{i,r}^{l\,ex}$ – обсяг потоку ресурсів у вихідній лінії i з вузла ресурсу r; $x_{j,\,n}^{n\,ex}$, $x_{j,\,n}^{n\,ent}$ – вхідний та вихідний обсяг потоку ресурсу j у вузол транспортування n; j – кількість вихідних потоків (ліній); k – кількість вхідних потоків (ліній); k_n –

коефіцієнт втрат у вузлі транспортування; $x_{x,b}^{n\,ex}$, $x_{w,b}^{n\,ent}$ – обсяг вихідного потоку q продукту у вузлі виробництва b з множини вихідних потоків; Ω_T та обсяг вхідного потоку ресурсу w у вузол виробництва b відповідно; $x_{e,c}^{l\,ent}$ – обсяг потоку продукту e у вхідній лінії c вузла споживання продукції; $x_{e,\,c}^{n}$ – обсяг споживання продукту e у вузлі споживання продукції c; $x_z^{l\,ex}$, $x_z^{l\,ent}$ – вихідний та вхідний потік ресурсу чи продукту у лінії z; g_z – технологічний коефіцієнт лінії z; N, J, X – кількість вихідних ліній з вузлів; K, E – кількість вхідних ліній у вузол.

Розглянемо баланс основних типів вузлів.

У зв'язку із витрачанням електричної енергії на транспортування водню, вузол транспортування водню 14014 доцільно подати не у вигляді класичного вузла транспортування через рівняння (12), а розкласти його на два підвузли, як зображено на рис. 2.

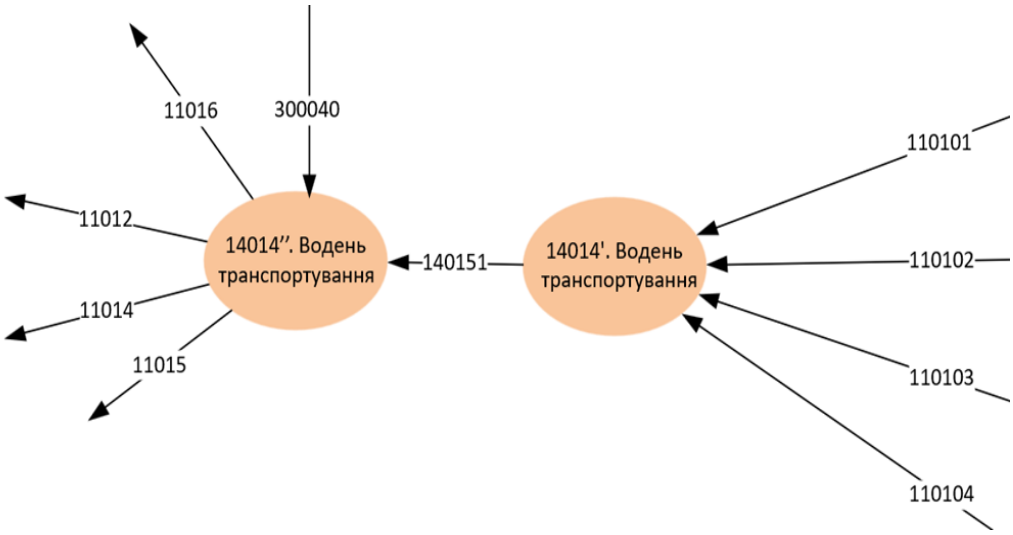

Рисунок 2. Схема заміщення вузла 14014 – транспортування водню

При такому поданні вузол 14014' – це вузол, що акумулює вхідні потоки водню 110101, 110102, 110103, 110104 та відпускає їх у лінію 140151, при цьому 1 % обсягів втрачається у вузлі (типовий вузол транспортування).

Рівняння балансу для вузла 14014' прийме вигляд:

$$x^{l}_{11011,14014';\,14014'} + x^{l}_{11012,14014';\,14014'} + x^{l}_{11013,14014';\,14014'} + x^{l}_{11014,14014';\,14014'} - x^{n\,ent}_{14014'} = 0, \tag{16}$$

$$x^{n\,ex}_{14014'} - x^{n\,ent}_{14014'} \cdot (1 - k_{14014'}) = 0, \tag{17}$$

$$x^{nex}_{14014'} - x^{l}_{14014',\,14014'';\,14014'} = 0. \tag{18}$$

Рівняння балансу ліній:

$$x^{l}_{11011,14014';\,14014'} - g_{11011,14014'} \cdot x^{l}_{11011,14014';\,11011} = 0, \tag{19}$$

$$x^{l}_{11012,14014';\,14014'} - g_{11012,14014'} \cdot x^{l}_{11012,14014';\,11012} = 0, \tag{20}$$

$$x^{l}_{11013,14014';\,14014'} - g_{11013,14014'} \cdot x^{l}_{11013,14014';\,11013} = 0, \tag{21}$$

$$x^{l}_{11014,14014';\,14014'} - g_{11014,14014'} \cdot x^{l}_{11014,14014';\,11014} = 0, \tag{22}$$

де $x^{l}_{11011,14014';\,14014'}$, $x^{l}_{11012,14014';\,14014'}$, $x^{l}_{11013,14014';\,14014'}$, $x^{l}_{11014,14014';\,14014'}$ – обсяг потоку водню у лініях 110101, 110102, 110103, 110104 мережі, що з'єднують вузли виробництва водню 11011, 11012, 11013,11014 і вузол 14014' в кінці, приєднаному до вузла 14014'; $x^{l}_{11011,14014';\,11011}$, $x^{l}_{11012,14014';\,11012}$, $x^{l}_{11013,14014';\,11013}$, $x^{l}_{11014,14014';\,11014}$ – обсяг потоку водню у лініях 110101, 110102, 110103, 110104 мережі, що з'єднують вузли виробництва водню 11011, 11012, 11013,11014 і вузол 14014' в кінці, приєднаному до вузлів 11011, 11012, 11013, 11014 відповідно; $x^{n\,ent}_{14014'}$, $x^{n\,ex}_{14014'}$ – обсяг вхідного та вихідного потоку водню у вузлі 14014'; $k_{14014'}$ – коефіцієнт втрат при транспортуванні водню; $x^{l}_{14014',14014'';14014'}$ – обсяг потоку водню у лінії 140151 мережі, що з'єднує вузли 14014' і 14014" в кінці, приєднаному до вузла 14014'; $g_{11011,14014'}$, $g_{11012,14014'}$, $g_{11013,14014'}$, $g_{11014,14014'}$ – технологічні коефіцієнти ліній, що з'єднують вузол 14014' з вузлами 11011, 11012, 11013, 11014 і визначають співвідношення між потоками її продукту у кінцях, приєднаних до вузлів 14014' та 11011, 11012, 11013, 11014, які є вузлами її кінця і початку, відповідно.

Рівняння (16–18) трансформується у рівняння виду:

$$\sum_{i=110101}^{110104} x^{l}_{i,14014';\,14014'} \cdot (1 - k_{14014'}) - x^{l}_{14014',\,14014'';\,14014'} = 0. \tag{23}$$

Рівняння балансу лінії 140151, що поєднує вузли 14014' та 14014":

$$x^{l}_{14014',\,14014'';\,14014''} - g_{14014',\,14014''} \cdot x^{l}_{14014',\,14014'';\,14014'} = 0, \tag{24}$$

де $x^{l}_{14014',14014'';14014''}$ – обсяг потоку водню у лінії 140151 мережі, що з'єднує вузли транспортування водню 14014' та 14014" в кінці, приєднаному до вузла 14014"; $g_{14014',14014''}$ – технологічний коефіцієнт лінії, що з'єднує вузли 14014' та 14014" і визначає співвідношення між потоками її продукту у кінцях, приєднаних до вузлів 14014' та 14014", які є вузлами її кінця і початку, відповідно.

Вузол 14014" – це типовий вузол виробництва продукції. Вхідними потоками (потоками ресурсів та палива) у нього слугують електрична енергія та водень. Вихідні потоки – продукти, які також є воднем. Для цього вузла рівняння балансу приймуть вигляд:

$$x^{l}_{14014',14014'';14014''} - x^{n}_{14014''} = 0, \tag{25}$$

$$x^{l}_{300011,14014'';14014''} - x^{n}_{14014''} = 0, \tag{26}$$

$$x^{n}_{14014''} - x^{l}_{14014'',\,50011;\,14014''} - x^{l}_{14014'',\,5022;\,14014''} - x^{l}_{14014'',\,5032;\,14014''} - \\ - x^{l}_{14014'',\,5041;\,14014''} = 0. \tag{27}$$

Рівняння балансу ліній:

$$x^{l}_{14014'',\,50011\,;\,50011} - g_{14014'',\,50011}\ \cdot x^{l}_{14014'',\,50011\,;\,14014''} = 0, \tag{28}$$

$$x^{l}_{14014'',\,5022\,;\,5022} - g_{14014'',\,5022}\ \cdot x^{l}_{14014'',\,5022\,;\,14014''} = 0, \tag{29}$$

$$x^{l}_{14014'',\,5032\,;\,5032} - g_{14014'',\,5032}\ \cdot x^{l}_{14014'',\,5032\,;\,14014''} = 0, \tag{30}$$

$$x^{l}_{14014'',5041\ ;\ 5041} - g_{14014'',5041}\ \cdot x^{l}_{14014'',5041\ ;\ 14014''} = 0, \tag{31}$$

де $x^{n}_{14014''}$ – обсяг потоку водню у вузлі 14014"; $x^{l}_{14014'',\,50011;14014''}$, $x^{l}_{14014'',\,5022;14014''}$, $x^{l}_{14014'',\,5032;14014''}$, $x^{l}_{14014'',\,5041;14014''}$ – обсяг потоку водню у лініях 11012, 11014, 11016, 11015 мережі, що з'єднують вузол транспортування водню 14014" та вузли споживачів водню 5022, 5032, 50011, 5041 в кінцях, приєднаних до вузла 14014" відповідно; $x^{l}_{14014'',\,50011;\,50011}$, $x^{l}_{14014'',\,5022;\,5022}$, $x^{l}_{14014'',\,5032;\,5032}$, $x^{l}_{14014'',\,5041;\,5041}$ – обсяг потоку водню у лініях 11012, 11014, 11016, 11015 мережі, що з'єднують вузол транспортування водню 14014" та вузли споживачів водню 5022, 5032, 50011, 5041 в кінцях, приєднаних до вузлів 5022, 5032, 50011, 5041 відповідно; $g_{114014'',\,50011}$, $g_{14014'',\,5022,}$ $g_{14014'',\,5032}$, $g_{14014'',\,5041}$ – технологічні коефіцієнти ліній, що з'єднують вузол 14014" з вузлами 5022, 5032, 50011, 5041 і визначають співвідношення між потоками їх продукту у кінцях, приєднаних до вузла 14014" та вузлів 5022, 5032, 50011, які є вузлами початку і кінця ліній, відповідно.

Оскільки втрати на транспортування були враховані у вузлі 14014', то у вузлі 14014" можна не розписувати баланс потоків всередині вузла, адже коефіцієнт втрат дорівнює нулю.

Баланс вузла типу виробництво розглянемо на прикладі вузла 11011 Електролізери. Вузол із обв'язкою зображено на рис. 3.

