



# Kierunki rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce

Warszawa, grudzień 2019 r.

Autorzy: Magdalena Maj, Aleksander Szpor

Współpraca: Andrzej Jarząbek, Adam Juszcak, Helena Wanat

Redakcja merytoryczna: Piotr Arak

Redakcja: Jakub Nowak, Małgorzata Wieteska

Projekt graficzny: Anna Olczak

Współpraca graficzna: Liliana Gałązka, Tomasz Gałązka, Sebastian Grzybowski

Polski Instytut Ekonomiczny

Al. Jerozolimskie 87

02-001 Warszawa

© Copyright by Polski Instytut Ekonomiczny

ISBN 978-83-66306-61-5

# Spis treści

Wykaz akronimów .....	4
Kluczowe wnioski .....	5
Wprowadzenie .....	7
1. Produkcja wodoru .....	10
Właściwości fizyczne i chemiczne wodoru .....	10
Opis technologii i kosztów produkcji wodoru .....	11
Przegląd produkcji wodoru na świecie i w Polsce .....	13
2. Magazynowanie wodoru .....	14
Założenia .....	14
Zbiorniki metalowe .....	14
Podziemne magazyny gazu .....	15
3. Transport wodoru .....	22
4. Zastosowanie wodoru .....	25
Przegląd zastosowań wodoru na świecie .....	25
Potencjalne zastosowania wodoru .....	28
Oczyszczanie wodoru .....	31
Bezpieczeństwo w użytkowaniu wodoru .....	33
Bibliografia .....	35

# Wykaz akronimów

B+R	badania i rozwój
°C	stopień Celsjusza
CCS	sekwestracja (wychwytywanie i magazynowanie) dwutlenku węgla ( <i>Carbon Capture And Storage</i> )
CCUS	wychwytywanie, magazynowanie i wykorzystanie dwutlenku węgla ( <i>Carbon Capture, Use And Storage</i> )
CO <sub>2</sub>	dwutlenek węgla
GWh	gigawatogodzina
KE	Komisja Europejska
kW	kilowat
kWh	kilowatogodzina
MW	megawat
OZE	odnawialne źródła energii
PEM	elektroliza alkaliczna z membraną wymieniającą protony ( <i>Proton Exchange Membrane</i> )
PLN	nowy złoty polski
SOE	elektroliza stałotlenkowa ( <i>Solid Oxide Electrolysis</i> )
TWh	terawatogodzina
VTOL	statki powietrzne pionowego startu i lądowania ( <i>Vertical Take Off and Landing</i> )

# Kluczowe wnioski

- Malejący dostęp do zasobów paliw kopalnych oraz potrzeba ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> stymulują poszukiwania nowych nośników i źródeł energii. Wodór wskazuje się często jako jedno z najatrakcyjniejszych rozwiązań, gdyż jest najbardziej rozpowszechnionym pierwiastkiem na kuli ziemskiej, a podczas jego spalania lub reakcji w urządzeniach elektrochemicznych, takich jak ogniwa paliwowe, nie wydzielają się praktycznie żadne szkodliwe substancje.
- Produkcja wodoru w większości odbywa się przez reforming parowy metanu. Proces ten jest konkurencyjny cenowo, jednak wiąże się z emisją CO<sub>2</sub>. Zastosowanie metod sekwestracji CO<sub>2</sub> znacznie zwiększa koszt produkcji wodoru. Dodatkowo, wyprodukowany wodór wymaga oczyszczenia. Rozwijającą się od kilku dekad alternatywą dla produkcji wodoru jest elektroliza wody. W przyszłości elektrolizery wody zasilane z odnawialnych źródeł energii mają szansę stać się głównym źródłem wodoru, stwarzając tym samym możliwość niezależenia się od dostaw gazu i ograniczenia emisji. Jednak aby wodór stał się paliwem powszechnie używanym w polskiej energetyce nie wystarczy wykorzystanie nadwyżek z instalacji OZE. Zgodnie z Krajowym planem na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030, produkcja energii elektrycznej z OZE ma pokryć rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną w sieci. Rozwiązaniem tego problemu może być import wodoru (w formie sprężonego lub upłynnionego gazu) lub w dalszym horyzoncie budowa specjalnych farm OZE w optymalnych geograficznie lokalizacjach, przeznaczonych do wytwarzania wodoru. W tym zakresie istotny jest potencjał farm wiatrowych *off-shore*.
- Skala wykorzystania wodoru w gospodarce jest silnie uzależniona od rozwiązania dwóch problemów z magazynowaniem tego gazu – jego wysokiej dyfuzyjności i niskiej wolumetrycznej gęstości energii. Badania wskazują, że jednym z głównych rozwiązań mogą być zbiorniki podziemne, a w szczególności wyeksploatowane złoża węglowodorów czy też kawerny solne. Ze względu na właściwości soli, kawerny są szczególnie interesującym sposobem magazynowania, charakteryzującym się wysoką szczelnością.
- Szerokie zastosowanie wodoru w gospodarce wymaga również efektywnego sposobu jego transportowania. Ze względu na wspomniane wcześniej właściwości wodoru, tworzenie dedykowanej infrastruktury do przesyłu wodoru (bez łączenia z gazem ziemnym) – jak rurociągi czy instalacje skraplania – jest kapitałochłonne. Aby ominąć tę barierę, możliwe jest wykorzystanie istniejącej infrastruktury gazowej, w której gaz ziemny można łączyć z wodorem przez jego domieszkowanie. Proces ten może być realizowany w kolejnych etapach modernizacji infrastruktury, pozwalających na stopniowe zwiększanie udziału wodoru w gazie sieciowym.
- Wodór jest nie tylko nośnikiem energii, ale również ważnym surowcem w przemyśle rafineryjnym i chemicznym, który

niełatwo będzie zastąpić. Przyjęty w UE cel neutralności klimatycznej będzie jednak wymuszał stosowanie wodoru bezemisyjnego, tzn. produkowanego w procesie elektrolizy z OZE (zielony wodór) lub z paliw kopalnych (szary wodór), ale z wykorzystaniem CCS. Nowe segmenty zastosowania wodoru upatruje się w produkcji stali, transporcie i ciepłownictwie. W transporcie może mieć szczególne zastosowanie w pojazdach autonomicznych, pojazdach ciężkich i długodystansowych. Wodór w ogniwach paliwowych może być używany jako zasilanie rezerwowe, gdy wymagany jest wysoki poziom niezawodności dla ciągłości pracy firmy lub sprzętu, np. w systemach łączności i sterowania, gdzie obecnie stosuje się akumulatory i generatory Diesla.

→ Mimo niekwestionowanych korzyści płynących ze stosowania czystego wodoru, jego rozpowszechnienie będzie napotykać na liczne bariery. Oprócz samych

kosztów produkcji, także związanych z uzależnieniem od dostępu do optymalnych lokalizacji OZE, wynika to przede wszystkim ze stosunkowo wysokich kosztów magazynowania oraz możliwości i znacznych kosztów transportu czystego wodoru.

→ Zaniedbywane dotąd rozpoznawanie potencjału wodoru w polskiej gospodarce powinno zostać przyspieszone. Wymaga to przeprowadzenia szczegółowej analizy potencjałów najważniejszych uczestników tego rynku, należą do nich podmioty odpowiedzialne za produkcję energii elektrycznej i ciepłej, transport morski i logistykę, infrastrukturę przesyłową i dystrybucyjną gazu oraz przemysł naftowy, chemiczny, motoryzacyjny i stalowy. Współpraca tych podmiotów, które posiadają wystarczający potencjał będzie niezbędnym warunkiem dla stworzenia synergii w tworzeniu rynku wodoru w Polsce.



# Wprowadzenie

Według danych Międzynarodowej Agencji Energii w 2017 r. ponad 80 proc. energii na świecie uzyskano z paliw kopalnych. Zasoby te są jednak ograniczone i nawet jeśli perspektywa ich wyczerpania zdaje się być odległa w czasie, to bieżącą kwestią pozostaje wpływ ich stosowania na środowisko i klimat. Dodatkowo nierównomierne rozmieszczenie zasobów paliw sprawia, że są one narzędziem nacisków politycznych prowadzącym nieraz do otwartych konfliktów. Z tych powodów działania poszczególnych państw zmagają się do dywersyfikacji źródeł energii i zmniejszenia uzależnienia od importu paliw kopalnych. Jedną z metod na osiągnięcie tych celów może być rozwój gospodarki wodorowej.

Wodór jest nośnikiem, którego użycie do produkcji energii może wiązać się z zerową emisją gazów cieplarnianych. Ilość wodoru występująca w przyrodzie jest praktycznie niewyczerpywalna, a jego zastosowanie – bardzo szerokie: może służyć do napędu różnego rodzaju środków transportu, takich jak samochody, koleje, statki wodne lub kosmiczne. Obecnie częściowo a w perspektywie całkowicie można zastąpić nim inny nośnik energii – gaz ziemny w przemyśle chemicznym czy metalurgicznym (Folentarska i in., 2016). Szerokie zastosowanie wodoru pozwala zakładać częściowe rozwiązanie problemu dekarbonizacji. Zastąpienie wodorem paliw węglowodorowych czy węglowych wpływa na redukcję emisji zanieczyszczeń i gazów cieplarnianych oraz podnosi bezpieczeństwo energetyczne przez zmniejszenie zależności od importu. Dodatkowo przy produkcji energii elektrycznej zwiększa również elastyczność systemów elektroenergetycznych.

Wykorzystywanie wodoru jako nośnika energii może odgrywać zasadniczą rolę w gospodarce neutralnej pod względem emisji dwutlenku węgla. Jest to możliwe pod warunkiem, że wodór wytwarzany jest z energii odnawialnej w procesie elektrolizy jako tzw. „zielony wodór”, z gazu ziemnego lub z węgla z wychwytem CO<sub>2</sub> jako „niebieski wodór” (IRENA, 2019) bądź z energii jądrowej.

Unia Europejska od lat aspiruje do roli głównego aktora globalnych działań na rzecz klimatu. Starania poprzedniej i obecnej Komisji Europejskiej (KE) realizują wizję sprawiedliwej społecznie i racjonalnej kosztowo transformacji prowadzącej do zeroemisyjnej gospodarki. W *Długoterminowej Strategii do roku 2050* poprzedni skład KE zaprezentował osiem ścieżek realizacji długoterminowych celów określonych w porozumieniu paryskim – utrzymanie zmian klimatycznych na poziomie poniżej 2°C i wysiłki w celu redukcji tego wzrostu do 1,5°C. W przedstawionych scenariuszach założono różne możliwości dla sektorów gospodarczych, pozwalające zredukować emisję gazów cieplarnianych, tj.: zmniejszenie popytu na energię, wdrażanie nowych technologii opartych na źródłach bezemisyjnych czy wprowadzanie emisji ujemnych. Scenariusze przewidują także w różnym stopniu rozwój stosowania wodoru i e-paliw (tj. technologii *power-to-X*). Jeden z ośmiu scenariuszy, nazwany wodorowym, oparty na optymistycznych założeniach co do rozwoju technologicznego elektrolizerów przewiduje szczególnie wysoki udział tego paliwa w przemyśle, budownictwie i transporcie. Jest to możliwe dzięki przystosowaniu infrastruktury ciepłowniczej i przesyłowej gazu do włączenia około 50 proc. wodoru w 2050 r. Również scena-

riusz P2X przewiduje wysoki udział wodoru, choć głównie jako produktu wykorzystywanego w produkcji paliw syntetycznych (EC, 2018).

Także dokumenty rządowe Polski zawierają odniesienia do gospodarki wodorowej. W zintegrowanym krajowym planie na rzecz energii i klimatu, stworzonym zgodnie z zaleceniami rozporządzenia Komisji Europejskiej (Dz.U. L 328 z 11.12.2018, s. 16), założono rozwój mocy wytwórczych opartych na wodorze w celu wspierania rozwoju odnawialnych źródeł energii, a także w transporcie kolejowym, lotniczym oraz morskim. W strategii podkreślono konieczność inwestycji w badania i rozwój technologii wytwarzania, magazynowania i wykorzystania wodoru. Z kolei na poziomie wykonawczym ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych została wdrożona jako instrument wsparcia rozwoju infrastruktury wodorowej w transporcie samochodowym (Ministerstwo Aktywów Państwowych, 2019).

Temat wodoru w literaturze – szczególnie polskiej – jest jeszcze rozpatrywany w niewielkim zakresie. Nadal o wodorze mówi się jako o „paliwie przyszłości”. Jednak rozpoznanie możliwości rozwoju gospodarki energetycznej opartej na wodorze jest potrzebne już teraz, aby móc ją skutecznie wdrażać i zająć dobrą pozycję na światowych rynkach nowych technologii. W kontekście prawdopodobnego scenariusza wzrostu cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, przy jednoczesnym szybkim spadku kosztów OZE wdrożenie gospodarki wodorowej stanowi realną, a może nawet konieczną opcję

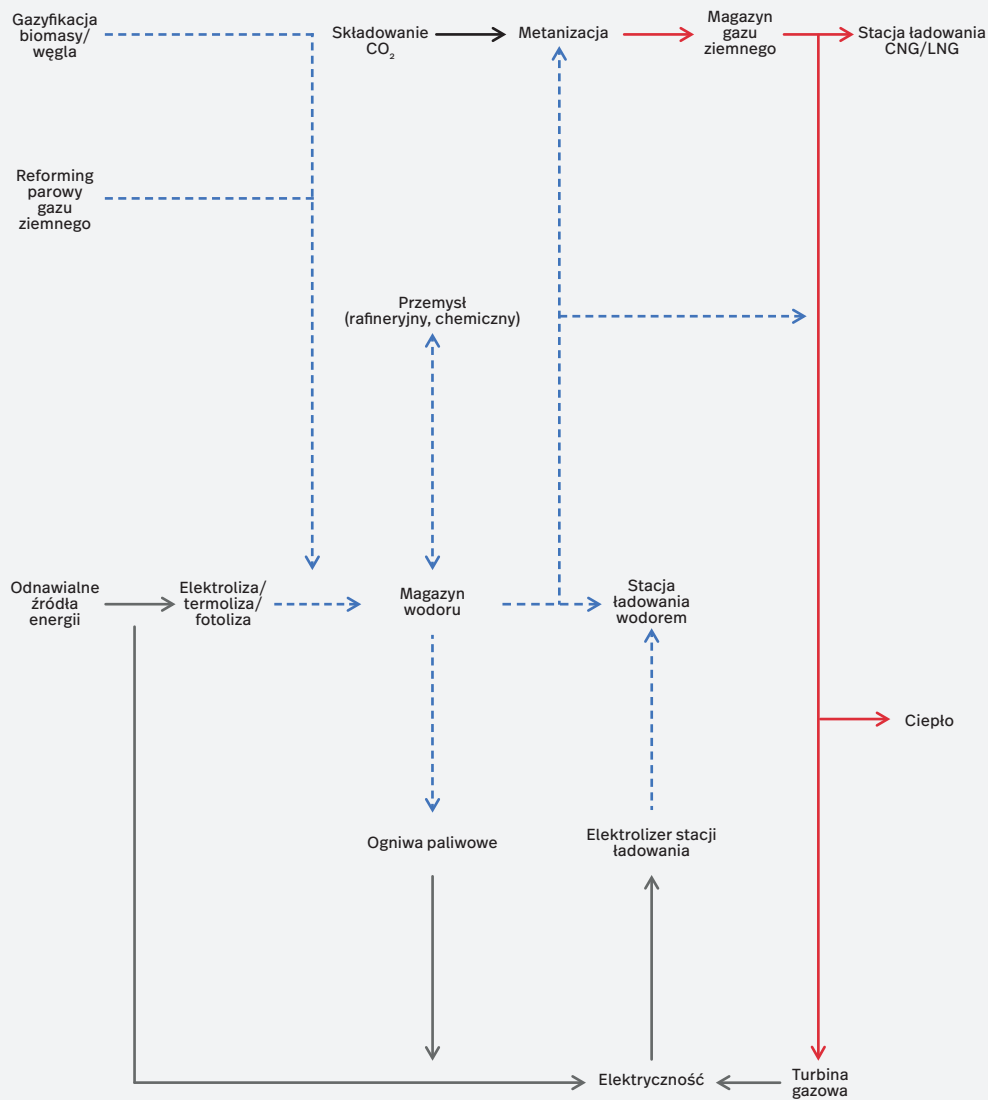
dekarbonizacji w Polsce. Nadmierny rozwój infrastruktury gazowej bez uwzględnienia roli wodoru może doprowadzić do tzw. osieroceń aktywów tych branż, które obecnie zależą od gazu, podobnie jak dzieje się to obecnie na świecie w przypadku firm zależnych od ropy i węgla.

