

Kierunki rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce

Development perspectives for the hydrogen economy in Poland

Marcin Błesznowski^{1,2}, Monika Łazor^{1,2}, Katsiaryna Razumkova^{1,2,3}, Marek Skrzyplikiewicz^{1,2}, Konrad Motyliński^{1,2}, Michał Wierzbicki^{1,2,3}, Paweł Boguszewicz^{1,2,3}, Jakub Kupecki^{1,2}

Słowa kluczowe: wódór, gospodarka wodorowa, paliwa alternatywne, dekarbonizacja, alternatywne źródła energii, elektroliza

Streszczenie

Globalny rynek energii stoi przed nie lada wyzwaniem związanym z koniecznością zaspokojenia nieustannie wzrastającego zapotrzebowania na niskoemisyjne paliwa ciekłe, gazowe i energię elektryczną, wzrost efektywności produkcji paliw oraz redukcję emisji gazów cieplarnianych. Rozwój technologii wodorowych oraz zwiększenie zastosowania wodoru w zrównoważonym systemie elektroenergetycznym stanowi realną propozycję rozwiązania tych kwestii.

Niniejszy artykuł zawiera zbiór kluczowych zagadnień dotyczących wodoru i technologii wodorowych. Definiuje gospodarkę wodorową poprzez wskazanie zapotrzebowania na ten surowiec z uwzględnieniem prognozy jego popytu w Polsce wraz z podziałem na poszczególne sektory gospodarki. Prezentuje strukturę produkcji energii elektrycznej, a także przedstawia możliwe warianty wdrożenia wodoru w elektroenergetyce, ciepłownictwie, a także w szeroko rozumianym transporcie, jako alternatywne paliwo.

W artykule przeanalizowano mechanizmy wytwarzania wodoru z wykorzystaniem procesu elektrolizy definiując przy tym ich energochłonność czy też wady i zalety wybranych elektrolizerów: alkaliczny, PEM i SOE. Następnie opisano metody i koszty magazynowania, transportu oraz dystrybucji wodoru. Uwypuklono także kwestię integracji międzysektorowej oraz dekarbonizacji transportu i przemysłu. Dodatkowo, przedstawione zostały wybrane polskie projekty dotyczące technologii wytwarzania i wykorzystania wodoru.

Keywords: hydrogen, hydrogen economy, alternative fuels, decarbonisation, alternative energy sources, electrolysis

Abstract

The global energy market is facing a major challenge in terms of meeting the constantly growing demand for clean liquid and gaseous fuels, electricity, improving the efficiency of fuel and energy production and reducing greenhouse gas emissions. On these issues, the development of hydrogen technologies and the increased use of hydrogen in sustainable energy system is a promising pathway to solve the mentioned challenges. This article is a collection of key issues concerning hydrogen gas and related technologies. It defines the hydrogen economy by indicating the demand for it, taking into account the forecast of hydrogen demand in Poland for various sectors of the economy. The paper reveals the structure of electricity production and presents the existing possibilities of implementing hydrogen not only in the electricity and heating sectors, but also in the transport sector as an alternative fuel.

The work analyses the mechanisms of hydrogen production using the electrolysis process, defining their energy consumption, advantages and disadvantages of alkaline, PEM and SOE electrolyzers. The article briefly describes hydrogen storage, transport and distribution routes and costs. The concept of sector coupling and decarbonisation of the transport and industry sectors are also outlined. In addition, selected polish hydrogen-related projects are presented.

Obecna sytuacja energetyki i przemysłu energochłonnego, spotęgowana konfliktem zbrojnym w Ukrainie, wymusza niespotykane jak dotąd zmiany zarówno w obszarze dywersyfikacji kierunku dostaw nośników energii, jak również tempa zmian stosowanych technologii. Zaobserwować można zwrot w kierunku rozwiązań, które jeszcze przed pandemią COVID-19 uznawane były za technologie nie w pełni dojrzałe, wymagające wieloletnich prac oraz potężnych nakładów finansowych. Okres ostatnich blisko trzech lat zaowocował diametralnie innym spojrzeniem na nowe technologie, w szczególności na technologie wodorowe. Łącząc wartości gospodarki bazującej na wodorze, obejmuje procesy wytwarzania i wykorzystania wodoru oraz łącząc ją logistykę, w tym przesył i dystrybucję. Budowa gospodarki wodorowej opiera się jednocześnie na sukcesywnym wdrażaniu nowych technologii i budowie instalacji nowej klasy, jak również na zagospodarowaniu istniejących aktywów, które mogą przyjmować nową rolę w zmieniającym się przemyśle i energetyce. Jednym z kluczowych elementów trwających zmian staje się wykorzystanie infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej gazu. Integracja sektora gazowniczego z infrastrukturą gazów odnawialnych i niskoemisyjnych ma kluczowe znaczenie dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego oraz realizacji koncepcji gospodarki wodorowej. Konsolidacja umożliwi

efektywniejsze wykorzystanie potencjału istniejących i przyszłych źródeł OZE poprzez maksymalizację średniorocznego czasu ich pracy. Przedsięwzięcie to jest wieloetapowe i wymaga długofalowych i kosztownych działań, dlatego też na obecnym etapie w kraju nacisk kładziony jest na intensyfikację liczby i skali inwestycji wodorowych. Przyjęty przez Radę Ministrów 2 listopada 2021 roku dokument „Polskiej strategii wodorowej do 2030 roku z perspektywą do 2040 roku” (PSW) ustanowił 44 cele cząstkowe, istotne dla budowy krajowej gospodarki wodorowej. W obecnych realiach rynku paliw oraz nośników energii, w świetle konieczności transformacji energetyki i ciepłownictwa, powinno się zintensyfikować prace nad wdrożeniem działań służących osiągnięciu zdefiniowanych celów.

2. Gospodarka wodorowa

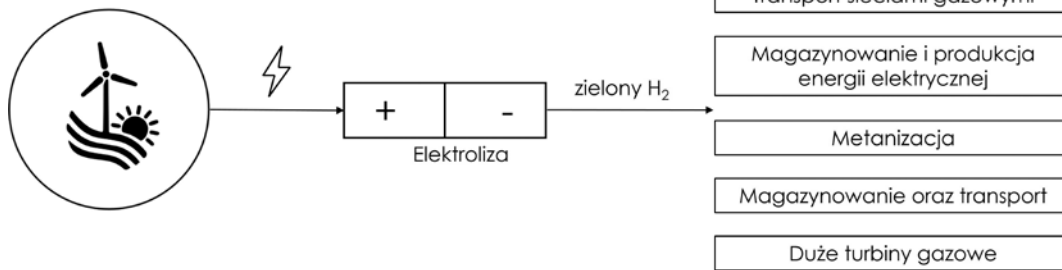
2.1. Zapotrzebowanie

Wódór jest powszechnie wykorzystywany jako surowiec, substrat w procesach w sektorze rafineryjnym, chemicznym, hutniczym i innych. Produkowany jest głównie na potrzeby własne z paliw kopalnych, takich jak przede wszystkim metan. Prognozy rozwoju rynku wodorowego obejmują swym zakresem wszystkie gałęzie niskoemisyjnej gospodarki (tab. 1 i rys. 1).

¹ Centrum Technologii Wodorowych (CTH2), Instytut Energetyki – Instytut Badawczy, ul. Augustówka 36, 02-981 Warszawa, Polska

² Zakład Wysokotemperaturowych Procesów Elektrochemicznych (CPE), Instytut Energetyki – Instytut Badawczy, ul. Augustówka 36, 02-981 Warszawa, Polska

³ Wydział Mechaniczny Energetyki i Lotnictwa (MEiL), Politechnika Warszawska, ul. Nowowiejska 24, 00-665 Warszawa, Polska



Rys. 1 Przykłady końcowego zastosowania zielonego wodoru [1].

Fig 1 Examples of green hydrogen end-use [1]

Tabela 1 Prognoza zapotrzebowania na wodór w Polsce (w TWh) z uwzględnieniem wszystkich sektorów gospodarki [4]

Table1 Hydrogen demand forecast in Poland (in TWh) taking into account all economic sectors [1]

[TWh]	2021	2030	2040	2050	Uwagi
Przemysł	33	33	30	28	Redukcji zapotrzebowania z 33 TWh do 28 TWh będzie towarzyszyło przejście na wodór zerowemisyjny (nazywany potocznie zielonym)* lub w ograniczonym zakresie niskoemisyjny (w szczególności niebieski)**.
Transport	0	2	23	33	W prognozie uwzględniono dla 2050 r. 18 TWh na potrzeby lotnictwa.
Ciepłownictwo	0	2	12	15	Różne formy uzyskania ciepła z wodoru.
Elektroenergetyka	0	3	24	36	Zbilansowanie sektora elektroenergetycznego wymaga efektywnego wykorzystania potencjału mocy w OZE dedykowanego do wytwarzania wodoru.
Razem	33	46 (7)	89 (59)	112 (84)	Ilościowy wzrost zapotrzebowania wraz ze zmianą jakościową technologii produkcji wodoru dla przemysłu chemicznego; w nawiasie podano zapotrzebowanie bez uwzględnienia potrzeb przemysłu.

