

Green hydrogen. An outlook. Part 3. Economic issues

Zielony wodór. Krótka monografia. Cz. III**.

Zagadnienia ekonomiczne

DOI: 10.15199/62.2023.9.1

A review, with 56 refs., of gray and green H manufg. costs. Natural gas reforming, org. waste gasification and water electrolysis were taken into consideration as com. processes. The natural gas and H markets were also evaluated. The green H prodn. is now more expensive than that of gray one but its manufg. costs will be decreased and become comparable in the next future.

Keywords: green hydrogen, natural gas reforming, waste gasification, water electrolysis, manufacturing costs, price

Dokonano przeglądu literatury na temat kosztów wytwarzania wodoru szarego i zielonego. Wzięto pod uwagę reforming gazu ziemnego, elektrolizę wody oraz zgazowanie organicznych odpadów komunalnych. Oceniono również rynki gazu ziemnego i wodoru. Wytwarzanie szarego wodoru jest obecnie tańsze niż produkcja wodoru zielonego, jednakże w przyszłości koszty wytwarzania obu tych rodzajów wodoru będą zbliżone.

Słowa kluczowe: zielony wodór, reforming gazu ziemnego, zgazowanie odpadów, elektroliza wody, koszty wytwarzania, cena

Zielony wodór ma odegrać w przyszłości kluczową rolę w „defosylizacji” (*defossilization*)¹ przemysłu chemicznego², ale dziś jego udział w całkowitej produkcji wodoru na świecie jest jeszcze znikomym. Wykazuje on jednak wyraźną

tendencję wzrostową, gdyż traktowany jest jako przeciwwaga dla szarego wodoru, wytwarzanego z paliw kopalnych. W wielu krajach korzysta on dziś z preferencji gospodarczych, obejmujących również subwencje rządowe. W dalszej perspektywie powinien jednak zapewnić sobie bezwzględną przewagę konkurencyjną, do czego niezbędne jest obniżenie kosztów jego wytwarzania. Czy wodór zielony ma szanse na uzyskanie takiej przewagi?

Pytanie to stało się kluczowe, po tym jak w maju 2023 r. amerykański Department of Energy (US DOE) opublikował narodową strategię i „mapę drogową” zielonego wodoru³, która została szeroko skomentowana w prestiżowym amerykańskim czasopiśmie opinii⁴ i wzbudziła natychmiast gwałtowną polemikę⁵. Obecnie w USA pracują 42 elektrolizery wytwarzające zielony wodór w ilości 3 tys. t/r, ale DOE zakłada, że w 2030 r. produkcja ta wzrośnie do 10 mln t/r, w 2040 r. do 20 mln t/r i w 2050 r. do 50 mln t/r. Aby to osiągnąć, zielony wodór musi być dostępny i tani. W USA już w 2021 r. przyjęto cel określony jako “111” (obniżenie ceny zielonego wodoru do 1 USD za 1 kg w ciągu 1 dekady). Obecnie koszt produkcji zielonego wodoru wynosi tam 5–7 USD/kg, podczas gdy koszt szarego wodoru z sekwestracją ditlenku węgla to ok. 2 USD/kg. USA to liczący się producent szarego wodoru, gdyż jego zdolności produkcyjne przekraczają 10% produkcji światowej.

Również Międzynarodowa Agencja Energii IEA (International Energy Agency) w 2022 r. zarekomendowała przyspieszenie działań na rzecz jak najszybszego wdrożenia produkcji zielonego wodoru w skali przemysłowej⁶. Gospodarka wodorowa stała się zatem kluczowym elementem

rozwoju gospodarczego państw uprzemysłowionych⁷.

