

УДК 621.039: 533.6

DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2021.3\(66\).18-32](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2021.3(66).18-32)

ПЕРСПЕКТИВИ ЗАСТОСУВАННЯ ВОДНЕВИХ ТЕХНОЛОГІЙ ДЛЯ АВТОНОМНИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ КОМПЛЕКСІВ НА ОСНОВІ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

Н.А. Чорна, канд. техн. наук, ст. наук. співроб. відділу водневої енергетики

Інститут проблем машинобудування ім. А.М. Підгорного НАН України,
61046, вул. Пожарського, 2/10, м. Харків, Україна

У статті проаналізовано публікації з використання водневих технологій, спрямованих на залучення відновлюваних джерел енергії в інфраструктуру енерготехнологічних комплексів, а саме для автономного енергозабезпечення невеликих споживачів на віддалених територіях. Потенціал використання сонячної та вітрової енергії в Україні є достатньо високим для широкого впровадження в енергетичні системи. При експлуатації автономних енергетичних комплексів на основі відновлюваних джерел енергії, таких як сонячна та вітрова енергія, можливе виникнення позаштатних ситуацій, обумовлених припиненням енергопостачання внаслідок мінливості енергонадходження або аварійним виходом з ладу окремих елементів енергокомплексу. Тому для забезпечення безперебійним електропостачанням автономного приватного споживача необхідно передбачити додаткові системи вирівнювання енергонадходження. Використання технології перетворення енергії від первинних джерел із застосуванням електролізної установки, металогібридної системи акумулювання водню та паливної комірки дасть змогу вирішити не тільки проблему згладжування нерівномірності надходження енергії від відновлюваних джерел енергії, а ще й зменшити екологічне навантаження на навколишнє середовище України. Проведений аналіз існуючих типів електролізерів показав, що водневі технології, які реалізуються в електролізних установках, розроблених в Інституті проблем машинобудування ім. А.М. Підгорного Національної академії наук України дозволяють виробляти і накопичувати водень під високим тиском (до 20 МПа), що виключає використання компресорної техніки. Застосування водню в паливних комірках дозволяє створювати ефективні системи автономного енергозабезпечення приватних споживачів. Найперспективнішими для автономних споживачів є енергоустановки потужністю від 1 до 20 кВт на основі низькотемпературних лужних паливних комірок, які характеризуються високим ККД, екологічною чистотою та безшумністю в роботі. Аналіз публікацій показав, що для забезпечення живленням паливних комірок найбільш компактним, безпечним та екологічним способом є використання металогібридних акумуляторів високочистого водню багаторазової дії в складі енергетичного комплексу, що відповідає вимогам розміщення автономних систем енергозабезпечення. Бібл. 31, табл. 3, рис. 5.

Ключові слова: відновлювані джерела енергії, енергозабезпечення, енергоустановка, водень, електролізер, паливні комірки, металогібридний акумулятор, екологія.

PROSPECTS FOR APPLICATION OF HYDROGEN TECHNOLOGIES FOR AUTONOMOUS POWER COMPLEXES BASED ON RENEWABLE ENERGY SOURCES

N. Chorna, candidate of technical science, senior researcher at Department of hydrogen energy

Institute of Mechanical Engineering A.N. Podgorny NAS of Ukraine,
61046, st. Pozharsky 2/10, Kharkov, Ukraine

The article analyzes publications using hydrogen technologies aimed at attracting renewable energy sources to the infrastructure of energy technology complexes, namely, for autonomous power supply of small consumers in remote areas. The potential for the use of solar and wind energy in Ukraine is high enough for widespread introduction into energy systems. When operating autonomous power

complexes based on renewable energy sources, using solar and wind energy as sources, emergency situations are very likely due to the interruption of power supply due to the variability of energy supply or emergency failure of individual elements of the power complex. Therefore, in order to ensure uninterrupted power supply to an autonomous private consumer, it is necessary to provide for additional energy supply equalization systems. The use of technology for converting energy from primary sources using an electrolysis plant, a metal hydride hydrogen storage system and a fuel cell will not only solve the problem of smoothing the uneven energy supply from renewable energy sources, but also reduce the environmental burden on the environment of Ukraine. The analysis of the existing types of electrolyzers showed that hydrogen technologies implemented in electrolysis plants developed at the Institute of Mechanical Engineering A.N. Podgorny NAS of Ukraine allow the production and storage of hydrogen under high pressure (up to 20 MPa), which excludes the use of compressor technology. The use of hydrogen in fuel cells makes it possible to create efficient systems of autonomous power supply for private consumers. The most promising for autonomous consumers are power plants with a capacity of 1 kW to 20 kW based on low-temperature alkaline fuel cells, which are characterized by high efficiency, environmental friendliness and noiseless operation. The analysis of publications showed that to provide power to fuel cells, the most compact, safe and environmentally friendly way is to use reusable metal hydride batteries of high-purity hydrogen as part of an energy complex that meets the requirements for the placement of autonomous power supply systems. Ref. 31, table 3, fig. 5.

Keywords: renewable energy sources, power supply, power plant, hydrogen, electrolyzer, fuel cells, metal-hydride battery, ecology.



H.A. Чорна
N. Chorna

Відомості про автора: старший науковий співробітник відділу водневої енергетики Інституту проблем машинобудування ім. А.М. Підгорного Національної академії наук України, кандидат технічних наук

Освіта: Харківський національний університет будівництва та архітектури, санітарно-технічний факультет, спеціальність «Теплогазопостачання, вентиляція та використання теплових вторинних енергоресурсів»

Наукова сфера: зберігання та використання водню, відновлювана енергетика

Публікації: 75

ORCID: 0000-0002-6009-2387

Контакти: +38 (057)349-47-86

e-mail: nataliyachernaya7@gmail.com

Author information: senior researcher at Department of hydrogen energy at Institute of Mechanical Engineering A.M. Podgorny NAS of Ukraine

Education: Kharkiv State Technical University of Construction and Architecture, Faculty of Sanitary and Technical, specialty «Heat and gas supply, ventilation and use of thermal secondary energy resources»

Research area: storage and use of hydrogen, renewable energy

Publications: 75

ORCID: 0000-0002-6009-2387

Contacts: +38 (057) 349-47-86

e-mail: nataliyachernaya7@gmail.com

Перелік використаних позначень і скорочень:

ВДЕ – відновлювані джерела енергії;

ПК – паливна комірка;

МГ – металогідрид;

Me – гідридоутворювальний метал (інтерметалід),

Q – теплота хімічної реакції,

МГ ТСК – металогідридний термосорбційний компресор.