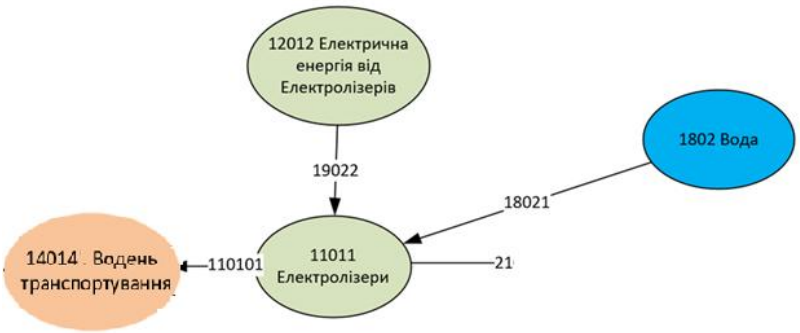

Рисунок 3. Схема вузла виробництва – 11011 Електролізери

Система рівнянь балансу для вузла 11011 прийме вигляд:

$$x^{l}_{12012,\,11011;11011} - x^{n}_{11011} = 0, \tag{32}$$

$$x^{l}_{1802,\,11011;11011} - x^{n}_{11011} = 0, \tag{33}$$

$$x^{n}_{11011} - x^{l}_{11011,\,14014';11011} = 0, \tag{34}$$

$$x^{n}_{11011} - x^{l}_{11011,2103;\ 11011} = 0. \quad (35)$$

Рівняння балансу ліній:

$$x^{l}_{11011,2103;\ 11011} - g_{11011,2103\ :\ 11011,14014'} \cdot x^{l}_{11011,14014';\ 11011} = 0, \quad (36)$$

$$x^{l}_{12012,\ 11011;11011} - g_{12012,11011} \cdot x^{l}_{12012,\ 11011;12012} = 0, \quad (37)$$

$$x^{l}_{1802,\ 11011;11011} - g_{1802,\ 11011} \cdot x^{l}_{1802,\ 11011;1802} = 0, \quad (38)$$

$$x^{l}_{11011,14014';\ 14014'} - g_{11011,14014'} \cdot x^{l}_{11011,14014';\ 11011} = 0, \quad (39)$$

де: x^{n}_{11011} – потік продукту у вузлі (в цілому); $x^{l}_{12012,\ 11011;11011}, x^{l}_{1802,\ 11011;11011}, x^{l}_{11011,\ 14014';11011}, x^{l}_{11011,\ 2103;11011}$ – потік продукту у лінії мережі енергопостачання, що з'єднує вузол 11011 та вузли 12012, 1802, 14014`, 2103, відповідно, в кінці, приєднаному до вузла 11011; $x^{l}_{12012,\ 11011;11012}$, $x^{l}_{1802,\ 11011;1802}$, $x^{l}_{11011,\ 14014';14014'}$ – потік продукту у лінії мережі енергопостачання, що з'єднує вузол 11011 та вузли 12012, 1802, 14014` в кінцях, приєднаних до вузлів 12012, 1802, 14014` відповідно; $g_{12012,\ 11011}$, $g_{1802,\ 11011}$, $g_{11011,\ 14014'}$ – технологічні коефіцієнти ліній, що з'єднують вузол 11011 та вузли 1801, 12012, 14014` і визначають співвідношення між потоками продуктів у кінцях лінії, приєднаних до вузла 11011 та вузлів 1801, 12012, 14014`, які є вузлами кінця (для $g_{12012,\ 11011}$, $g_{1802,\ 11011}$) і початку (для $g_{11011,\ 14014'}$) ліній, відповідно; $g_{11011,\ 2103\,:\,11011,\ 14014'}$ – технологічний коефіцієнт співвідношення вихідних потоків вузла багатопродуктової технології – водень і кисень.

Баланс вузла типу «ресурси» розглянемо на прикладі вузла електричної енергії 300026 EE BEC, BB NEW.

Рівняння балансу для вузла 300026 прийме вигляд:

$$x^{l}_{300026,11012;\ 300026} - x^{n}_{300026} = 0. \quad (40)$$

Рівняння балансу лінії:

$$x^{l}_{300026,11012;\ 11012} - x^{l}_{300026,11012;\ 300026} \cdot g_{300026,11012} = 0, \quad (41)$$

де: x^{n}_{300026} – потік ресурсу у вузлі (в цілому); $x^{l}_{300026,\ 11012;11012}$, $x^{l}_{300026,\ 11012;\ 300026}$ – потік ресурсу у лінії мережі енергопостачання, що з'єднує вузол 11012 та вузол 300026 в кінцях, приєднаних до вузлів 11012 та 300026 відповідно; $g_{300026,\ 11012}$ – технологічний коефіцієнт ліній, що з'єднують вузли 11012 та 300026 і визначають співвідношення між потоками її ресурсу у кінцях, приєднаних до вузлів 300026 та 11012, які є вузлами її початку і кінця, відповідно.

Ще один тип вузла – це вузол продукції, розглянемо складові рівняння на прикладі вузла 501105. Продукція металургії, споживання.

Рівняння балансу для вузла 501105 прийме вигляд:

$$x^{n}_{501105} - x^{l}_{50011,501105;\ 501105} - x^{l}_{50012,501105;\ 501105} = 0. \quad (42)$$

Рівняння балансу лінії:

$$x^{l}_{50011,501105;\ 501105} - x^{l}_{50011,501105;\ 50011} \cdot g_{50011,501105} = 0; \quad (43)$$

$$x^{l}_{50012,501105;\ 501105} - x^{l}_{50012,501105;\ 50012} \cdot g_{50012,501105} = 0, \quad (44)$$

де: x^{n}_{501105} – потік продукту у вузлі (в цілому); $x^{l}_{50011,\ 501105;\ 501105}$, $x^{l}_{50012,\ 501105;\ 501105}$ – потоки продукту у лініях 501501, 501502 мережі енергопостачання, що з'єднують вузол 501105 та вузли 50011, 50012 в кінці, приєднаному до вузла 501105; $x^{l}_{50011,\ 501105;\ 50011}$, $x^{l}_{50012,\ 501105;\ 50012}$ – потоки продукту у лініях 501501, 501502 мережі енергопостачання, що з'єднують вузол 501105 та вузли 50011, 50012 в кінцях, приєднаних до вузлів 50011, 50012; $g_{50011,\ 501105}$, $g_{50012,\ 501105}$ – технологічні коефіцієнти ліній, що з'єднують вузол 501105 з вузлами 50011, 50012 і визначають співвідношення між потоками їх продукту у кінцях, приєднаних до вузла 501105 та вузлів 50011, 50012, які є вузлами початку і кінця ліній, відповідно.

3. Обговорення результатів

Ціна закупівлі природного газу в мережу визначається як сума біржової ціни ресурсу (місячний / квартальний продукт) на Українській енергетичній біржі, тарифу Оператора ГТС України та тарифу оператора газорозподільної мережі [72–74]. Отримана ціна застосовується до всіх ліній постачання газу до виробничих вузлів; податок на додану вартість нараховується на суму складових. Такий підхід узгоджується з біржовою методологією УЕБ та чинними регуляторними тарифами НКРЕКП.

Вузол 3003 моделює надходження вугілля за ціною постачання, що формується від індикативної ціни на міжнародному ринку з подальшим додаванням морської логістики (фрахт), портових витрат (перевалка / експедирування) та внутрішнього залізничного тарифу за Збірником вантажних тарифів АТ «Укрзалізниця» [75, 76]. ПДВ нараховується на підсумкову суму [75, 76].

Ціна закупівлі води визначається згідно з тарифом на централізоване водопостачання та централізоване водовідведення відповідної області згідно з постановою [77].

Вартість електричної енергії, що надходить у мережу через вузли 300026 та 300024, визначається як середньозважена вартість профілю генерації ВЕС та СЕС відповідно за цінами ринку на добу наперед (РДН) [78]. Ціна електроенергії, що надходить з вузла 3002, визначається як вартість базового навантаження за цінами РДН з врахуванням тарифів на розподіл та передачу, в той час як з вузла 300024 вона надходить за ціною, що визначається як додаток ціни погодинних позитивних небалансів ВДЕ-генерації та 30 % від різниці цін цих обсягів за цінами РДН та цінами позитивних небалансів [79].

Вартість водню визначається як середньозважена вартість виробництва водню за життєвий цикл електролізера та розраховується відповідно до [80].

Вартість транспортування водню визначено у [30] як середньозважену вартість транспортування водню.

Вартість транспортування електричної енергії визначається згідно з тарифами на передачу та розподіл.

Технологічні коефіцієнти у вузлах виробництва продукції і лініях мережної моделі, поданої на рис. 1, визначались на основі агрегованих даних із літературних джерел. Технологічний коефіцієнт

витрат електричної енергії на транспортування водню визначено згідно з даними [30], технологічні коефіцієнти витрат електроенергії та води на виробництво водню PEM-електролізерами визначаються згідно з [80].

Заміна палива у виробництві цементу здійснюється виходячи з необхідних витрат теплової енергії на процес випалу клінкеру та теплотворної здатності (нижчої теплоти згоряння) відповідного палива.

Прийнято, що виробництво клінкеру виконується за «сухою» технологією. Витрати ресурсів на виробництво 1 т клінкеру складають згідно з даними [81–86]:

– вузол 5031 техспосіб виробництва клінкеру при використанні природного газу: природний газ 107,49 м³/т, електрична енергія 118,52 кВт·год/т;

– вузол 5032 техспосіб виробництва клінкеру при використанні H_2: водень 34,02 кг/т, електрична енергія 109,76 кВт·год/т;

– вузол 5033 техспосіб виробництва клінкеру при використанні вугілля: вугілля 137 кг/т, електрична енергія 135 кВт·год/т.

Витрати на виробництво 1 т аміаку згідно з джерелами [87–89]:

– вузол 5021 техспосіб виробництва із природного газу: природний газ 1 100 м³/т, електрична енергія 139 кВт·год/т;

– вузол 5022 техспосіб виробництва із «зеленого» H_2: водень 185 кг/т, електрична енергія 139 кВт·год/т.

При виробництві сталі прийнято, що витрати ресурсів на виробництво 1 т сталі згідно з джерелами [90–100] становлять:

– вузол 50011 – техспосіб H_2–DRI–EAF: водень 67,67 кг/т, природний газ 48 м³/т, вугілля 9,4 кг/т, електрична енергія 758 кВт·год/т;

– вузол 50012, що відображає техспосіб виробництва сталі технологією BF–BOF – вугілля 780 кг/т, електрична енергія 400 кВт·год/т.

За допомогою цієї моделі виконано декілька варіантів розрахунків з різними обсягами виробництва клінкеру, аміаку та сталі.

Для цементу.

1) Сценарій C1 (рівень споживання 2022 р.) [101].

Обсяг виробництва цементу Qcem=5,4 млн т/рік.

Зв'язок між обсягом цементу та клінкеру виконується через клінкер-фактор CF (частка клінкеру в цементі), дорівнює CF=0,75.

Обсяги виробництва клінкеру в 2022 році – 4,05 млн т/рік.