Niemcy są przykładem konsekwentnego wdrażania bezemisyjnych procesów produkcyjnych. Polityka gospodarcza tego kraju zakłada powszechne stosowanie zielonego wodoru w praktyce przemysłowej. Strategię działania⁸ w tym zakresie przedstawili naukowcy z Wuppertal Institute oraz z German Economic Institute, Kolonia. Przeprowadzona przez nich dość optymistyczna analiza ekonomiczna wykazała, że do 2050 r. cena zielonego wodoru powinna spaść do 1–2,9 euro/kg. Obecny stan wiedzy⁹ wskazuje na to, że w 2030 r. zapotrzebowanie na zielony wodór i jego pochodne (metanol, amoniak) w sektorze transportowym w Niemczech wyniesie 30–32 TWh, co odpowiada masie wodoru równej prawie 1 mln t/r.

W 2021 r. światowe zapotrzebowanie na wodór wyniosło ok. 94 mln t, ale prognozuje się, że do 2050 r. wzrośnie ono do 350–530 mln t/r. Związane z tym potrzeby inwestycyjne są ogromne. Aby zaspokoić rosnące zapotrzebowanie, trzeba będzie wydać do 2050 r. 6–12 bln USD na wytwarzanie i transport wodoru¹⁰. Inne źródło¹¹ podaje, że globalne inwestycje w gospodarkę wodorową wyniosły w 2021 r. ok. 19,4 mld USD, ale w 2027 r. przekroczą 38,5 mld USD (CAGR 12,9%).

Rynek wodoru

Chociaż wielkość światowej produkcji wodoru jest duża, to jego ceny do niedawna nie były notowane na światowych giełdach towarowych. Wynikało to z faktu, że wolny rynek wodoru w skali globalnej, praktycznie rzecz biorąc, nie istniał. Większość dużych przedsiębiorstw chemicznych i paliwowych, wykorzystują-

¹Termin *defossilization* jest coraz częściej stosowany w literaturze fachowej zamiast terminu *decarbonization* dla podkreślenia faktu, że paliwa kopalne należy oszczędzać i pozostawić dla przyszłych pokoleń, a ditlenek węgla nie ma, praktycznie biorąc, żadnego wpływu na zmiany klimatyczne planety Ziemia (przyp. autora).

* Adres do korespondencji:
e-mail: polaczekjerzy@o2.pl

** Part 2/Cz. II¹

cych wodorów do swoich celów (produkcja amoniaku i metanolu, rafinacja produktów naftowych), wytwarza go we własnym zakresie z dostępnych surowców (węgiel i koks, woda, gaz ziemny, węglowodory zawarte w ropie naftowej). Jest to tzw. *captive hydrogen*.

Oczywiście w obrocie handlowym znajdują się pewne ilości wodoru (ok. 6% produkcji), sprzedawanego głównie w zbiornikach stalowych pod ciśnieniem, przeznaczonego dla mniejszych jego odbiorców (rafinacja olejów roślinnych, przemysł farmaceutyczny i barwnikarski, hutnictwo niektórych metali, płomieniowe spawanie i cięcie metali, wytwarzanie materiałów elektronicznych). To jest tzw. *merchant hydrogen*. Do tej grupy odbiorców zaliczają się obecnie również pojazdy elektryczne wyposażone w ogniwa paliwowe zasilane wodorem. W celu zaspokajania potrzeb takich specjalnych odbiorców zawierane były dwustronne umowy po cenach negocjowanych. Na portalu Alibaba.com znajdują się liczne oferty cenowe na dostawę sprężonego lub skroplonego wodoru w butlach stalowych. Analiza tych ofert jest jednak mało przydatna, ze względu na bardzo dużą rozpiętość cen i brak danych na temat jakości (czystości) produktu. Oczywiście nie ma tam również żadnych informacji o dokonanych transakcjach.

Amerykański Urząd Statystyczny (Statista Research Department)¹²⁾ podał w 2022 r., że zużycie wodoru w USA w 2050 r. wzrośnie do 73 mln t/r. Wodór będzie wykorzystywany głównie jako paliwo (27 mln t/r). W najbliższych latach wartość amerykańskiego rynku wodoru wzrośnie z ok. 19,4 mld USD w 2021 r. i 21 mld USD w 2022 r. do 38,5 mld USD w 2027 r. Oznacza to roczny wzrost wartości tego rynku CAGR (*compound annual growth rate*) w wysokości 12,9%.