* H₂ wytwarzany w procesie elektrolizy zasilanej energią z OZE

**H₂ wytwarzany z wykorzystaniem paliw kopalnych, przy czym w procesie wykorzystuje się metody wychwytu CO₂

2.2. Elektroenergetyka i ciepłownictwo

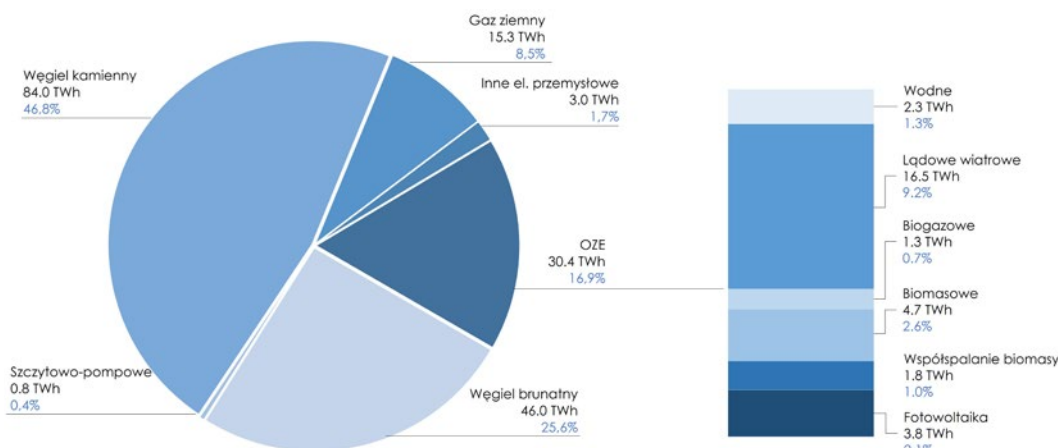
Polska energetyka podlega transformacji w kierunku obniżenia poziomu emisji gazów cieplarnianych oraz zwiększenia udziału OZE. Podstawą konwencjonalnej metody produkcji energii elektrycznej i ciepła, w tym również w skojarzeniu, jest spalanie paliw kopalnych, któremu towarzyszy szereg niekorzystnych zjawisk: powstawanie

smogu, emisja CO₂ do atmosfery, skutkujące pogłębiającym się kryzysem klimatycznym, a także zanieczyszczenie wód i gleb. Generowana w procesach spalania para wodna emitowana jest do atmosfery i tym samym również jest zaliczana do gazów cieplarnianych.

Energia najbardziej ekologiczna, pochodząca z OZE, jest silnie uzależniona od aktualnie panujących warunków atmosferycznych i przez to problematyczna w kontekście utrzymania stabilności sieci przesyłowej. W Polsce w 2021 roku odnotowano rekordową ilość pozyskanej zielonej energii elektrycznej, wynoszącą 30 TWh. Mimo to, dane Agencji Rynku Energii (ARE) wskazują na procentowy spadek udziału OZE do 16,7% (z 17,7% w 2020 r.). W 2021 roku ponad połowę produkcji z OZE (tj. 54%) zapewniły elektrownie wiatrowe, natomiast udziały biomasy i fotowoltaiki wyniosły odpowiednio 15% i 13%. Na przestrzeni dziesięciu ostatnich lat produkcja z OZE wzrosła o 80%. Wyłączając fotowoltaikę, największy wzrost produkcji zaobserwowano wśród energetyki wiatrowej (+250% w trakcie dekady) [2].

Zastosowanie magazynu energii z OZE w okresach jej nadpodaży na rynku znacząco poprawia opłacalność ekonomiczną takiego rozwiązania oraz zapewnia bezpieczeństwo energetyczne i stabilność sieci. Wiąże się niestety z bardzo dużą inwestycją, szczególnie w przypadku większych źródeł (farmy wiatrowe/PV). Jedną z metod magazynowania energii elektrycznej jest elektroliza wody, wskutek której wytwarzany jest wodór i tlen. Wodór, traktowany jako nośnik energii, może być magazynowany wieloma metodami, a następnie wykorzystany do produkcji energii elektrycznej i/lub ciepła. Wodór, wytwarzany przy użyciu energii z OZE, zachowuje neutralność węglową, co doskonale wpisuje się w politykę UE i cele stawiane w PSW.

Wodór można wykorzystać w sektorze energetycznym jako paliwo w procesie skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Do grona technologii o najwyższym potencjale zalicza się systemy bazujące na turbinach gazowych, silnikach tłokowych lub ogniwach paliwowych. Wykorzystanie tych ostatnich umożliwia uzyskanie w tym zakresie znaczącej przewagi sprawności i skalowalności nad aktualnie stosowanymi rozwiązaniami (tab. 2).



Rys. 2 Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce w 2021 r. na podstawie [2]

Fig. 2 Structure of electricity production in Poland in 2021. based on [2].

Tabela 2 Charakterystyka różnych technologii kogeneracji wraz ze wskazaniem referencyjnych sprawności. Opracowanie własne IEn (2021)

Table 2 Characteristics of different CHP technologies with indication of reference efficiencies. IEn own analysis (2021)

		Sprawność elektryczna, %	Sprawność termiczna, %	Sprawność całkowita, %	Stężenie CO2 w spalinach %mol
Układ CHP na węglu		35-45	37-42	72-87	10-15
Układ CHP na gazie ziemnym		36-60	35-42	71-90	3-6
Układ CHP na gazie ziemnym domieszkowanym wodorem	100% H ₂	32-60	48	80-88	-
	10% H ₂	34-60	35-40	72-80	2-5
Układ CHP z ogniwami paliwowymi SOFC zasilany wodorem lub amoniakiem		45-65	33-45	80-98	-
Ciepłownia węglowa		-	88-94	-	11-15
Ciepłownia gazowa		-	90-95	-	3-6

Tabela 3 Wybrane projekty o charakterze B+R, w których uczestniczy Instytut Energetyki, dotyczące wykorzystania wodoru jako głównego nośnika energii

Table 3 Selected R&D projects involving the Institute of Power Engineering on the deployment of hydrogen as a major energy carrier

Projekt	Cele projektu	Okres realizacji
SO-FREE	Celem projektu jest stworzenie w pełni przyszłościowego układu mikro-kogeneracyjnego ze stałotlenkowymi ogniwami paliwowymi SOFC (z ang. Solid Oxide Fuel Cell) o mocy 5 kW i sprawności elektrycznej 55% – 60%, który jest dedykowany do sektora mieszkaniowego, handlowego, komunalnego i rolniczego.	2021 – 2024
„Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym”	W kraju prowadzone były prace dotyczące opracowania jednostki kogeneracyjnej z ogniwami SOFC klasy megawatowej (moc w paliwie do 1,4 MW, sprawność elektryczna układu 52%) w ramach I fazy przedsięwzięcia realizowanego w trybie zamówienia przedkomercyjnego przez NCBR.	2022
HYDROGIN	Wodór, stanowiący doskonale (choć nie jedyne) paliwo dla układów kogeneracyjnych z ogniwami paliwowymi, może być produkowany w tej samej instalacji – w układzie dwukierunkowym. W ramach projektu opracowywany jest prototypowy układ o mocy 10 kW na potrzeby naprzemiennej pracy w trybie produkcji wodoru i ogniwa paliwowego. W omawianym układzie, wodór wytwarzany będzie z wykorzystaniem energii z OZE oraz pary procesowej z elektrociepłowni biomasowej, a w okresie zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną, instalacja będzie generować energię, wykorzystując wcześniej wyprodukowany i zmagazynowany wodór.	2020 – 2022
Nitrocell	Projekt przed-pilotażowy obejmujący analizę oraz weryfikację eksperymentalną zasilania amoniakiem (stanowiącym nośnik zielonego wodoru) stosów stałotlenkowych ogniw paliwowych SOFC do zasilania maszyn oraz pojazdów transportu długodystansowego. Głównym celem przedsięwzięcia jest zbadanie możliwości wykorzystania układów na bazie SOFC zasilanych amoniakiem (lub jego pochodnymi) jako rozwiązania umożliwiającego dekarbonizację wysokoemisyjnego sektora transportu morskiego i ciężkiego, a także zasilanie maszyn. Dodatkowym celem przedsięwzięcia jest szczegółowe przeanalizowanie amoniaku lub jego roztworów, jako paliwa wodoronośnego, w kontekście wielkoskalowego magazynowania energii, uwzględniając zarówno aspekt ekonomiczny, techniczny, względy bezpieczeństwa jak i wymagania branżowe.	2021 – 2022
NewSOC	Projekt obejmuje badania dwunastu innowacyjnych koncepcji dotyczących ogniw paliwowych i elektrolizerów, skupionych wokół optymalizacji strukturalnych, alternatywnych materiałów bądź nowoczesnych technik wytwarzania komponentów, których celem jest podwyższenie osiągnięć ogniw, zmniejszenie poziomu degradacji, zwiększenie żywotności ogniw pracujących w trybie odwracalnym, redukcja zastosowania toksycznych materiałów, podążając za oczekiwanymi wymaganiami partnerów przemysłowych.	2020 – 2022
Mikrokogeneracja	Badania przemysłowe i prace eksperymentalno-rozwojowe nad wysokosprawną mikrokogeneracją opartą na stałotlenkowych ogniwach paliwowych zasilanych wodorem lub mieszaniną gazu ziemnego z wodorem (mCHP-SOFC).	2021 – 2024

Układy kogeneracyjne oparte na ogniwach paliwowych są tematem wielu badań i prac rozwojowych, gdyż charakteryzują się najwyższą sprawnością generacji energii elektrycznej oraz ciepła i tym samym minimalnym zużyciem paliwa, a w przypadku stosowania paliw zawierających węgiel (metan, alkohole, inne węglowodory) także minimalną emisją CO₂. Przykłady projektów krajowych związanych z wodorem przedstawiono w tab. 3.