2) Сценарій C2 (переведення заводів із «сухою» технологією на водень) [102].

Заводи ПАТ «Подільський цемент» та ПрАТ «Івано-Франківськцемент», що працюють за «сухою» схемою виробництва, мають встановлену потужність у 6,1 млн т клінкеру/рік.

3) Сценарій C3 (післявоєнний попит) – 11,25 млн т/рік [103].

Для виробництва аміаку.

Сценарій A1 (фактичний випуск 2021 року) – 2,55 млн т/рік [104].

Сценарій A2 (задіяні усі заводи з виробництва аміаку) – 3,07 млн т/рік [105–108].

Для виробництва сталі.

Сценарій S1 (виробництво на рівні 2022 року – 6,26 млн т) [109].

Сценарій S2 (виробництво на рівні 70 % встановленої потужності виробництва сталі [110] за технологією BF–BOF та доменна піч – мартен (BF–OHF), яка використовується на ПАТ «Запоріжсталь») – 10,906 млн т.

Сценарій S3 (100 % встановленої потужності за технологією BF–BOF (BF–OHF)) – 15,58 млн т.

У випадку відсутності обмежень щодо обсягів первинних ресурсів працюють техспособи, що використовують вугілля в процесі виробництва продукції, у випадку виробництва аміаку – природний газ. Обмеження обсягів постачання вугілля викликає перехід до техспособу виробництва клінкеру з

використання природного газу. За значних обмежень на газ та вугілля починає працювати техспосіб з використання водню. Це пояснюється значною різницею в ціні енергоресурсів.

Результати розрахунків за сценаріями зведені у таблиці 1 та 2.

Таблиця 1. Витрати ресурсів при виробництві продукції за допомогою використання електролізного водню

Продукт	Одиниці	Сталь			Аміак		Клінкер		
		Сценарій							
		S1	S2	S3	A1	A2	C1	C2	C3
Обсяг продукції на рік	млн. т.	6,26	10,906	15,58	2,55	3,07	4,05	6,1	11,25
Природний газ	млн м³	300,48	523,5	747,8	-	-	-	-	-
Вугілля	млн. т.	0,059	0,103	0,146	-	-	-	-	-
Водень	млн. т.	0,424	0,738	1,054	0,472	0,568	0,138	0,208	0,383
Вода	млн. т.	4,236	7,38	10,543	4,718	5,68	1,378	2,075	3,827
Електроенергія на процеси виробництва продукції	ТВт·год	5,24	9,13	13,04	0,39	0,47	0,49	0,74	1,36
Електроенергія на виробництво водню	ТВт·год	24,4	42,5	60,7	27,2	32,7	7,9	11,9	22
Сумарні затрати електроенергії	ТВт·год	29,64	51,63	73,74	27,59	33,17	8,39	12,64	23,36

Таблиця 2. Витрати ресурсів при виробництві продукції за допомогою використання традиційних ресурсів

Продукт	Параметр	Сталь			Аміак		Клінкер		
Сценарій	-	S1	S2	S3	A1	A2	C1	C2	C3
Обсяг продукції на рік	млн. т.	6,26	10,9	15,58	2,55	3,07	4,05	6,1	11,25
Електроенергія на процеси виробництва продукції	ГВт·год	2764	4816	6880	391	471	603,61 (529,93)	909,14 (798,16)	1676,70 (1472,02)
Природний газ	млн м³	-	-	-	2805	3377	(435,33)	(655,69)	(1209,26)
Вугілля	тис. т	4883	8506	12152	-	-	554,85	835,7	1541,25

Примітка. Значення в дужках подані для техпроцесу з використанням природного газу.

З результатів розрахунків видно, що переведення трьох галузей на споживання водню вимагатиме додаткових 112 ТВт·год/рік електричної енергії при максимальній завантаженості галузей, та 59,5 ТВт·год/рік при мінімальній завантаженості галузей.

4. Висновки

1. Розроблено мережну економіко-математичну модель виробничого типу для визначення взаємоузгоджених балансів споживання енергії та сировини за умов впровадження водневих технологій у виробництво сталі, аміаку та клінкеру. Відмінність від існуючих моделей – це впровадження підсистеми виробітку і транспортування водню, що із наявних енергоресурсів виробляє новий енергоресурс – продукт, який в подальшому споживається у моделі.

2. Сформовано структурну схему «вузли–лінії» з чотирма підсистемами (ресурси, виробництво водню, транспортування водню та електроенергії, випуск продукції), що враховує технології виробництва, постачання та споживання продуктів та ресурсів. Для кожного технологічного способу визначено питомі витрати ресурсів (H_2, природний газ, вугілля, електроенергія, вода), що забезпечує відображення взаємозв'язку між підсистемами, та можливість оцінки ефективності різних варіантів технологій виробництва.

3. Показано, що перехід на водневі технології у визначених галузях призводить до додаткового споживання електричної енергії: додатковий попит на електроенергію (електроліз) становить 59,5 ТВт·год/рік у мінімальному наборі сценаріїв і до 112 ТВт·год/рік у максимальному. Це визначає вимоги до нарощування ВДЕ, пропускної здатності мереж.

4. Оцінено водоспоживання для електролізу: у граничному сценарії потреби сягають 20,05 млн т/рік, що дозволяє додатково оцінювати можливі місця встановлення електролізера з точки зору екологічних обмежень.

Посилання

1. European Commission. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. URL: https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-07/hydrogen_strategy_0.pdf (Last accessed: 05.08.2025).
2. European Commission. Key actions of the EU Hydrogen Strategy. URL: https://energy.ec.europa.eu/topics/eus-energy-system/hydrogen/key-actions-eu-hydrogen-strategy_en (Last accessed: 05.08.2025).
3. Green Hydrogen Organisation. Ukraine overview. URL: https://gh2.org/countries/ukraine (Last accessed: 05.08.2025).
4. Ukraine's First Hydrogen Plant Plans. Fuel Cells Works. URL: https://fuelcellsworks.com/2025/06/05/h2/in-volyn-plans-are-underway-to-establish-the-country-s-first-hydrogen-plant-focused-on-exporting-products-to-the-eu (Last accessed: 05.08.2025).
5. International Energy Agency. Ukraine's hydrogen opportunity: A roadmap. URL: https://www.iea.org/reports/unlocking-ukraines-hydrogen-opportunity-a-roadmap (Last accessed: 05.08.2025).
6. Kirchner R., Bilek P., Grinschgl J., Hausner F. Prospects for Ukrainian green hydrogen sector. 2024. URL: https://h2diplo.de/wp-content/uploads/2024/07/20240702_Review-Hydrogen-Producers-Final.pdf (Last accessed: 05.08.2025).
7. Institute for Renewable Energy of the National Academy of Sciences of Ukraine. Hydrogen Strategy of Ukraine. URL: https://www.ive.org.ua/?lang=en&page_id=3856 (Last accessed: 05.08.2025).
8. Envision Energy launches world's largest green hydrogen and ammonia plant. Hydrogen Insight. URL: https://hydrogeninsight.com (Last accessed: 05.08.2025).
9. HyDeal Asturias. Invest in Spain. URL: https://www.investinspain.org/content/icex-invest/en/noticias-main/2022/hydeal-asturias.html (Last accessed: 05.08.2025).
10. World-first UK hydrogen trials demonstrate pathway to net zero cement. Mineral Products Association (MPA). 29.09.2021. URL: https://mineralproducts.org/News-CEO-Blog/2021/release31.aspx (Last accessed: 29.09.2025).
11. Hydrogen trial at Ribblesdale: climate-neutral fuel mix using hydrogen technology. Heidelberg Materials (Hanson). 2021. URL: https://www.heidelbergmaterials.co.uk/en/socialvalue/climate/hydrogen-trial (Last accessed: 02.09.2025).
12. Trialing hydrogen as an alternative (La Malle, France). Holcim. 22.02.2024. URL: https://video.holcim.com/trialing-hydrogen-as-an-alternative (Last accessed: 02.09.2025).
13. Duckett A. CEMEX to install world-first hydrogen process at UK cement plant. The Chemical Engineer. 28.11.2024. URL: https://www.thechemicalengineer.com/news/cemex-to-install-world-first-hydrogen-process-at-uk-cement-plant/ (Last accessed: 02.09.2025).
14. Білан Т.Р., Каплін М.І. Безпекові аспекти балансу вуглецевмісних палив в умовах становлення новітніх схем паливозабезпечення в Україні. *Проблеми загальної енергетики*. 2016. Вип. 4(47). С. 23–29. https://doi.org/10.15407/pge2016.04.023
15. Каплін М.І., Макаров В.М., Білан Т.Р. Балансово-оптимізаційна модель взаємодії енергетики з паливними галузями ПЕК України з урахуванням європейських екологічних норм. *Проблеми загальної енергетики*. 2018. Вип. 1(52). С. 5–11. https://doi.org/10.15407/pge2018.01.005
16. Кулик М.М., Маляренко О.Є., Майстренко Н.Ю., Станиціна В.В., Спітковський А.І. Застосування методу комплексного прогнозування для визначення довгострокового попиту на енергетичні ресурси. *Проблеми загальної енергетики*. 2017. Вип. 1(48). С. 5–15. https://doi.org/10.15407/pge2017.01.005
17. Шульженко С.В., Тюрютіков О.І., Іваненко Н.П. Модель математичного програмування з цілочисельними змінними визначення оптимального складу та завантаження енергоблоків теплових електростанцій та гідроагрегатів гідроакумулюючих електростанцій при покритті добового графіка електричних навантажень енергосистеми України. *Проблеми загальної енергетики*. 2020. Вип. 1(60). С. 14–23. https://doi.org/10.15407/pge2020.01.014