Вступ. На сьогодні національна і міжнародна енергетична політика промислово розвинених країн спрямована на більш активне використання відновлювальних джерел енергії (ВДЕ). Згідно з прогнозом експертів Міжнародного енергетичного агентства, розвиток світового паливно-енергетичного ринку в найближчій

перспективі здійснюватиметься за рахунок заміщення викопних палив альтернативними паливами і відновлюваними джерелами енергії, у структурі яких важливе місце належить водню [1]. Нестабільна ситуація в паливно-енергетичному комплексі України пов'язана зі значними об'ємами імпорту енергоресурсів, особливо в

газовому секторі, що є додатковим стимулом для прискорення темпів переходу до водневої економіки [1].

Останнім часом питанню використання вітрової та сонячної енергії як відновлюваних ресурсів приділяється велика увага [2]. Потенціал використання вітрової та сонячної енергії в Україні є достатньо високим для широкого впровадження в енергетичні системи. Але для забезпечення безперебійним електропостачанням споживача необхідно передбачати додаткові системи вирівнювання енергонадходження, оскільки змінюється як швидкість вітру протягом доби, так і інтенсивність сонячної інсоляції протягом світлового дня. Ключовим компонентом аналізу матеріальних витрат є вартість системи електропостачання автономного споживача.

З огляду на велику вартість повітряних ліній електропередач для безперебійного електропостачання віддаленого невеликого споживача поза мережу доцільно розглянути

автономний енергетичний комплекс на основі відновлюваних джерел енергії, який включає додаткове обладнання для акумулювання енергії.

Постановка завдання. Метою роботи є розробка науково-технічних рішень, що забезпечують безперебійне електропостачання віддаленого автономного споживача з використанням ВДЕ та зменшення екологічного навантаження на довкілля за рахунок використання водневих технологій акумулювання енергії.

Літературний огляд. На основі аналізу результатів роботи [3] можна зробити висновок про те, що у світі станом на кінець 2019 року на ВДЕ припадає приблизно 27,3 % світового виробництва електроенергії, з яких 8,7 % складає вітряна та сонячна енергетика. Зокрема в Німеччині вироблення електроенергії за рахунок використання ВДЕ (вітряна та сонячна енергетика) становить понад 30 % (рис. 1) [3].

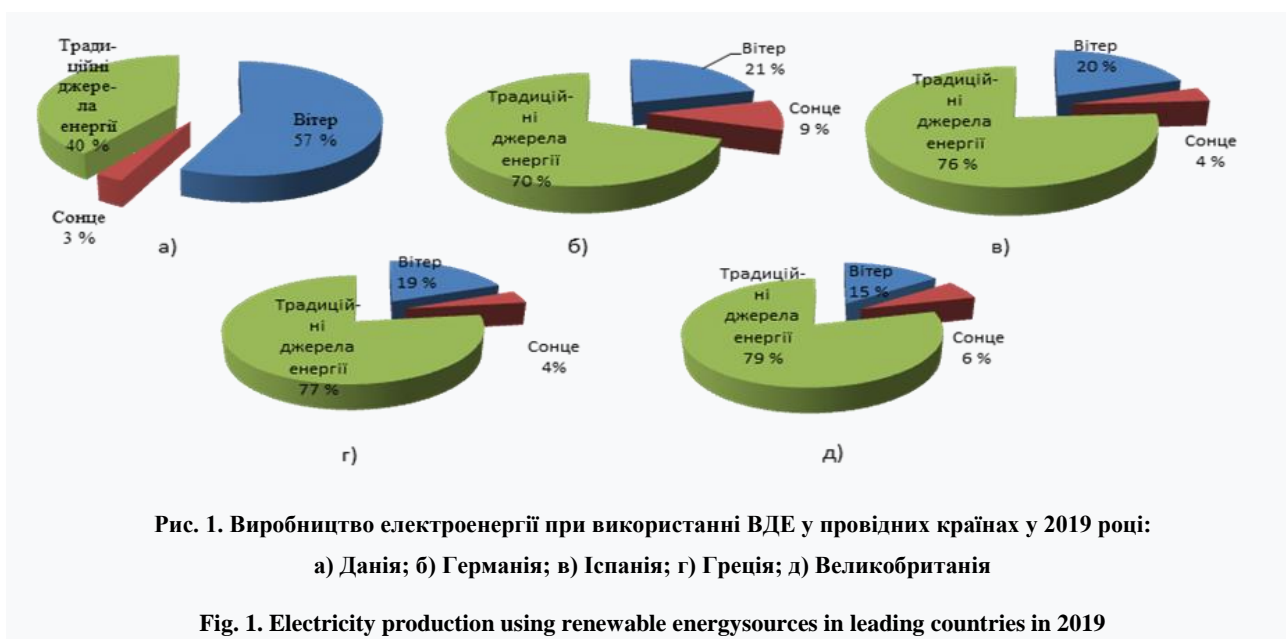


Рис. 1. Виробництво електроенергії при використанні ВДЕ у провідних країнах у 2019 році:

а) Данія; б) Німеччина; в) Іспанія; г) Греція; д) Велика Британія

Fig. 1. Electricity production using renewable energysources in leading countries in 2019

a) Denmark; b) Germany; c) Spain; d) Greece; e) United Kingdom

На основі проаналізованих даних [4-15] можна зробити висновок про те, що на сьогодні проблема безперебійного електропостачання віддаленого невеликого споживача з використанням ВДЕ, а саме вітряної та сонячної енергетики, вивчена не досконало, оскільки в розглянутих публікаціях [4–15] міститься відносно невелика кількість конкретних технічних даних щодо технологій використання паливних комірок, систем акумулювання водню, а також способів комутації різних підсистем.

Водневі енергоустановки. Провідні країни розглядають водневі технології як пріоритет в їх соціальному та економічному розвитку, а головне

те, що вони користуються підтримкою як урядів, так і приватного бізнесу [16]. Зокрема, усі індустріально розвинені країни прийняли національні програми розвитку водневої енергетики, які фінансуються урядами цих країн та приватним бізнесом.

На рис. 2. представлена схема водневої енергетичної системи виробництва, зберігання, переробки та споживання водню. Щодо застосування ВДЕ ця схема зводиться здебільшого до отримання водню шляхом електролізу, зберігання водню в металогідридній системі та отримання електричної енергії (рис. 2).