2.3. Paliwo do pojazdów

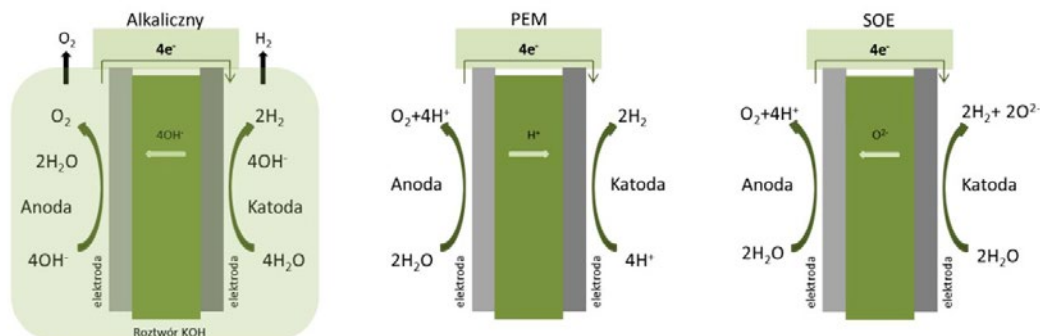
Zastosowanie „zielonego wodoru” jako paliwa jest zeroemisyjną alternatywą dla transportu kołowego, kolejowego i morskiego. Obecnie paliwo to ma niewielki udział w transporcie morskim. Technologie gazowe, w perspektywie wykorzystujące wodór, charakteryzują się wysokim potencjałem zastąpienia paliw ropopochodnych w sektorze transportu wodnego.

W kolejnictwie dominuje napęd elektryczny wykorzystujący istniejącą sieć trakcyjną. Lokomotywy zasilane wodorem mogą zastąpić te spalinowe przede wszystkim na lokalnych, nieelektryfikowanych sieciach. Prognozuje się, że:

- pierwsza faza rozwoju rynku pojazdów wodorowych (do ok. 2030 r.) obejmie testowanie samochodów wodorowych w każdym sektorze transportu, rozwój i doskonalenie technologii oraz przygotowanie do masowego przyjęcia,
- do końca dekady praktyczna wiedza na temat samochodów na wodór w transporcie będzie znacząca, co doprowadzi do upowszechnienia się technologii po roku 2030,
- szybka budowa stacji tankowania i przystępne cenowo wytwarzanie wodoru są kluczowe dla popularyzacji transportu wodorowego,
- rozwój rynku pojazdów nisko – i bezemisyjnych będzie zależał od dostosowania prawa krajowego i unijnego.

2.4. Produkcja wodoru

Według szeregu prognoz (IRENA, EU, DNV, Rystad Energy) do 2050 roku wytwarzanie „zielonego wodoru” będzie stanowiło ok. 72% ogólnej produkcji. W 2021 roku producenci elektrolizerów dostarczyli 458 MW (mocy zainstalowanej) w skali świata.



Rys. 3 Zasada działania różnych technologii elektrolizerów [3]
Fig. 3. Principle of operation of different electrolyser technologies [3]

Proces elektrolizy opiera się na elektrochemicznej reakcji rozpadu cząsteczki wody na wodór i tlen z wykorzystaniem prądu elektrycznego. Obecnie najbardziej dojrzałymi i komercyjnymi technologiami są elektrolizery zasadowe (ang. *Alkaline Water Electrolyser*, AWE) oraz polimerowe (ang. *Proton Exchange Membrane*, PEM). Jednak, powstające w ramach projektów B+R, elektrolizery stałotlenkowe (ang. *Solid Oxide Electrolyser*, SOE) demonstrują wyższą sprawność procesu. Zasady działania elektrolizerów pokazano na rys. 3.

Wydajność elektrolizerów można ocenić porównując zapotrzebowanie na energię elektryczną, potrzebną do wytworzenia referencyjnej ilości wodoru (tab. 4 i rys. 4). Załączone dane wskazują, że elektrolizery z ogniwami stałotlenkowymi SOC/SOE są technologią dominującą w zakresie najniższej energochłonności i najwyższej sprawności procesu. Rys. 4 przedstawia dane dla warunków referencyjnych tj. zasilania elektrolizerów wodą. Ze względu na wysoką temperaturę pracy (650-800°C), elektrolizery SOE mogą być połączone ze źródłem ciepła odpadowego (np. w procesach technologicznych) i bezpośrednio zasilane parą: technologiczną, odpadową lub generowaną przez energię słoneczną, co pozwala na dalsze obniżenie energochłonności procesu generacji wodoru.

Tabela 4 Energochłonność wytwarzania wodoru dla różnych typów elektrolizerów
Table 4 Energy consumption for hydrogen production for different types of electrolysers

Typ elektrolizera	Energochłonność [kWh/kgH ₂]
AWE	49 – 60
PEM	50 – 65
SOE	38 – 45

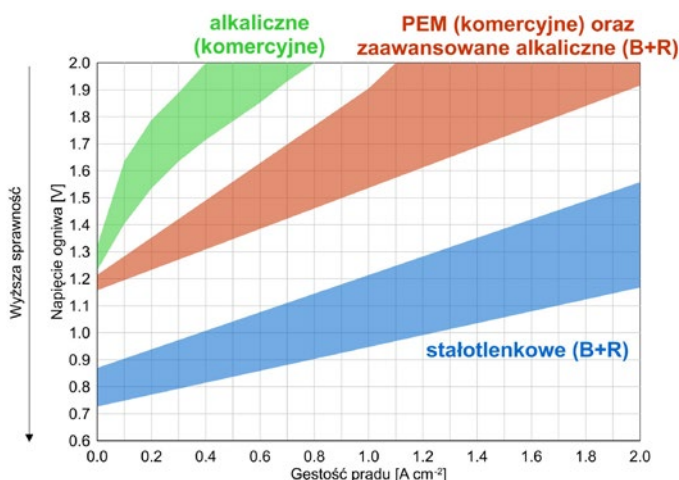
Porównanie wymienionych technologii elektrolizerów przedstawiono w tab. 5.

Tabela 5 Wady i zalety różnych technologii elektrolizerów
Table 5 Advantages and disadvantages of different electrolyser technologies

Typ elektrolizera	Zalety	Wady
AWE	<ul style="list-style-type: none"> najstarszy i najbardziej rozpowszechniony rodzaj elektrolizy technologia dostępna komercyjnie budowane są instalacje klasy 100 MW 	<ul style="list-style-type: none"> niska czystość gazu niska gęstość mocy niskie ciśnienie wodoru na wyjściu ograniczona modulacja i dynamika pracy
PEM	<ul style="list-style-type: none"> wyższa gęstość prądu w porównaniu z elektrolizerami alkalicznymi większy zakres modulacji zdolność do pracy w warunkach dynamicznej zmiany obciążenia dostępne instalacje klasy 10 MW 	<ul style="list-style-type: none"> dwukrotnie niższa żywotność w porównaniu z elektrolizerami alkalicznymi wyższy CAPEX w porównaniu z elektrolizerami alkalicznymi wykorzystanie metali szlachetnych jako katalizatorów
SOE	<ul style="list-style-type: none"> możliwość integracji z procesami przemysłowymi, w tym obiegami parowymi bloków energetycznych możliwość prowadzenia jednoczesnej elektrolizy pary wodnej i dwutlenku węgla (ko-elektroliza) wysoka czystość gazu niska wrażliwość na zanieczyszczenia w wodzie/parze bardzo wysokie gęstości prądu/mocy brak metali szlachetnych pełniących rolę katalizatora brak ciekłego elektrolitu 	<ul style="list-style-type: none"> wczesny etap komercjalizacji wyższe koszty CAPEX w porównaniu z elektrolizerami alkalicznymi i PEM

W przypadku zintegrowania z klasycznymi obiegami elektrowni zawodowych, elektrolizery pozwoliłyby znacząco zwiększyć elastyczność systemu elektroenergetycznego bazującego na scentralizowanych mocach wytwórczych. Najniższy pobór energii do produkcji wodoru pokazuje strategiczne znaczenie wysokotemperaturowych elektrolizerów w przyszłym rozwoju elastycznego systemu energetycznego zdolnego do spełnienia surowych przepisów środowiskowych i zapewnienia ciągłych dostaw czystej energii dla odbiorców przemysłowych i indywidualnych.

Institut Energetyki w Polsce prowadzi szereg projektów, związanych z technologią wysokotemperaturowych elektrolizerów. Część aktualnych projektów przedstawiono w tab. 6.



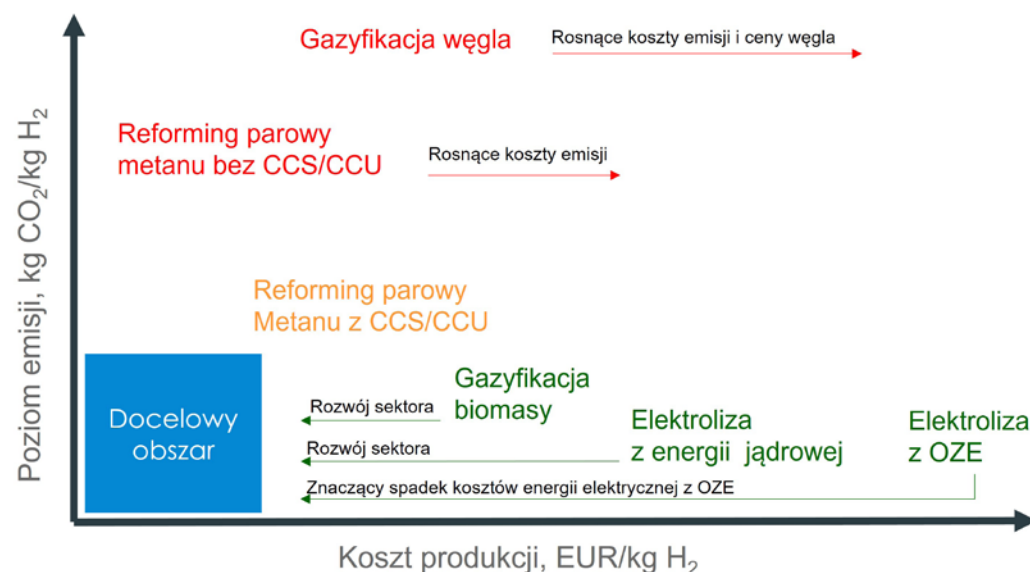
Rys. 4 Porównanie typowych charakterystyk elektrolizerów [4]
Fig. 4 Comparison of typical electrolyser characteristics [4]