Celem niniejszej publikacji jest określenie optymalnych kierunków rozwoju energetyki wodorowej w Polsce. W pierwszym rozdziale rozważamy możliwości produkcji krajowej lub importu wodoru z uwzględnieniem zmniejszenia emisyjności procesów produkcyjnych. W drugim rozdziale analizujemy możliwości magazynowania wodoru i optymalne dla Polski rozwiązania w tym zakresie. W trzecim rozdziale prezentujemy analizę rozwiązań w zakresie przesyłu i dystrybucji wodoru, koncentrując się na dopuszczalnej skali mieszania wodoru z gazem ziemnym. Na koniec przedstawiamy potencjalne zastosowania wodoru w gospodarce wskazując na najbardziej korzystne z polskiej perspektywy.

Każdy rozdział raportu rozpoczyna się opisem rozwoju gospodarki wodorowej na świecie ze szczególnym wyróżnieniem Europy, by na koniec nakreślić stan obecny i potencjał rozwoju w Polsce. Raport napisaliśmy w oparciu o powszechnie dostępne źródła, nie uwzględniając np. nieopublikowanych strategii przedsiębiorstw i danych. W raporcie nie omawiamy szczegółowo potencjalnej roli wodoru w transporcie tradycyjnym, ze względu na istniejące już opracowania poruszające ten temat.



### ➤ Schemat 1. Gospodarka energetyczna oparta na wodorze



--- Przesył wodoru w wybrany sposób

— Linie elektroenergetyczne

— Rurociąg CO<sub>2</sub>

— Rurociąg gazu ziemnego

Źródło: opracowanie własne PIE.

# 1. Produkcja wodoru

W niniejszym rozdziale opisujemy podstawowe właściwości wodoru, stanowiące o jego atrakcyjności, ale również będące wyzwaniem dla zwiększania jego roli w gospodarce. Omawiamy trzy główne technologie produkcji – reform-

ing parowy, gazyfikację węgla oraz elektrolizę wody, a także koszty z nimi związane. W dalszej kolejności pokazujemy powszechność i skalę wykorzystania poszczególnych technologii na świecie i w Europie, w tym w Polsce.

## Właściwości fizyczne i chemiczne wodoru

Wodór jest najlżejszym i najpowszechniej występującym pierwiastkiem w przyrodzie. Ma wysoką wartość energetyczną w przeliczeniu na jednostkę masy, lecz niewielką w przeliczeniu na jednostkę objętości (w warunkach normalnych). Jest to najbardziej rozpowszechniony pierwiastek na Ziemi (występujący głównie w postaci wody), jednak rzadko znajduje się w stanie wolnym. Dlatego jego wyekstraktowanie wymaga zużycia dużych ilości energii i jest bardzo kosztowne (Laidler, 2002).

Wodór ma odmienne właściwości w porównaniu do innych nośników energii, np. metanu.

Charakteryzuje się wysokim ciepłem spalania w przeliczeniu na masę, wysoką temperaturą samozapłonu, niską energią zapłonu, dużą dyfuzyjnością oraz małą gęstością masy i wolumetryczną gęstością energii (grawimetryczna gęstość energii jest najwyższa spośród paliw niejądrowych) (Biernat, Samson-Bręk, 2008). Większa lotność i wartość opałowa w stosunku do gazu ziemnego wpływa na przepustowość rurociągów wskutek możliwości zastosowania większej prędkości gazu. W efekcie wykonalny jest przesył znacznie większej ilości energii w jednostce czasu (Folentarska i in., 2016).

▼ Tabela 1. Gospodarka energetyczna oparta na wodorze

Właściwości	Wodór	Metan
Masa molowa [g/mol]	2,0	16,0
Gęstość (20°C, 1 atm) [kg/m <sup>3</sup> ]	0,08	0,67
Granice wybuchowości/palności w powietrzu [proc. obj.]	4-75	5,3-15
Temperatura samozapłonu w powietrzu [°C]	585	540
Temperatura wrzenia [°C]	-252	-162
Ciepło spalania [MJ/kg]	120,1	49,8
Prędkość spalania w powietrzu [m/s]	2,65-3,25	0,37-0,45
Minimalna energia zapłonu [mJ]	0,02	0,24
Dyfuzyjność w powietrzu [cm <sup>2</sup> /s]	0,63	0,2

Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie: Biernat, Samson-Bręk (2008); Deczyński, Żółtowski (2014); Mielczarek (2018).

## Opis technologii i kosztów produkcji wodoru

Klasyczne metody produkcji wodoru, jak reforming gazu ziemnego (SMR, *Steam Methane Reforming*), gazyfikacja węgla czy elektroliza wody są procesami wysoce energochłonnymi i nie pozostają bez wpływu na środowisko. Termochemiczne metody (reforming, gazyfikacja, piroliza) produkcji wodoru skutkują emisją dwutlenku węgla do atmosfery bezpośrednio albo pośrednio przez zużycie energii pochodzącej z emisyjnych źródeł energii.

Podczas reformingu parowego gaz ziemny reaguje z parą wodną w wysokiej temperaturze w obecności katalizatora, zaś produktem reakcji jest gaz syntezowy, inaczej syngaz. Syngaz to mieszanina wodoru i tlenu węgla oraz azotu (w przypadku zgazowania powietrzem), która może być dalej poddana procesom oddzielenia wodoru. Aby w metodzie tej ograniczyć emisje CO<sub>2</sub> powinno się także dołączać do niej technologię sekwestracji dwutlenku węgla. Jak na razie takie połączenie obniża jednak całościową sprawność procesu o ok. 5-14 proc. (The Royal Society, 2018).

Paliwa stałe, takie jak węgiel, biomasa czy odpady, mogą być stosowane do produkcji wodoru. W procesie gazyfikacji bez spalania, ale przy udziale ciepła, pary wodnej i tlenu, paliwo jest konwertowane na mieszaninę produktów: dwutlenku węgla, tlenu węgla, wodoru, metanu i innych węglowodorów, która jest dalej poddana procesowi reformingu. Gazyfikacja węgla czy biomasy w celu uzyskania wodoru charakteryzuje się niską efektywnością energetyczną, którą dodatkowo obniżyłoby zastosowanie sekwestracji dwutlenku węgla. Z kolei w procesie pirolizy nie stosuje się czynnika zgazowującego, co pozwala na produkcję wodoru bez emisji CO<sub>2</sub>. Głównym wyzwaniem w rozwoju tych metod jest obniżenie kosztów kapitałowych (The Royal Society, 2018). Możliwe jest wykorzystanie ciepła z elektrowni

jądrowych do produkcji wodoru z metanu w procesie elektrolizy jednak nadal potrzebne są wielkoskalowe instalacje do oceny efektywności tych metod (Bakhtyari, Makarem, Rahimpour, 2018; Serban i in., 2003).

Najmniej energochłonną metodą produkcji wodoru jest elektroliza. W tym procesie wodę poddaje się rozkładowi przez prąd elektryczny. Czysta woda ma niewielką zdolność do przewodzenia prądu, dlatego jako elektrolitów używa się innych substancji – wodorotlenków, kwasów czy zasad (np. roztwór kwasu siarkowego lub wodorotlenku sodowego), dzięki czemu proces elektrolizy zachodzi zdecydowanie szybciej. Wodór wyprodukowany podczas elektrolizy ma wysoką czystość, dochodzącą do 99,999 proc. (Biernat, Samson-Bręk, 2008). Wodę można także rozłożyć na pierwiastki składowe w procesie termolizy, podczas której jest podgrzewana do temperatury powyżej 2500°C i w procesie fotolizy, w której rozkład następuje pod wpływem światła słonecznego. Jednak do pełnej komercjalizacji tych metod potrzebny jest wzrost efektywności i spadek kosztów inwestycyjnych (Nikolaidis, Poullikkas, 2017).

Trzy główne techniki stosowane w procesie elektrolizy to elektroliza alkaliczna, elektroliza z membraną wymieniającą protony (PEM, *Proton Exchange Membrane*) i elektroliza stałotlenkowa (SOE, *Solid Oxide Electrolysis*). Elektroliza alkaliczna stosowana jest najpowszechniej i jest komercyjnie dostępna od dziesiątek lat. Trzecia z technologii SOE jest na etapie badań. Największym kosztem w tej metodzie są materiały odporne na działanie wysokich temperatur i duża energochłonność procesu. Elektroliza PEM jest bardziej wydajna niż alkaliczna, a problemy korozji i uszczelniania typowe dla SOE jej nie dotyczą. Elektrolizery alkaliczne mają niższe

koszty kapitałowe niż te z membraną wymieniającą protony, ale niższą sprawność elektryczną, przez co koszty energii elektrycznej są wysokie (El-Shafie, Kambara, Hayakawa, 2019).

▼ **Tabela 2.** Specyfika elektrolizerów alkalicznych, PEM i SOE

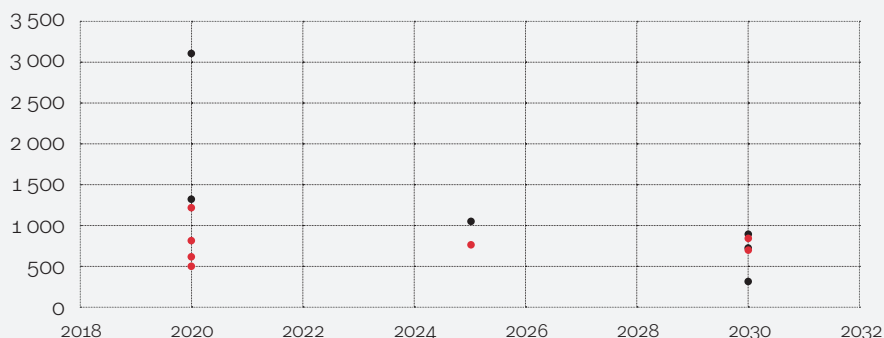
Elektrolizer	Alkaliczny	PEM	SOE
Dojrzałość technologii	Zaawansowana	Demonstracyjna	B+R
Temperatura [°C]	60-80	50-80	900-1 000
Ciśnienie [bar]	<30	<30	<30
Sprawność elektryczna [w proc.]	62-82	67-82	81-86
Produkcja wodoru [Nm <sup>3</sup> /godz.]	<760	<30	-
Żywotność systemu [lata]	20-30	10-20	-
Czystość wodoru [w proc.]	>99,8	99,999	-

Źródło: El-Shafie, Kambara, Hayakawa (2019).

Koszty produkcji wodoru w procesie elektrolizy zależą od wielu technicznych i ekonomicznych czynników, takich jak liczba godzin pracy elektrolizera w ciągu roku, sprawność procesu oraz cena energii elektrycznej. Koszt samego stosu elektrolizera (połączonych komórek elektrolizerów) stanowi 50 proc. kosztów kapitałowych elektrolizerów alkalicznych i 60 proc. elektrolizerów typu PEM. Wartość

urządzeń energoelektronicznych (prostowniki, falowniki i inne komponenty) stanowi pozostałą część kosztów kapitałowych. Przewiduje się, że spadek kosztów elektrolizerów w przyszłości zostanie osiągnięty dzięki innowacjom w rozwoju samej technologii (np. rozwój tańszych materiałów dla elektrod i membran) oraz dzięki korzyści skali przez produkcję elektrolizerów o większej mocy (IEA, 2019b).

▼ **Wykres 1.** Prognoza kosztów elektrolizerów alkalicznych i PEM w latach 2020-2032 (w EUR/kW)



Uwaga: kolorem czerwonym zaznaczono elektrolizery alkaliczne, a czarnym – PEM.

Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie: Saba i in. (2018).

Jak wynika z raportu IEA, mało prawdopodobne wydaje się zrealizowanie optymalnego kosztowo scenariusza w zakresie stosowania elektrolizy z wykorzystaniem jedynie nadwyżek mocy z OZE. Praca elektrolizera przy wyższym współczynniku wykorzystania mocy, nawet przy założeniu dodatkowych kosztów energii elektrycznej, może być bardziej opłacalna. Wraz z dłuższym czasem pracy przy pełnym obciążeniu elektrolizera, mniejsze znaczenie mają koszty kapitałowe. Główną składową dla uśrednionego kosztu wytworzenia wodoru stają się natomiast koszty zakupu energii (IEA, 2019b).