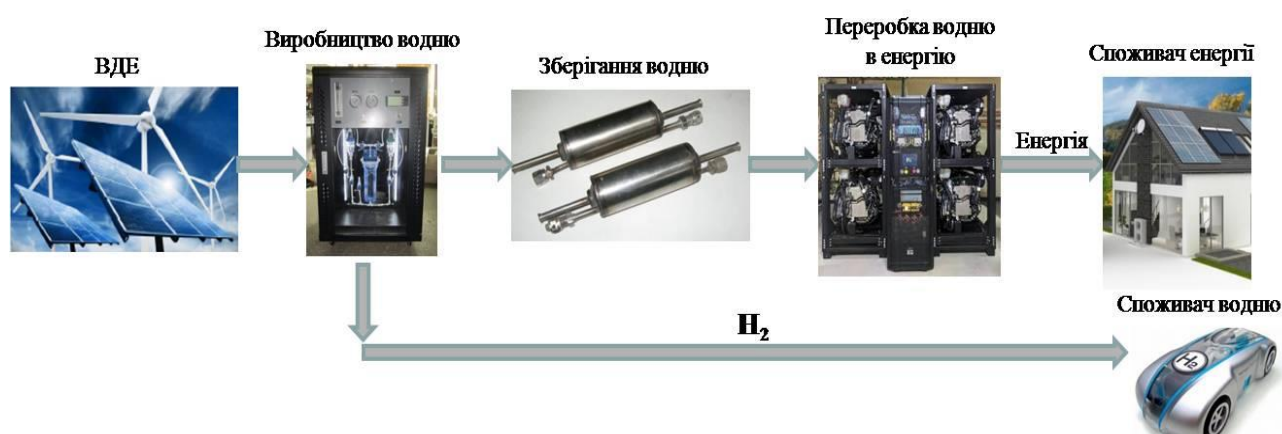


Рис. 2. Схема водневої енергетичної системи виробництва, зберігання, переробки та споживання водню

Fig. 2. Diagram of a hydrogen energy system for the production, storage, processing and consumption of hydrogen

Як приклад автономного енергозабезпечення віддалених споживачів запропоновано вітроенергетичний комплекс. Вибір основних параметрів цього комплексу слід визначати з урахуванням його розташування та

Принципова схема автономного вітроенергетичного комплексу для безперервного енергозабезпечення віддаленого споживача показана на рис. 3.

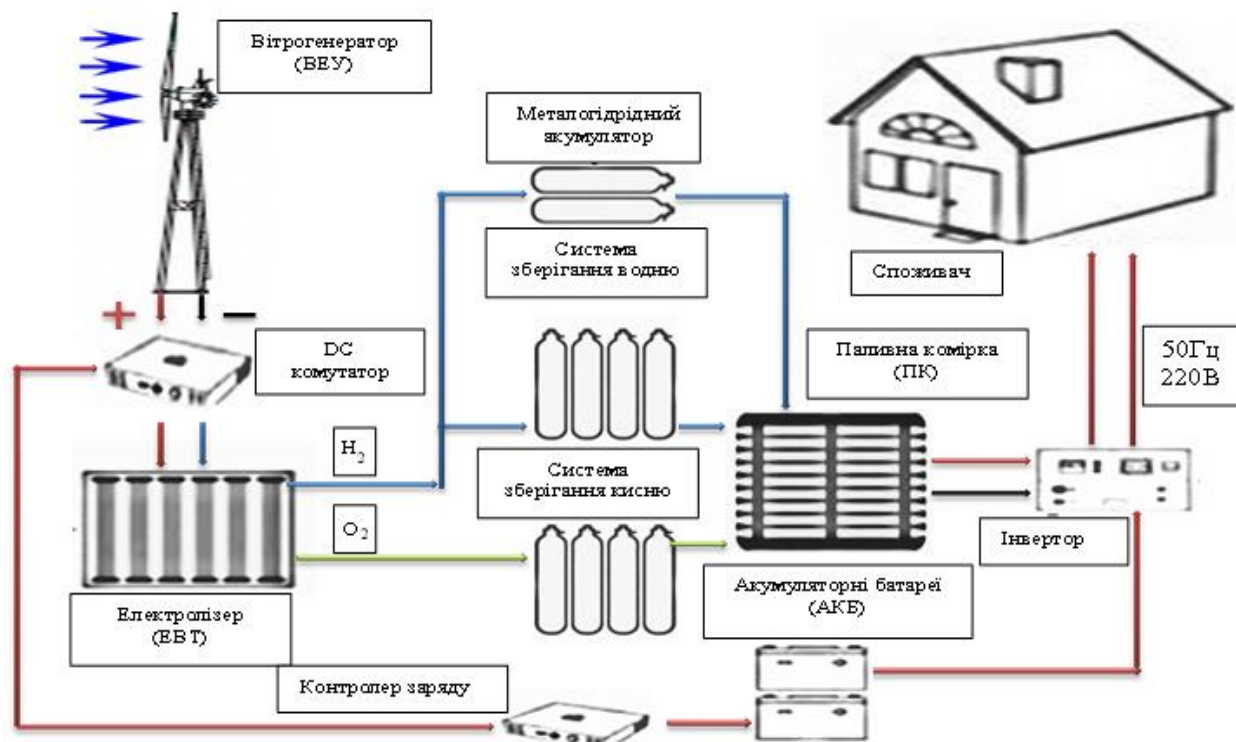


Рис. 3. Принципова схема автономного вітроенергетичного комплексу

Fig. 3. Schematic diagram of an autonomous wind power complex

В процесі роботи вітрогенератора вироблена електроенергія подається на електролізер високого тиску. Реакція електрохімічного розкладання рідкого лужного електроліту, що відбувається в електролізері, дозволяє отримати кисень і водень, які далі надходять в балонну систему зберігання газів та використовуються для роботи модуля ПК. Для перетворення отриманої напруги від ПК на змінну напругу застосовується інвертор. Потім електроенергія ($U=220$ В, $\nu=50$ Гц) подається споживачеві [17]. У години, коли потужність вітрогенератора надлишкова, здійснюється накопичення водню в металогідрідному акумуляторі спільно з газобалонною системою зберігання. У години пікових навантажень, а також в разі різкого тривалого зниження швидкості вітру водень та кисень з системи

зберігання витрачаються на генерування додаткової електроенергії в ПК [17].

Таким чином, спільне використання сучасних технологій генерування, зберігання та використання водню дозволяють підвищити ефективність перетворення енергії ВДЕ та значно розширити сфери його застосування, особливо для автономних систем енергозабезпечення з вітроенергетичною установкою і водневим накопичувачем енергії для віддалених споживачів, а також поліпшити екологічну ситуацію завдяки відсутності викиду шкідливих речовин в навколишнє середовище.

Аналіз існуючих типів електролізерів.

Електроліз води – один із найвідоміших методів генерації водню [18]. Основною його перевагою, в порівнянні з відомими методами отримання водню, є дешевизна сировини: вода – одна з

найбільш розповсюджених речовин на нашій планеті, а основною характеристикою затрат є витрати на електроенергію. У виробничих витратах вартість електроенергії на генерацію водню складає 85 %, у середньому на генерацію

1м³ газу витрачається від 4,5 до 5 кВт·год електроенергії [18].

Існують два основних види низькотемпературних електролізерів, які працюють на рідкому лужному електроліті [18]: монополярні та біполярні електролізери (табл. 1).