Tabela 6 Wybrane projekty o charakterze B+R, w których uczestniczy Instytut Energetyki, związane z wytwarzaniem wodoru w elektrolizerach stałotlenkowych
 Table 6 Selected R&D projects involving the Institute of Power Engineering related to hydrogen production in solid oxide electrolyzers

Nazwa projektu	Cele projektu	Moc	Okres projektu
MEGA-SOE	Demonstracja i wdrożenie wielkoskalowego systemu wytwarzania wodoru wysokiej czystości z wykorzystaniem OZE w elektrolizerze stałotlenkowym.	5 MW	2022 – 2029
NEXTH ₂	Opracowanie innowacyjnego stałotlenkowego elektrolizera (SOE) wytwarzanego niskokosztowymi technikami wytwórczymi jako kluczowego elementu nowoczesnych magazynów energii opartych na koncepcji power-to-gas.	5 kW	2022 – 2025
HYDROGIN	Instalacja pilotażowa odwracalnych ogniw stałotlenkowych rSOC przewidzianej do integracji z elektrownią przemysłową w celu poprawy elastyczności jej pracy i zwiększenia wykorzystania odnawialnych źródeł energii w sektorze elektroenergetycznym.	10 kW	2020 – 2022
NETNI	Integracja z instalacją przemysłową i wdrożenie systemu wysokosprawnego wytwarzania wodoru wysokiej czystości w elektrolizerze stałotlenkowym	ok. 30 kW (16 kgH ₂ /doba)	2021 – 2023

2.5. Koszt produkcji wodoru

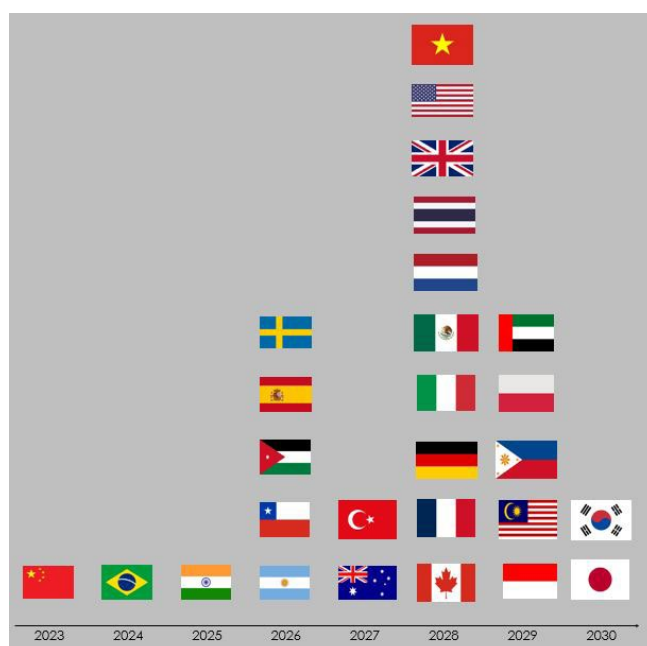
Rosyjska inwazja na Ukrainę przyniosła rozległe skutki geopolityczne i gospodarcze, które bezpośrednio wpływają na wzrost cen m. in. szarego wodoru i amoniaku, wytwarzanych z gazu ziemnego. W marcu 2022 roku BloombergNEF [5] opublikował raport informujący, że w obecnej sytuacji cena zielonego wodoru na poziomie 6,59 USD/kg byłaby wystarczająca, aby zielony amoniak był tańszy od jego szarego odpowiednika. Bloomberg zwrócił także uwagę, że ceny energii OZE w krajach takich jak Hiszpania, Indie i Chiny umożliwiają dalsze obniżenie ceny wytworzenia zielonego amoniaku i wodoru (rys. 5). Według analizy Rystad koszt produkcji wodoru w Hiszpanii wyniesie ok. 4 USD/kg. Hiszpania, zgodnie ze swoją strategią wodorową, ma w planach produkcję ponad 4 GW zielonego wodoru do 2030 roku.



Rys. 5 Porównanie różnych metod wytwarzania wodoru pod względem kosztu wodoru i emisji CO₂ [3]

Fig. 2 Comparison of different methods of hydrogen production in terms of hydrogen cost and CO₂ emissions [3]

Dodatkowo nakłady inwestycyjne i koszty elektrolizy ulegnie obniżeniu w ciągu następnej dekady wraz z rozwojem technologicznym. Rystad Energy spodziewa się, że koszty wytwarzania zielonego wodoru w nadchodzącej dekadzie znacznie zmaleją, dzięki czemu zeroemisyjny wodór stanie się konkurencyjny w stosunku do wodoru niebieskiego już przed 2030 rokiem. Tym samym zeroemisyjny wodór ze źródeł odnawialnych będzie tańszy w produkcji niż niebieski wodór – produkowany z gazu ziemnego z wychwytywaniem i składowaniem dwutlenku węgla. Według prognozy BloombergNEF w Polsce będzie to miało miejsce w 2029 roku (rys. 6). Przewiduje się, że wodór niebieski też będzie obecny na rynku aż do 2050 roku z uwagi na zapotrzebowanie na wodór, które systematycznie będzie rosło wraz z jego rosnącą rolą i odchodzeniem od paliw kopalnych w gospodarce światowej i krajowej. W 2050 roku produkcja niebieskiego wodoru będzie zapewne wymagała subsydiowania. W tym czasie w realiach gospodarki wodorowej przypuszcza się, że cena zielonego wodoru będzie wynosić ok. 1 USD/kg.



Rys. 6 Prognoza opłacalności wodoru niskoemisyjnego (zielonego) względem niebieskiego dla wybranych krajów Europy, Azji, Ameryki, Afryki oraz Krajów Bliskiego Wschodu [5]

Fig.6 Cost-effectiveness forecast of low-carbon (green) versus blue hydrogen for selected countries in Europe, Asia, America, Africa and the Middle East [5]

Tabela 7 Ogólne parametry wybranych wodoronośnych paliw syntetycznych

Table 7 General parameters of selected synthetic hydrocarbon fuels

Paliwo	Temperatura magazynowania, °C	Ciśnienie magazynowania, bar	Gęstość, kg/m ³	Gęstość energii, MJ/kg	Objętościowa gęstość energii, GJ/m ³
Amoniak (skroplony)	-33	1	610	18,6	11,35
Amoniak (skroplony)	20	10	602	18,6	11,20
CNG*	20	250	187,2	53,6	10,03
LNG#	162	1	428	53,6	22,94
Wodór (skroplony)	-253	1	70	119,93 (LHV)	8,40
Wodór (gaz)	20	700/350	17,5	119,93 (LHV)	2,10
Metanol	20	1	792	19,9	15,76
Etanol	20	1	789,45	26,84	21,19
DME (skroplony)	0	0,5	2,115	28,4 (LHV)	11,35

*CNG (Compressed Natural Gas) – sprężony gaz ziemny

#LNG (Liquefied Natural Gas) – ciekły gaz ziemny

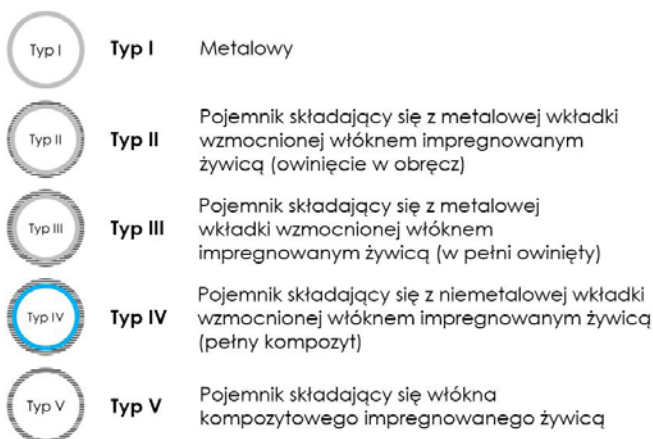
2.6. Magazynowanie H₂

Wodór charakteryzuje wysoka w porównaniu do innych paliw wartość opałowa i ciepło spalania w odniesieniu do jednostki masy. Jednak ze względu na niską gęstość objętościową jego zastosowanie w urządzeniach mobilnych lub tych o małych rozmiarach jest ograniczone. Parametry fizyczne i energetyczne różnych paliw alternatywnych zestawiono w tab. 7.

Właściwości wodoru tj. niska gęstość czy wysoki współczynnik dyfuzji rodzą niestety problemy na podłożu technologicznym, związanym ze sposobem jego efektywnego magazynowania. Powszechnie dostępną metodą przechowywania wodoru jest jego sprężanie.

Wodór sprężony

Składowanie wodoru w zbiornikach ciśnieniowych (rys. 7), w postaci sprężonego gazu, stosowane jest przede wszystkim w pojazdach napędzanych wodorem. W przypadku pojazdu osobowego takie zbiorniki mają pojemność kilku kilogramów przy ciśnieniu wodoru liczącym 700 bar. Istnieją również projekty i wdrożenia magazynowania wodoru w zbiornikach ciśnieniowych o większej pojemności, gdzie jej maksymalne wartości sięgają kilkuset kg.



Rys. 7 Rodzaje zbiorników do ciśnieniowego magazynowania wodoru

Fig.7 Types of containers for the pressurised hydrogen storage

W zależności od sprawności kompresora przyjmuje się, że do sprężenia wodoru do 350 bar potrzeba ok. 15-20% energii zawartej w paliwie. Magazynowanie w postaci sprężonej wiąże się zatem z istotnym nakładem energii, jak też konieczną przestrzenią do składowania.