Według dostępnych danych w 2021 r. światowe zapotrzebowanie na wodór wynosiło 94 mln t/r, ale do 2050 r. wzrośnie ono do 350–530 mln t/r i będzie to już głównie wodór zielony¹⁰⁾. Szacuje się¹³⁾, że globalny rynek wodoru zwiększy się ze 150,20 mld USD w 2021 r. do 220,37 mld USD w 2028 r. (CAGR 5,6%). Inne źródło¹⁴⁾ bardziej ostrożnie przewiduje wzrost ze 142,33 mld USD w 2019 r. do 208,86 mld USD w 2027 r. (CAGR 5,2%).

Na początku „ery wodorowej” detaliczne ceny wodoru dla napędu pojazdów samochodowych kształtowały się na dość

wysokim poziomie. Jeszcze kilka lat temu na rynku niemieckim na stacjach Clean Energy Partnership cena 1 kg wodoru wynosiła ok. 9,50 euro (ok. 40 zł/kg) dla klientów detalicznych, przy czym duże floty pojazdów mogły liczyć na znacznie niższe ceny. Zakład autobusowy w Hurch (Niemcy) kupował wodór za 3,80 euro/kg (ok. 16 zł/kg). Amerykański producent ciężarówek wodorowych podał wówczas, że cena wodoru H70 (pod ciśnieniem 700 bar) na stacjach Nikola wynosiła ok. 6 USD/kg. Dostawcą technologii wytwarzania oraz tankowania tego wodoru był concern NEL¹⁵⁾.

Zespół naukowców z łódzkiego Centrum Badań i Innowacji Pro-Akademia oraz z Politechniki Warszawskiej¹⁶⁾ na podstawie danych literaturowych już w 2013 r. wyliczył, że jednostkowy koszt wytworzenia 1 kg wodoru wynosi 0,75 USD (parowy reforming metanu) lub 0,92 USD (zgazowanie węgla), co, ich zdaniem, umożliwiłoby utrzymanie ceny detalicznej wodoru na poziomie ok. 1 USD/kg. W literaturze brak jednak było wiarygodnych prognoz cen wodoru w nadchodzących latach. Wyjątek stanowiła tu praca Nagashimy¹⁷⁾, w której przedstawiona została prognoza cen wodoru w 2030 r. Najtańszy miał być wodór wytwarzany przez reforming gazu ziemnego w Rosji (0,22 USD/m³ w warunkach normalnych) oraz w Kanadzie, USA i Australii (0,30–0,36 USD/m³). Wodór ten miał być sprzedawany na japońskich stacjach paliw jako paliwo motorowe za ok. 0,9 USD/m³. Wodór wytwarzany w warunkach japońskich przez elektrolizę wody z wykorzystaniem elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych miał być nieco droższy (ok. 1,0 USD/m³). Prognoza ta jednak, jak dotąd, nie potwierdziła się.

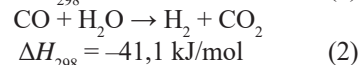
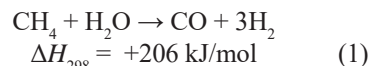
Sytuacja zmienia się jednak z dnia na dzień. Europejska Giełda Energii EEX (European Energy Exchange) opublikowała właśnie pierwszy rynkowo zorientowany indeks cen zielonego wodoru Hydrix¹⁸⁾, oparty na wskaźnikach pochodzących z dostępnych bilateralnych kontraktów na jego dostawę (*price indications from bilateral supply contracts*). Będzie on aktualizowany co tydzień na podstawie doniesień z rynku (ceny w euro/MWh) i umożliwi kupującym dokonywanie optymalnych wyborów. Będą one bardzo ważne dla przedsiębiorców mających zamiar podjąć decyzje inwestycyjne. Ograniczeniem tych notowań będzie jednak fakt, że warunki

kontraktów są zazwyczaj poufne. Pierwsze notowania cen oparte były na danych pochodzących z rynku niemieckiego, na którym w ciągu maja 2023 r. cena wodoru zmalała z 228,16 euro/MWh na 222,84 euro/MWh. Komisja Europejska uważała ponadto, że do końca 2023 r. cena ta spadnie w Europie do 121 euro/MWh, co oznacza, że cena 1 kg zielonego wodoru wyniesie 4 euro/kg. Ten optymizm oparty został na założeniu, że energia elektryczna potrzebna do zasilania elektrolizerów będzie tylko wtedy pobierana z sieci energetycznej (po wysokich cenach rynkowych!), gdy „ani Słońce nie świeci, ani wiatr nie wieje”.