Ze względu na scenariusz połączenia regionów z dużym potencjałem dla energii odnawialnej i regionów z wysokim zapotrzebowaniem na ten rodzaj energii w wymiarze globalnym wodór określa się mianem „mostu” między Afryką a Europą. W Afryce Północnej, która ma dobre warunki do rozwoju fotowoltaiki, podobnie jak w krajach Europy Północnej, bogatej w źródła geotermalne i wiatrowe, produkcja zielonego wodoru i jego przesył rurociągami, statkami i ciężarówkami w przyszłości mogą być opłacalne z powodu znacznie niższych kosztów niż przesył energii liniami elektroenergetycznymi (FHC, 2019).

## Przegląd produkcji wodoru na świecie i w Polsce

Wodór powstaje jako produkt uboczny w przemyśle rafineryjnym i chemicznym oraz w dedykowanych instalacjach z łącznie światową produkcją ok. 120 Mt. Większość wodoru jest obecnie produkowana i konsumowana w zakładach przemysłowych. Głównym źródłem produkcji wodoru jest gaz ziemny. Światowa produkcja wodoru w dedykowanych instalacjach wynosi ok. 70 Mt, z czego 76 proc. produkuje się z gazu ziemnego w procesie reformingu, a 23 proc. z węgla. Pozostała część dedykowanej produkcji pochodzi z ropy i elektrolizy wody. W celu otrzymania w procesie elektrolizy całego wolumenu obecnie produkowanego wodoru w dedykowanych instalacjach, należałoby zużyć 3600 TWh energii elektrycznej (IEA, 2019b). Dla porównania roczna produkcja energii elektrycznej w Unii Europejskiej wynosi ok. 3300 TWh (Eurostat, 2019). Wymagałoby to zużycia 617 mln m<sup>3</sup> wody, co stanowi około dwa razy więcej niż jej obecne zastosowania do produkcji wodoru w procesie reformingu gazu ziemnego (IEA, 2019b).

Polska jest jednym z głównych producentów wodoru w Europie. W 2015 r. łączną produkcję szacowano na 1 mln t, co stanowiło ponad 10 proc. konsumpcji wodoru w Europie. W Polsce wodór w większości powstaje w przemyśle nawozów azotowych, gdzie uzyskuje się go w procesie reformingu parowego metanu oraz półspalania metanu. Najwięcej wodoru rocznie produkuje się w Grupie Azoty (w zakładach azotowych w Puławach – 190 tys. t, w Kędzierzynie Koźlu – ok. 77 tys. t, w Tarnowie 73 tys. t, w zakładzie chemicznym w Policach – 88 tys. t). W przemyśle petrochemicznym najwięcej wodoru rocznie produkuje PKN Orlen – ok. 140 tys. t oraz Grupa Lotos – ok. 59 tys. t. Dwie największe koksownie w Polsce – Zdzeszowice i Przyjaźń – razem produkują 149 tys. t wodoru. Wodór jest również produkowany na użytek własny przez firmy w przemyśle tłuszczowym i wykorzystywany m.in. przy utwardzaniu oleju roślinnego (ITS, 2015).

## 2. Magazynowanie wodoru

W rozdziale opisujemy metody stacjonarnego przechowywania wodoru. Podrozdziały są rozróżnione według dwóch podstawowych kategorii magazynowania: w zbiornikach

metalowych oraz w podziemnych magazynach gazu. Tę drugą kategorię, a w niech w szczególności kawerny solne, omówiliśmy szerzej ze względu na duży potencjał w Polsce.

### Założenia

Opracowanie opłacalnej i efektywnej metody przechowywania wodoru stanowi duże wyzwanie ze względu na jego niską gęstość energii w porównaniu do paliw konwencjonalnych. Z kolei takie właściwości wodoru jak wybuchowość, palność oraz korozyjność stanowią wyzwanie pod kątem bezpieczeństwa. Magazyny wodoru powinny charakteryzować się wysoką pojemnością, prostotą technologiczną, niską ceną i bezpieczeństwem stosowania. Uzyskanie wysokiej gęstości energii przechowywanego wodoru odbywa się przez przemianę energii w formie pracy, ciepła czy energii wiązań wodoru w materia-

łach, co generuje wysokie koszty procesu (Andersson, Grönkvist, 2019).

Magazynowanie stacjonarne wodoru stosuje się głównie w dwóch celach: ograniczenia częstości, a tym samym kosztów dostaw i w celu gromadzenia wodoru jako zapasu awaryjnego. Inne zastosowanie mają zbiorniki wodoru w środkach transportu. Koszty kapitałowe i operacyjne magazynów różnią się w zależności od przeznaczenia, rodzaju i wielkości magazynu. Poszczególne zastosowania wodoru wymagają także specyficznych stopni czystości, co musi być ujęte w założeniach magazynowania.

### Zbiorniki metalowe

Skompresowany wodór w formie gazowej może być przechowywany w zbiornikach znajdujących się na lub pod powierzchnią ziemi. Przy dużych pojemnościach przechowywanie wodoru w naziemnych zbiornikach ciśnieniowych charakteryzują wysokie koszty inwestycyjne (podobnie jak w przypadku przechowywania innych gazów). Umieszczenie większych zbiorników pod ziemią pozwala zaoszczędzić miejsce, zapewnić dodatkową izolację i chroni przed czynnikami zewnętrznymi (np. pogodą). Z drugiej strony podziemne zbiorniki wodoru

wymagają szczególnej ochrony przed korozją i są trudno dostępne dla kontroli. Magazynowanie w metalowych zbiornikach pozwala zachować czystość wodoru na wymaganym poziomie i może być stosowane niezależnie od lokalizacji. Do przechowywania wodoru można stosować te same zbiorniki które wykorzystywane są do przechowywania gazu ziemnego. Według badań najbardziej obiecującą formą przechowywania gazowego wodoru są rurociągi, o ile da się uniknąć zjawiska kruchości wodorowej (Andersson, Grönkvist, 2019). Największy koszt

w magazynowaniu gazowego wodoru jest generowany przez proces sprężania, który razem z kosztami zużytej energii elektrycznej oraz kosztami kapitałowymi wynosi (według rocznego kursu EUR z 2019 r. ustalonego przez NBP) 3,9-7,5 PLN/kgH<sub>2</sub> (Zoulias, 2014). Gęstość wodoru w zbiornikach o ciśnieniu 300 barów w temperaturze 0°C wynosi ok. 23 kg/m<sup>3</sup>, dla porównania sprężony gaz ziemny w tych samych warunkach ma gęstość ok. 277 kg/m<sup>3</sup> (Gkanas, Khzouz, 2018).

Znacznie większą gęstość energii wodoru można uzyskać przez jego upłynnienie. Gęstość nasyconego płynnego wodoru przy ciśnieniu atmosferycznym i temperaturze -252°C wynosi 70 kg/m<sup>3</sup>. Ta właściwość wodoru ma szczególne zastosowanie przy jego transporcie. Problem stanowi konsumpcja dużej ilości energii w procesie upłynniania wynikająca z niskiego punktu wrzenia wodoru (-253°C przy ciśnieniu 1 bar) oraz fakt, że temperatura wodoru nie maleje w procesie dtawienia dla temperatur powyżej -73°C. Ostatnie zjawisko powoduje, że wodór musi być znacznie ochłodzony przed procesem upłynniania. Zapobieganie ewaporacji upłynnionego wodoru wymaga zastosowania odpowiedniej izolacji i kształtów zbiornika o najmniejszym stosunku powierzchni do objętości. Małe do średniej wielkości zbiorni-

ki charakteryzują koszty kapitałowe rzędu 2-4,7 PLN/kgH<sub>2</sub> (Andersson, Grönkvist, 2019).

Przez zastosowanie adsorpcji wodór może być przechowywany w materiałach stałych takich jak stopy i kompozyty. Pozwala to na przechowywanie do 6-7 proc. wagi materiału wodoru w ciele stałym. Przechowywanie wodoru w wodorkach metali jest atrakcyjne ze względu na charakterystykę procesu, który nie wymaga dużego ciśnienia i temperatury, jest odwracalny i bezpieczny w zastosowaniu. Wodór może być także przechowywany w związkach chemicznych, powstałych w drodze reakcji chemicznych. Możliwa ilość skumulowanego wodoru w tym przypadku jest większa niż w wodorkach metali. Ta technika ma zastosowanie dla pojemników w pojazdach. Wadą tego rozwiązania jest konieczność pozbywania się resztek zużytego paliwa, mogącego zawierać substancje niebezpieczne (np. przy zastosowaniu borowodoru sodu). Perspektywicznym rozwiązaniem może być przechowywanie wodoru w porowatych materiałach węglowych charakteryzujących się dużą powierzchnią właściwą, takich jak węgiel aktywny, fulereny, grafit czy nanorurki węglowe. Obecnie, rozwiązania te znajdują się w fazie eksperymentalnej (Folentarska i in., 2016).

## Podziemne magazyny gazu

Podziemne magazyny energii w postaci ciepła, sprężonego powietrza czy wodoru stają się coraz popularniejszym tematem opracowań naukowych. Pozwalają one na przechowywanie nośników energii przez tygodnie czy miesiące. Magazynowanie wodoru w przestrzeni porowatej warstw podziemnych jest z technicznego punktu widzenia zbliżone do podziemnego magazynowania gazu ziemnego, co jest praktykowane przez firmy naftowe już od około 100 lat (Czapowski, Tarkowski, 2018).

Zalety podziemnego magazynowania wodoru:

- bezpieczeństwo magazynowania – podziemny magazyn jest mniej wrażliwy na pożar, atak terrorystyczny czy działania wojenne,
- ochrona terenu – tradycyjne zbiorniki na powierzchni ziemi zajmują duże obszary,
- aspekty ekonomiczne – koszty budowy podziemnych magazynów w porównaniu z kosztami budowy powierzchniowych

- zbiorników podobnej pojemności są dużo mniejsze,
- dostępność struktur geologicznych – przydatne do tej formy magazynowania struktury występują powszechnie w wielu krajach i na wielu obszarach (Czapowski, Tarkowski, 2018).

Budowa i działanie podziemnych magazynów wodoru nie różni się zasadniczo od magazynów gazu ziemnego. Podstawową różnicą jest dobór materiałów w instalacjach oraz stosowane zabezpieczenia naziemne ze względu na wybuchowość wodoru. Wodór może być przechowywany w wyeksploatowanych złożach węglowodorów (gaz ziemny i ropa naftowa), w głębokich warstwach wodonośnych oraz w kawernach solnych, o ile spełnione są określone warunki techniczne. Podziemne wyrobiska górnicze, takie jak: opuszczone kopalnie soli, wapieni czy kawerny skalne, są rzadziej rozważane ze względu na spodziewaną wysoką nieszczelność oraz trudności w adaptacji na magazyny (Czapowski, Tarkowski, 2018).

Zaletą magazynowania wodoru w wyczerpanych złożach ropy i gazu ziemnego, mających odpowiednią porowatość i przepuszczalność jest fakt, że właściwości geologiczne wyeksploatowanego złoża są już znane, a istniejące otwory i używane sprzęty naziemne mogą być, przynajmniej częściowo, użyte ponownie. Przechowywanie wodoru w warstwach wodonośnych jest podobne do przechowywania w wyeksploatowanych złożach węglowodorów, z tą różnicą, że zamiast ropy czy gazu ziemnego, porowata matryca skalna wypełniona jest solanką. Jako zaletę tego typu magazynu uznaje się względnie nienaruszoną strukturę geologiczną, a jako wadę wyższe koszty inwestycyjne i eksploatacyjne oraz zwiększone ryzyko wycieku gazu (Tarkowski, 2017).

Kawerny solne powstałe w wyniku wylugowania soli ze złóż pokładowych lub w wy-

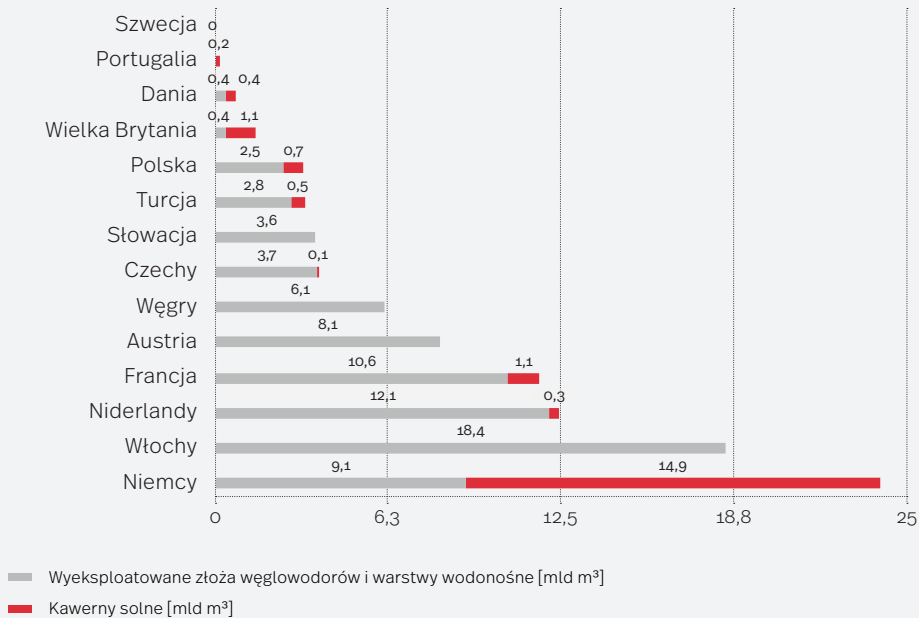
sadach solnych są najbardziej odpowiednie do przechowywania wodoru ze względu na właściwości fizyczne soli. Dzięki plastycznym zachowaniom soli, pęknięcia w zbiorniku szybko się zablizniają, a odkształcenia ścian przebiegają powoli, co sprawia, że magazyny te charakteryzują się dużą szczelnością. Polska ma korzystne warunki geologiczno-górniczne do budowy wielkowymiarowych podziemnych magazynów gazu w złożach soli kamiennej. Technicznie magazynowanie wodoru w kawernach jest wykonalne i było testowane w Wielkiej Brytanii i Stanach Zjednoczonych (Tarkowski, 2017).

W 2017 r. na świecie funkcjonowało 671 podziemnych magazynów gazu (PMG) o łącznej pojemności 417 mld m<sup>3</sup> gazu operacyjnego. Szacuje się, że do 2035 r. objętość zasobów w podziemnych magazynach gazu wzrośnie nawet o 54 proc. – do 640 mld m<sup>3</sup>. Wyczerpane złoża stanowią 80 proc. światowej objętości czynnej gazu i 73 proc. liczby obiektów (492). Kawerny solne użytkowane są w liczbie 104 sztuk, a warstwy wodonośne 75. Mimo, że kawerny solne stanowią pojemnościowo tylko ok. 9 proc. całości światowych zasobów, to dzięki możliwości wydajnej pracy w cyklu, dzienne wydobycie z tego typu magazynów stanowi ok. 25 proc. światowego (Cornot-Gandolphe, 2016).