Таблиця 1. Технічні характеристики електролізерів

Table 1. Technical characteristics of electrolyzers

Модель	Технологія виробництва H ₂	Густина струму, A/cm ²	Напруга на комірки, В	Продуктивність, м ³ /год	Енергоспоживання, кВт·год	Температура, К	Тиск, МПа
Електроліз води під атмосферним тиском							
Norsk Atmospheric Type No.5010 (4000 Amp DC)	Біполярні	0,2–0,4	2,04–2,14	50	4,8	350–370	2,1·10 ⁻³
ФБ-500М	Біполярні	0,2–0,4	2,04–2,14	536	5,3	350–370	1,0·10 ⁻³
ELT «BAMAG»	Біполярні	0,2–0,4	2,04–2,14	330	4,5	350–370	2,1·10 ⁻³
Електроліз води під тиском							
TELEDYNE TITAN™ HMXT-100	Біполярні	0,2–0,4	1,87–2,1	5,6	5,3	350–370	0,6
Proton Energy Systems HOGEN H Series	Біполярні	0,2–0,4	1,87–2,1	6,0	6,3	350–370	1,5
Stuart IMET 1000	Біполярні	0,2–0,4	2,04–2,14	5,0	4,8	350–370	2,5
Перспективні розробки зразків електролізних систем							
ПМаш НАНУ ЕВТ 1,0 – 150	Монополярні	0,02–0,1	0,4–1,6	1,0	3,9	350–370	20

На відміну від біполярних, монополярні електролізери, мають простішу конструкцію та менші витрати електроенергії на генерацію водню (3,9–4,1 кВт·год). Біполярні електролізери характеризуються енергоспоживанням (4,8–5,6 кВт/год), але їх конструкція є більш складною. Для забезпечення більшої електропровідності в лужних електролізерах використовують 30 %-ний розчин КОН [18].

Метод електролізу має такі позитивні

характеристики: висока чистота вихідного продукту (99,6–99,99 %); простота технологічного процесу, легкість автоматизації; можливість одержання водню безпосередньо під тиском; гнучка система енергоспоживання; дешева сировина; технологічний процес складається з одного виробничого ступеня. Основною негативною характеристикою даного методу є високі енерговитрати на генерацію водню і кисню [18].

Водневі технології, які реалізуються в електрохімічних установках, розроблених в Інституті проблем машинобудування ім. А.М. Підгорного Національної академії наук України, дозволяють виробляти й накопичувати водень під високим тиском до 20 МПа [19].

У відомих моделях електролізерів зниження енерговитрат досягається шляхом використання металів платинової групи як каталізаторів електрохімічного процесу на поверхні електродів [20]. Це своєю чергою призводить до подорожчання устаткування, підвищення вимог до його обслуговування, зменшення ресурсу експлуатації. Зазначені недоліки можуть бути усунені шляхом реалізації інноваційної технології електрохімічної генерації водню, заснованої на застосуванні електродних матеріалів металів зі змінною валентністю.

Перспективна технологія виробництва водню високого тиску, що розроблена в ППМаш НАН України, містить два напівцикли, в яких

періодично чергуються окислювальні та відновлювані реакції за участю активної маси газопоглинального електрода [21].

Аналіз існуючих паливних комірок. Паливна комірка належить до хімічного джерела струму. Вона є електрохімічним пристроєм, подібним гальванічному елементу, але відрізняється тим, що реагенти (водень і кисень) для електрохімічної реакції подаються до неї зовні – на відміну від обмеженої кількості енергії, яка була накопичена в гальванічному елементі або акумуляторі [22].

Поряд з технологією отримання та зберігання водню, іншою найважливішою технологією водневої енергетики є технологія, за допомогою якої здійснюється перетворення хімічної енергії палива в електричну енергію, минаючи малоефективні процеси горіння. Це відбувається в паливних комірках. Ключові характеристики основних видів паливних комірок наведено в табл. 2 [23].

Таблиця 2. Типи паливних комірок та їх основні характеристики

Table 2. Types of fuel cell and their main characteristics

Типи паливних комірок	Робоча температура, К	Ефективність вироблення електроенергії, %	Ресурс, годин	Тип палива
Molten-carbonate fuel cells, MCFCs	823–973	50–70	до $2 \cdot 10^4$	Вуглеводневе паливо
Phosphoric acid fuel cell, PAFC	373–493	35–40	до $5 \cdot 10^4$	Чистий водень
Solid-oxide fuel cells, SOFC	723–1273	45–70	до $6 \cdot 10^4$	Вуглеводневе паливо
Direct-methanol fuel cells, DMFC	293–363	20–30	–	Метанол
Alkaline fuel cell, AFC	323–473	40–70	до $1 \cdot 10^4$	Чистий водень
Proton-exchange membrane fuel cell, PEMFC	303–373	35–50	до $2 \cdot 10^4$	Чистий водень

Особливий інтерес викликають енергоустановки на основі низькотемпературних лужних паливних комірок. В цих ПК як електроліт використовується 30–50 %-ний водний розчин лугу (KOH або NaOH), вони працюють при відносно низькій температурі (до 373 К), характеризуються ККД (до 60 %), безшумністю в роботі, питомою продуктивністю та екологічною чистотою. Основним їхнім недоліком є неприпустимість наявності CO₂ в паливі та окислювачі [22].

Найперспективнішими для автономних споживачів є енергоустановки потужністю від 1 до 20 кВт на основі низькотемпературних лужних ПК. При використанні таких енергоустановок на основі ПК виробляється тепло, яке може інтегруватися в технологічних цілях його взаємодії з металогідридом (МГ), що значно збільшує загальну ефективність системи. Ця інноваційна технологія якнайкраще підходить для ефективного вироблення електрики без необхідності в дорогій інфраструктурі та складній інтеграції приладів.

Аналіз існуючих способів акумулювання водню. Накопичення енергії у вигляді водню має найбільший потенціал для масштабного зберігання. Це може бути досягнуто простим

зберіганням: стисненого газоподібного водню у великих нерухомих резервуарах або підземних порожнинах; зрідженого водню у криогенних сховищах; рідкого носія водню, такого як аміак і рідкого органічного носія [18].

В умовах навколишнього середовища водень має низьку щільність 0,0813 г/л (при 248 К і 0,1 МПа). Отже, важко зберігати H₂ ефективним та компактним способом. Однак стиснення водню до 70,0 МПа супроводжується споживанням великої кількості енергії [18]. Крім того, при стисненні водню до 70,0 МПа об'ємна щільність енергії набуває величини 5,6 МДж/л, що набагато менше, ніж 32,0 МДж/л для бензину [18].

Акумулювання водню є однією з ключових проблем розвитку водневої енергетики [24]. Слід особливо підкреслити, що системи водневого акумулювання енергії, на відміну від інших електрохімічних систем (акумулятори тощо), забезпечують тривале зберігання накопиченої енергії, оскільки для них не є характерним саморозряд при зберіганні та відсутня залежність енергетичної ємності від температури.

Порівняння характеристик зберігання водню в інтерметалічних гідридах, газовою та рідкою фазою наведено в табл. 3 [25].