Rynek wodoru powstał też w USA, gdzie notowania wodoru podaje Henry Hub (tabela 1). Ceny te zmieniały się w rytm zmian cen gazu ziemnego. Ostatnio (6 czerwca 2023 r.) cena wodoru w USA wynosiła 1,95 USD/kg.

Koszty wytwarzania wodoru szarego

Wodór szary wytwarzany jest dwustopniowo z gazu ziemnego przez reforming parowy^{20–22)} i konwersję tlenku węgla WGS (*water gas shift*) w reakcjach (1 i 2):



Pierwsza z tych reakcji jest endotermiczna, a druga egzotermiczna. Proces reformingu prowadzony jest w temp. 700–1100°C i pod ciśnieniem 3–4 MPa w obecności katalizatora, którym jest zazwyczaj katalizator niklowy. Reakcja *shift* konwersji tlenku węgla prowadzona jest w obecności tlenku żelaza w temp. ok. 350°C. Zgodnie z reakcjami (1) i (2) do wytworzenia 4 moli wodoru trzeba zużyć 1 mol metanu. Ponadto dla dostarczenia ciepła niezbędnego do przeprowadzenia tej reakcji należy spalić dodatkowo 0,2 mola metanu. W związku z tym do wytworzenia 1 mola wodoru trzeba zużyć 0,3 mola metanu. Po przeliczeniu na masę otrzymuje się zużycie metanu równe 2,4 kg/kg wodoru.

Reforming parowy metanu w skali przemysłowej opanowano wiele lat temu i znane są koszty inwestycyjne wytwórni wodoru opartych na tym procesie, a także koszty wytwarzania wodoru. Nakłady

inwestycyjne na wytwórnę wodoru przez parowy reforming gazu ziemnego (metanu) podane są w tabeli 2. Największym elementem tych nakładów jest koszt reaktora do prowadzenia procesu. W tej pozycji uwzględniony został również pierwszy wsad niklowego katalizatora procesu.

Kalkulacja kosztów wytwarzania wodoru w procesie parowego reformingu gazu ziemnego w cenach z 2008 r. podana jest w tabeli 3. Największą pozycją w tym zestawieniu jest gaz ziemny (prawie 72%), a koszty wytwarzania wodoru bardzo silnie zależą od ceny gazu ziemnego na rynku światowym. Drugą co do wielkości pozycję kalkulacji kosztów wytwarzania wodoru stanowi amortyzacja. Zaskakująco niski jest udział energii w kosztach wytwarzania, choć proces jest prowadzony w wysokiej temperaturze i pod zwiększonym ciśnieniem. Ciepło odzyskiwane z procesu w postaci pary wodnej stanowi uznanie. Jako uznanie można policzyć również sprzedaż ditlenku węgla jako produktu ubocznego, jeśli przewidziany jest jego odzysk. Wyliczony z tej kalkulacji koszt produkcji szarego wodoru wynosił w 2008 r. 1,6 euro/kg. Konieczność wychwytu i magazynowania ditlenku węgla w sposób istotny zwiększa zarówno nakłady inwestycyjne, jak i koszty ruchowe oraz koszty całkowite. Jednostkowy koszt wytwarzania wodoru wzrasta wówczas do ok. 2,0 euro/kg.