Wodór ciekły

Innym skutecznym sposobem magazynowania wodoru jest jego kondensacja do fazy ciekłej w warunkach kriogenicznych. Temperatura krytyczna dla wodoru, powyżej której nie można go skroplić, wynosi 33K (-240°C). Koszt energetyczny skroplenia wodoru (LH₂) wynosi blisko 30% energii zawartej w paliwie. Ciekły wodór magazynowany jest w zbiornikach dedykowanych do kriogenicznego składowania wodoru, zaizolowanych termicznie. Dostępność wodoru w formie ciekłej jest obecnie ograniczona w porównaniu do wodoru gazowego [6]. Wysoki koszt urządzeń wynikający z warunków kriogenicznych oraz występowanie strat wodoru związanych z jego odparowaniem (tzw. *boil-off*), które zmniejszają wydajność procesu magazynowania w dłuższym terminie, a także duże zapotrzebowanie na energię ograniczają zastosowanie tej formy.

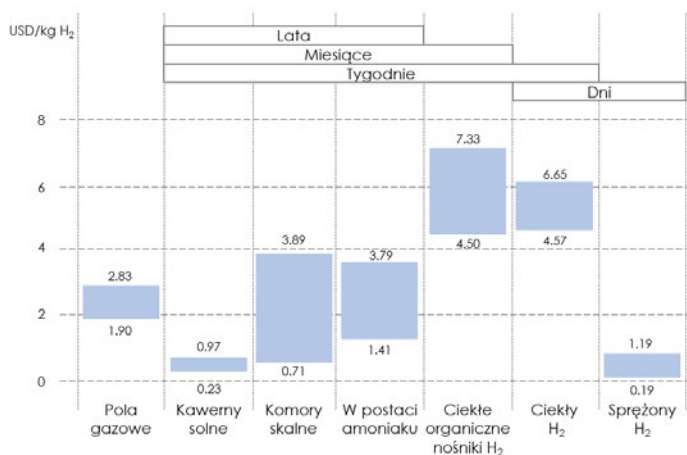
Wodorki metali

Kolejnym sposobem magazynowania wodoru jest technologia oparta na tworzeniu wodorków metali (*Metal Hydride*, MH). Gęstość objętościowa wodoru zmagazynowanego tą metodą może być porównywalna z magazynem wodoru pod ciśnieniem 1000 bar. Odzyskiwanie wodoru związanego w wodorku odbywa się samoczynnie, izobarycznie, w ciśnieniu nieznacznie niższym niż ciśnienie ładowania zbiornika (histereza wodorku). Szybkość uwalniania wodoru jest uwarunkowana zastosowanym materiałem złoża MH oraz sposobem dostarczania ciepła do tego endotermicznego procesu. Zaletami magazynowania w wodoru w postaci wodorków metali są: wysoka gęstość objętościowa i bezpieczeństwo (ograniczona szybkość uwalniania). Wady stanowią masa magazynu, wysoki koszt oraz stosunkowo niskie ciśnienie uwalnianego wodoru [7].

Organiczne nośniki wodoru

LOHCs (*Liquid Organic Hydrogen Carriers*, LOHCs), czyli ciekłe organiczne nośniki wodoru, stanowią związki organiczne występujące w formie cieczy lub ciał stałych o niskiej temperaturze topnienia, które z powodzeniem mogą być wykorzystywane do odwracalnego magazynowania wodoru poprzez katalityczne procesy uwodornienia i odwodornienia. Przy rozpowszechnieniu tej grupy metod składowania możliwe byłoby wykorzystanie istniejącej infrastruktury np. stacji paliw, rurociągów przesyłowych. Materiałami dla LOHC wykazującymi największy potencjał w produkcji na dużą skalę są toluen i dibenzylotoluen. Związki LOHC muszą natomiast pokonać różne wyzwania, w tym niską pojemność magazynową wodoru, odpowiednie właściwości fizykochemiczne, wysokie zużycie energii przy jego rekonwersji czy wysoki koszt magazynowania, stąd konieczne są dalsze badania tej technologii [8], [9].

Poniżej zamieszczono porównanie kosztów różnych technologii magazynowania wodoru (rys. 8).



Rys. 8 Porównanie kosztów technologii magazynowania wodoru w różnych skalach czasowych [15]

Fig. 8 Cost comparison of hydrogen storage technologies on different time scales [10]

Z powyższego zestawienia wynika, że wśród najbardziej kosztownych metod składowania wodoru znajduje się technologia kondensacji do fazy ciekłej oraz ta z udziałem ciekłych organicznych nośników LOHCs. Poza aspektem ekonomicznym żaden z przedstawionych sposobów nie jest pozbawiony wad, dlatego też obiecujące może okazać się magazynowanie wodoru w postaci paliw alternatywnych (amoniak, metanol, etanol, eter dimetylowy itp.).

Ekspertsi przewidują, że w dziedzinie magazynowania wodoru technologia zbiorników ciśnieniowych będzie najbliższych latach (do 2026) znacząco przeważać, co już można zauważyć poprzez jej obecną dominację. Technika ta cechuje się wysokim poziomem gotowości technologicznej (TRL).

2.7. Globalny rynek i transport wodoru

Nowy raport Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej (rys. 9) [11] prognozuje, że do połowy stulecia przedmiotem międzynarodowego handlu każdego roku będzie ponad 100 mi-

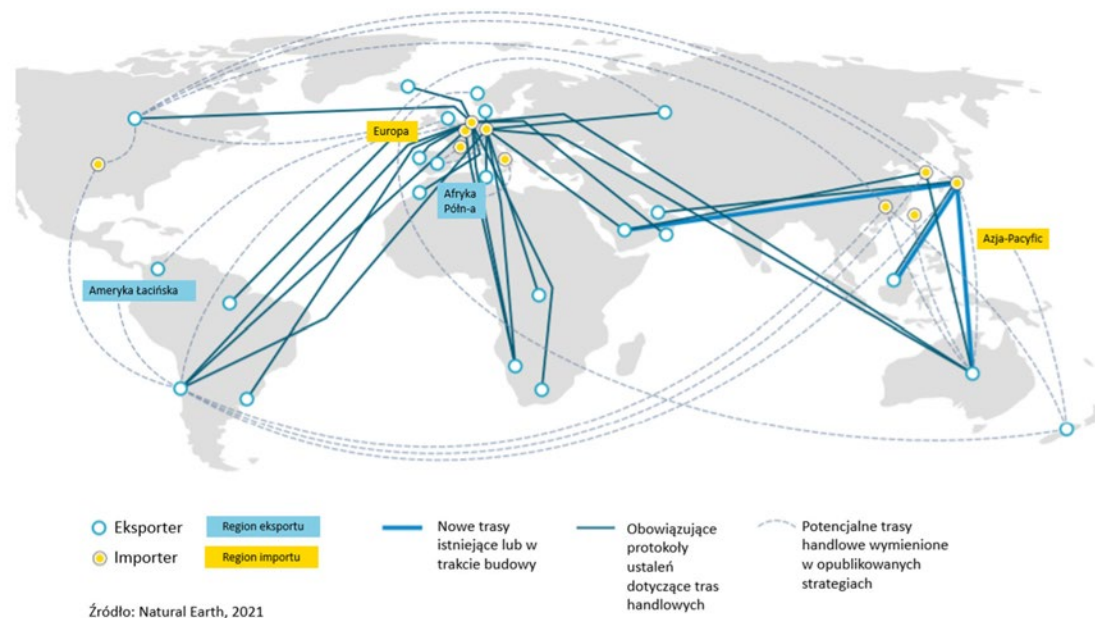
lionów ton zielonego wodoru i 50 milionów ton niebieskiego H₂. Transport wodoru realizowany będzie rurociągami lub statkami przewożącymi amoniak (NH₃), wykorzystywany jako stabilny i pojemny nośnik wodoru.

Przewiduje się, że przynajmniej połowa wyprodukowanego w 2050 roku wodoru będzie przetransportowana za pomocą istniejących sieci gazu ziemnego, które do tego czasu zostaną przystosowane do transportu wodoru. Stanowią one najtańszą opcję przewozu czystego wodoru, przy kosztach rzędu 0,08-0,12 USD/kg na 1 000 km w 2050 roku. Pozostały wolumen będzie dystrybuowany statkami transportującymi amoniak.

Koszty dystrybucji wodoru nowymi, dedykowanymi rurociągami będą dwukrotnie wyższe i wyniosą 0,16-0,24 USD/kg na każde 1 000 km, ale nadal nie przewyższą cen transportu morskiego na dystansach 3 000-5 000 km [11]. Ponowne wykorzystanie części dzisiejszej sieci gazowej wystarczyłoby do zaspokojenia przyszłych potrzeb i handlu na skalę lokalną i globalną. Natomiast w sytuacji obrotu amoniakiem prognozuje się prawie 25-krotny wzrost w odniesieniu do obecnego poziomu.