18. Блінов І., Парус Є., Шиманюк П., Ворушило А. Модель оптимізації функціонування мікромережі з СЕС та установкою зберігання енергії. Технічна електродинаміка. 2024. № 5. С. 69–78. https://doi.org/10.15407/techned2024.05.069
19. Граф М.С., Любченко Д.В. Математична модель оптимізації енергопостачання в прикордонних районах з урахуванням геополітичних ризиків. *Технічна інженерія*. 2025. № 1(95). С. 274–279. https://doi.org/10.26642/ten-2025-1(95)-274-279
20. Bilan T., Kaplin M., Makarov V., Perov M., Novitskii I., Zaporozhets A., Havrysh V., Nitsenko V. The Balance and Optimization Model of Coal Supply in the Flow Representation of Domestic Production and Imports: The Ukrainian Case Study. *Energies*. 2022. Vol. 15. No. 21. P. 8103. https://doi.org/10.3390/en15218103
21. Iurchenko M. Analysis of Key Energy Consumption Models in the Context of Modern Ukraine. *Economy and Society*. 2024. No. 70. P. 286–292. https://doi.org/10.32782/2524-0072/2024-70-102
22. 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.
23. 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. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.01.070
24. 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. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.170
25. 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. https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113407
26. Tuinema B. W., Adabi E., Ayivor P. K. S., Suárez V. G., Liu L., Perilla A., Ahmad Z., Torres J. L. R., van der Meijden M. A. M. M., Palensky P. Modelling of large-sized electrolysers for real-time simulation and study of the possibility of frequency support by electrolysers. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2020. Vol. 14. Iss. 11. P. 1985–1992. https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2019.1364
27. 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. Iss. 16. P. 9305–9316. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.01.228
28. 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. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113967
29. You S., Træholt P., Reissner R., Zong Y. Electrical Grid Service Catalogue for Water Electrolysers. Deliverable 1.1. QualyGridS Project, 2017. 70 p. URL: https://www.qualygrids.eu/app/uploads/sites/5/2017/02/Deliverable-1.1-Electrical-Grid-Service-Catalogue-for-Water-Electrolysers-27-11-2017.pdf (Last accessed: 05.09.2025).
30. Толстов Д., Білан Т. Дослідження середньозваженої вартості транспортування водню з урахуванням потенційних місць зберігання та виробництва. *Системні дослідження в енергетиці*. 2025. № 2(82). С. 101–117. https://doi.org/10.15407/srenergy2025.02.101
31. Воднева стратегія України: проєкт. Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2021. 91 с. ISBN 978-966-999-220-8. URL: https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/Vodneva-Strategia-Cover.pdf (дата звернення: 01.09.2025).
32. Doronina I., Galleguillos-Torres M., Doronin V., Grêt-Regamey A. GIS-based analysis for identifying priority regions and developing renewable energy in post-war Ukraine. *Renewable Energy*. 2025. Vol. 247. Art. 122970. https://doi.org/10.1016/j.renene.2025.122970
33. У Росії завищили дані про окуповані у 2024 році території України – ISW. Укрінформ. 19.12.2024. URL: https://www.ukrinform.ua/rubric-ato/3939720-u-rosii-zavisili-dani-pro-okupovani-u-2024-roci-teritorii-ukraini-isw.html (дата звернення: 01.09.2025).
34. Коефіцієнт використання потужності українських СЕС склав 14%, ВЕС – 34%. БізнесЦензор (Censor.NET). 16.02.2022. URL: https://censor.net/biz/news/3316292/koefitsiyent_vykorystannya_potujnosti_ukrayinskyh_ses_sklav_14_ves_34 (дата звернення: 02.09.2025).
35. Kanz O., Brüggemann F., Ding K., Bittkau K., Rau U., Reinders A. Life-cycle global warming impact of hydrogen transport through pipelines from Africa to Germany. *Sustainable Energy & Fuels*. 2023. Vol. 7. Iss. 13. P. 3014–3024. https://doi.org/10.1039/D3SE00281K
36. U.S. Department of Energy, Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office. Hydrogen Emissions and Environmental Impacts Workshop: 2024 Workshop Summary Report. Washington, DC, 2025. 30 с. URL: https://www.energy.gov/sites/default/files/2025-01/h2-emissions-workshop-summary-report.pdf (Last accessed: 02.09.2025).
37. Goita E. G., Beagle E. A., Nasta A. N., Wissmiller D. L., Ravikumar A., Webber M. E. Effect of hydrogen leakage on the life cycle climate impacts of hydrogen supply chains. *Communications Earth & Environment*. 2025. Vol. 6. Art. 160. https://doi.org/10.1038/s43247-025-02141-3

38. Patonia A., Lenivova V., Poudineh R., Nolden C. Hydrogen pipelines vs. HVDC lines: Should we transfer green molecules or electrons? Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2023 (OIES Paper: ET27). ISBN 978-1-78467-221-8. URL: https://oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2023/11/ET27-Hydrogen-pipelines-vs.-HVDC-lines.pdf (Last accessed: 02.09.2025).
39. Frazer-Nash Consultancy. Fugitive hydrogen emissions in a future hydrogen economy. London: Department for Business, Energy & Industrial Strategy (BEIS), 2022. URL: https://assets.publishing.service.gov.uk/media/624ec79cd3bf7f600d4055d1/fugitive-hydrogen-emissions-future-hydrogen-economy.pdf (Last accessed: 02.09.2025).
40. State Agency of Water Resources of Ukraine. Southern Bug River Basin Management Plan 2025–2030. Kyiv, 2025. URL: https://davr.gov.ua/fls18/5-RBMP_Southern%20Bug_February_2025_ENG.pdf (Last accessed: 02.09.2025).
41. State Agency of Water Resources of Ukraine. Dniester River Basin Management Plan 2025–2030. Kyiv, 2025. URL: https://davr.gov.ua/fls18/2-RBMP_Dnister_February_2025_ENG.pdf (Last accessed: 02.09.2025).
42. State Agency of Water Resources of Ukraine. Dnipro River Basin Management Plan 2025–2030. Kyiv, 2025. URL: https://davr.gov.ua/fls18/1-RBMP_Dnipro_February_2025_ENG.pdf (Last accessed: 02.09.2025).
43. European Commission, CIS Working Group Ecological Flows. Ecological flows in the implementation of the Water Framework Directive (Guidance Document No. 31). Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2015. URL: https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/13b42a6c-b4c8-11e5-8d3c-01aa75ed71a1 (Last accessed: 02.09.2025).
44. International Commission for the Protection of the Danube River (ICPDR). Danube River Basin Management Plan – Update 2021: Part A – Basin-wide Overview. Vienna, 2021. URL: https://www.icpdr.org (Last accessed: 02.09.2025).
45. Стогній О.В., Каплін М.І., Білан Т.Р. Моделювання імпорту вуглецевмісних енергоносіїв для енергетичного комплексу країни з урахуванням вимог її енергетичної безпеки. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2015. Вип. 40. С. 67–75. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/PIED_2015_40_14
46. Каплін М.І. Оптимізація системи паливозабезпечення на основі мережного подання модифікованої моделі виробничого типу: дис. … канд. техн. наук: 05.14.01 – Енергетичні системи та комплекси. Нац. акад. наук України, Ін-т загальної енергетики. Київ, 2015.
47. Втрати електричної енергії в електромережах в 2020 році зросли до 10,4 % – експерт. РБК-Україна. 30.07.2021. URL: https://www.rbc.ua/ukr/news/poteri-elektroenergii-ukrainskih-setyah-2020-1627646052.html (дата звернення: 02.09.2025).
48. HYFLEXPOWER consortium successfully operates a gas turbine with 100 percent hydrogen. Siemens Energy. 13.10.2023. URL: https://www.siemens-energy.com/us/en/home/press-releases/hyflexpower-consortium-successfully-operates-a-gas-turbine-with-.html (Last accessed: 03.09.2025).
49. HYFLEXPOWER Consortium. First successful demonstration with 100% green H_2. 24.10.2023. URL: https://www.hyflexpower.eu/2023/10/24/first-successful-demonstration-with-100-green-h2/ (Last accessed: 03.09.2025).
50. Witzel B. HYFLEXPOWER project demonstrates 100% hydrogen operation at CHP plant in France. Gas Turbine World. 21.06.2024. URL: https://gasturbineworld.com/siemens-hyflexpower/ (Last accessed: 03.09.2025).
51. GT36 sequential combustion technology achieves 100% hydrogen. Ansaldo Energia. 13.02.2024. URL: https://www.ansaldoenergia.com/about-us/media-center/power-generation-news-insights/detail-news/gt36-sequential-combustion-technology-achieves-100-hydrogen (Last accessed: 03.09.2025).
52. Sequential combustion technology tested on up to 100% hydrogen (GT36 update). Gas Turbine World. 16.10.2024. URL: https://gasturbineworld.com/sequential-combustion-technology-tested-100-percent-hydrogen/ (Last accessed: 03.09.2025).
53. U.S. Energy Information Administration (EIA). U.S. electric power sector explores hydrogen cofiring at natural gas-fired plants. Today in Energy. 03.09.2025. URL: https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=63084 (Last accessed: 03.09.2025).
54. Long Ridge Energy Terminal and GE commission & demonstrate first advanced class hydrogen-capable power plant. GE Vernova. 03.09.2025. URL: https://www.gevernova.com/news/press-releases/long-ridge-energy-terminal-and-ge-commission-demonstrate-first-advanced-class-0 (Last accessed: 03.09.2025).
55. First hydrogen burn at Long Ridge HA-class gas turbine marks triumph for GE. POWER Magazine. 22.04.2022. URL: https://www.powermag.com/first-hydrogen-burn-at-long-ridge-ha-class-gas-turbine-marks-triumph-for-ge/ (Last accessed: 03.09.2025).
56. U.S. Energy Information Administration (EIA). U.S. electric power sector explores hydrogen cofiring at natural gas-fired plants. Today in Energy. 12.09.2024. URL: https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=63084 (Last accessed: 03.09.2025).
57. Electric Power Research Institute (EPRI). Hydrogen Cofiring Demonstration at NYPA's Brentwood Power Station — GE LM6000 Gas Turbine. Executive Summary. 2022. URL: https://restservice.epri.com/publicdownload/000000003002025166/0/Product (Last accessed: 03.09.2025).