Таблиця 3. Характеристики зберігання водню в порівнянні інтерметалічних гідридів, газовою та рідкою фазою

Table 3. Hydrogen storage characteristics compared to intermetallic hydrides, gas and liquid phases

Матеріал	Ємність H ₂		Ємність енергії	
	мас. %	г дм ⁻³	МДж кг ⁻¹	МДж дм ⁻³
Газ H ₂ , 100 бар, 293 К	100	7,0	14,0	1,0
Рідкий H ₂ (20 К)	100	70	141,0	10,0
LaNi ₅ H _{6,7}	1,37	89	2,0	12,7

Одним з найважливіших критеріїв зберігання водню є зворотність процесу поглинання (сорбції) і виділення (десорбції).

Зберігання водню в стисненому газоподібному стані. При атмосферному тиску і кімнатній температурі 1 кг водню у вільному стані займає об'єм 11,2 м³, тому для зберігання він повинен бути компримований. Чим більше тиск газу, тим менше об'єм (V) він займає, відповідно до рівняння ідеального газу

$$PV = nRT,$$

де n – кількість водню в молях, T – температура, R – газова стала.

На практиці технологія зберігання водню під тиском в резервуарах використовується вже багато років. Вона аналогічна технології зберігання природного газу.

Звичайний метод зберігання водню полягає в стисненні газоподібного водню в газових балонах з максимальним робочим тиском 20,0 МПа. Водневі цистерни в даний час працюють під тиском в діапазоні від 35,0 до 70,0 МПа. Густина енергії зі збільшенням тиску газу зростає.

Металогідридні технології та пристрої для зберігання водню. Основною перевагою гідридного методу зберігання водню є компактність. При однакових об'ємах у металевому гідриді міститься більше водню, ніж в тому ж об'ємі рідкого водню в криогенній ємності, завдяки вищій густині водню в твердій фазі порівняно з рідкою. При цьому гідридному акумулятору можна надати довільну форму, що полегшує його використання в енергетичних та технологічних установках, які працюють в умовах дефіциту вільного об'єму.

Металогідридний метод зберігання водню

базується на його зворотній сорбції гідридоутворювальними металами або інтерметалідними сполуками з утворенням металогідриду. В металогідрид водень втискається у міжатомні порожнини кристалічної структури матриці металу (інтерметаліду) в атомарному вигляді [26, 27]



де Me – гідридоутворювальний метал (інтерметалід), Q – теплота хімічної реакції, індекси тв, г – належать до твердої та газоподібної фаз відповідно.

Залежно від типу гідридоутворювального матеріалу та зовнішніх умов, сорбцію-десорбцію водню можна реалізувати у надзвичайно широких діапазонах робочих тисків та температур, а значні теплові ефекти реакції (1) приводять до того, що сорбція супроводжується суттєвим тепловиділенням (20–40 кДж/моль), а десорбція – охолодженням металогідридного матеріалу. Ці обставини лежать в основі застосувань МГ, пов'язаних з трансформуванням енергії і управлінням тепловими циклами та процесами. Напрямок реакції (1) визначає тиск водню та температура МГ сорбента. Тому вдається досягнути поглинання водню низького тиску при пониженій температурі та, при відповідному підводі тепла Q до МГ, десорбувати водень високого тиску. Цей спосіб називають термосорбційним або термохімічним компримуванням водню, а пристрої, що його реалізують – металогідридними термосорбційними компресорами (МГ ТСК) [26].

Оскільки для більшості гідридоутворювальних матеріалів та інтерметалідів невеликі зміни температури

пов'язані зі значними змінами рівноважних тисків водню над відповідними МГ, то відносно невисокі потенціали тепла Q , що підводиться, будуть достатніми для досягнення значних тисків нагнітання. Наприклад, для забезпечення тиску водню 15 МПа при використанні гідридоутворювального матеріалу LaNi_5 достатня температура, що не перевищує 473 К. Тому за допомогою МГ ТСК можна ефективно утилізувати побічне низькопотенційне тепло різних виробництв, перетворюючи його в енергію стисненого газу. Компримований так водень можна використовувати для виробництва електроенергії. Так, при добовому зберіганні водню в металогідридній системі та виробництві електроенергії для кінцевого споживача з використанням паливної комірки з твердopolімерним електролітом частина вартості електроенергії, яка пов'язана зі зберіганням водню, становить близько 1,2 цента США/кВт·год, а при зберіганні водню протягом 30 діб – 12 центів США/кВт·год. Повна вартість пікової електроенергії в залежності від режимів і методів зберігання і споживання водню змінюється від 19 до 60 центів США за кВт·год [28].

У роботах [29, 30] відзначалася доцільність поєднання декількох функцій в єдиних металогідридних пристроях. При цьому переваги металогідридної технології перед альтернативними методами зберігання і переробки водню виявляються в найбільш повній мірі. Металогідридні акумулятори водню забезпечують безпечне і компактне зберігання водню високої чистоти (ємність $30 \cdot 10^{-3}$ – $40 \cdot 10^{-3}$ м³ до декількох кубічних метрів, тиск подачі водню 0,1–1 МПа). Такі металогідридні акумулятори

високочистого водню багаторазової дії розроблені в Інституті проблем машинобудування ім. А.М. Підгорного Національної академії наук України (рис. 4) [29]. Найчастіше цей металогідридний контейнер являє собою трубчастий корпус, всередині якого розташований електронагрівач для інтенсифікації теплопереносу в розміщеному міжтрубному просторі. Необхідність теплообмінника пов'язана з досить низькою теплопровідністю МГ (до 1–2 Вт/м·К) і теплоперенос лімітує динаміку сорбційних процесів.

Для збільшення швидкості процесів гідрування і дегідрування (характерний час менше 10–15 хв) порожнина для засипки порошку МГ повинна мати розмір не більше 5–6 мм [29]. При великих розмірах шару зазвичай використовують пористі матриці з матеріалу високої теплопровідності або внутрішні теплообмінники [26].



Рис. 4. Металогідридний акумулятор водню

Fig. 4. The metal-hydride hydrogen battery

Автором даної статті розроблена розрахунково-теоретична методика дослідження складних теплофізичних та термодинамічних процесів, яка, у порівнянні з існуючими, дозволяє з більшою точністю провести розрахунки роботи металогідридних систем зберігання водню, здійснити оптимальний вибір гідридних

матеріалів для використання в цих системах, визначати конструктивні параметри основних елементів та режимні параметри їх роботи (рис. 5) [27, 30, 31].