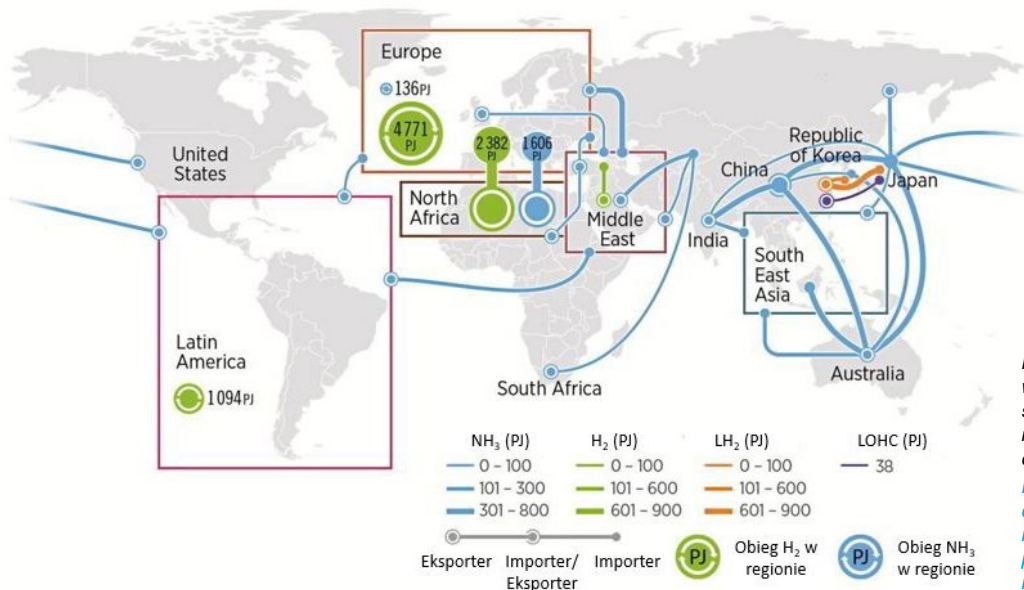
Nowe łańcuchy dostaw zmieniają dotychczasowe trasy i kierunki. Chile, Afryka Północna i Hiszpania predysponowane są do bycia największymi eksporterami wodoru w 2050 r. Afryka Północna i Hiszpania z uwagi na wysokiej jakości zasoby słoneczne oraz bliskość północno-zachodniej Europy (połączenia gazowe z europejską siecią), będą miały zapewniony znaczący rynek zbytu na wodór. Maroko – które obecnie jest importerem szarego amoniaku – ma z kolei szansę stać się wiodącym eksporterem zielonego amoniaku. Przewiduje się, że wraz z Australią i Stanami Zjednoczonymi będzie odpowiadać w 2050 roku za trzy czwarte globalnego rynku handlu amoniakiem. Taka zmiana oznaczałaby dla Maroka przejście z roli importera energii do eksportera. Oczekuje się, także, że Japonia, Republika Korei i reszta Europy będą importować prawie całe swoje zapotrzebowanie na wodór i amoniak [11].

Przy zastosowaniu podstawowych założeń źródła IRENA dotyczących wydatków kapitałowych i średniego ważonego kosztu kapitału (ang. *Weighted Average Cost of Capital*, WACC), następujące kraje i regiony najprawdopodobniej dołączą do grupy importerów wodoru lub amoniaku: Argentyna, Indonezja, Ameryka Łacińska, Bliski Wschód, reszta Azji i Turcja. We wszystkich tych lokalizacjach WACC przyjmuje wysokie wartości (rys. 10).



Rys. 9 Rozwijająca sieć ścieżek handlowych wodoru, planów i porozumień [11]

Fig. 9 Developing network of hydrogen commercial pathways, plans and agreements [11]



Rys. 10 Globalna mapa handlu czystym wodorem w 2050 roku (przy optymistycznych założeniach technologicznych), mierzona w petadžulach (120 PJ odpowiada milionowi ton wodoru) [12]

Fig. 10 Global trade map for clean hydrogen in 2050 (under optimistic technological assumptions), measured in petajoules (120 PJ corresponds to one million tonnes of hydrogen) [12]

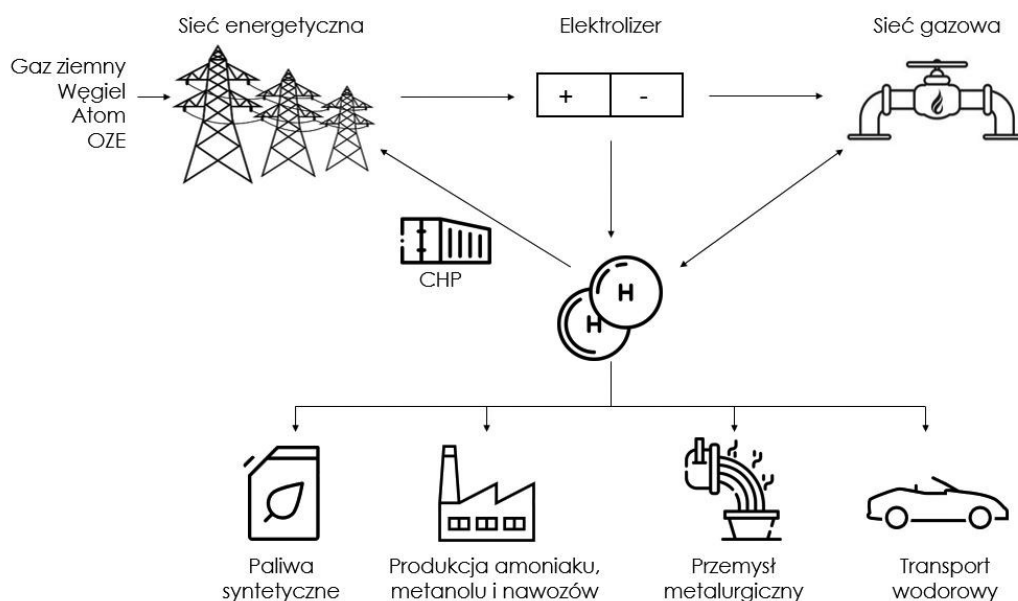
3. Wodór jako narzędzie integracji sektorów w nowym modelu energetyki

3.1. Integracja międzysektorowa

W Polsce brakuje międzysektorowych powiązań (ang. *sector coupling*) służących zwiększeniu stopnia współpracy między sektorem energetycznym, gazowym a transportem i przemysłem. Strategia integracji sektorów polega na maksymalizacji sprawności całego łańcucha przemian i zwiększeniu elastyczności zintegrowanych sektorów poprzez współpracę np. sektora elektroenergetycznego z transportowym lub sektora elektroenergetycznego z gazowniczym, co w konsekwencji sprzyja dekarbonizacji i prowadzi do osiągnięcia benefitów ekonomicznych. Realizacja tej koncepcji polega na zacieśnieniu współpracy wytwórców i odbiorców energii przy zastosowaniu technologii wodorowych oraz nadawaniu nowej roli komponentów istniejących wcześniej, niezależnych systemów. Przykładem, może być wykorzystanie systemu przesyłowego i dystrybucyjnego gazu ziemnego jako układu do magazynowania i transportu wodoru. Strategia integracji międzysektorowej ściśle zależy od tego jaki kierunek zmian obierze energetyka, na co wpływ ma także sytuacja

geopolityczna w kraju i na świecie. Strategia ta jest kluczowym komponentem koncepcji gospodarki wodorowej, która wskazuje ten gaz jako paliwo lub substrat do produkcji nośników energii stosowanych w energetyce, gazownictwie i transporcie oraz związków chemicznych wykorzystywanych w przemyśle. Jednym ze sposobów uzyskania takiej integracji jest wdrożenie technologii wodorowych skonsolidowanych z odnawialnymi źródłami energii. Produkcja wodoru bazuje na wykorzystaniu wysokosprawnych elektrolizerów nisko – i wysokotemperaturowych zintegrowanych z OZE, konwencjonalnymi źródłami energii lub elektrownią jądrową. W zależności od otrzymanych z wodoru produktów wyróżnia się układy power-to-gas, P2G (produktami są syntetyczne paliwa gazowe), układy power-to-liquid, P2L (paliwa ciekłe), układy power-to-ammonia, P2A (amoniak), układy power-to-X, P2X (inne związki chemiczne).

Nawiązując do schematu przedstawionego na rys. 11, wyprodukowany w elektrolizerach wodór może być użyty do produkcji energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu (ang. *Combined Heat and Power*; CHP) zasilając w ten sposób sieć energetyczną, wspieraną również przez klasyczne elektrownie oparte na paliwach kopalnych, energię nuklearną czy tę pochodzącą z OZE. Dodatkowo wodorem można



Rys. 11 Poglądowy schemat roli wodoru pochodzącego z elektrolizerów dostarczających gaz do sieci w integracji sektora energetycznego i gazowniczego

Fig. 11 Illustrative diagram of the role of hydrogen from electrolyzers supplying gas to the grid in the integration of the electric power and gas sectors

domieszkować gaz ziemny i zatłaczać go do istniejącej sieci gazowej. Poza wymienionymi gałęziami przemysłu, wodór stosowany jest także w przemyśle metalurgicznym, transporcie, w procesie produkcji amoniaku, metanolu, nawozów czy też paliw syntetycznych np. syntetycznego gazu ziemnego (*Synthetic Natural Gas*, SNG). Do wytwarzania SNG oprócz wodoru wymagany jest dwutlenek węgla (CO_2), który może pochodzić przykładowo z elektrowni węglowych, obniżając tym samym koszty związane z emisją gazów cieplarnianych. Wodór i tlenek węgla (CO) mogą być wykorzystane na potrzeby produkcji ciekłych paliw węglowodorowych (np. w wyniku reakcji Fischera-Tropscha).

Głębsza integracja sieci gazowniczej, ciepłowniczej oraz sektora elektroenergetycznego może skutkować wzrostem znaczenia tej pierwszej. Stwarza to możliwość wykorzystania gazowych magazynów energii w postaci układów power-to-gas-to-power P2G2P lub P2P, instalacji z ogniwami do produkcji energii elektrycznej z gazu (fuel cell-based gas-to-power, FC-G2P) oraz wysokosprawnej kogeneracji z użyciem ogniw paliwowych (fuel cell-based combined heat and power, FC-CHP).

Strategia integracji sektorów oparta na wykorzystaniu wodoru perspektywnie może umożliwić wzrost mocy zainstalowanej elektrolizerów powyżej 20 GW w dalszym horyzoncie czasowym w skali kraju. Warto nadmienić, że założona w PSW moc instalacji wytwarzania wodoru dla roku 2030 określona została na poziomie 2 GW. Skuteczność realizacji tej koncepcji wymaga odpowiedniego systemu legislacyjnego, stałego kierunku działań i centralnego finansowania pozwalającego wdrożyć oraz wykorzystać potencjał technologii wodorowych opartych na wysokosprawnej elektrolizie.