58. New York Power Authority (NYPA). Integrated Report 2022: Clean Energy Vision. 31.03.2023. URL: https://www.nypa.gov/-/media/nypa/documents/document-library/integrated-reports/nypa-2022-integrated-report.pdf (Last accessed: 03.09.2025).
59. Walton R. New York Power Authority burns up to 44% green hydrogen in GE turbine, cutting emissions: EPRI report. Utility Dive. 23.09.2022. URL: https://www.utilitydive.com/news/new-york-power-authority-burns-green-hydrogen-cuts-emissions-EPRI-GE-Airgas-NYPA/632527/ (Last accessed: 03.09.2025).
60. Intermountain Power Agency (IPA). IPP Renewed: Project overview. URL: https://www.ipautah.com/ipp-renewed/ (Last accessed: 03.09.2025).
61. Aiming for clean power generation with 100% hydrogen: Intermountain Power Project (Utah). Mitsubishi Power. URL: https://power.mhi.com/case/america_utah (Last accessed: 03.09.2025).
62. NYPA and EPRI release hydrogen blending test results. Power Engineering International. 27.09.2022. URL: https://www.powerengineeringint.com/hydrogen/nypa-and-epri-release-hydrogen-blending-test-results/ (Last accessed: 03.09.2025).
63. Cîrligeanu R., Cătuți M., Arsani A. Combined Cycle Gas Turbine (CCGT). A Romanian Perspective. Bucharest: EPG, 2025. 86 p. URL: https://www.epg-thinktank.org/wp-content/uploads/2025/01/EPG-Report-CCGT_A-Romanian-Perspective.pdf (Last accessed: 03.09.2025).
64. Cecere D., Giacomazzi E., Di Nardo A., Calchetti G. Gas Turbine Combustion Technologies for Hydrogen Blends. *Energies*. 2023. Vol. 16. Iss. 19. Article 6829. https://doi.org/10.3390/en16196829
65. Hydrogen Europe. Hydrogen Infrastructure Report: The Recipe for a Future-proof Hydrogen Backbone. 10.2024. URL: https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2024/10/2024.10_HE_.Hydrogen-Infrastructure-Report.pdf (Last accessed: 03.09.2025).
66. Center for Sustainable Systems, University of Michigan. Hydrogen Factsheet. Pub. No. CSS23-07. Ann Arbor: University of Michigan, 09.2023. 2 p. URL: https://css.umich.edu/sites/default/files/2023-10/Hydrogen_CSS23-07.pdf (Last accessed: 03.09.2025).
67. U.S. Department of Energy. Hydrogen Program Plan. Washington. DC: DOE, 12.2024. URL: https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/hydrogen-program-plan-2024.pdf (Last accessed: 03.09.2025).
68. U.S. Department of Energy, Hydrogen & Fuel Cell Technologies Office. Multi-Year Program Plan (MYPP). 05.2024. URL: https://www.energy.gov/sites/default/files/2024-05/hfto-mypp-2024.pdf (Last accessed: 03.09.2025).
69. U.S. DOE Hydrogen Program. 2024 Annual Merit Review — Fuel Cell Technologies. 2024. URL: https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/review24/2024-amr-07-fuel-cell-technologies.pdf (Last accessed: 03.09.2025).
70. Center for Sustainable Systems, University of Michigan. Hydrogen Factsheet. Pub. No. CSS23-07 (2024–2025). Ann Arbor: University of Michigan, 10.2024; 09.2025. URL: https://css.umich.edu/sites/default/files/2024-10/Hydrogen_CSS23-07.pdf (Last accessed: 03.09.2025).
71. European Parliamentary Research Service (EPRS). Renewable and low-carbon hydrogen: EU policy developments and the Hydrogen & Gas Market Directive (EU) 2024/1788. 01.2025. URL: https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2025/767227/EPRS_BRI(2025)767227_EN.pdf (Last accessed: 03.09.2025).
72. Про встановлення тарифів для ТОВ «Оператор ГТС України» на послуги транспортування природного газу для точок входу і точок виходу на регуляторний період 2025–2029 років: постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) від 30.12.2024 № 2387. URL: https://zakon.rada.gov.ua/go/v2387874-24 (дата звернення: 03.09.2025).
73. НКРЕКП. Тарифи на послуги транспортування природного газу для внутрішніх точок входу і точок виходу в/з газотранспортної системи для ТОВ «Оператор ГТС України» (довідкова сторінка). URL: https://www.nerc.gov.ua/sferi-diyalnosti/prirodnij-gaz/tarifi-dlya-pidpriyemstv-naftogazovoyi-sferi/tarifi-na-poslugi-transportuvannya-prirodnogo-gazu-dlya-vnutrishnih-tochok-vhodu-i-tochok-vihodu-vz-gazotransportnuoyi-sistemui-dlya-tov-operator-gts-ukrayini (дата звернення: 03.09.2025).
74. Coking Coal – Price – Chart – Historical Data – News. Trading Economics. URL: https://tradingeconomics.com/commodity/coking-coal (Last accessed: 03.09.2025).
75. АТ «Укрзалізниця». Збірник тарифів на перевезення вантажів залізничним транспортом у межах України та пов'язані з ними послуги: офіц. вид. (чинна редакція). URL: https://tbu.com.ua/files/Tariff_UZ_new.pdf (дата звернення: 03.09.2025).
76. АТ «Укрзалізниця». Розрахунок вартості – Вантажні перевезення (онлайн-калькулятор). URL: https://uz.gov.ua/cargo_transportation/electronic_transportation/cost/ (дата звернення: 03.09.2025).
77. НКРЕКП. Тарифи централізованого водопостачання та водовідведення. URL: https://www.nerc.gov.ua/sferi-diyalnosti/holodna-voda/spozhivachi/centralizovane - vodopostachannya-ta-vodovidvedennya/tarifi-na-centralizovane-vodopostachannya-tavodovidvedennya/tarifi-centralizovanogo-vodopostachannya-ta-vodovidvedennya (дата звернення: 02.09.2025).
78. Індекси РДН та середньозважені. АТ «Оператор ринку». URL: https://www.oree.com.ua/index.php/indexes (дата звернення: 02.09.2025).

79. НЕК «Укренерго». Результати балансуючого ринку. URL: https://ua.energy/uchasnikam_rinku/rezultaty-balansuyuchogo-rynku-2/#1664533607454-cd3a1ced-5300 (дата звернення: 02.09.2025).
80. Толстов Д.В. Показники LCOH електролізерів, що працюють відокремлено від генерації. *Енергозбереження. Енергетика. Енергоаудит*. 2023. № 9–10. С. 187–188. https://doi.org/10.20998/2313-8890.2023.09.03
81. International Energy Agency. Technology Roadmap: Low-Carbon Transition in the Cement Industry. URL: https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-low-carbon-transition-in-the-cement-industry (Last accessed: 15.08.2025).
82. Толстов Д.В., Білан Т.Р. Оцінка потреб енергоємних галузей промисловості України в ресурсах для декарбонізації. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Нові рішення в сучасних технологіях*. 2025. № 3(25). С. 27–38. https://doi.org/10.20998/2413-4295.2025.03.04
83. Плашихін С.В. Довідник з ресурсоефективного та чистого виробництва. Цементна промисловість. Київ: Центр ресурсоефективного та чистого виробництва, 2020. 96 с.
84. Миколюк О.А., Ковальчук І.М. Практика впровадження енергоефективних технологій на підприємствах цементної промисловості України. *Вісник Хмельницького національного університету. Економічні науки*. 2014. № 1. С. 227–230. URL: https://elar.khmnu.edu.ua/bitstream/123456789/1879/1/MIKOLYUK2.pdf (дата звернення: 01.09.2025).
85. Williams F., Yang A., Nhuchhen D. R. Decarbonisation pathways of the cement production process via hydrogen and oxy-combustion. *Energy Conversion and Management*. 2024. Vol. 300. Art. 117931. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117931
86. Cement produces cement with climate-neutral fuel mix using hydrogen technology. Heidelberg Materials. URL: https://www.heidelbergmaterials.com/en/pr-01-10-2021 (Last accessed: 15.08.2025).
87. Родін Л. Розробка хімічних технологій: виробництво «зеленого» метанолу і «зеленого» аміаку з «зеленого» водню. URL: https://saee.gov.ua/static-objects/saee/imported_content/67927ef787086.pdf (дата звернення: 15.08.2025).
88. Saygin D., Blanco H., Boshell F., Cordonnier J., Rouwenhorst K., Lathwal P., Gielen D. Ammonia production from clean hydrogen and the implications for global natural gas demand. *Sustainability*. 2023. № 15(2), 1623. https://doi.org/10.3390/su15021623
89. Hydrogen production: SMR technology. HyGear. URL: https://hygear.com/technology/steam-methane-reforming/ (Last accessed: 15.08.2025).
90. Fan Z., Friedmann S. J. Low-carbon production of iron & steel: Technology options, economic assessment, and policy. *Joule*. 2021. Vol. 5. Iss. 4. P. 829–862. https://doi.org/10.1016/j.joule.2021.02.018
91. World Steel Association. Steel and raw materials. URL: https://worldsteel.org/wp-content/uploads/Fact-sheet-raw-materials-2023-1.pdf (Last accessed: 21.08.2025).
92. Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA). The facts about steelmaking. URL: https://ieefa.org/sites/default/files/2022-06/steel-fact-sheet.pdf (Last accessed: 25.08.2025).
93. World Steel Association. Energy use in the steel industry. URL: https://worldsteel.org/wp-content/uploads/Fact-sheet-Energy-use-in-the-steel-industry.pdf (Last accessed: 25.08.2025).
94. Смірнов О.М., Тимошенко С.М., Нарівський А.В. Відновлення та інноваційний розвиток виробництва сталі в Україні в контексті енергоефективності та Європейського зеленого курсу. *Вісник НАН України*. 2023. № 4. С. 21–35. https://doi.org/10.15407/visn2023.04.021
95. Ремус Р., Агуадо-Монсоне М. А., Рудьє С., Дельгадо Санчо Л. Довідковий документ з найкращих доступних технологій та методів управління (НДТМ) для виробництва чавуну та сталі. 2024. URL: https://mepr.gov.ua/wp-content/uploads/2024/10/v3FMP-BREF_Final-Version_ukr_15-10.pdf (дата звернення: 25.08.2025).
96. Nurdiawati A., Zaini I. N., Wei W., Gyllenram R., Yang W., Samuelsson P. Towards fossil-free steel: Life cycle assessment of biosyngas-based direct reduced iron (DRI) production process. *Journal of Cleaner Production*. 2023. Vol. 393. Article 136262. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.136262
97. Alikulov K., Aminov Z., Anh L. H., Xuan T. D., Kim W. Comparative Technical and Economic Analyses of Hydrogen-Based Steel and Power Sectors. *Energies*. 2024. Vol. 17. Iss. 5. P. 1242. https://doi.org/10.3390/en17051242
98. Brooks G., Hornby S. Future Processing Options for Hydrogen DRI. Midrex Technologies, Inc. 2024. URL: https://www.midrex.com/tech-article/future-processing-options-for-hydrogen-dri/ (Last accessed: 01.09.2025).
99. U.S. Department of Energy. Hydrogen Program – Hydrogen Production and Consumption in Direct Reduced Ironmaking. URL: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2018/08/f54/fcto-h2-scale-kickoff-2018-8-chevrier.pdf (Last accessed: 01.09.2025).
100. Rechberger K., Spanlang A., Sasiain Conde A., Wolfmeir H., Harris C. Green Hydrogen-Based Direct Reduction for Low-Carbon Steelmaking. *Steel Research International*. 2020. Vol. 91. No. 6. Art. 2000110. https://doi.org/10.1002/srin.202000110
101. Виробництво цементу в Україні в 2022 р. скоротилося на 51%, споживання впало на дві третини – асоціація «Укрцемент». Інтерфакс-Україна. 29.03.2023. URL: https://interfax.com.ua/news/economic/900706.html (дата звернення: 03.09.2025).