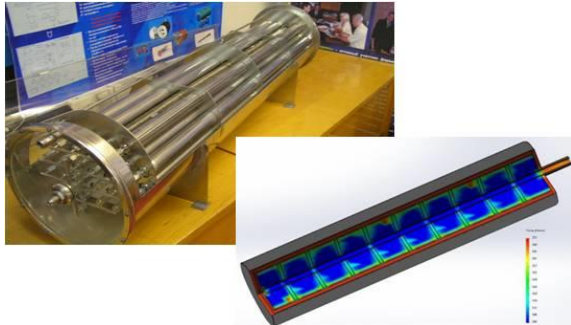


Рис. 5. Зовнішній вигляд металогібридної системи зберігання водню

Fig. 5. Appearance a metal-hydride hydrogen storage system

Отже, металогібридний спосіб зберігання водню відповідає вимогам розміщення автономних енергоустановок, основними з яких є високий рівень безпеки, компактність і надійність. Також за рахунок наявних у системі енергозабезпечення ресурсів гарячого та холодного теплоносія МГ здатні виділяти та поглинати високочистий водень для живлення ПК, що є однією з основних вимог їх роботи, тобто забезпечити ефективне вироблення палива на місці з урахуванням вимог конкретного споживача енергії.

Висновки. 1. Виконано огляд сучасного стану та найближчих перспектив розвитку водневих енергетичних технологій. Показано, що першочерговим завданням, особливо в Україні, є зменшення об'ємів споживання природного газу та зміщення акцентів у бік використання відновлюваних джерел енергії, зокрема в системах автономного енергозабезпечення віддалених споживачів.

2. Показано, що для забезпечення безперебійним електропостачанням автономного

споживача через коливання параметрів ВДЕ необхідно передбачати додаткові системи вирівнювання енергонадходження.

3. Проведено аналіз існуючих електролізерів. Показано, що електролізна технологія, яка розроблена в ППМаш НАН України, дозволяє виробляти і накопичувати водень під високим тиском (до 20 МПа), що виключає використання компресорної техніки.

4. Проаналізовано існуючі паливні комірки. Показано, що автономні споживачі віддають перевагу системам електроживлення на основі низькотемпературних лужних паливних комірок потужністю від 1 до 20 кВт. Лужні ПК працюють при відносно низькій температурі (до 373 К), характеризуються ККД (до 60 %), безшумністю в роботі, питомою продуктивністю та екологічною чистотою.

5. Проаналізовано різні методи зберігання водню та надано їм оцінку. Показано, що важливими перевагами металогібридного методу зберігання є його висока безпека і компактність. В металевому гідриді міститься більше водню, ніж в тому ж об'ємі рідкого водню. При цьому гідридному акумулятору можна надавати довільну форму, що полегшує його застосування в енергетичних установках.

6. Показано, що використання металогібридної системи зберігання водню в складі енергетичного комплексу на основі ВДЕ для енергозабезпечення віддаленого споживача надає можливість виділяти та поглинати високочистий водень для живлення ПК за рахунок наявних в системі енергозабезпечення ресурсів гарячого та холодного теплоносія і здійснювати безмашинне стиснення газоподібного водню з використанням низькопотенційного тепла.

7. Показано, що розвиток водневих технологій акумулювання енергії сприятиме створенню автономних вітроенергетичних комплексів, що значно підвищить ефективність перетворення енергії та поліпшить екологічну ситуацію в Україні.

1. Кулик М.М., Горбулін В.П., Кириленко О.В. Концептуальні підходи до розвитку енергетики України (аналітичні матеріали). Інститут загальної енергетики НАН України. 2017. 78 с. ISBN 978-966-02-8281-0. [Електронний ресурс]. URL: <https://www.ied.org.ua/files/book2.pdf>.

2. BP Statistical Review of World Energy. 68th edition. 2019. 62 p. [Електронний ресурс]. URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>.

3. IEA report, «Renewables 2019: global status report». REN 21. 2020. 336 p. ISBN 978-3-9818911-7-1

4. Enevoldsen P., Sovacool B., Tambo T. Collaborate, involve, or defend? A critical stakeholder assessment and strategy for the Danish hydrogen electrolysis industry. International journal of hydrogen energy. 2014. Vol. 39. Pp. 20879–20887. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.10.035>.

5. Samaniego J., Alija F., Sanz S., Valmaseda C., Frechoso F. Economic and technical analysis of a hybrid wind fuel cell. Renewable Energy. 2008. Vol. 33. Pp. 839–845.

6. Cardenas R., Pena R., Asher G., Clare J. Power smoothing in wind generation systems using a sensor less vector controlled induction machine driving a flywheel. IEEE Trans. Energy Convers. 2004. Vol. 19. Pp. 206–216. doi: <https://doi.org/10.1109/TEC.2003.816605>.

7. Valverde-Isorna L., Ali D., Hogg D., Abdel-Wahab M. Modelling the performance of wind–hydrogen energy systems: Case study the Hydrogen Office in Scotland/UK. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2016. Vol. 53. Pp. 1313–1332. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.08.044>.

8. Douak M., Settou N. Estimation of hydrogen production using wind energy in Algeria. Energy Procedia. 2015. Vol. 74. Pp. 981–990.

9. Enevoldsen P., Sovacool B.K. Integrating power systems for remote island energy supply: Lessons from Mykines, Faroe Islands. Renewable Energy. 2016. Vol. 85. Pp. 642–648. doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.06.065>.

10. Greiner J., Korpås M., Holen A. A Norwegian case study on the production of hydrogen from wind power, International Journal of Hydrogen Energy. 2007. Vol. 32. Pp. 1500–1507. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2006.10.030>.

11. Solomin E., Kirpichnikova I., Amerkhanov R., Korobatov D., Lutovats M., Martyanov A. Wind-hydrogen stand-alone uninterrupted power supply plant for all-climate application. International Journal of Hydrogen Energy. 2019. Vol. 44. № 7. Pp. 3433–3449. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.12.001>.

12. Eichman J., Townsend A., Melaina M. Economic Assessment of Hydrogen Technologies Participating in California Electricity Markets. NREL is a national laboratory of the U.S. Department of Energy Office of Energy Efficiency & Renewable Energy Operated by the Alliance for Sustainable Energy, LLC. Technical Report NREL/TP-5400-65856. 2016. 31 p. doi: <https://doi.org/10.2172/1239543>.

13. Reuß M., Grube T., Langemann M., Calnan S., Robinius M., Schlatmann R., Rau U., Stolten D. Solar hydrogen production: a bottom-up analysis of different photovoltaic–electrolysis pathways. Sustainable Energy Fuels. 2019. Vol. 3. Pp. 801–813. doi: <https://doi.org/10.1039/C9SE00007K>.

14. Chang W.J., Lee K.-H., Ha H., Jin K., Kim G., Hwang S.-T., Lee H., Ahn S.-W., Yoon W., Seo H., Hong J.S., Go Y. K., Ha J.-I., Nam K.T. Design principle and loss engineering for photovoltaic–electrolysis cell system. ACS Omega. 2017. Vol. 2. № 3. Pp. 1009–1018. doi: <https://doi.org/10.1021/acsomega.7b00012>.