3.2. Dekarbonizacja przemysłu i transportu

Raport United Nations Industrial Development Organization (UNIDO) ze specjalnej sesji tematycznej Towards Hydrogen Societies z dnia 12.12.2018 [13] jednoznacznie podkreśla znaczenie technologii wodorowych w dekarbonizacji przemysłu i energetyki. Obecnie, zastosowanie przemysłowe wodoru można odnaleźć w:

- przemyśle spożywczym m.in. w procesie utwardzania tłuszczów ciekłych, czyli przy produkcji na przykład margaryny,
- przemyśle metalurgicznym do redukcji rud metali,
- przemyśle chemicznym, stanowi główny składnik do syntezy amoniaku, alkoholu metylowego i ich pochodnych,
- przemyśle kosmicznym, jako paliwo raketowe,
- rafineriach, które wykorzystują ok. 30% światowego zapotrzebowania na wodór dla potrzeb przemysłowych.

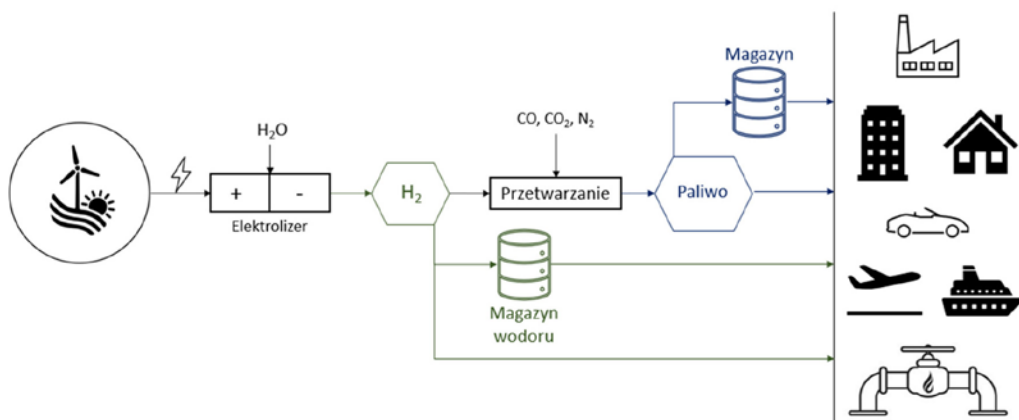
Szacuje się, że w 2018 r. całkowity wolumen rynku wodoru w Polsce wyniósł ok. 1,6 mln ton. Za większość tej objętości odpowiada wodór o klasie czystości 2.5 – 4.0 (99,5% – 99,99%), zużywany przez zakłady chemiczne, rafineryjne, hutnictwo oraz energetykę. Wodór o najwyższej czystości, czyli klasie 5.0 (99,999%) stosowany jest obecnie głównie w przemyśle spożywczym, chemicznym.

Raport przedstawiany przez FCH JU „Hydrogen Roadmap Europe” wskazuje, że poziom produkcji wodoru klasy od 2.5 do 4.0 do celów przemysłowych pozostanie na niezmiennym poziomie. Natomiast zdecydowanie wzrośnie zapotrzebowanie na wodór o klasie czystości 5.0, z uwagi na rosnącą jego rolę w transporcie, który obecnie odpowiada za ok. 30% emisji w UE, co jest adekwatne emisji ok. 1000 Mt CO_2 w ciągu roku [14]. Rozwiązaniem może być użycie paliwa z zerowym śladem węglowym, jakim np. jest zeroemisyjny wodór. Mając na uwadze aktualny stopień rozwoju przesyłowej i magazynowej infrastruktury wodorowej, ważnym elementem jest stosowanie alternatywnych nośników wodoru, do których zalicza się syntetyczny metan (SNG), amoniak, alkohole (głównie etanol i metanol) czy eter dimetylowy (DME). Uważa się ponadto, że sektor transportu mógłby w stosunkowo łatwy sposób wdrożyć zastosowanie SNG na wielką skalę w formie sprężonej (20-25 MPa – CNG) lub ciekłej (LNG) do zasilania użytkowanych obecnie oraz nowych pojazdów spalinywych. Powstały już całe łańcuchy technologiczne wraz z sieciami stacji tankowania oraz flotami dedykowanymi do wykorzystania CNG i LNG przede wszystkim w transporcie ciężkim. Warto dodać, że aktualnie na świecie porusza się ok. 18 milionów pojazdów zasilanych gazem ziemnym. Wdrożenie w transporcie na masową skalę SNG, LNG i CNG wymagałoby wprowadzenia układów sekwestracji CO_2 ze spalin w blokach węglowych i/lub gazowych, z uwagi na zapotrzebowanie na dwutlenek węgla w reakcji z wodorem.

Obecnie, wyzwaniem jest zastąpienie konwencjonalnych źródeł energii we wszystkich gałęziach gospodarki z uwagi na silne powiązania jej poszczególnych sektorów. W tej działalności z pomocą przychodzą technologie Power-to-X (P2X), opisane poniżej, wspomniane wcześniej, dla których kluczowe są elektrolizery umożliwiające wytwarzanie wodoru o wysokiej klasie czystości przy jednoczesnym odejściu od paliw kopalnych. Koncepcja P2X została przedstawiona na rys. 12.

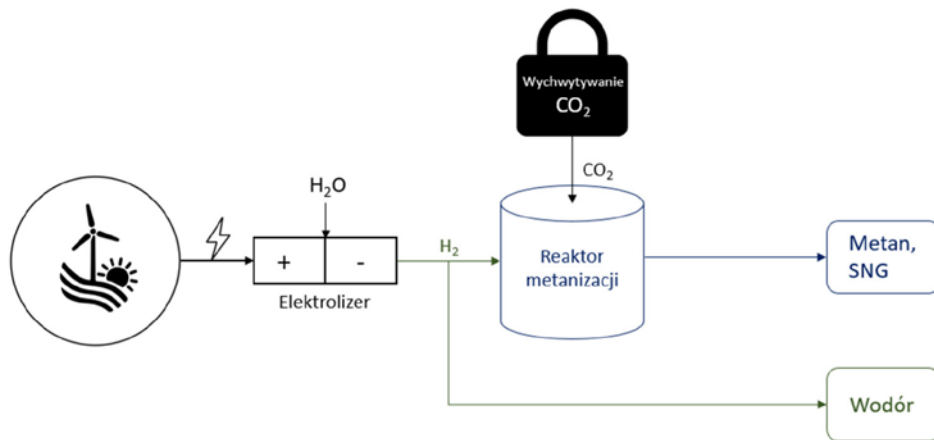
3.3. Power-to-Hydrogen i Power-to-Gas

Technologie Power-to-Gas (P2G) zorientowane są na produkcję paliw w postaci gazowej (głównie wodoru i metanu) z energii z OZE. Najbardziej energochłonnym procesem składowym cyklu przemian w instalacjach P2G jest elektroliza wody. Szczególną uwagę należy zwrócić na sprawność tego procesu. W kolejnym kroku, wyprodukowany wodór można sprężyć i zmagazynować (P2H) lub wykorzystać jako substrat w reakcji metanizacji do produkcji metanu (CH_4 , SNG). Do jego syntezy, oprócz wodoru, potrzebny jest również dwutlenek węgla, pozyskiwany ze źródeł biogeny i/lub przemysłowych. Do pierwszych z nich zalicza się biogazownie i inne formy utylizacji biomasy oraz powietrze atmosferyczne. Źródłami przemysłowymi są natomiast gazy odlotowe z produkcji cementu lub wapna, gazy odlotowe z elektrowni opalanych paliwami kopalnymi lub biomasą czy spalarni odpadów. Koncepcję technologii P2G przedstawiono na rys. 13.

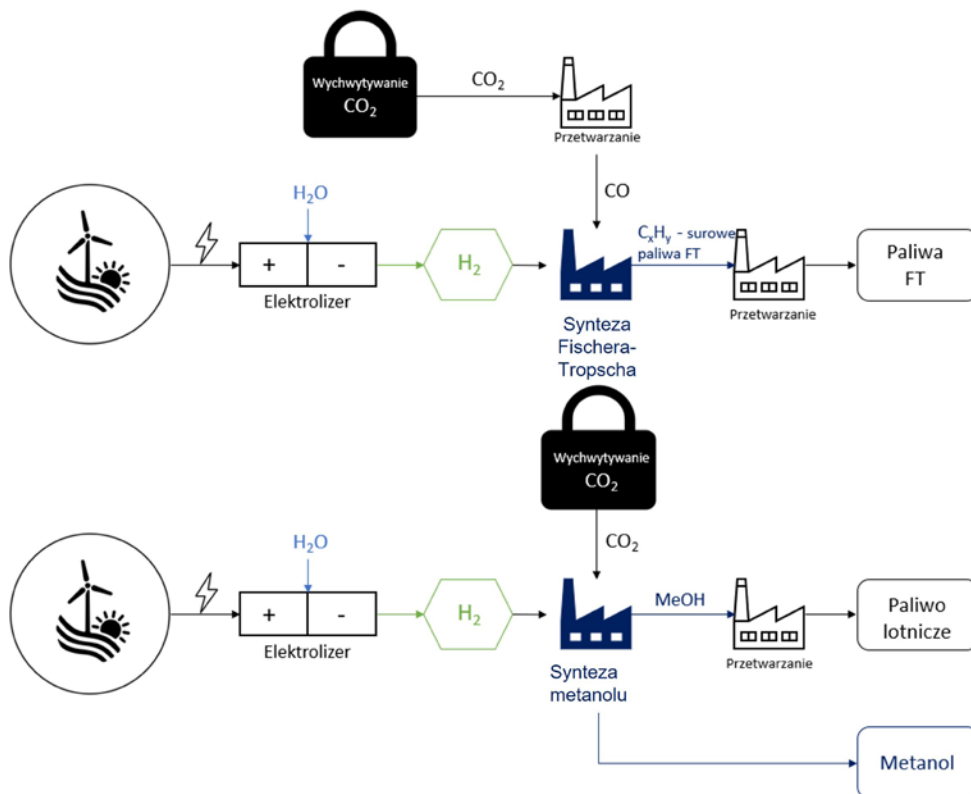


Rys. 12 Uproszczony schemat ideowy układu PtX

Fig.12 Simplified schematic diagram of the PtX system



Rys. 13 Uproszczony schemat ideowy układów PtG
Fig.13 Simplified schematic diagram of PtG systems