Ameryka Północna posiada ponad 2/3 liczby PMG na świecie, z pojemnością stanowiącą ok. 40 proc. światowej. Pojemność w UE stanowi ok. 25 proc. światowej. Kawerny solne w UE to 35 proc. wszystkich podziemnych magazynów, jakie UE posiada. Największą objętość gazu operacyjnego na świecie posiadają Niemcy: 14,9 mld m<sup>3</sup> (32 magazyny), Stany Zjednoczone: 14,1 mld m<sup>3</sup> (39 magazynów) oraz Wielka Brytania: 1,1 mld m<sup>3</sup> (6 magazynów). Polska jest na 4. miejscu w Europie pod względem objętości gazu operacyjnego w kawernach solnych (0,7 mld m<sup>3</sup>) (Cornot-Gandolphe, 2018).



Wykres 2. Podziemne magazyny gazu w Europie w 2018 r.



Źródło: opracowanie na podstawie: Cornot-Gandolphe (2018).

Zastosowanie kawern solnych jako podziemnych magazynów energii cieszy się w ostatnich latach rosnącym zainteresowaniem. Projekty dotyczące tego typu magazynów stanowią prawie 40 proc. wszystkich trwających prac nad PMG – w większości w Europie: Francja 2 projekty (0,2 mld m<sup>3</sup>), Niemcy 2 projekty (1,1 mld m<sup>3</sup>), Turcja 2 projekty (4,7 mld m<sup>3</sup>), Wielka Brytania 1 projekt (0,2 mld m<sup>3</sup>). Także poza Europą widoczne są inwestycje w ten rodzaj podziemnych magazynów – Chiny 2 projekty (2,6 mld m<sup>3</sup>), Iran 1 projekt (2,0 mld m<sup>3</sup>) (Cornot-Gandolphe, 2018).

W Polsce użytkowane są obecnie dwie kawerny solne: Mogilno i Kosakowo, w których przechowywane jest gaz ziemny o pojemności czynnej odpowiednio 585,4 mln m<sup>3</sup> (6 521,4 GWh) oraz 239,4 mln m<sup>3</sup> (2 669,3 GWh). Łącznie pojemność tych magazynów stanowi około 5 proc. rocznego zużycia gazu ziemnego w Polsce.

Magazyny te mają szczytowy charakter pracy – wykorzystywane są do niwelowania krótkookresowych zmian zapotrzebowania na gaz u odbiorców (PGNiG, 2019).

Kawerna Mogilno do 2027 r. ma zostać rozbudowana do 800 mln m<sup>3</sup>, a Kosakowo do 2022 r. – do 250 mln m<sup>3</sup> (Gas Storage Poland, 2019). Ponadto spółki GAZ-SYSTEM i CIECH podjęły współpracę w zakresie budowy magazynu gazu na wysadzie solnym w Damasławku (woj. kujawsko-pomorskie) (GAZ-SYSTEM, 2019). Rozbudowa podziemnych magazynów jest elementem strategii zwiększania bezpieczeństwa energetycznego kraju. Do 2030 r. w Polsce ma nastąpić zwiększenie pojemności magazynów do 4 mld m<sup>3</sup>, tj. o ponad 30 proc. w porównaniu ze stanem obecnym. Oprócz rozbudowy własnych magazynów podziemnych Polska może mieć możliwość wykorzystania podziemnych ma-

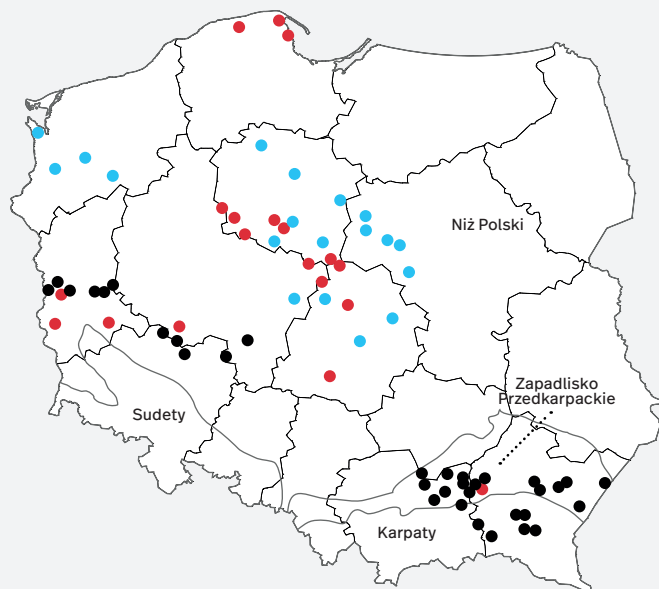
gazynów gazu znajdujących się na terytorium krajów sąsiedzkich (Ministerstwo Aktywów Państwowych, 2019).

W polskiej literaturze istnieją opracowania, w których wskazano potencjalne miejsca składowania wodoru pod ziemią. Dla złóż soli kamiennej jest to wyniesienie Łęby, monoklina przedsudecka, zapadlisko przedkarpackie oraz struktury solne Niżu Polskiego. Dla podziemnych warstw wodonośnych są to struktury geologiczne wytypowane wcześniej do podziemnego składowania CO<sub>2</sub> na Niżu Polskim. Dla wyeksploatowanych złóż węglowodorów wskazano podziemne magazyny na Niżu Polskim, w Karpatach i zapadlisku przedkarpackim (Tarkowski, 2017).

O możliwości utworzenia podziemnego magazynu gazu decyduje budowa geologiczna struktury górotworu, w tym szczelność, głębokość zalegania warstw, odpowiednia warstwa uszczelniająca (nieprzepuszczalna), miąższość warstwy przeznaczonej do magazynowania

oraz struktura geologiczna warstw przewiercanych. Głębokość będzie miała znaczący wpływ z jednej strony na możliwości technologiczne wykonania odwiertów. Z drugiej strony, jeśli warstwy magazynowe zalegają zbyt nisko, to ciśnienie magazynowania będzie za małe, aby zagwarantować szczelność. Z kolei, jeśli warstwy są zbyt głęboko, konieczne będzie zachowanie znaczącej ilości gazu buforowego, by nie doszło do trwałego uszkodzenia magazynu, a także, by w przypadku kawernowego podziemnego magazynowania gazu (KPMG) utrzymać odpowiedni stopień konwergencji i zamykania się warstwy solnej. Do realizacji procesu budowy PMG konieczne jest wykazanie opłacalności ekonomicznej zagospodarowania przestrzennego, jak np. występowanie obszarów chronionych, konieczność zagospodarowania solanki z kawern czy oczekiwania społeczności lokalnej (Tarkowski, 2017).

» Mapa 1. Potencjalne lokalizacje magazynów wodoru



Lokalizacja potencjalnych obszarów do składania wodoru w pokładach soli kamiennej i wysadach solnych oraz głębokich poziomach wodonośnych Niżu Polskiego (na podstawie Tarkowski, 2017).

## Legenda

### ● Pokłady soli kamiennej i wysady solne

Wyniesienie Łeby:

- 1 - Łeba
- 2 - Mechelinka
- 3 - złoża Zatoki Puckiej.

Monoklina przedsudecka:

- 4 - Gubin
- 5 - Nowa Rola
- 6 - Nowa Sól
- 7 - Góra.

Wysady solne:

- 8 - Rogoźno
- 9 - Wapno
- 10 - Damastawek
- 11 - Mogilno
- 12 - Inowrocław
- 13 - Góra
- 14 - Izbica Kujawska
- 15 - Kłodawa
- 16 - Lubień
- 17 - Łąnięta
- 18 - Dębina.

Zapadlisko przedkarpackie:

- 19 - Wojnicz.

### ● Głębokie poziomy wodonośne

W głębokich poziomach wodonośnych Niżu Polskiego:

- 1 - Bielsko-Bodzanów
- 2 - Bystaw
- 3 - Chetmża
- 4 - Dzierżanów
- 5 - Kamionki
- 6 - Lipno
- 7 - Sierpc
- 8 - Sochaczew
- 9 - Strzelno
- 10 - Turek
- 11 - Tuszyn
- 12 - Wartkowice.

Struktury w utworach dolnej jury:

- 13 - Brześć Kujawski
- 14 - Chabowo
- 15 - Jeźów
- 16 - Konary
- 17 - Marianowo
- 18 - Suliszewo
- 19 - Trzebież.

### ● Szczerpane złoża węglowodorów

Złoża ropy naftowej:

- 1 - Kije
- 2 - Kije ptn-wsch
- 3 - Breslack-Kosarzyn
- 4 - Rybaki
- 5 - Brzeźówka
- 6 - Grobla
- 7 - Jastrząbka Stara
- 8 - Pławowice
- 9 - Wola Jasieniecka
- 10 - Mrukowa
- 11 - Węglówka.

Złoża gazu ziemnego:

- 12 - Borzęcin
- 13 - Breslack-Kosarzyn
- 14 - Brzostowo
- 15 - Kije ptn-wsch
- 16 - Kosarzyn ptn
- 17 - Wiewierz zach
- 18 - Wiewierz wsch
- 19 - Wysocko
- 20 - Ząteczce
- 21 - Żuchłów
- 22 - Gorlice-Glinik
- 23 - Sanok-Zabłotce
- 24 - Wola Jasieniecka
- 25 - Brzezowiec
- 26 - Brzeźnica
- 27 - Czarna Sędziszowska
- 28 - Dąbrowka
- 29 - Grądy Bocheńskie
- 30 - Husów-Albigowa-Krasne
- 31 - Jarostaw
- 32 - Kańczuga
- 33 - Lubaczów
- 34 - Miocin
- 35 - Przemyśl
- 36 - Swarzędz
- 37 - Tarnów
- 38 - Uszkowice
- 39 - Wygoda.

## Projekt HESTOR

- Grupa LOTOS S.A. wraz z konsorcjum, w którego skład wchodzi: Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., Akademia Górniczo-Hutnicza, Ośrodek Badawczo-Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP sp. z o.o., Politechnika Śląska i Politechnika Warszawska, podjęła prace nad wspólnym projektem badawczo-rozwojowym dotyczącym efektywności energetycznej i magazynowania energii. Analiza objęła możliwości produkowania wodoru w procesie elektrolizy z udziałem nadmiarowej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (wiatrowych i fotowoltaicznych). Kluczowym celem prac było opracowanie możliwości magazynowania wodoru w kawernach solnych, który miałby być wykorzystany do zasilania turbin gazowych w szczytowych momentach zapotrzebowania na energię elektryczną, w procesach technologicznych w rafineriach zamiast wodoru produkowanego z gazu ziemnego oraz w transporcie jako paliwo dla ogniw. Projekt realizowany był w latach 2015-2017, a jego wartość wyniosła ponad 10,2 mln PLN (Lotos, 2019).
- W projekcie skupiono się przede wszystkim na testowaniu dwóch typów elektrolizerów: PEM i alkalicznych. Prace pozwoliły także na opracowanie optymalnych parametrów magazynowania wodoru dla różnych typów kawern solnych. Według rezultatów maksymalna pojemność kawerny wykorzystywanej w założeniach projektu może sięgać od 190 do 350 tys. m<sup>3</sup>, co pozwala na przechowanie od 2000 do 3000 ton wodoru (odpowiednik 33-43 GWh energii elektrycznej). Wyługowanie takiej kawerny powinno zająć ok. dwóch lat.
- W przypadku wykorzystywania wodoru do produkcji energii elektrycznej, zarówno w turbinie gazowej, jak i w ogniwach paliwowych, jako miejsce magazynu przyjęto kawernę w Białogardzie, a w przypadku wykorzystania wodoru w procesach rafineryjnych w Mechelinach. Rozpatrywano także oddziaływanie wodoru na materiały rur i sprzętu do obsługi instalacji. W zakresie wykorzystania wodoru do produkcji energii elektrycznej w turbinach gazowych badania wykazały, że przy częściowym obciążeniu turbiny i zastosowaniu mieszanki gazu ziemnego i wodoru, sprawność spadła o 6 proc. w porównaniu z wartością nominalną.
- Dodatkowo wykonano ocenę użyteczności zastosowania produktu ubocznego procesu elektrolizy – tlenu, do procesów rafineryjnych. Szacunki wykazały, że zastosowanie tlenu otrzymanego przy produkcji wodoru mogłoby znacząco wpłynąć na rachunek finansowy rafinerii gdańskiej. Wydatki kapitałowe w wariantcie wykorzystania wodoru do produkcji energii elektrycznej oszacowano na ok. 550 mln PLN, a w wariantcie wykorzystania wodoru w procesach rafineryjnych – na ok. 330-520 mln PLN.

Rezultaty projektu wskazują na zbyt rzadkie występowanie nadwyżek OZE (obecnie kilka dni w roku), aby produkcja wodoru z elektrolizy z energią z OZE i jego magazynowanie były opłacalne.

- Scenariusze rozwoju energetyki wskazują, że w 2036 r. nadprodukcja energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w Polsce może wynieść około 1350 godzin i dopiero taki wzrost mocy zainstalowanej w OZE i popyt na energię elektryczną, który odpowiada tym nadwyżkom, może wpłynąć na opłacalność realizacji projektu HESTOR. Podobnie na opłacalność inwestycji w przyszłości wpłyną mniejsze koszty technologii, głównie koszty kapitałowe elektrolizera. W projekcie zidentyfikowano kilka czynników mogących przyspieszyć jego realizację w ciągu 20-30 lat: wprowadzenie systemu zachęt typu certyfikaty zielonego wodoru, opracowanie przejrzystych regulacji dotyczących zagospodarowania nadwyżek mocy z OZE czy standaryzacja domieszki wodoru do sieci gazowych (Grupa Lotos, 2019). Z kolei szacunki dotyczące efektywności energetycznej projektu w trzech wariantach wykorzystania wodoru: do produkcji energii elektrycznej, w procesach technologicznych i w transporcie wykazują, że całkowita efektywność energetyczna jest najniższa dla pierwszej z wymienionych opcji – ok. 20 proc., a znacznie wyższa dla drugiej i trzeciej, i wynosi odpowiednio 70-80 proc. oraz ponad 90 proc. (Grupa Lotos, 2019).