15. Reza Akhtari M., Baneshi M. Techno-economic assessment and optimization of a hybrid renewable co-supply of electricity, heat and hydrogen system to enhance performance by recovering excess electricity for a large energy consumer. Energy Conversion and Management. 2019. Vol. 188. Pp. 131–141. doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.03.067>.

16. Iordache I., Bouzek K., Paidar M., Stehlik K., Töpler J., Stygar M., Dąbrowa J., Brylewski T., Stefanescu I., Iordache M., Schütea D., Grigoriev S. A., Fateev V. N., Zgonnik V. The hydrogen context and vulnerabilities in the central and Eastern European countries. International journal of hydrogen energy. 2019. Vol. 44. № 35. P. 19036–19054. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.08.128>.

17. Matsevytyi Y., Chorna N., Shevchenko A. Development of a Perspective Metal Hydride Energy Accumulation System Based on Fuel Cells for Wind Energetics. Journal of Mechanical Engineering. 2019. Vol. 22. № 4. Pp. 48–52. doi: <https://doi.org/10.15407/pmach2019.04.048>.

18. Гамбург Д.Ю. Водород: свойства, получение, хранение, транспортировка и применение. М.: Химия. 1989. 672 с.
19. Shevchenko A.A. Creation of autonomous and network energy-technological complexes with a hydrogen storage of energy. *Scientific and Applied Journal Vidnovluvana energetika*. 2020. Vol. 61 (2). Pp. 18–27. doi: <https://doi.org/https://doi.org/10.36296/1819-8058>.
20. Avramenko A.M., Shevchenko A.A., Chorna N.A., Kotenko A.L. Application of highly efficient hydrogen generation and storage systems for autonomous energy supply. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2021. № 3. Pp. 69–74. doi: <https://doi.org/10.33271/nvngu/2021-3/069>.
21. Соловей, В.В., Зипунников, Н.Н., Шевченко, А.А. Исследование эффективности электродных материалов в электролизных системах с раздельным циклом генерации газов. *Проблемы машиностроения*. 2015. № 18(2). С. 72–76. <http://journals.urau.ru/jme/article/view/46689>.
22. Ma Z., Eichman J., Kurtz J. Fuel Cell Back up Power System for Grid-Service and Micro-Grid in Telecommunication Applications. ASME 12th International Conference on Energy Sustainability. (June 24–28, 2018, Lake Buena Vista, Florida, USA). 2018. 9 p. doi: <https://doi.org/10.1115/ES2018-7184>.
23. Chitsazana A., Monajjemib M. Increasing the efficiency Proton exchange membrane (PEMFC) & other fuel cells through multi graphene layers including polymer membrane electrolyte. *French-Ukrainian Journal of Chemistry*. 2020. Vol. 8. № 1. Pp. 95–107. doi: <https://doi.org/10.17721/fujcV8I1P95-107>.
24. Solovey V.V., Shevchenko A.A., Zipunnikov M.M., Kotenko A.L., Khiem N.T., Tri B.D., Hai T.T. Development of high pressure membraneless alkaline electrolyzer. *International Journal of Hydrogen Energy*. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.01.209>.
25. Wang P., Kang X.-d. Hydrogen-rich boron-containing materials for hydrogen storage. *Dalton Transactions*, 2008. № 40. Pp. 5400–5413. doi: <https://doi.org/10.1039/B807162D>.
26. Соловей В.В., Ивановский А.И., Черная Н.А., Шевченко А.А. Энергосберегающие технологии генерации и энерготехнологической переработки водорода. Компрессор. и энерг. машиностроение. 2010. № 2(20). С. 21–24.
27. Соловей В.В., Чорна Н.А., Кошельник О.В. Розробка науково-технічних принципів створення тепловикористовуючих металогідридних систем. *Енергосбереження. Енергетика. Енергоаудит*. 2011. № 7 (89). С. 67–73.
28. Steward D., Saur G., Penev M., Ramsden T. Lifecycle Cost Analysis of Hydrogen Versus Other Technologies for Electrical Energy Storage. Technical Report NREL/TP-560-46719. 2009. doi: <https://doi.org/10.2172/968186>.
29. Мацевитый Ю.М., Соловей В.В., Черная Н.А. Повышение эффективности металлогидридных элементов теплоиспользующих установок. *Проблемы машиностроения*. 2006. Т. 9. № 2. С. 85–93.
30. Chorna N.A., Hanchyn V.V. Modeling Heat and Mass Exchange Processes in Metal-hydride Installations. *Journal of Mechanical Engineering*. 2018. 21 (4), Pp. 63–70. doi: <https://doi.org/10.15407/pmach2018.04.063>.
31. Чорна Н.А., Ганчин В.В. Використання математичного моделювання для вдосконалення масогабаритних показників металогідридних установок. *Математичні методи та фізико-механічні поля*. 2019. Т. 2. № 3. С. 159–167.

REFERENCES

1. Kulik M.M., Gorbulin V.P., Kirilenko O.V. Conceptual approaches to the development of energy in Ukraine (analytical materials). Institute of General Energy of the National Academy of Sciences of Ukraine. 2017. 78 p. ISBN 978-966-02-8281-0. [Electronic resource]. <https://www.ied.org.ua/files/book2.pdf>. [in Ukrainian].
2. BP Statistical Review of World Energy. 68th edition. 2019. p. 62. [Electronic resource]. URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>. [in English].
3. IEA report, «Renewables 2019: global status report». REN 21. 2020. 336 p. ISBN 978-3-9818911-7-1. [in English].
4. Enevoldsen P., Sovacool B., Tambo T. Collaborate, involve, or defend? A critical stakeholder assessment and strategy for the Danish hydrogen electrolysis industry. *International journal of hydrogen energy*. 2014. Vol. 39. Pp. 20879–20887. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.10.035>. [in English].
5. Samaniegoa J., Alija F., Sanz S., Valmaseda C., Frechoso F. Economic and technical analysis of a hybrid wind fuel cell. *Renewable Energy*. 2008. Vol. 33. Pp. 839–845. [in English].
6. Cardenas R., Pena R., Asher G., Clare J. Power smoothing in wind generation systems using a sensor less vector controlled induction machine driving a flywheel. *IEEE Trans. Energy Convers.* 2004. Vol. 19, Pp. 206–216. doi: <https://doi.org/10.1109/TEC.2003.816605>. [in English].