102. Паранюк Я.Д. Оцінка ефективності інноваційних проектів на підприємствах в умовах ризику та невизначеності: дис. канд. екон. наук: 08.00.04. Тернопіл. нац. екон. ун-т (ТНЕУ). Тернопіль: ТНЕУ, 2018. 216 с. URL: https://dspace.wunu.edu.ua/handle/316497/36948 (дата звернення: 01.09.2025).
103. Обух В. Повоєнне відновлення: актуальні шанси для розвитку будіндустрії. Укрінформ. 01.04.2023. URL: https://www.ukrinform.ua/rubric-vidbudova/3690313-povoenne-vidnovlenna-sans-dla-rozvitku-budindustrii.html (дата звернення: 21.08.2025).
104. Статистичний щорічник України за 2022. Київ: Державна служба статистики України, 2023. 642 с.
105. Фонд державного майна України. ПАТ «Одеський припортовий завод»: резюме URL: https://www.spfu.gov.ua/userfiles/pdf/opz-7-_250.pdf (дата звернення: 15.08.2025).
106. Черкаський «Азот» запустили два цехи, які є ключовими у виробництві добрив. Ukrinform. 16.08.2014. URL: https://www.ukrinform.ua/rubric-economy/3895846-cerkaskij-azot-zapustili-dva-cehi-aki-e-klucovimi-u-virobnictvi-dobriv.html (дата звернення: 15.08.2025).
107. «РІВНЕАЗОТ» виробив за 2020 рік понад 1,8 млн тонн добрив. URL: https://www.azot.rv.ua/press/novyny/383-rivneazot-vypustyv-za-2020-rik-ponad-1-8mln-tonn-dobryv (дата звернення: 15.08.2025).
108. Increased plant capacity and reduced maintenance at fertilizer plant. Alfa Laval. 28.22.2023. URL: https://www.alfalaval.com/media/stories/fertilizers/increased-plant-capacity-and-reduced-maintenance-at-fertilizer-plant/ (Last accessed: 15.08.2025).
109. Єрмоленко Г. Україна у 2022 році опустилася на 25-те місце в глобальному рейтингу виплавки сталі. GMK Center. Новини світової металургії. 31.01.2023. URL: https://gmk.center/ua/news/ukraina-u-2022-roci-opustilasya-na-25-te-misce-v-globalnomu-rejtingu-viplavki-stali/ (дата звернення: 03.09.2025).
110. Даценко А.М. Енергетична безпека як фактор стійкості металургії України. *Актуальні питання економічних наук*. 2025. 18. https://doi.org/10.5281/zenodo.15474398

References

1. European Commission. (2020). *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe.* Retrieved August 5, 2025, from https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-07/hydrogen_strategy_0.pdf
2. European Commission. (n.d.). *Key actions of the EU Hydrogen Strategy.* Retrieved August 5, 2025, from https://energy.ec.europa.eu/topics/eus-energy-system/hydrogen/key-actions-eu-hydrogen-strategy_en
3. Green Hydrogen Organisation. (n.d.). *Ukraine overview.* Retrieved August 5, 2025, from https://gh2.org/countries/ukraine
4. *Ukraine's first hydrogen plant plans*. (2025, June 5). Fuel Cells Works. Retrieved August 5, 2025, from https://fuelcellsworks.com/2025/06/05/h2/in-volyn-plans-are-underway-to-establish-the-country-s-first-hydrogen-plant-focused-on-exporting-products-to-the-eu
5. International Energy Agency. (n.d.). *Ukraine's hydrogen opportunity: A roadmap*. Retrieved August 5, 2025, from https://www.iea.org/reports/unlocking-ukraines-hydrogen-opportunity-a-roadmap
6. Kirchner, R., Bilek, P., Grinschgl, J., & Hausner, F. (2024). *Prospects for Ukrainian green hydrogen sector.* Retrieved August 5, 2025, from https://h2diplo.de/wp-content/uploads/2024/07/20240702_Review-Hydrogen-Producers-Final.pdf
7. Institute for Renewable Energy of the National Academy of Sciences of Ukraine. (n.d.). *Hydrogen Strategy of Ukraine*. Retrieved August 5, 2025, from https://www.ive.org.ua/?lang=en&page_id=3856
8. *Envision Energy launches world's largest green hydrogen and ammonia plant*. (n.d.). Hydrogen Insight. Retrieved August 5, 2025, from https://hydrogeninsight.com
9. *HyDeal Asturias.* (2022). Invest in Spain. Retrieved August 5, 2025, from https://www.investinspain.org/content/icex-invest/en/noticias-main/2022/hydeal-asturias.html
10. *World-first UK hydrogen trials demonstrate pathway to net zero cement*. (2021, September 29). Mineral Products Association. Retrieved September 2, 2025, from https://mineralproducts.org/News-CEO-Blog/2021/release31.aspx
11. *Hydrogen trial at Ribblesdale: Climate-neutral fuel mix using hydrogen technology.* (n.d.). Heidelberg Materials (Hanson). Retrieved September 2, 2025, from https://www.heidelbergmaterials.co.uk/en/socialvalue/climate/hydrogen-trial
12. *Trialing hydrogen as an alternative (La Malle, France).* (n.d.). Holcim. Retrieved September 2, 2025, from https://video.holcim.com/trialing-hydrogen-as-an-alternative
13. Duckett, A. (2024, November 28). CEMEX to install world-first hydrogen process at UK cement plant. *The Chemical Engineer*. Retrieved September 2, 2025, from https://www.thechemicalengineer.com/news/cemex-to-install-world-first-hydrogen-process-at-uk-cement-plant/
14. Bilan, T.R., & Kaplin, M.I. (2016). Security aspects of the balance of carbonaceous fuels under conditions of establishing the new fuel supply schemes in Ukraine. *The Problems of General Energy*, *4*(47), 23–29 [in Ukrainian]. https://doi.org/10.15407/pge2016.04.023
15. Kaplin, M.I., Makarov, V.M., & Bilan, T.R. (2018). The balance-optimization model of the Ukrainian power sector and fuel industries mutually coordinated operation in the view of European environmental legislation. *The Problems of General Energy*, *1*(52), 5–11 [in Ukrainian]. https://doi.org/10.15407/pge2018.01.005

16. Kulyk, M.M., Maliarenko, O.Ye., Maistrenko, N.Yu., Stanytsina, V.V., & Spitkovskyi, A.I. (2017). Application of the method of complex forecasting for the determination of long-term demand for energy resources. *The Problems of General Energy*, *1*(48), 5–15 [in Ukrainian]. https://doi.org/10.15407/pge2017.01.005
17. Shulzhenko, S.V., Turutikov, O.I., & Ivanenko, N.P. (2020). Mixed-integer linear programming mathematical model for founding the optimal dispatch plan of Ukrainian thermal power plants' units and hydro pumping storages stations' units for balancing daily load profile of power system of Ukraine. *The Problems of General Energy*, *1*(60), 14–23 [in Ukrainian]. https://doi.org/10.15407/pge2020.01.014
18. Blinov, I., Parus, Ye., Shymaniuk, P., & Vorushylo, A. (2024). Optimization model of microgrid functioning with solar power plant and energy storage system. *Tekhnichna Elektrodynamika*, *5*, 69–78. https://doi.org/10.15407/techned2024.05.069
19. Graf, M., & Liubchenko, D. (2025). Cybernetic model of the regional situation center. *Technical Engineering*, *1*(95), 274–279 [in Ukrainian]. https://doi.org/10.26642/ten-2025-1(95)-274-279
20. Bilan, T., Kaplin, M., Makarov, V., Perov, M., Novitskii, I., Zaporozhets, A., Havrysh, V., & Nitsenko, V. (2022). The balance and optimization model of coal supply in the flow representation of domestic production and imports: The Ukrainian case study. *Energies*, *15*(21), 8103. https://doi.org/10.3390/en15218103
21. Iurchenko, M. (2024). Analysis of key energy consumption models in the context of modern Ukraine. *Economy and Society*, *70*, 286–292. https://doi.org/10.32782/2524-0072/2024-70-102
22. Bertuccioli, L., Chan, A., Hart, D., Lehner, F., Madden, B., & Standen, E. (2014). *Development of water electrolysis in the European Union.* Brussels: Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking.
23. Kiaee, M., Cruden, A., Chladek, P., & Infield, D. (2015). Demonstration of the operation and performance of a pressurised alkaline electrolyser operating in the hydrogen fuelling station in Porsgrunn, Norway. *Energy Conversion and Management*, *94*, 40–50. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.01.070
24. Stansberry, J., Hormaza Mejia, A., Zhao, L., & Brouwer, J. (2017). Experimental analysis of photovoltaic integration with a proton exchange membrane electrolysis system for power-to-gas. *International Journal of Hydrogen Energy*, *42*, 30569–30583. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.170
25. Martinez Lopez, V. A., Ziar, H., Haverkort, J. W., Zeman, M., & Isabella, O. (2023). Dynamic operation of water electrolyzers: A review for applications in photovoltaic systems integration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *182*, 113407. https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113407
26. Tuinema, B. W., Adabi, E., Ayivor, P. K. S., Suárez, V. G., Liu, L., Perilla, A., Ahmad, Z., Torres, J. L. R., van der Meijden, M. A. M. M., & Palensky, P. (2020). Modelling of large-sized electrolysers for real-time simulation and study of the possibility of frequency support by electrolysers. *IET Generation, Transmission & Distribution*, *14*(11), 1985–1992. https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2019.1364
27. Stansberry, J. M., & Brouwer, J. (2020). Experimental dynamic dispatch of a 60 kW proton exchange membrane electrolyzer in power-to-gas application. *International Journal of Hydrogen Energy*, *45*(16), 9305–9316. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.01.228
28. Gorre, J., Ruoss, F., Karjunen, H., Schaffert, J., & Tynjälä, T. (2020). Cost benefits of optimizing hydrogen storage and methanation capacities for Power-to-Gas plants in dynamic operation. *Applied Energy*, *257*, 113967. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113967
29. You, S., Træholt, P., Reissner, R., & Zong, Y. (2017). *Electrical grid service catalogue for water electrolysers (Deliverable 1.1).* QualyGridS Project. Retrieved September 5, 2025, from https://www.qualygrids.eu/app/uploads/sites/5/2017/02/Deliverable-1.1-Electrical-Grid-Service-Catalogue-for-Water-Electrolysers-27-11-2017.pdf
30. Tolstov, D., & Bilan, T. (2025). A study of the weighted average cost of hydrogen transportation, taking into account potential storage and production sites. *System Research in Energy*, *2*(82), 101–117 [in Ukrainian]. https://doi.org/10.15407/srenergy2025.02.101
31. Institute of Renewable Energy of the National Academy of Sciences of Ukraine. (n.d.). *Ukraine's hydrogen strategy: Draft.* Retrieved September 1, 2025, from https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/Vodneva-Strategia-Cover.pdf [in Ukrainian].
32. Doronina, I., Galleguillos-Torres, M., Doronin, V., & Grêt-Regamey, A. (2025). GIS-based analysis for identifying priority regions and developing renewable energy in post-war Ukraine. *Renewable Energy*, *247*, 122970. https://doi.org/10.1016/j.renene.2025.122970
33. *Russia overstated the data on the territories of Ukraine occupied in 2024 – ISW*. (2025, September 1). Ukrinform. Retrieved September 1, 2025, from https://www.ukrinform.ua/rubric-ato/3939720-u-rosii-zavisili-dani-pro-okupovani-u-2024-roci-teritorii-ukraini-isw.html [in Ukrainian].
34. *The capacity utilisation rate of Ukrainian solar power plants was 14%, while that of wind power plants was 34%*. (2025, September 2). Censor.NET. Retrieved from https://censor.net/biz/news/3316292/koefitsiyent_vykorystannya_potujnosti_ukrayinskyh_ses_sklav_14_ves_34 [in Ukrainian].
35. Kanz, O., Brüggemann, F., Ding, K., Bittkau, K., Rau, U., & Reinders, A. (2023). Life-cycle global warming impact of hydrogen transport through pipelines from Africa to Germany. *Sustainable Energy & Fuels*, *7*(13), 3014–3024. https://doi.org/10.1039/D3SE00281K