### 3. Transport wodoru

Transport wodoru z miejsca produkcji do odbiorcy końcowego wymaga odpowiedniej infrastruktury. Ze względu na właściwości wodoru, takie jak wysoki współczynnik przenikania, wybuchowość czy występowanie zjawiska kruchości, transport tego pierwiastka wymaga budowy dedykowanej infrastruktury wodorowej lub adaptacji istniejącej infrastruktury gazowej. Poniżej omawiamy kluczowe elementy infrastruktury przesyłowej w zależności od stanu skupienia w jakim przesyłany jest wodór, czynniki wpływające na koszty przesyłu oraz rozwiązania, które są potencjalnie atrakcyjne z polskiej perspektywy.

Kompresja czystego wodoru (w postaci gazowej) lub upłynnienie w miejscu odbioru od producenta stanowią<sup>1</sup> pierwszy krok niezbędny do jego transportu<sup>2</sup>. Wśród technologii wykorzystywanych do kompresji wodoru wyróżnia się dwie zasadnicze grupy – mechaniczne (tłokowe kompresory elektryczno-hydrauliczne) i niemechaniczne (kompresory elektrochemiczne oraz kompresory wodoru metalu). Znajdują one zastosowanie zarówno przy wykorzystaniu stacjonarnym, jak i mobilnym (Sdanghi i in., 2019).

W przypadku upłynnienia wodoru konieczne jest zastosowanie instalacji skraplania. Proces skraplania następuje przez schłodzenie wodoru do temperatury ok. -250°C, a następnie umieszczenie go pod niewielkim ciśnieniem (1,3 bara) w odpowiednich zbiornikach utrzymujących temperaturę. Proces upłynnienia wodoru,

szczególnie istotny w przypadku transportu morskiego, pozwala na ok. pięciokrotne zmniejszenie objętości wobec opcji wysokiej kompresji gazu (od ok. 200 barów). Przesyłanie i dystrybucja mogą odbywać się również w transporcie drogowym, rzeczonym i kolejowym w odpowiednich zbiornikach lub butlach (Wilhelmsen i in., 2018).

Obecnie przesył czystego wodoru za pomocą rurociągów jest relatywnie rzadkim rozwiązaniem w skali światowej. Ze względu na inne parametry system taki jest droższy w budowie i opłacalny jedynie przy większych ilościach tego paliwa. Szacuje się, że obecnie na świecie jest ok 4,5 tys. km takich sieci, z czego ponad połowa przypada na USA, przeszło 600 km na Belgię, niecałe 400 km na Niemcy, a Francja, Holandia i Kanada posiadają między 150 a 300 km (Adolf i in., 2017). Występowanie rozwiniętej infrastruktury wodorowej jest związane przeważnie z wykorzystaniem wodoru w przemyśle rafineryjnym i chemicznym (Zhang i in., 2015).

Wykorzystanie istniejącej infrastruktury gazowej jest rozwiązaniem pozwalającym uniknąć wysokich kosztów budowy dedykowanej infrastruktury do przesyłu wodoru. Przy pewnych modyfikacjach pozwala ona na wzmieszanie (*blending*) wodoru do przesyłanego gazu. Każdy z elementów infrastruktury gazowej ma inny poziom odporności na udział wodoru w mieszance. W badaniach przeprowadzonych na podstawie trzech studiów przypadku (w Niemczech, Szwajcarii i we Włoszech) przez

<sup>1</sup> Istnieją również inne, wspomniane wcześniej metody magazynowania wodoru, jednak wymienione dwie są najczęściej wykorzystywane do transportu.

<sup>2</sup> W 2006 r. zespół badaczy (Leighty i in., 2006) opublikował wyniki projekcji, według której przy produkcji energii z farmy wiatrowej o mocy 1 GW możliwe byłoby zrezygnowanie z kompresora i wykorzystanie jedynie ciśnienia wylotowego z elektrolizera w wysokości 100 barów. Pozwalałoby to na przesłanie wodoru nawet na odległość 300 km od miejsca produkcji. Projekt taki wedle wiedzy autorów nie został jednak jeszcze zrealizowany.

Gondal (2018), wskazuje się, że elementem o najniższej tolerancji na wodór są kompresory będące głównym elementem tłoczni gazu. Ze względu na mniejszą gęstość wodoru od gazu konieczne jest zastosowanie większego ciśnienia. Moc kompresorów w analizowanych przypadkach pozwala na maksymalnie 10 proc. domieszki wodoru. Wyższą odporność na taką domieszkę mają urządzenia odbiorcze dopuszczające od 20 do 50 proc. jego udziału. Sieci dystrybucyjne (dzięki niższemu ciśnieniu gazu niż w sieciach przesyłowych) charakteryzuje najwyższa odporność – dopuszczają one ok. 50 proc. wodoru. Wyniki tego badania są zbliżone do wcześniejszych badań przeprowadzonych w USA (Melaina i in., 2013). Wykazywały one możliwość włączenia wodoru na poziomie od 5 do 15 proc. przy konieczności wprowadzenia niewielkich modyfikacji w celu poprawy odporności infrastruktury gazowej i urządzeń odbiorczych.

*Blending* wodoru z gazem nie oznacza jednak konieczności jego wykorzystywania w mieszance. Istnieją technologie pozwalające nie tylko na mieszanie, ale i na odzysk czystego wodoru w punkcie odbioru. Należą do nich adsorpcja zmiennociśnieniowa, separacja membranowa oraz separacja elektrochemiczna. Choć możliwość oddzielenia wodoru z mieszanki zwiększałoby grono potencjalnych odbiorców to technologie separacji wymagają dodatkowo instalacji obniżenia ciśnienia. Rozwiązanie to rozpatruje się obecnie raczej jako opłacalne przy dojrzałym rynku wodorowym (Melaina i in., 2013)

Poza kwestiami technologicznymi wyzwaniem jest również ekonomiczny aspekt tego przedsięwzięcia. Najnowsze badania (Tlili i in., 2019) wykazują, że koszt penetracji rynku wodoru w rynku gazu będzie stosunkowo wysoki w porównaniu do sektora transportowego (*mobility*),

choć wielkość rynku (liczba konsumentów) jest większa w pierwszym przypadku. W badaniach tych wskazuje się, że między 2015 a 2030 i 2040 rokiem koszt penetracji rynku wodoru w rynku gazu będzie rósł w USA, Europie, Japonii i Chinach, głównie ze względu na poprawę konkurencyjności cen gazu związaną z eksploatacją nowych złóż gazu łupkowego. Osiągnięcie konkurencyjności przez wodór będzie szczególnie trudne na rynku USA, gdzie eksploatacja gazu łupkowego znacząco obniżyła ceny gazu. W Japonii i Chinach koszt penetracji jest najwyższy. Zdaniem autorów w Europie, mimo najbardziej rozwiniętych sieci gazowych, stosunkowo wysokiej ceny gazu oraz polityki dekarbonizacji, rozwój wodoru wymaga wsparcia zarówno finansowego, jak i regulacyjnego w postaci obowiązkowego udziału wodoru w infrastrukturze sieciowej. Autorzy wskazują również na spodziewany wzrost cen uprawnień do emisji, który będzie sprzyjał szerszemu wdrożeniu technologii wodorowych, jednak może to okazać się niewystarczającym impulsem, aby wytworzyć w pełni konkurencyjną alternatywę dla innych technologii.

Główne zmienne, wpływające na koszt przesyłu czy dystrybucji wodoru to odległość oraz wolumen. Upłynnienie i późniejsza regazyfikacja podnoszą koszty ze względu na straty samego wodoru w tych procesach oraz ich energochłonność. Kompresja wodoru jest mniej wydajna niż w przypadku kompresji innych paliw. Wynika to z faktu, że kompresja wymaga wyższego ciśnienia niż np. w przypadku gazu ziemnego, co także przekłada się na wzrost masy pojemników. Ze względu na ograniczenie kruchości wodorowej w przypadku skroplenia, jego przewożenie na dłuższych dystansach (powyżej 4 tys. km) jest bardziej opłacalne niż w przypadku kompresji gazu<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> Przesył wodoru w Polsce, ze względu na istniejące i planowane możliwości importowe wiąże się również z zagadnieniem długodystansowego transportu tego nośnika. Alternatywnym i komplementarnym rozwiązaniem może być jego transport morski w postaci upłynnionej lub lądowy w postaci sprężonej, w specjalnych kontenerach.

Gaz-System, polski operator gazociągów przesyłowych, prowadzi analizy dotyczące możliwości przesyłu wodoru w już istniejącej infrastrukturze. Firma brała udział między innymi w projekcie HYREADY, realizowanym przez konsorcjum 13 europejskich operatorów sieci gazowych. Zgodnie z założeniami projektu wyników nie upubliczniono. Spółka deklaruje, że przy obecnym stanie infrastruktury przesyłowej możliwe jest domieszanie na niektórych odcinkach do 2 proc. wodoru (Biznesalert.pl). Ocena ta jest jednak oparta przede wszystkim na dostępnej wiedzy naukowej, spółka natomiast nie deklarowała dotąd prowadzenia własnych prac badawczo-rozwojowych tym zakresie.

PGNiG będący właścicielem PSG – operatora niemal wszystkich sieci dystrybucyjnych w Polsce – jest drugim kluczowym podmiotem w dostarczaniu wodoru. Firma zapowiada rozwój technologii wodorowych w Polsce, głównie w zakresie produkcji i magazynowania wodoru. Badania prowadzone w ramach projektu ELIZA (realizowanego wspólnie z Instytutem Nafty i Gazy) mają na celu sprawdzenie optymalnej proporcji mieszanki gazu z wodorem oraz sposobu jej zatłaczania.

Projekty badawcze operatora sieci przesyłowych, jak i operatora sieci dystrybucyjnych, znajdują się obecnie na względnie wczesnym etapie. Biorąc pod uwagę politykę klimatyczną UE, w której coraz częściej podkreśla się konieczność rezygnacji z użytku gazu ziemnego w miksie energetycznym, ten stan zaawansowania projektów wydaje się daleko niewystarczający. Programy badawcze w tym zakresie powinny koncentrować się na rozpozna-

niu możliwości stopniowego włączania wodoru w system przesyłowy i dystrybucyjny (z uwzględnieniem sektora gospodarstw domowych i sektora transportu), z wyznaczeniem możliwych dat osiągnięcia poszczególnych etapów. Koordynacja prac z przemysłem naftowym i chemicznym w zakresie możliwości stworzenia nowej infrastruktury przesyłowej dla wodoru mogłaby przynieść korzyści skali.

Zły stan sieci gazowej może być jedną z głównych barier dla przesyłu wodoru w Polsce w formie domieszki do gazu naturalnego. Według danych Gaz-System z 10,7 tys. km sieci przesyłowych w Polsce ok 50 proc. ma przeszło 36 lat (z czego 41 proc. powyżej 40 lat), a jedynie 10 proc. ma mniej niż 5 lat (ME, 2019). Stan sieci dystrybucyjnych jest nieco lepszy. Z łącznej długości sieci wynoszącej ok 195 tys. km powyżej 25 proc. ma ponad 30 lat, a 18 proc. poniżej 10 lat. Przeszarzały system przesyłu i dystrybucji może rodzić problemy związane ze szczelnością, jak i słabą odpornością na kruchość wodorową. Mimo prowadzonych projektów badawczych, dostępne publicznie strategiczne plany Gaz-System koncentrują się obecnie na dywersyfikacji, rozbudowie i modernizacji sieci gazowych, nie uwzględniając w żaden sposób możliwości włączenia wodoru do sieci gazowej (ME, 2019). Podobnie, strategiczne plany PSG nie uwzględniają kwestii zastosowania domieszki wodoru. Konieczność wymiany części przestarzałej infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej (wraz z potrzebą rozbudowy) może stanowić szansę na zwiększenie bezpieczeństwa transportu wodoru w przyszłości.



## 4. Zastosowanie wodoru

Obecnie wódór ma szerokie zastosowanie w przemyśle, jednak nadal istnieją sektory, które mogą zastąpić emisyjne nośniki czystym wodorem. W rozdziale omawiamy obecne wykorzystanie wodoru, opisujemy jakie środki przeznaczone są na świecie na badania i roz-

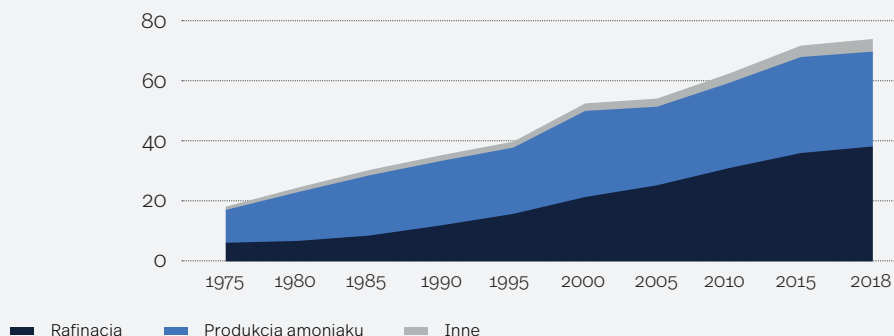
wój w dziedzinie gospodarki wodorowej oraz wskazujemy potencjalne zastosowania wodoru w przyszłości. W ostatnich podrozdziałach zwracamy uwagę na kwestię wymaganego oczyszczania wodoru oraz na bezpieczeństwo jego użytkowania.

### Przegląd zastosowań wodoru na świecie

Od 1975 r. globalne zużycie wodoru wzrosło czterokrotnie, z 18,2 Mt do 73,9 Mt. Jeszcze 30 lat temu 60 proc. zapotrzebowania na wódór stanowiła produkcja amoniaku, a 34 proc.

rafinacja ropy naftowej. Obecnie 52 proc. wodoru jest konsumowane w przemyśle rafineryjnym, a 43 proc. przy produkcji amoniaku (IEA, 2019b).

▸ Wykres 3. Światowe zużycie wodoru od 1975 r. (w Mt)



Źródło: IEA (2019b).

Zużycie wodoru w rafineriach i do produkcji amoniaku wynosi ok. 282 TWh. Przy założeniu 80-procentowej sprawności produkcji wodoru z gazu ziemnego odpowiada to 352,5 TWh gazu ziemnego. Przy tych założeniach zastąpienie wodoru zielonym wodorem pozwoliłoby na redukcję 60 Mt CO<sub>2</sub>. Zakłada się, że konsumpcja wodoru w przyszłości pozostanie na takim

samym poziomie. Wzrost liczby populacji spowoduje wzrost zapotrzebowania na nawozy produkowane z amoniaku, to zwiększy zapotrzebowanie na wódór, aczkolwiek globalnie wzrost ten będzie niwelowany przez mniejsze zapotrzebowanie na wódór w rafineriach, które będą przerabiać mniej ropy (IFPEN i SINTEF, 2019).