Rys. 14 Uprozczone schematy ideowe dwóch podstawowych wariantów działania instalacji PtL
Fig.14 Simplified conceptual diagrams of the two basic variants of the PtL system

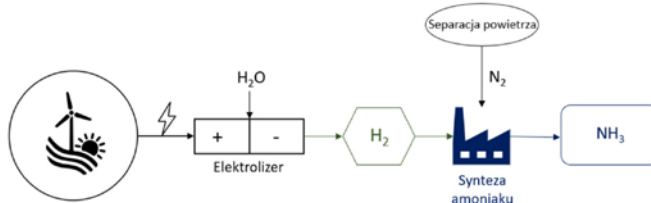
3.4. Power-to-Liquid

Power-to-liquid to proces produkcji ciekłych węglowodorów, takich jak paliwo lotnicze, metanol i płynne paliwa uzyskiwane na drodze syntezy Fischera-Tropscha (FT). Proces ten można podzielić na dwie główne ścieżki: produkcja paliwa lotniczego i metanolu oraz produkcja paliw FT. Substratem wejściowym jest wodór, a różnica przejawia się w innej konfiguracji procesu (rys. 14).

3.5. Power-to-Ammonia

Wytwarzanie amoniaku odpowiada za 3% globalnej emisji CO₂ wynikającej z produkcji opartej na paliwach kopalnych i jest drugim na świecie najintensywniej wytwarzanym związkem chemicznym. Wdrożenie koncepcji Power-to-Ammonia przy wykorzystaniu energii z OZE do produkcji w elektrolizerze wodoru pozwoli osiągnąć cel neutralności węglowej procesu syntezy amoniaku. Na świecie realizowanych jest wiele projektów (tab. 8) wdrażających tę koncepcję.

Zielony amoniak może być przechowywany lub bezpośrednio wykorzystywany jako bezemisyjny surowiec do produkcji chemikaliów lub paliwo dla elektrowni i jednostek transportu ciężkiego. Koncepcję P2A zobrazowano na rys. 15.



Rys. 15 Schemat ideowy układu PtA
Fig.15 Schematic diagram of the PtA system

4. Podsumowanie

Wodór, jako nośnik energii, wraz z innowacyjnymi technologiami energetycznymi jest fundamentem niskoemisyjnej gospodarki wodorowej. Wdrożenie tej koncepcji, oprócz walorów środowisko-

Tabela 8 Wybrane projekty PtA realizowane na świecie [15]

Table 8 Selected PtA projects worldwide [15]

Projekt/realizacja	Opis	Realizatorzy	Kraj realizacji
Budowa i rozwój wielkoskalowej instalacji do produkcji ekologicznego amoniaku	Produkcja w I fazie 100 000 ton zielonego amoniaku rocznie o mocy elektrolizera ok. 300 MW zasilanego energią słoneczną o mocy 500 MW. Obiekt ma stanąć w Specjalnej Strefie Ekonomicznej Duqm Omanu. Oczekuje się, że po pełnym rozwinięciu zakład będzie produkować do 1,2 miliona ton zielonego amoniaku rocznie.	Scatec ASA i ACME Group	Oman
The HYPOR® Duqm green ammonia project	Budowa obiektu o mocy 250 – 500 MW (faza I) wykorzystującego energię wiatrową i słoneczną do produkcji zielonego amoniaku. Finalizacja projektu ma nastąpić w 2026 r.	Deme Concessions i OQ Alternative Energy	Oman
Iverson eFuels	Budowa elektrowni w Saudzie o mocy 240 MW elektrolizera, produkująca 600 ton dziennie (lub ponad 200 000 ton rocznie) zielonego amoniaku za pomocą OZE. Właściciele zamierzają w przyszłości zwiększyć tę zdolność. Projekt ma się rozpocząć w 2023 r., zaś pełna eksploatacja w 2027 r.	Hy2gen, Trafigura i Copenhagen Infrastructure Partners	Norwegia
Catalina	W pełnym rozmiarze 5 GW połączonych mocy wiatrowych i słonecznych będzie zasilać 2 GW elektrolizerów, które produkują około 160 000 ton zielonego wodoru rocznie (30% obecnego zapotrzebowania Hiszpanii na wodór).	Copenhagen Infrastructure Partners, Fertiberia i Vestas z Enagás (właściciel hiszpańskiej krajowej sieci gazowej) i Naturgy (hiszpański zakład gazowo-elektryczny)	Hiszpania
H ₂ biscus Project	Budowa fabryki o rocznej zdolności produkcyjnej 630 000 ton zielonego amoniaku, 600 000 ton niebieskiego amoniaku, 460 000 ton zielonego metanolu i 7000 ton zielonego wodoru.	Samsung Engineering, POSCO i Lotte Chemical wraz z Sarawak Economic Development Corporation	Malezja

wych, pozwoli efektywniej wykorzystywać surowce energetyczne i infrastrukturę przesyłową. Nie bez znaczenia jest fakt zwiększenia bezpieczeństwa zasilania i wyższego stopnia niezależności energetycznej w regionie. Obecnie w Polsce realizowane są prace i projekty ukierunkowane na opracowanie krajowych rozwiązań, tzw. tworzenia local content, których wdrożenia mogą przyczynić się do realnej budowy polskiej gospodarki wodorowej. Centrum Technologii Wodorowych Instytutu Energetyki, które jest aktywnym uczestnikiem tworzenia gospodarki wodorowej, posiada już osiemnastoletnie doświadczenie w tym obszarze, aktywnie uczestniczy w kluczowych pracach, tworząc i udoskonalając technologię i procesy wytwórcze, rozwijając własne kompetencje we współpracy z otoczeniem naukowym, środowiskiem akademickim, przemysłem i energetyką. Synergia działań i ścisła współpraca wielu podmiotów są kluczowymi elementami rozwoju krajowego łańcucha wartości technologii wodorowych, którego budowa jest jednym z celów Polskiej Strategii Wodorowej oraz Porozumienia sektorowego na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej. ■

LITERATURA

- [1] "Ammonia Energy Association." <https://www.ammoniaenergy.org/articles/>.
- [2] "Bezpieczne magazynowanie wodoru ecoprius." <https://ecoprius.pl/pl/bezpieczne-magazyny-wodoru.html>.
- [3] "BloombergNEF" <https://about.bnef.com/>.
- [4] Brodacki D. et al., 2021. "Zielony wodór z OZE w Polsce. Wykorzystanie energetyki wiatrowej i PV do produkcji zielonego wodoru jako szansa na realizację założeń Polityki Klimatyczno-Energetycznej UE w Polsce". [Online]: <http://psew.pl/raport-zielony-wodor/>.
- [5] Cao Y., Y. Yang, X. Zhao, and Q. Li, "A Review of Seasonal Hydrogen Storage Multi-Energy Systems Based on Temporal and Spatial Characteristics," *J. Renew. Mater.*, vol. 9, no. 11, pp. 1823–1842, 2021, doi: 10.32604/jrm.2021.015722.
- [6] "Greenhouse gas emissions from transport in Europe. European Environment Agency," 2021. <https://www.eea.europa.eu/ims/greenhouse-gas-emissions-from-transport>.
- [7] IRENA, "Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor," 2022.
- [8] IRENA, "World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway," 2022.
- [9] Jędra M., "Transformacja energetyczna w Polsce," 2022. [Online]: <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/transformacja-2021>.
- [10] Jorschick H., M. Vogl, P. Preuster, A. Bösmann, and P. Wasserscheid, "Hydrogenation of liquid organic hydrogen carrier systems using multicomponent gas mixtures," *Int. J. Hydrogen Energy*, 2019.
- [11] Kupecki J. et al., "Analiza potencjału technologii wodorowych w Polsce do roku 2030 z perspektywą do 2040 roku. W ramach programu priorytetowego nr 5.1.1 "Wsparcie Ministra Klimatu w zakresie realizacji polityki klimatycznej Cześć 1) Ekspertyzy, opracowania, realizacja zobow." [Online]: http://tekstowa-bip.nfosigw.gov.pl/download/gfx/nfosigw/pl/nfoeks-pertyzy/858/236/1/analiza_potencjalu_tehnologii_wodorowych_opracowanie_20210621_2.pdf.
- [12] Kupecki J., M. Skrzypkiewicz, and M. Blesznowski, "Towards Hydrogen Societies: Expert Group Meeting Current advancements in hydrogen technology and pathways to deep decarbonisation," 2018.
- [13] Motylinski K., M. Wierzbicki, s. Jagielski, and J. Kupecki, "Investigation of off-design characteristics of solid oxide electrolyser (SOE) operated in endothermic conditions," *E3S Web Conf.*, vol. 137, p. 1029, 2019, doi: 10.1051/e3sconf/201913701029.
- [14] Rao P. C. and M. Yoon, "Potential Liquid-Organic Hydrogen Carrier (LOHC) Systems: A Review on Recent Progress," *Energies*, vol. 13, no. 22, 2020, doi: 10.3390/en13226040.
- [15] Sdanghi G., G. Maranzana, A. Celzard, and V. Fierro, "Review of the current technologies and performances of hydrogen compression for stationary and automotive applications," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 102, pp. 150–170, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.11.028>.