36. U.S. Department of Energy, Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office. (2025). *Hydrogen emissions and environmental impacts workshop: 2024 Workshop summary report.* Washington, DC. Retrieved September 2, 2025, from https://www.energy.gov/sites/default/files/2025-01/h2-emissions-workshop-summary-report.pdf
37. Goita, E. G., Beagle, E. A., Nasta, A. N., Wissmiller, D. L., Ravikumar, A., & Webber, M. E. (2025). Effect of hydrogen leakage on the life cycle climate impacts of hydrogen supply chains. *Communications Earth & Environment*, *6*, 160. https://doi.org/10.1038/s43247-025-02141-3
38. Patonia, A., Lenivova, V., Poudineh, R., & Nolden, C. (2023). *Hydrogen pipelines vs. HVDC lines: Should we transfer green molecules or electrons?* Oxford: Oxford Institute for Energy Studies (OIES Paper: ET27). ISBN 978-1-78467-221-8. Retrieved September 2, 2025, from https://oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2023/11/ET27-Hydrogen-pipelines-vs.-HVDC-lines.pdf
39. Frazer-Nash Consultancy. (2022). *Fugitive hydrogen emissions in a future hydrogen economy.* London: Department for Business, Energy & Industrial Strategy (BEIS). Retrieved September 2, 2025, from https://assets.publishing.service.gov.uk/media/624ec79cd3bf7f600d4055d1/fugitive-hydrogen-emissions-future-hydrogen-economy.pdf
40. State Agency of Water Resources of Ukraine. (2025). *Southern Bug River Basin Management Plan 2025–2030.* Retrieved September 2, 2025, from https://davr.gov.ua/fls18/5-RBMP_Southern%20Bug_February_2025_ENG.pdf
41. State Agency of Water Resources of Ukraine. (2025). *Dniester River Basin Management Plan 2025–2030.* Retrieved September 2, 2025, from https://davr.gov.ua/fls18/2-RBMP_Dnister_February_2025_ENG.pdf
42. State Agency of Water Resources of Ukraine. (2025). *Dnipro River Basin Management Plan 2025–2030.* Retrieved September 2, 2025, from https://davr.gov.ua/fls18/1-RBMP_Dnipro_February_2025_ENG.pdf
43. European Commission, CIS Working Group Ecological Flows. (2015). *Ecological flows in the implementation of the Water Framework Directive (Guidance Document No. 31).* Retrieved September 2, 2025, from https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/13b42a6c-b4c8-11e5-8d3c-01aa75ed71a1
44. International Commission for the Protection of the Danube River (ICPDR). (2021). *Danube River Basin Management Plan – Update 2021: Part A – Basin-wide Overview.* Retrieved September 2, 2025, from https://www.icpdr.org
45. Stogniy, A., Kaplin, M., & Bilan, T. (2015). Modeling of carbon-energy imports to the country's energy sector in view of requirements of its energy security. *Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine*, *40*, 67–75. Retrieved from http://nbuv.gov.ua/UJRN/PIED_2015_40_14 [in Ukrainian].
46. Kaplin, M. (2015). *Optimization of the system of fuel supply based on the network representation of the modified model of production type* [Thesis for the degree of Candidate of Sciences: 05.14.01 – Energy systems and complexes]. General Energy Institute of NAS of Ukraine, Kyiv [in Ukrainian].
47. *Electricity losses in power grids increased to 10.4% in 2020*. (2021). RBC Ukraine. Retrieved September 2, 2025, from https://www.rbc.ua/ukr/news/poteri-elektroenergii-ukrainskih-setyah-2020-1627646052.html [in Ukrainian].
48. *HYFLEXPOWER consortium successfully operates a gas turbine with 100 percent hydrogen.* (2025). Siemens Energy. Retrieved September 3, 2025, from https://www.siemens-energy.com/us/en/home/press-releases/hyflexpower-consortium-successfully-operates-a-gas-turbine-with-.html
49. *First successful demonstration with 100% green H_2.* (2023, October 24). HYFLEXPOWER Consortium. Retrieved September 3, 2025, from https://www.hyflexpower.eu/2023/10/24/first-successful-demonstration-with-100-green-h2/
50. Witzel, B. (2023). HYFLEXPOWER project demonstrates 100% hydrogen operation at CHP plant in France. *Gas Turbine World*. Retrieved September 3, 2025, from https://gasturbineworld.com/siemens-hyflexpower/
51. *GT36 sequential combustion technology achieves 100% hydrogen.* (2024, February 13). Ansaldo Energia. Retrieved September 3, 2025, from https://www.ansaldoenergia.com/about-us/media-center/power-generation-news-insights/detail-news/gt36-sequential-combustion-technology-achieves-100-hydrogen
52. *Sequential combustion technology tested on up to 100% hydrogen (GT36 update)*. (2023). Gas Turbine World. Retrieved September 3, 2025, from https://gasturbineworld.com/sequential-combustion-technology-tested-100-percent-hydrogen/
53. U.S. Energy Information Administration (EIA). (2023). *U.S. electric power sector explores hydrogen cofiring at natural gas-fired plants*. Retrieved September 3, 2025, from https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=63084
54. *Long Ridge Energy Terminal and GE commission & demonstrate first advanced class hydrogen-capable power plant.* (2023). GE Vernova. Retrieved September 3, 2025, from https://www.gevernova.com/news/press-releases/long-ridge-energy-terminal-and-ge-commission-demonstrate-first-advanced-class-0
55. *First hydrogen burn at Long Ridge HA-class gas turbine marks triumph for GE*. (2023). POWER Magazine. Retrieved September 3, 2025, from https://www.powermag.com/first-hydrogen-burn-at-long-ridge-ha-class-gas-turbine-marks-triumph-for-ge/
56. U.S. Energy Information Administration. (2024, September 12). *U.S. electric power sector explores hydrogen cofiring at natural gas-fired plants*. Today in Energy. Retrieved September 3, 2025, from https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=63084

57. Electric Power Research Institute (EPRI). (2023). *Hydrogen cofiring demonstration at NYPA's Brentwood Power Station — GE LM6000 Gas Turbine. Executive summary.* Retrieved September 3, 2025, from https://restservice.epri.com/publicdownload/000000003002025166/0/Product
58. New York Power Authority (NYPA). (2023). *Integrated report 2022: Clean energy vision.* Retrieved September 3, 2025, from https://www.nypa.gov/-/media/nypa/documents/document-library/integrated-reports/nypa-2022-integrated-report.pdf
59. Walton, R. (2023, September 23). New York Power Authority burns up to 44% green hydrogen in GE turbine, cutting emissions: EPRI report. *Utility Dive*. Retrieved September 3, 2025, from https://www.utilitydive.com/news/new-york-power-authority-burns-green-hydrogen-cuts-emissions-EPRI-GE-Airgas-NYPA/632527/
60. Intermountain Power Agency (IPA). (2023). *IPP Renewed: Project overview.* Retrieved September 3, 2025, from https://www.ipautah.com/ipp-renewed/
61. *Aiming for clean power generation with 100% hydrogen: Intermountain Power Project (Utah).* (2023). Mitsubishi Power. Retrieved September 3, 2025, from https://power.mhi.com/case/america_utah
62. *NYPA and EPRI release hydrogen blending test results*. (2023). Power Engineering International. Retrieved September 3, 2025, from https://www.powerengineeringint.com/hydrogen/nypa-and-epri-release-hydrogen-blending-test-results/
63. Cîrligeanu, R., Cătuți, M., & Arsani, A. (2025). *Combined cycle gas turbine (CCGT): A Romanian perspective.* Bucharest: EPG. Retrieved September 3, 2025, from https://www.epg-thinktank.org/wp-content/uploads/2025/01/EPG-Report-CCGT_A-Romanian-Perspective.pdf
64. Cecere, D., Giacomazzi, E., Di Nardo, A., & Calchetti, G. (2023). Gas turbine combustion technologies for hydrogen blends. *Energies*, *16*(19), 6829. https://doi.org/10.3390/en16196829
65. Hydrogen Europe. (2024, October). *Hydrogen infrastructure report: The recipe for a future-proof hydrogen backbone.* Retrieved September 3, 2025, from https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2024/10/2024.10_HE_.Hydrogen-Infrastructure-Report.pdf
66. Center for Sustainable Systems, University of Michigan. (2023). *Hydrogen factsheet (Pub. No. CSS23-07).* Ann Arbor: University of Michigan. Retrieved September 3, 2025, from https://css.umich.edu/sites/default/files/2023-10/Hydrogen_CSS23-07.pdf
67. U.S. Department of Energy. (2024). *Hydrogen program plan.* Washington. DC: DOE. Retrieved September 3, 2025, from https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/hydrogen-program-plan-2024.pdf
68. U.S. Department of Energy, Hydrogen & Fuel Cell Technologies Office. (2024). *Multi-year program plan (MYPP).* Retrieved September 3, 2025, from https://www.energy.gov/sites/default/files/2024-05/hfto-mypp-2024.pdf
69. U.S. DOE Hydrogen Program. (2024). *2024 annual merit review — Fuel cell technologies.* Retrieved September 3, 2025, from https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/review24/2024-amr-07-fuel-cell-technologies.pdf
70. Center for Sustainable Systems, University of Michigan. (2024, October). *Hydrogen factsheet* (Pub. No. CSS23-07). Ann Arbor, MI: University of Michigan. Retrieved September 3, 2025, from https://css.umich.edu/sites/default/files/2024-10/Hydrogen_CSS23-07.pdf
71. European Parliamentary Research Service (EPRS). (2025). *Renewable and low-carbon hydrogen: EU policy developments and the Hydrogen & Gas Market Directive (EU) 2024/1788.* Retrieved September 3, 2025, from https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2025/767227/EPRS_BRI(2025)767227_EN.pdf
72. On establishing tariffs for LLC "Operator of the Gas Transmission System of Ukraine" for natural gas transportation services for entry and exit points for the regulatory period 2025–2029. Resolution of the National Energy and Utilities Regulatory Commission (NEURC) No. 2387. (2024). Retrieved September 3, 2025, from https://zakon.rada.gov.ua/go/v2387874-24 [in Ukrainian].
73. NEURC. (2025). *Tariffs for natural gas transportation services for domestic entry and exit points into/from the gas transmission system for LLC "Gas Transmission System Operator of Ukraine"*. Retrieved September 3, 2025, from https://www.nerc.gov.ua/sferi-diyalnosti/prirodnij-gaz/tarifi-dlya-pidpriyemstv-naftogazovoyi-sferi/tarifi-na-poslugi-transportuvannya-prirodnogo-gazu-dlya-vnutrishnih-tochok-vhodu-i-tochok-vihodu-vz-gazotransportnuoyi-sistemui-dlya-tov-operator-gts-ukrayini [in Ukrainian].
74. Coking coal – Price – Chart – Historical data – News. (2025). Trading Economics. Retrieved September 3, 2025, from https://tradingeconomics.com/commodity/coking-coal
75. JSC Ukrzaliznytsia. (2025). *Collection of tariffs for the carriage of goods by rail within Ukraine and related services: Official edition (current version).* Retrieved September 3, 2025, from https://tbu.com.ua/files/Tariff_UZ_new.pdf [in Ukrainian].
76. JSC Ukrzaliznytsia. (2025). *Cost calculation – Freight transportation (online calculator).* Retrieved September 3, 2025, from https://uz.gov.ua/cargo_transportation/electronic_transportation/cost/ [in Ukrainian].
77. NEURC. (2025). *Tariffs for centralised water supply and sewerage services*. Retrieved September 2, 2025, from https://www.nerc.gov.ua/sferi-diyalnosti/holodna-voda/spozhivachi/centralizovane-vodopostachannya-ta-vodovidvedennya/tarifi-na-centralizovane-vodopostachannya-tavodovidvedennya/tarifi-centralizovanogo-vodopostachannya-ta-vodovidvedennya [in Ukrainian].