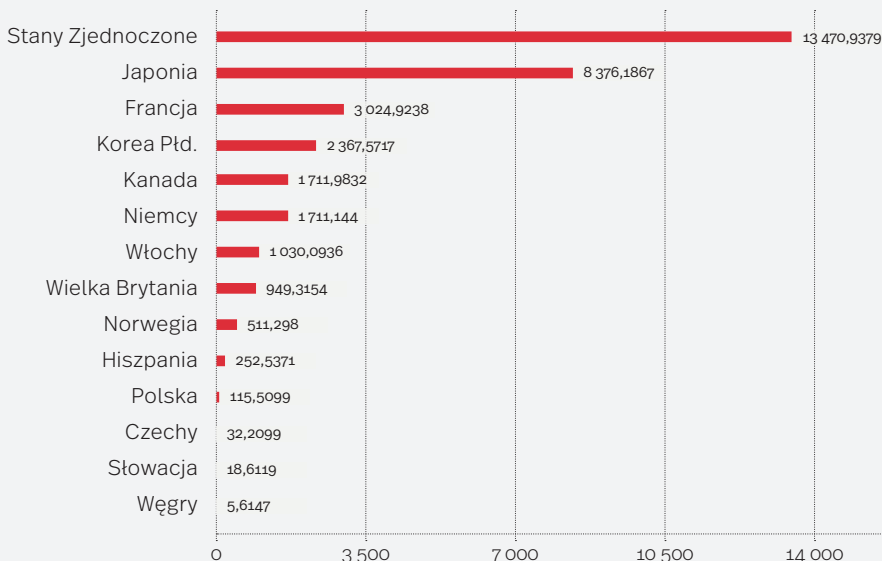
Technologie wodorowe są powszechnie stosowane na świecie od dziesiątek lat. Zakłada się, że do 2022 r. wartość rynku wo-

doru może wynieść 600 mld PLN, co jest 35-proc. wzrostem w stosunku do 2015 r. (IRENA, 2018).

## Wodorowe B+R na świecie

- Według danych IEA (*International Energy Agency*) łącznie od 2002 r. na świecie na badania i rozwój dotyczące wodoru i wodorowych ogniw paliwowych przeznaczono ponad 37 mld PLN. Kraje Ameryki Północnej i Południowej (głównie Stany Zjednoczone i Kanada) wydały 41 proc. tej kwoty, kraje Europy 30 proc., w tym kraje UE 25 proc. (głównie Francja i Niemcy), a kraje Azji pozostałe 29 proc. (głównie Japonia i Korea). Pierwszym krajem, który uwzględnił w swoim budżecie rozwój technologii wodorowych była Francja, za jej przykładem poszły inne kraje ze Stanami Zjednoczonymi, Japonią i Koreą na czele (wykres 4) (IEA, 2019a).

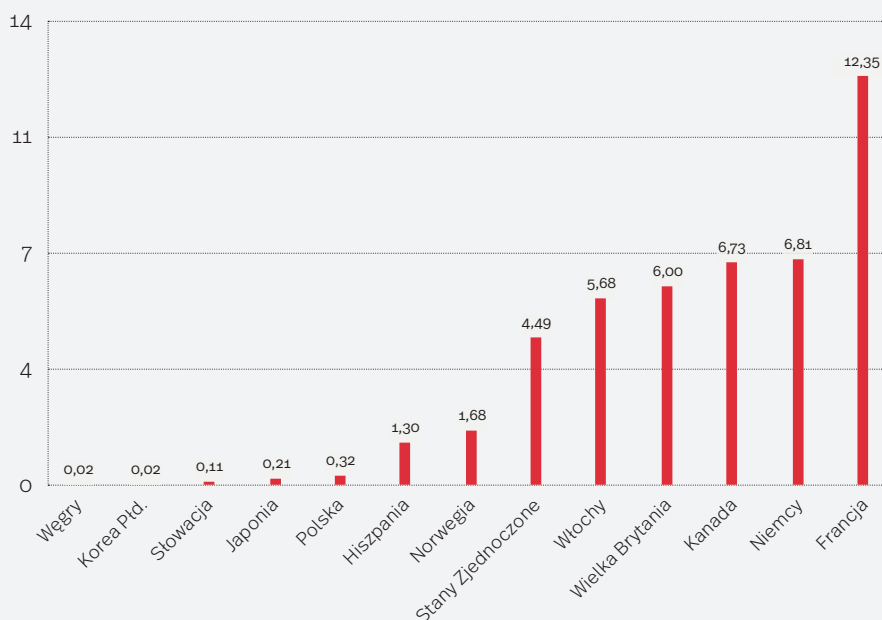
▸ **Wykres 4.** Wydatki na badania i rozwój w dziedzinie wodoru i ogniw paliwowych od 2002 r. (w mln PLN)



Źródło: obliczenia własne PIE na podstawie bazy IEA (2019).

- Najwięcej środków na badania przeznaczają obecnie Stany Zjednoczone i Japonia, do czołówki należą również Francja, Korea Południowa, Kanada, Niemcy i kilka innych krajów europejskich. W Niemczech przeznaczono ponad 10-krotnie więcej funduszy niż w Polsce. Polska przeznaczana na badania i rozwój wodoru najwięcej środków spośród krajów Grupy Wyszehradzkiej (wykres 4).
- Kwota wydatków w tej dziedzinie z 2017 r. przeliczona w stosunku do PKB jest najwyższa dla Francji, Niemiec i Kanady. Dla Polski wartość ta jest ponad 20-krotnie mniejsza niż dla Niemiec i 40-krotnie mniejsza niż dla Francji (wykres 5).

▼ **Wykres 5. Wydatki na badania i rozwój w dziedzinie wodoru i ogniw paliwowych w relacji do PKB w 2017 r.**

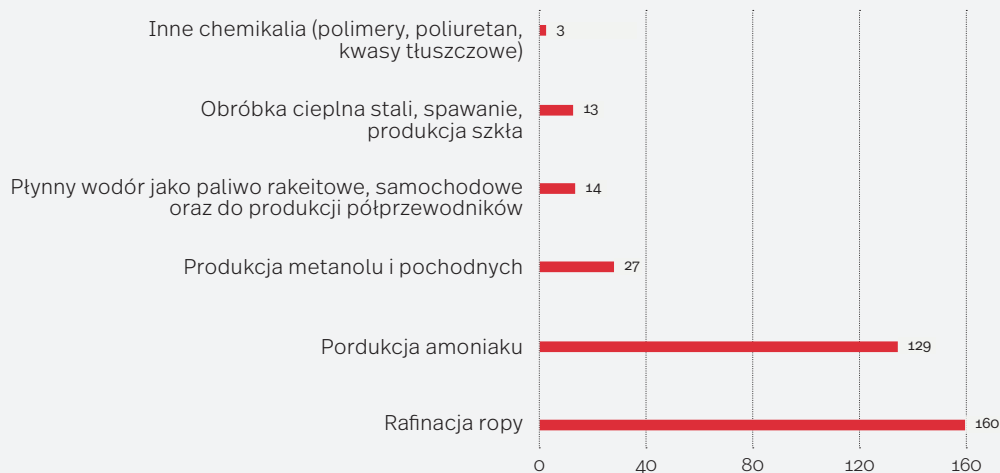


Źródło: obliczenia własne PIE na podstawie bazy IEA (2019).

W Unii Europejskiej roczne zużycie wodoru jest na poziomie 339 TWh z czego 325 TWh konsumuje przemysł, a 14 TWh transport (głównie płynny wodór). Rocznie najwięcej wodoru wykorzystuje się w rafineriach (153 TWh – 45 proc.

ogólnego zużycia) oraz w przemyśle chemicznym, gdzie największy udział ma produkcja amoniaku (129 TWh – 38 proc. ogólnego zużycia) oraz metanolu (27 TWh – 8 proc. ogólnego zużycia) (FHC, 2019).

▸ Wykres 6. Całkowite zużycie wodoru w Unii Europejskiej (w TWh)



Źródło: FHC (2019).

## Potencjalne zastosowania wodoru

### Stal

Istotnym sektorem, w którym użycie wodoru ma duży potencjał jest produkcja stali. Większość stali uzyskiwana jest obecnie w procesach z użyciem zasadowych pieców tlenowych oraz elektrycznych pieców łupkowych. Obie te metody przyczyniają się do wysokich emisji CO<sub>2</sub>. Produkcja z użyciem wodoru (H-DR – *hydrogen-based direct reduction*) pozwala na znaczącą redukcję emisji CO<sub>2</sub>, a także może już niebawem być bardziej opłacalna finansowo. W przypadku rocznego spadku kosztów analogicznie do sektora wiatrowego (3,7 proc. rocznie), koszty kapitałowe metody H-DR powinny osiągnąć poziom cenowy metod tradycyjnych już ok. 2030 r. Z kolei w przypadku spadku kosztów na poziomie sektora fotowoltaicznego (17 proc. rocznie) taki scenariusz może zostać zrealizowany w ciągu następnych 3-4 lat. Według Międzynarodowej Agencji Energii nawet 60 Mt wodoru może być wykorzystane w gospodarce światowej do produkcji stali

(obecna światowa produkcja wodoru to 120 Mt – rozdział „Produkcja wodoru”) (World Energy Council, 2018).

### Wodór czy gaz ziemny

W procesie metanizacji z wodoru i tlenku lub dwutlenku węgla może powstać syntetyczny gaz ziemny. Dwutlenek węgla może pochodzić ze źródeł biologicznych bądź z instalacji CCS (*carbon capture and storage* – sekwestracja dwutlenku węgla), które wychwytyują i magazynują CO<sub>2</sub>. Wyprodukowany gaz syntetyczny może być zattaczany do istniejących sieci bądź po sprężeniu lub skropleniu – wykorzystany w transporcie. Głównymi wyzwaniem w zastosowaniach tych technologii jest niska efektywność oraz wysokie koszty (IRENA, 2018).

Perspektywa zeroemisyjnej gospodarki do 2050 r. może wymusić zastąpienie gazu ziemnego paliwami alternatywnymi. W takim przypadku zastąpienie gazu ziemnego wodorem może przynieść korzyści ze względu

na możliwość szybszej reakcji na zmiany zapotrzebowania na energię. Obecnie w składzie spalane go gazu ziemnego znajduje się głównie metan wymieszany z etanem oraz propanem. W przyszłości jednak te gazy zostaną najprawdopodobniej zastąpione mieszkankami opartymi na wodorze (Nilsson i in., 2015). Testowane są zarówno produkty uboczne procesów rafineryjnych (gazy z domieszką wodoru do 90 proc.), jak i syntetyczne mieszaniny, w tym te posiadające stężenie wodoru powyżej 90 proc. (Hawksworth i in., 2015).

Wodór może być stosowany także do produkcji ciepła, gdyż spełnia wymagania dotyczące kaloryczności w odniesieniu do objętości i gęstości wg wskaźnika Wobbego. Jednakże ze względu na jego bezworność, szybszą prędkość spalania oraz niezbadane czynniki ryzyka, nie można używać go w urządzeniach przystosowanych do gazów tradycyjnych. Wodór można zastosować do produkcji ciepła w układach kogeneracyjnych (CHP – *combined heat and power*), kotłach płomienicowo-płomieniówkowych, kotłach z palnikiem wodorowym i gazowych pompach ciepła (Dodds i in., 2015).

## Zasilanie awaryjne i centra danych

Wodór stosowany w ogniach paliwowych jest dobrym rozwiązaniem dla zasilania awaryjnego, mogąc zastąpić powszechne stosowanie oleju napędowego w generatorach Diesla. W 2030 r. wodór użyty w zasilaniu awaryjnym może zapewnić nawet 1 TWh energii, zakładając 20 proc. udziału w rynku energii zasilania awaryjnego (Hydrogen Council, 2018).

Funkcjonowanie centrów danych wiąże się z wysokim zużyciem energii z powodu konieczności podwójnego zasilania serwerów czy zapewnienia odpowiedniej temperatury i wilgotności pomieszczeń. Udział kosztów energii elektrycznej w kosztach operacyjnych

może wynosić nawet od 30 do 50 proc. Dlatego w centrach danych coraz częściej zakłada się własną produkcję energii. Działanie centrów danych wymaga umieszczenia ich w specyficznych lokalizacjach, przez co wybór technologii energetycznych może być mocno ograniczony, szczególnie, gdy jest potrzeba zastosowania OZE, jak źródła wiatrowe czy elektrownie szczytowo-pompowe jako magazyny. Zielony wodór jako nośnik energii w tym przypadku może służyć zarówno do produkcji energii w ogniach paliwowych, jak i do magazynowania nadmiaru energii z OZE. Poza tym płynny wodór przed użyciem jako paliwo może być użyty jako czynnik chłodzący serwery, a ciepło emitowane podczas pracy ogniów paliwowych bądź turbin wodorowych można stosować w chłodzeniu absorpcyjnym (Hydrogen Council, 2018).

## Pojazdy

Jako paliwo alternatywne dla energii elektrycznej oprócz biopaliw wymienia się wodór. W przypadku pojazdów ogniwa paliwowe mają wyższe koszty inwestycyjne, ale ich koszty operacyjne zrównują się z pojazdami bateryjnymi dla mocy ogniów od 210 kW lub w przeliczeniu na zasięg pojazdów, powyżej 105 km. Zbiornik wodoru ma 10 razy większą gęstość energetyczną niż bateria, co w przypadku 18-tonowego ciągnika przekłada się na układ przeniesienia napędu o masie 1,8-2,1 kg w przypadku wodoru, a 4,5-5,5 kg w przypadku baterii (2,5 kg odpowiadającego ciągnika z silnikiem Diesla) (Hydrogen Council, 2018).