7. Valverde-Isorna L., Ali D., Hogg D., Abdel-Wahab M. Modelling the performance of wind–hydrogen energy systems: Case study the Hydrogen Office in Scotland/UK. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. Vol. 53. Pp. 1313–1332. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.08.044>. [in English].
8. Douak M., Settou N. Estimation of hydrogen production using wind energy in Algeria. *Energy Procedia*. 2015. Vol. 74. Pp. 981–990. [in English].
9. Enevoldsen P., Sovacool B. K. Integrating power systems for remote island energy supply: Lessons from Mykines, Faroe Islands. *Renewable Energy*. 2016. Vol. 85. Pp. 642–648. doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.06.065>. [in English].
10. Greiner J., Korpås M., Holen A. A Norwegian case study on the production of hydrogen from wind power. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2007. Vol. 32. Pp. 1500–1507. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2006.10.030>. [in English].
11. Solomin E., Kirpichnikova I., Amerkhanov R., Korobotov D., Lutovats M., Martyanov A. Wind-hydrogen stand-alone uninterrupted power supply plant for all-climate application. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2019. Vol. 44. № 7. Pp. 3433–3449. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.12.001>. [in English].
12. Eichman J., Townsend A., Melaina M. Economic Assessment of Hydrogen Technologies Participating in California Electricity Markets. NREL is a national laboratory of the U.S. Department of Energy Office of Energy Efficiency & Renewable Energy Operated by the Alliance for Sustainable Energy, LLC. Technical Report NREL/TP-5400-65856. 2016. 31 p. doi: <https://doi.org/10.2172/1239543>. [in English].
13. Reuß M., Grube T., Langemann M., Calnan S., Robinius M., Schlattmann R., Rau U., Stolten D. Solar hydrogen production: a bottom-up analysis of different photovoltaic–electrolysis pathways. *Sustainable Energy Fuels*. 2019. Vol. 3. Pp. 801–813. doi: <https://doi.org/10.1039/C9SE00007K>. [in English].
14. Chang W. J., Lee K.-H., Ha H., Jin K., Kim G., Hwang S.-T., Lee H., Ahn S.-W., Yoon W., Seo H., Hong J.S., Go Y. K., Ha J.-I., Nam K.T. Design principle and loss engineering for photovoltaic–electrolysis cell system. *ACS Omega*. 2017. Vol. 2. No. 3. Pp. 1009–1018. doi: <https://doi.org/10.1021/acsomega.7b00012>. [in English].
15. Reza Akhtari M., Baneshi M. Techno-economic assessment and optimization of a hybrid renewable co-supply of electricity, heat and hydrogen system to enhance performance by recovering excess electricity for a large energy consumer. *Energy Conversion and Management*. 2019. Vol. 188. Pp. 131–141. doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.03.067>. [in English].
16. Iordache I., Bouzek K., Paidar M., Stehlik K., Töpler J., Stygar M., Dąbrowa J., Brylewski T., Stefanescu I., Iordache M., Schitea D., Grigoriev S.A., Fateev V.N., Zgonnik V. The hydrogen context and vulnerabilities in the central and Eastern European countries. *International journal of hydrogen energy*. 2019. Vol. 44. No. 35. Pp. 19036–19054. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.08.128>. [in English].
17. Matsevytyi Y., Chorna N., Shevchenko A. Development of a Perspective Metal Hydride Energy Accumulation System Based on Fuel Cells for Wind Energetics. *Journal of Mechanical Engineering*. 2019. Vol. 22. No. 4. Pp. 48–52. doi: <https://doi.org/10.15407/pmach2019.04.048>. [in English].
18. Hamburg D. Yu. Hydrogen: properties, production, storage, transportation and application. M. Chemistry. 1989. 672 p. [in Russian].
19. Shevchenko A.A. Creation of autonomous and network energy-technological complexes with a hydrogen storage of energy. *Scientific and Applied Journal Vidnovluyana energetika*. 2020. Vol. 61 (2). Pp. 18–27. doi: <https://doi.org/https://doi.org/10.36296/1819-8058>.
20. Avramenko A.M., Shevchenko A.A., Chorna N.A., Kotenko A.L. Application of highly efficient hydrogen generation and storage systems for autonomous energy supply. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2021. No. 3. Pp. 69–74. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2021-3/069>. [in English].
21. Solovey V.V., Zipunnikov N.N., Shevchenko A.A. Study of the efficiency of electrode materials in electrolysis systems with a separate cycle of gas generation. *Journal of Mechanical Engineering*. 2015. Vol. 18 (2). Pp. 72–76. URL: <http://journals.uran.ua/jme/article/view/46689>. [in Russian].
22. Ma Z., Eichman J., Kurtz J. Fuel Cell Back up Power System for Grid-Service and Micro-Grid in Telecommunication Applications. ASME 12th International Conference on Energy Sustainability. (June 24–28, 2018, Lake Buena Vista, Florida, USA). 2018. 9 p. doi: <https://doi.org/10.1115/ES2018-7184>. [in English].
23. Chitsazana A., Monajjemib M. Increasing the efficiency Proton exchange membrane (PEMFC) & other fuel cells through multi graphene layers including polymer membrane electrolyte. *French-Ukrainian Journal of Chemistry*. 2020. Vol. 8. No. 1. Pp. 95–107. doi: <https://doi.org/10.17721/fujcV8I1P95-107>. [in English].

24. Solovey V.V., Shevchenko A.A., Zipunnikov M.M., Kotenko A.L., Khiem N.T., Tri B.D., Hai T.T. Development of high pressure membraneless alkaline electrolyzer. International Journal of Hydrogen Energy. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.01.209>. [in English].
25. Wang P., Kang X.-d. Hydrogen-richboron-containing materials for hydrogen storage. Dalton Transactions, 2008. No. 40. Pp. 5400–5413. doi: <https://doi.org/10.1039/B807162D>. [in English].
26. Solovey V.V., Ivanovsky A.I., Chorna N.A., Shevchenko A.A. Energy-saving technologies of hydrogen generation and energy-technological processing. Compressor. and energy. mechanical engineering. 2010. No. 2(20). Pp. 21–24. [in Russian].
27. Solovey V.V., Chorna N.A., Koshelnik O.V. Development of scientific and technical principles for the creation of heat-using metal hydride systems. Energy saving. Energy. 2011. No. 7(89). Pp. 67–73. [in Ukrainian].
28. Steward D., Saur G., Penev M., Ramsden T. Lifecycle Cost Analysis of Hydrogen Versus Other Technologies for Electrical Energy Storage. Technical Report NREL/TP-560-46719. 2009. doi: <https://doi.org/10.2172/968186>. [in English].
29. Matsevytyi Yu.M., Solovey V.V., Chorna N.A. Improving the efficiency of metal hydride elements of heat-using installations. Journal of Mechanical Engineering. 2006. Vol. 9. No. 2. Pp. 85–93. [in Ukrainian].
30. Chorna N.A., Hanchyn V.V. Modeling Heat and Mass Exchange Processes in Metal-hydride Installations. Journal of Mechanical Engineering. 2018. Vol. 21(4). Pp. 63–70. doi: <https://doi.org/10.15407/pmach2018.04.063>. [in English].
31. Chorna N.A., Ganchin V.V. Use of mathematical modeling to improve the mass and dimensions of metal hydride plants. Mathematical methods and physical and mechanical fields. 2019. Vol. 2. No. 3. Pp. 159–167. [in Ukrainian].

Стаття надійшла до редакції 15.03.21

Остаточна версія 17.09.21