78. RDP indices and weighted average prices. (2025). *JSC "Market Operator"*. Retrieved September 2, 2025, from https://www.oree.com.ua/index.php/indexes [in Ukrainian].
79. NPC Ukrenergo. (2025). *Balancing market results.* Retrieved September 2, 2025, from https://ua.energy/uchasnikam_rinku/rezultaty-balansuyuchogo-rynku-2/#1664533607454-cd3a1ced-5300 [in Ukrainian].
80. Tolstov, D. (2023). LCOH indicators of electrolyser operating separately from generation. *Energy Saving. Power Engineering. Energy Audit*, *9–10*, 187–188 [in Ukrainian]. https://doi.org/10.20998/2313-8890.2023.09.03
81. International Energy Agency. (2025). *Technology roadmap: Low-carbon transition in the cement industry.* Retrieved August 15, 2025, from https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-low-carbon-transition-in-the-cement-industry
82. Tolstov, D., & Bilan, T. (2025). Assessment of resource requirements for decarbonization in energy-intensive industries of Ukraine. *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: New Solutions in Modern Technologies*, *3*(25), 27–38 [in Ukrainian]. https://doi.org/10.20998/2413-4295.2025.03.04
83. Plashyhin, S.V. (2020). *Handbook on resource-efficient and clean production. Cement industry.* Kyiv: Centre for Resource-Efficient and Clean Production [in Ukrainian].
84. Mykolyuk, O.A., & Kovalchuk, I.M. (2014). The practice of energy efficient technologies at the cement industry of Ukraine. *Herald of Khmelnytskyi National University. Economic sciences*, *1*, 227–230. Retrieved September 1, 2025, from https://elar.khmnu.edu.ua/bitstream/123456789/1879/1/MIKOLYUK2.pdf [in Ukrainian].
85. Williams, F., Yang, A., & Nhuchhen, D. R. (2024). Decarbonisation pathways of the cement production process via hydrogen and oxy-combustion. *Energy Conversion and Management*, *300*, 117931. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117931
86. Cement produces cement with climate-neutral fuel mix using hydrogen technology. (2021). *Heidelberg Materials*. Retrieved August 15, 2025, from https://www.heidelbergmaterials.com/en/pr-01-10-2021
87. Rodin, L. (2025). *Development of chemical technologies: Production of "green" methanol and "green" ammonia from "green" hydrogen.* Retrieved August 15, 2025, from https://saee.gov.ua/static-objects/saee/imported_content/67927ef787086.pdf [in Ukrainian].
88. Saygin, D., Blanco, H., Boshell, F., Cordonnier, J., Rouwenhorst, K., Lathwal, P., & Gielen, D. (2023). Ammonia production from clean hydrogen and the implications for global natural gas demand. *Sustainability*, *15*(2), 1623. https://doi.org/10.3390/su15021623
89. Hydrogen production: SMR technology. (2025). *HyGear*. Retrieved August 15, 2025, from https://hygear.com/technology/steam-methane-reforming/
90. Fan, Z., & Friedmann, S. J. (2021). Low-carbon production of iron & steel: Technology options, economic assessment, and policy. *Joule*, *5*(4), 829–862. https://doi.org/10.1016/j.joule.2021.02.018
91. World Steel Association. (2023). *Steel and raw materials (Fact sheet).* Retrieved August 21, 2025, from https://worldsteel.org/wp-content/uploads/Fact-sheet-raw-materials-2023-1.pdf
92. Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA). (2022). *The facts about steelmaking (Fact sheet).* Retrieved August 25, 2025, from https://ieefa.org/sites/default/files/2022-06/steel-fact-sheet.pdf
93. World Steel Association. (2023). *Energy use in the steel industry (Fact sheet).* Retrieved August 25, 2025, from https://worldsteel.org/wp-content/uploads/Fact-sheet-Energy-use-in-the-steel-industry.pdf
94. Smirnov, O.M., Tymoshenko, S.M., & Narivskiy, A.V. (2023). Renovation and innovative development of steel production in Ukraine in the context of energy efficiency and Green Deal. *Visnyk of the National Academy of Sciences of Ukraine*, *4*, 21–38 [in Ukrainian]. https://doi.org/10.15407/visn2023.04.021
95. Remus, R., Aguado-Monzón, M. A., Rudier, S., & Delgado Sancho, L. (2024). *Reference document on best available techniques and management methods (BAT) for pig iron and steel production.* Retrieved August 25, 2025, from https://mepr.gov.ua/wp-content/uploads/2024/10/v3FMP-BREF_Final-Version_ukr_15-10.pdf [in Ukrainian].
96. Nurdiawati, A., Zaini, I. N., Wei, W., Gyllenram, R., Yang, W., & Samuelsson, P. (2023). Towards fossil-free steel: Life cycle assessment of biosyngas-based direct reduced iron (DRI) production process. *Journal of Cleaner Production*, *393*, 136262. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.136262
97. Alikulov, K., Aminov, Z., Anh, L. H., Xuan, T. D., & Kim, W. (2024). Comparative technical and economic analyses of hydrogen-based steel and power sectors. *Energies*, *17*(5), 1242. https://doi.org/10.3390/en17051242
98. Brooks, G., & Hornby, S. (2024, December). Future processing options for hydrogen DRI (Direct from Midrex). *Midrex Technologies, Inc*. Retrieved September 1, 2025, from https://www.midrex.com/tech-article/future-processing-options-for-hydrogen-dri/
99. U.S. Department of Energy. (2018). *Hydrogen production and consumption in direct reduced ironmaking (Hydrogen Program).* Retrieved September 1, 2025, from https://www.energy.gov/sites/prod/files/2018/08/f54/fcto-h2-scale-kickoff-2018-8-chevrier.pdf
100. Rechberger, K., Spanlang, A., Sasiain Conde, A., Wolfmeir, H., & Harris, C. (2020). Green hydrogen-based direct reduction for low-carbon steelmaking. *Steel Research International*, *91*(6), 2000110 [in Ukrainian]. https://doi.org/10.1002/srin.202000110
101. Cement production in Ukraine fell by 51% in 2022, while consumption dropped by two-thirds, according to the Ukrcement association. (2025). *Interfax-Ukraine*. Retrieved September 3, 2025, from https://interfax.com.ua/news/economic/900706.html [in Ukrainian].

102. Paraniuk, Y.D. (2018). *Assessment of the effectiveness of innovative projects at enterprises in conditions of risk and uncertainty* [Thesis for the degree of Candidate of Economic Sciences: 08.00.04]. Retrieved September 1, 2025, from https://dspace.wunu.edu.ua/handle/316497/36948 [in Ukrainian].
103. Obukh, V. (2023, April 1). Post-war reconstruction: Current opportunities for the development of the construction industry. *Ukrinform*. Retrieved August 21, 2025, from https://www.ukrinform.ua/rubric-vidbudova/3690313-povoenne-vidnovlenna-sans-dla-rozvitku-budindustrii.html [in Ukrainian].
104. State Statistics Service of Ukraine. (2023). *Statistical yearbook of Ukraine for 2022*. Kyiv [in Ukrainian].
105. State Property Fund of Ukraine. (2025). *PJSC Odessa Port Plant: Summary.* Retrieved August 15, 2025, from https://www.spfu.gov.ua/userfiles/pdf/opz-7-_250.pdf [in Ukrainian].
106. *Cherkasy Azot launched two workshops that are key to fertiliser production*. (2024, August 16). Ukrinform. Retrieved August 15, 2025, from https://www.ukrinform.ua/rubric-economy/3895846-cerkaskij-azot-zapustili-dva-cehi-aki-e-klucovimi-u-virobnictvi-dobriv.html [in Ukrainian].
107. *RIVNEAZOT produced over 1.8 million tonnes of fertilisers in 2020*. (2020). RIVNEAZOT. Retrieved August 15, 2025, from https://www.azot.rv.ua/press/novyny/383-rivneazot-vypustyv-za-2020-rik-ponad-1-8mln-tonn-dobryv [in Ukrainian].
108. *Increased plant capacity and reduced maintenance at fertilizer plant.* (2023, December 28). Alfa Laval. Retrieved August 15, 2025, from https://www.alfalaval.com/media/stories/fertilizers/increased-plant-capacity-and-reduced-maintenance-at-fertilizer-plant/
109. Yermolenko, G. (2023, January 31). Ukraine fell to 25th place in the global steel production ranking in 2022. *GMK Centre – World metallurgy news.* Retrieved September 3, 2025, from https://gmk.center/ua/news/ukraina-u-2022-roci-opustilasya-na-25-te-misce-v-globalnomu-rejtingu-viplavki-stali/ [in Ukrainian].
110. Datsenko, A.M. (2025). Energy security as a factor in the sustainability of Ukrainian metallurgy. *Current Issues in Economic Sciences*, *18* [in Ukrainian]. https://doi.org/10.5281/zenodo.15474398

MODEL OF THE INTERMEDIATE PRODUCT BALANCE OF THE PRODUCTION SUBSYSTEM IN THE DEVELOPMENT OF HYDROGEN TECHNOLOGIES

Dmytro Tolstov, https://orcid.org/0000-0002-2042-1836
General Energy Institute of NAS of Ukraine, 172, Antonovycha St., Kyiv, 03150, Ukraine
e-mail: dtolstov93@gmail.com

Abstract. *The article proposes an economic and mathematical model of the inter-product balance of an industrial subsystem aimed at quantifying the transition of Ukraine's energy-intensive industries – steel, ammonia, and clinker – to hydrogen technologies. The model is presented as a "node–line" network with an objective function of minimizing the total cost of energy supply and a system of balance, resource, and technological constraints. Technological coefficients reproduce the specific consumption of energy carriers and water in production nodes, as well as losses and energy expenditures during transportation. Based on sectoral scenarios for cement, ammonia, and steel, the study assesses the energy implications of introducing hydrogen technologies into industry and compares them with conventional technological routes (BF–BOF in steel, gas/coal in clinker, and SMR in ammonia). Modeling shows a sharp increase in the system's electricity intensity: additional electricity demand for electrolysis reaches 59.5 TWh per year under the minimum hydrogen consumption scenario and up to 112 TWh per year under the maximum scenario. Water consumption for electrolysis in the extreme case amounts to 20.05 million t per year, setting spatial requirements for project placement. Under strict constraints (or high prices) on natural gas and coal, optimal solutions shift toward hydrogen-based technologies (H_2–DRI–EAF in steel, H_2-fired clinker kilns, "green" H_2 in ammonia); in the absence of fossil fuel scarcity, traditional pathways dominate, confirming the crucial role of price signals and resource limits. The obtained results provide a quantitative basis for planning renewable-energy expansion and/or the use of nuclear night-time generation, strengthening the grid, determining hydrogen storage and transport needs, and setting water-use limits within river-basin management plans. The proposed model is suitable for comparing electrolyzer supply configurations (island schemes, grid operation with guarantees of origin, hybrids) and for a phased, synchronized transition of industry to low-carbon technologies according to cost, energy-security, and environmental-constraint criteria.*
Keywords: hydrogen, optimization model, energy balance, steel, ammonia, clinker.

Надійшла до редколегії: 12.09.2025