Wodór stanowi ciekawą perspektywę dla pojazdów autonomicznych, które są już nie tylko wizją przyszłości. W 2030 r. po światowych ulicach może jeździć nawet ok. 20 mln autonomicznych taksówek i autobusów wahadłowych. Aby zapewnić minimalne koszty użytkowania tego typu pojazdów potrzebne jest paliwo, które może zmaksymalizować czas ich użytkowania

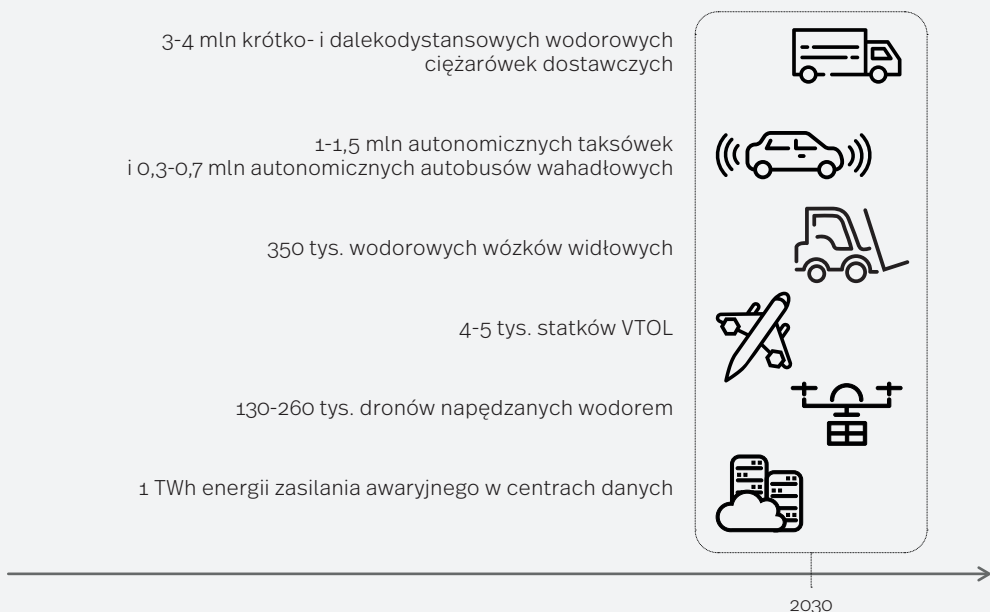
w systemie 24/7. Ponad półgodzinne tankowanie elektrycznych samochodów bateryjnych zmniejsza ich czas wykorzystania w ciągu doby. Wodorowe samochody mają czas tankowania do 5 min oraz charakteryzują się większym zasięgiem, co przekłada się na wyższe zyski operacyjne. Krótszy czas postoju pojazdu na stacji tankowania wpływa na zmniejszenie ich liczby – stacje tankowania wodoru zajmują ok. 15 razy mniej miejsca niż stacje ładowania samochodów bateryjnych obsługujących tę samą liczbę pojazdów (Hydrogen Council, 2018).

Statki powietrzne pionowego startu i lądowania (VTOL – *Vertical Take Off and Landing*) w przyszłości mogą być stosowane jako taksówki. Przewagą takiego rozwiązania jest możliwość zaoszczędzenia czasu spędzonego w korkach w pojeździe drogowym. Zastosowanie wodoru w tego typu statkach ma przewagę nad innymi technologiami dzięki dużej gęstości energii

wodoru i możliwości szybkiego tankowania. Do 2030 r. może funkcjonować ok. 20 tys. statków typu VTOL, z czego przewiduje się, że 20-40 proc. zasilanych będzie wodorem (Hydrogen Council, 2018).

Autonomiczne pojazdy takie jak wózki widłowe, samochody dostawcze czy drony mogą w przyszłości zapewniać dostawy przez całą dobę w krótkim czasie i przy niewielkich kosztach operacyjnych. Mając na uwadze względy środowiskowe, paliwem, które można w nich stosować jest wodór. Z kolei użytkowanie długodystansowych autonomicznych pojazdów (nawet do 800 km) będzie wymagało stosowania paliwa o dużej gęstości energii. Dodatkowo zapewnienie szybkiego tankowania tych pojazdów pozwala rekompensować ich wysokie koszty zakupu i maksymalizować wykorzystanie ich potencjału do jazdy w trybie 24/7 (Hydrogen Council, 2018).

#### ➤ Rysunek 1. Zastosowanie wodoru w przyszłości



Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie: Hydrogen Council (2018).

## Oczyszczanie wodoru

Wyprodukowany wodór często jest zmieszany z innymi pierwiastkami i związkami chemicznymi. Do większości zastosowań wymaga się wodoru o znaczącym poziomie czystości (liczonym w procentach, jako zawartość czystego H<sub>2</sub> w mieszaninie).

Wymogi dotyczące poziomu oczyszczania wodoru różnią się w zależności od zastosowania, a sam proces oczyszczania zwiększa koszt końcowy produkcji wodoru. Najczystsze wodoru wymaga się do produkcji układów półprzewodnikowych (tabela 3).

▼ **Tabela 3.** Wymagany poziom czystości wodoru do poszczególnych zastosowań

Stan skupienia	Poziom weryfikacji czystości	Wykorzystanie	Wymagany poziom czystości (w proc.)
Gaz	B	Przemysł	99,95
	D	Uwodornianie i przemysł wodny	99,99
	F	Oprządkowanie i gaz pędny	99,995
	L	Półprzewodniki i specjalne zastosowania	99,9999
Ciecz	A	Paliwa i gaz pędny: wymagania standardowe	99,995
	B	Paliwa i gaz pędny: wysokie wymagania	99,999
	C	Półprzewodniki	99,9997

Źródło: Fraile i in. (2015).

Jedną z przyszłościowych technologii w energetyce są ogniwa paliwowe. Wymagają one zastosowania wodoru o czystości minimum 99,7 proc. (Ohi i in., 2016). Tak wysoka jakość ma swoje uzasadnienie w praktyce. Poszczególne pierwiastki i związki chemiczne zanieczyszczające wodór, mogą nie tylko zmniejszać wydaj-

ność urządzeń wykorzystujących to źródło energii, ale i nieodwracalnie je uszkadzać. Nawet niewielka ilość helu czy argonu może zmniejszać sprawność ogniw paliwowych, woda może prowadzić do niechcianej jonizacji oraz do powstawania lodu, a tlenek węgla zanieczyścić katalizator (tabela 4).

▼ **Tabela 4.** Skutki wybranych zanieczyszczeń dla ogniw paliwowych

Rodzaj zanieczyszczenia	Wpływa negatywnie na:			Dodatkowe uwagi
	Magazynowanie	Wydajność	Katalizator	
Woda	X	X		Formowanie się lodu w pojemnikach, niechciany transport jonów K <sup>+</sup> i Na <sup>+</sup>
Węglowodory		X		Wchłanianie przez powierzchnię katalizatora utrudniająca dostęp do wodoru
Tlen	X			Reaguje z materiałami przechowującymi
Hel, azot, argon		X		Rozcieńcza wodór powodując problemy z działaniem i efektywnością ogniw
Dwutlenek węgla	X			Może wchodzić w interakcję ze stopami metali używanymi do przechowywania wodoru. W połączeniu z wodą może formować tlenek węgla
Tlenek węgla		X	X	Odwracalne obniżenie wydajności i zanieczyszczenie katalizatora
Amoniak		X		Wpływa na proces wymiany jonów

Źródło: Braxenholm (2016).

Istniejące metody oczyszczania wodoru są nadal udoskonalane, a równolegle trwają prace nad opracowaniem nowych technologii (Bernardo i in., 2019). Do większości zastosowań wysokotechnologicznych potrzebny jest jednak wodór o czystości powyżej 99,99 proc. (tabela 3). Uzyskanie tak wysokiego stopnia oczyszczenia wodoru jest możliwe przy zastosowaniu dwóch metod – adsorpcji zmiennociśnieniowej PSA (*Pressure Swing Adsorption*)

oraz technik dyfuzji membranowych z membranami polimerowymi bądź metalicznymi, np. typu palladowego. Oczyszczanie katalityczne z tlenku węgla oraz tlenu mimo dobrych efektów prawie całkowicie pomija inne niechciane pierwiastki i związki chemiczne, w związku z tym możliwości użycia tej metody pozostają ograniczone (Braxenholm, 2016).

▼ **Tabela 5.** Porównanie metod oczyszczania wodoru

Metoda oczyszczania	Wprowadzona substancja	Czystość wodoru (w proc.)	Odzysk wodoru (w proc.)
Rozdzielenie kriogeniczne	Gazy odlotowe z przemysłu petrochemicznego oraz rafinerii	90-98	95
Dyfuzja membraną polimerową	Gazy odlotowe z rafinerii i oczyszczony amoniak w formie gazowej	92-98	>85
Separacja wodorkami metali	Oczyszczony amoniak w formie gazowej	99	75-95
Stałe polimerowe ogniwa elektrolitowe	Wodór z cykli termochemicznych	99,8	95
Adsorpcja zmiennociśnieniowa	Każdy gaz bogaty w wodór	99,999	70-85
Oczyszczanie katalityczne	Wodór zanieczyszczony tlenem	99,999	< 99
Dyfuzja membraną palladową	Każdy gaz zawierający wodór	>99,999	< 99

Źródło: Braxenholm (2016).



Proces adsorpcji zmiennociśnieniowej opiera się na zjawisku selektywnej adsorpcji gazów na stałych sorbentach. Podczas adsorpcji pożądany składnik (w tym przypadku wodór) jest najpierw odkładany na złożu adsorbentu, a po jego wysyceniu poddawany desorpcji. Zabieg ten można wykonywać wielokrotnie (Chmielewski, Wawryniuk, Antczak, 2012). Jego główną wadą jest stosunkowo wysoka (do 30 proc.) utrata wodoru w procesie oczyszczania (tabela 5).

Dyfuzja opiera się na założeniu przepuszczalności membrany pozwalającej na migrację wyłącznie cząsteczek wodoru. Proces przebiega z wykorzystaniem kolejno adsorpcji, dysocjacji, jonizacji, dyfuzji, rekombinacji i desorpcji. Dyfuzja za pomocą membrany palladowej może oczyścić wodór do poziomu

„9N” (99,999999 proc.) ale jako wkładu wymaga wodoru o jakości co najmniej „4N” (99,99 proc.) (Braxenholm, 2016). Dla porównania mieszanina wodoru używana do metody PSA może posiadać nawet 20-30 proc. zanieczyszczeń dając wodór o czystości do 99,999 proc., czyli spełniając wymogi większości technologicznych rozwiązań (tabela 5).

Należy zaznaczyć, że oczyszczanie wodoru jest istotnym kosztem jego pozyskiwania. Obecnie oczyszczenie wodoru pozyskiwanego metodą SMR za pomocą adsorpcji zmiennociśnieniowej dodaje do finalnego kosztu produkcji wodoru ok 2,7 zł/kgH<sub>2</sub>. Jeśli jednak wejdą w życie kolejne opracowywane udoskonolenia technologiczne to według prognoz w 2025 r. koszt ten ma spaść do ok 1,5 zł/kg (Staffell i in., 2019)<sup>4</sup>.

## Bezpieczeństwo w użytkowaniu wodoru

Publiczna akceptacja jest często poruszaną kwestią w kontekście wdrażania nowych technologii. Poparcie dla nowych projektów umożliwi ich sprawną adaptację. Z kolei brak publicznej aprobaty może wiązać się z problemami komercjalizacji i implementacji danej technologii (Gupta, Fischer, Frewer, 2012). Przykładem może być miesięczny protest głodowy jednego z mieszkańców koreańskiego miasta Incheon przeciwko powstaniu fabryki ogniwi paliwowych. W rezultacie – zdaniem protestującego – uwaga władz została przekierowana z kwestii zanieczyszczania środowiska na kwestie bezpieczeństwa wodoru oraz związanej z nim infrastruktury. Ostatecznie koreańskie miasto Incheon zgodziło się na ponowne rozpatrzenie potencjalnych zagrożeń, jak i wpływu na środowisko naturalne (Reuters, 2019).

Pewne właściwości wodoru w porównaniu do innych stosowanych paliw świadczą o większym poziomie bezpieczeństwa. W stanie gazowym wodór jest 57 razy lżejszy niż opary benzynowe oraz 14 razy lżejszy od powietrza, co przekłada się na stosunkowo krótki czas rozproszenia w powietrzu na tle innych gazów. Stanowi to istotną zaletę w kwestii bezpieczeństwa na otwartym terenie. Wodór ma podobną temperaturę samozapłonu co gaz ziemny i znacznie wyższą niż opary benzynowe (PNNL, 2015).

Wysoka dyfuzyjność oraz niski współczynnik lepkości powodują, że wodór może być bardzo podatny na ulatnianie i wycieki. W warunkach ograniczonej przestrzeni wyciek może skutkować akumulacją stężenia wodoru w powietrzu oraz niekontrolowanym zapłonem.

<sup>4</sup> Wg rocznego kursu USD z 2019 r. NBP.

Istnieje również ryzyko uduszenia wodorem. Przedział łatwopalności wodoru w porównaniu do innych paliw jest bardzo duży i wynosi 4-75 proc. stężenia gazu w powietrzu. Biorąc pod uwagę optymalne warunki spalania, energia potrzebna do zapoczątkowania reakcji spalania wodoru jest zdecydowanie niższa niż w przypadku innych popularnych paliw. Z drugiej strony z racji niskiej gęstości wodór szybko się ulatnia, praktycznie nigdy nie gromadząc się w dolnych warstwach pomieszczenia jak LPG (*liquefied petroleum gas*) czy tlenek węgla oraz nie jest gazem trującym jak tlenek węgla czy dwutlenek węgla (PNNL, 2015).

W latach 1985-2006 liczba incydentów z udziałem wodoru w Unii Europejskiej, łącznie z eksplozjami, wybuchami kontenerów, pożarami, pęknięciami rur, wyciekami oraz innymi niesprecyzowanymi zdarzeniami wyniosła 38.

Najwięcej wypadków dotyczyło bezpośrednio eksplozji (18), a najmniej wybuchów kontenerów, pęknięcia rur oraz innych wydarzeń (po 1). Łączna liczba osób poszkodowanych w wyniku incydentów związanych z wodorem w latach 1985-2006 (te same kategorie), to 156, z czego 129 osób ucierpiało w wyniku eksplozji, a pozostałe przez pożary (Galassi i in., 2012).

W tabeli 6 opisano zjawiska prowadzące do zagrożeń związanych z użytkowaniem wodoru i metody ich ograniczania. W przechowywaniu, transporcie i użytkowaniu wodoru największym zagrożeniem jest wyciek powodujący pożar. Aby skutecznie wdrażać gospodarkę wodorową należy zapewnić wysoki poziom bezpieczeństwa, które niestety wymaga wysokich nakładów. W efekcie przy dużej skali zastosowań może to znacząco wpłynąć na koszty.

▸ **Tabela 6.** Wybrane zagrożenia związane z wykorzystaniem wodoru

Zjawisko	Rozwiązanie
Wyciek wodoru	Dobór odpowiednich urządzeń i prawidłowe zaprojektowanie instalacji – uszczelnienia, zawory, urządzenia pomiarowe i detektory przecieków (metody ciepłno-przewodnościowe, metoda gazu wskaźnikowego lub gazu znaczącego)
Kruchość wodorowa, degradacja materiałów	Stosowanie barier ochronnych materiałów (pokrywanie lub obróbka powierzchni). Kruchość wodorowa i degradacja spadają wraz ze wzrostem ciśnienia wodoru
Stosunkowo wysoka łatwopalność ciekłego wodoru, wysoka zdolność do jego koncentracji	Stosowanie odpowiednich urządzeń przeciwwybuchowych i instalacji elektrycznych oraz innych elementów mogących stanowić potencjalne źródło zapłonu (zgodnie z dyrektywą ATEX).

Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie: Najjar (2013).

# Bibliografia

- Adolf, J. i in. (2017), *Energy of the future? - Sustainable mobility through fuel cells and H<sub>2</sub>*, Shell Deutschland Oil GmbH, <http://www.shell.de> [dostęp: 18.12.2019].
- Andersson, J., Grönkvist, S. (2019), *Large-scale storage of hydrogen*, „International Journal of Hydrogen Energy”, nr 44.
- Bakhtyari, A., Makarem, M.A., Rahimpour, M.R. (2018), *Hydrogen Production Through Pyrolysis*, Encyclopedia of Sustainability Science and Technology, Springer New York.
- Bernardo, G. i in. (2019), *Recent advances in membrane technologies for hydrogen purification*, „International Journal of Hydrogen Energy”, nr 12.
- Biernat, K., Samson-Bręk, I.A. (2008), *Wodór-paliwo przyszłości*, *Studia Ecologiae et Bioethicae*, [http://seib.uksw.edu.pl/sites/default/files/tom\\_6\\_22\\_krzysztof\\_biernat\\_izabela\\_agata\\_samson\\_brek\\_wodor\\_paliwo\\_przyszlosci.pdf](http://seib.uksw.edu.pl/sites/default/files/tom_6_22_krzysztof_biernat_izabela_agata_samson_brek_wodor_paliwo_przyszlosci.pdf) [dostęp: 18.12.2019].
- Biznesalert.pl (2019), *Gaz-System bada przesył gazu z domieszką wodoru*, <https://biznesalert.pl/gaz-system-39-zjazd-gazownikow/> [dostęp: 18.12.2019].
- Braxenholm, D. (2016), *By-Product Hydrogen to Fuel Cell Vehicles*, Goteborg, <http://publications.lib.chalmers.se/records/fulltext/237961/237961.pdf> [dostęp: 18.12.2019].
- Chmielewski, A., Wawryniuk, K., Antczak, J. (2012), *Separacja składników gazu syntezowego przy użyciu membran polimerowych i metalicznych*, (w:) Traczewska, T. M. (red.), *Interdyscyplinarne zagadnienia w inżynierii i ochronie środowiska*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław.
- Cornot-Gandolphe, S. (2016), *Underground Gas Storage & LNG Storage Market in the World 2015-2035*, <https://www.cedigaz.org/shop-with-selector/?type=publications&search=Underground Gas Storage %26> [dostęp: 18.12.2019].
- Cornot-Gandolphe, S. (2018), *Underground Gas Storage in the World - 2018 Status*, [https://cdn2.hubspot.net/hubfs/1982707/Overview of underground gas storage in the world 2018 \(1\).pdf](https://cdn2.hubspot.net/hubfs/1982707/Overview of underground gas storage in the world 2018 (1).pdf) [dostęp: 18.12.2019].
- Deczyński, J., Żótkowski, B. (2014), *Wodór jako paliwo alternatywne do zasilania silników ze spalaniem wewnętrznym*, „Studies & Proceedings of Polish Association for Knowledge Management”, nr 69, Polskie Stowarzyszenie Zarządzania Wiedzą, Bydgoszcz.
- Dodds, P. E. i in. (2015), *Hydrogen and fuel cell technologies for heating: A review*, „International Journal of Hydrogen Energy”, nr 5.
- EC (2018), *In-depth analysis in support of the commission communication com (2018) 773*, [https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/pages/com\\_2018\\_733\\_analysis\\_in\\_support\\_en\\_o.pdf](https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/pages/com_2018_733_analysis_in_support_en_o.pdf) [dostęp: 18.12.2019].
- El-Shafie, M., Kambara, S., Hayakawa, Y. (2019), *Hydrogen Production Technologies Overview*, „Journal of Power and Energy Engineering”, nr 1.
- Eurostat (2019), *Production of electricity and derived heat by type of fuel*, <https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do> [dostęp: 18.12.2019].
- FHC (2019), *Hydrogen Roadmap Europe - a Sustainable Pathway for the European Energy Transition*, Fuel Cells And Hydrogen Joint Undertaking, Bietlot, Belgia.

- Figiel, H. (2006), *Perspektywy energetyki wodorowej wodorowej*, <http://www.fis.agh.edu.pl/doc/pl/seminarium/figiel.pdf> [dostęp: 18.12.2019].
- Folentarska, A. i in. (2016), *Nowoczesne materiały do przechowywania wodoru jako paliwa*, <http://yadda.icm.edu.pl/yadda/element/bwmeta1.element.baztech-84a859fd-9e63-420a-8d16-2235501429c2/c/KULAWIK.pdf> [dostęp: 18.12.2019].
- Fraile, D. i in. (2015), *Overview of the market segmentation for hydrogen across potential customer groups, based on key application areas*, CertifHy, Bruksela.
- Gas Storage Poland (2019), *GIM Kawerna*, <https://ipi.gasstoragepoland.pl/pl/menu/transparency-template/?page=uslugi-i-infrastruktura/parametry-techniczne/gim-kawerna/> [dostęp: 18.12.2019].
- Galassi, M.C. i in. (2012), *HIAD - Hydrogen incident and accident database*, „International Journal of Hydrogen Energy”, nr 22.
- GAZ-SYSTEM (2019), *GAZ-SYSTEM uzgadnia ze spółką CIECH kolejne etapy budowy kopalni soli i podziemnego magazynu gazu w Damastawku*, <https://www.gaz-system.pl/centrum-prasowe/aktualnosci/informacja/arttykul/203092/> [dostęp: 18.12.2019].
- Giorgio (2014), *Hydrogen Production & Distribution*, <https://iea-etsap.org/index.php/training/10-home/55-hydrogen-production-and-distribution> [dostęp: 18.12.2020].
- Gkanas, E.I., Khzouz, M. (2018), *Metal Hydride Hydrogen Compression Systems – Materials, Applications and Numerical Analysis*, (w:) Sankir, M., Sankir, N.D. (red.), *Hydrogen Storage Technologies (Advances in Hydrogen Production and Storage (AHPS))*, Scrivener Publishing LLC, Beverly.
- Gondal, I.A. (2018), *Hydrogen Integration in power-to-gas networks*, „International Journal of Hydrogen Energy”, nr 3.
- Grupa Lotos (2019), *Energy storage for future energy systems and eu role and initiatives*, Central Europe Energy Partners, Bruksela.
- Gupta, N., Fischer, A.R.H., Frewer, L.J. (2012), *Socio-psychological determinants of public acceptance of technologies: A review*, Public Understanding of Science, Bristol.
- Hawksworth, S. J. i in. (2015), *Safe Operation of Combined Cycle Gas Turbine and Gas Engine Systems using Hydrogen Rich Fuels*, EVI-GTI and PIWG Joint Conference on Gas Turbine Instrumentation.
- Hydrogen Council (2018), *New opportunities for the energy and mobility system*, <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2018/10/Hydrogen-Council-Hydrogen-Meets-Digital-2018.pdf> [dostęp: 18.12.2019].
- IEA (2019a), *IEA Energy Technology RD&D Budgets - October 2019 - Selected data*, International Energy Agency, <https://www.iea.org/data-and-statistics> [dostęp: 18.12.2019].
- IEA (2019b), *The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities*, International Energy Agency, Paryż.
- IFPEN i SINTEF (2019), *Hydrogen for Europe. Pre-study - Key findings*, [https://blogg.sintef.no/wp-content/uploads/2019/09/Hydrogen-for-Europe-pre-study-Key-findings\\_2019-09-05-med-omslag.pdf](https://blogg.sintef.no/wp-content/uploads/2019/09/Hydrogen-for-Europe-pre-study-Key-findings_2019-09-05-med-omslag.pdf) [dostęp: 18.12.2019].
- IRENA (2018), *Hydrogen From Renewable Power: Technology outlook for the energy transition*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Sep/IRENA\\_Hydrogen\\_from\\_renewable\\_power\\_2018.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Sep/IRENA_Hydrogen_from_renewable_power_2018.pdf) [dostęp: 18.12.2019].
- IRENA (2019), *Hydrogen: a renewable energy perspective*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

- ITS (2015), *Circumstances of the national plan for hydrogenization of road transport in Poland*, Warszawa, <https://www.teraz-srodowisko.pl/media/pdf/aktualnosci/4520-NIP-Poland.pdf> [dostęp: 18.12.2019].
- Laidler, K.J. (2002), *Energy and the Unexpected*, Oxford University Press, Nowy Jork.
- Leighty, W. i in. (2006), *Compressorless Hydrogen Transmission Pipelines Deliver Large-scale Stranded Renewable Energy at Competitive Cost*, 16th World Hydrogen Energy Conference, Lyon.
- Lotos (2019), *Projekt HESTOR – magazynowanie energii w postaci wodoru w kawernach solnych*, [http://www.lotos.pl/2491/poznaj\\_lotos/projekty\\_dofinansowane\\_przez\\_ue/hestor](http://www.lotos.pl/2491/poznaj_lotos/projekty_dofinansowane_przez_ue/hestor) [dostęp: 18.12.2019].
- ME (2019), *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2018 r. do dnia 31 grudnia 2018 r.*, Ministerstwo Energii, Warszawa.
- Melaina, M.W. i in. (2013), *Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues*, National Renewable Energy Laboratory, Golden.
- Mielczarek, J. (2018), *Kosmiczna stacja paliw*, [https://nauka.uj.edu.pl/aktualnosci/-/journal\\_content/56\\_INSTANCE\\_Sz8leLojYQen/74541952/140165074](https://nauka.uj.edu.pl/aktualnosci/-/journal_content/56_INSTANCE_Sz8leLojYQen/74541952/140165074) [dostęp: 18.12.2019].
- Ministerstwo Aktywów Państwowych (2019), *Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030*, Wersja 4.1 z dn. 18.12.2019, Warszawa.
- Najjar, Y.S.H. (2013), *Hydrogen safety: The road toward green technology*, „International Journal of Hydrogen Energy”, nr 38.
- Nilsson, E.H. i in. (2015), *Hydrogen gas as fuel in gas turbines*, Energiforsk, Sztokholm.
- Nikolaidis, P., Poullikkas, A. (2017), *A comparative overview of hydrogen production processes*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier Ltd.
- Ohi, J.M. i in. (2016), *Hydrogen Fuel Quality Specifications for Polymer Electrolyte Fuel Cells in Road Vehicles*, U.S. Department of Energy, Waszyngton.
- PGNiG (2019), *Raport roczny 2018*, <http://pgnig.pl/documents/10184/2687346/PGNiG-Raport-Roczny-2018-PL.pdf/3a49f7ee-8db6-4918-a2f9-eac9687a975d> [dostęp: 18.12.2019].
- PNNL (2015), *Hydrogen Compared with Other Fuels | Hydrogen Tools, H<sub>2</sub> Tools*, <https://h2tools.org/bestpractices/hydrogen-compared-other-fuels> [dostęp: 18.12.2019].
- Reuters (2019), *Hydrogen hurdles: a deadly blast hampers South Korea's big fuel cell car bet*, <https://www.reuters.com/article/us-autos-hydrogen-southkorea-insight/hydrogen-hurdles-a-deadly-blast-hampers-south-koreas-big-fuel-cell-car-bet-idUSKBN1W936A> [dostęp: 18.12.2019].
- Saba, S.M. i in. (2018), *The investment costs of electrolysis - A comparison of cost studies from the past 30 years*, „International Journal of Hydrogen Energy”, nr 3.
- Sdanghi, G. i in. (2019), *Review of the current technologies and performances of hydrogen compression for stationary and automotive application*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, nr 102.
- Serban, M. i in. (2003), *Hydrogen production by direct contact pyrolysis of natural gas*, „Energy and Fuels”, nr 17.
- Staffell, I. i in. (2019), *The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system*, „Energy and Environmental Science”, nr 2.
- Tarkowski, R. (2017), *Wybrane aspekty podziemnego magazynowania wodoru*, „Przegląd Geologiczny”, <https://www.pgi.gov.pl/dokumenty-pig-pib-all/publikacje-2/przegląd-geologiczny/2017/maj-6/4832-wybrane-aspekty-podziemnego-magazynowania/file.html> [dostęp: 18.12.2019].

- Tarkowski, R., Czapowski, G. (2018), *Uwarunkowania geologiczne wybranych wysadów solnych w Polsce i ich przydatność do budowy kavern do magazynowania wodoru*, „Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego”, nr 472.
- The Royal Society (2018), *Options for producing low-carbon hydrogen at scale*, <https://royalsociety.org/-/media/policy/projects/hydrogen-production/energy-briefing-green-hydrogen.pdf> [dostęp: 18.12.2019].
- Tlili, O. i in. (2019), *Hydrogen market penetration feasibility assessment: Mobility and natural gas markets in the US, Europe, China and Japan*, „International Journal of Hydrogen Energy”, nr 44.
- Wilhelmsen Ø, i in. (2018), *Reducing the exergy destruction in the cryogenic heat exchangers of hydrogen liquefaction processes*, „International Journal of Hydrogen Energy”, nr 43.
- World Energy Council (2018), *Hydrogen-Industry As Catalyst Accelerating the Decarbonisation of Our Economy To 2030*, World Energy Council Netherlands, Tilburg, <http://www.wereldenergieraad.nl/wp-content/uploads/2019/02/190207-WEC-brochure-2019-A4.pdf> [dostęp: 18.12.2019].
- Zhang X. i in. (2015), *Towards a smart energy network: The roles of fuel/electrolysis cells and technological perspectives*, „International Journal of Hydrogen Energy”, nr 40.
- Zoulias, M. (2014), *Hydrogen Production & Distribution*, <http://www.etsap.org> [dostęp: 18.12.2019].



# Polski Instytut Ekonomiczny

Polski Instytut Ekonomiczny to publiczny *think tank* gospodarczy, którego historia sięga 1928 roku. Obszary badawcze Polskiego Instytutu Ekonomicznego to przede wszystkim handel zagraniczny, makroekonomia, energetyka i gospodarka cyfrowa oraz analizy strategiczne dotyczące kluczowych obszarów życia społecznego i publicznego Polski. Instytut zajmuje się dostarczaniem analiz i ekspertyz do realizacji Strategii na Rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju, a także popularyzacją polskich badań naukowych z zakresu nauk ekonomicznych i społecznych w kraju oraz za granicą.