Jeśli zgodnie z danymi z tabeli 3 przyjąć, że koszt gazu ziemnego stanowi 71,8% całkowitego kosztu wytworzenia wodoru, to przy cenie gazu ziemnego równej 0,35 USD/kg w 2023 r. koszt jednostkowy (netto) wytworzenia wodoru można oszacować na 1,2 USD/kg. Cena zbytu wodoru będzie zapewne wyższa nie tylko o narzut marży zysku, ale również o podatek od emisji ditlenku węgla, która ma miejsce w trakcie parowego reformingu gazu ziemnego.

Koszt wytwarzania wodoru przez reforming gazu ziemnego można obniżyć przez zastosowanie ulepszonych katalizatorów tego procesu. Jak wykazały badania pilotowe, przeprowadzone jesienią 2022 r. w Université Catholique de Louvain, Belgia, przez konsorcjum firm Zone Flow Reactor Technologies LLC i Honeywell UOP²⁴, zastosowanie nowego strukturyzowanego katalizatora Zone Flow o dobrej przewodności cieplnej i wysokiej aktywności (folia metalowa) umożliwiło obniżenie kosztu własnego produkcji wodoru do

1,685 USD/kg przy cenie gazu ziemnego 0,327 USD/kg oraz uznaniu za sprzedaz pary wodnej po cenie 0,028 USD/kg. Reaktor pracował w warunkach zbliżonych do warunków przemysłowych (przepływ gazu ziemnego 30 m³/h, temperatura gazów odlotowych ok. 860°C).

Ceny gazu ziemnego są notowane na światowych giełdach i są łatwo dostępne. Dostępne są też prognozy tych cen. W 2018 r. opublikowane zostały dane dotyczące zmian cen na europejskim i amerykańskim rynku gazu (tabela 4). Korzystając z tych danych, można było pokusić się o wyliczenie jednostkowego kosztu wytworzenia wodoru przez parowy reforming gazu ziemnego, korzystając z kalkulacji tego kosztu podanej w tabeli 3.

Prognozy te okazały się jednak całkowicie mylne wskutek załamania się stabilnego rynku gazu ziemnego, spowodowanego agresją Rosji na Ukrainę. Ceny „poszybowały” w górę zarówno na rynku amerykańskim, jak i światowym (rys. 1 i 2; tabela 1). Spowodowało to również zaburzenie światowego rynku nawozów mineralnych oraz paliw, gdzie gaz ziemny jest ważnym surowcem chemicznym.

Dobrym miernikiem jest tu również światowy indeks cenowy gazu ziemnego

Table 1. Average annual hydrogen prices on American market, Henry Hub¹⁹

Tabela 1. Średnioroczne ceny wodoru na rynku amerykańskim, Henry Hub¹⁹

Rok	Cena, USD/kg
2017	1,15
2018	1,21
2019	0,94
2020	0,78
2021	1,49
2022	2,48

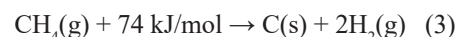
Table 2. Capital expenditures on hydrogen production by steam reforming of natural gas without CO₂ capture (assumed production capacity 100 t/d)²³

Tabela 2. Nakłady inwestycyjne na produkcję wodoru przez parowy reforming gazu ziemnego bez wychwytu CO₂ (zdolność projektowa wodoru 100 t/d)²³

Składnik kosztów	Koszt, mln euro
Reformer z osprzętem i orurowaniem	51,5
Kompresor wodoru z osprzętem i orurowaniem	5,0
Projekt	2,8
Razem	59,3

(global natural gas price index)²⁷, który w latach 2020–2023 (rys. 2) zmieniał się znacząco (wzrastał nawet siedmiokrotnie!), ale dzięki łagodnej zimie 2022/2023 wyraźnie obniżył się i w kwietniu 2023 r. spadł poniżej 190 (w 2016 r. wynosił on 100).

Alternatywą dla reformingu gazu ziemnego jest endotermiczna piroliza (kraking) metanu, przebiegająca w myśl reakcji (3):



Proces ten został bardzo pozytywnie oceniony w Polsce przez krakowski Instytut Nafty i Gazu²⁸ oraz zabrzański Instytut Technologii Paliw i Energii²⁹. Jest on również preferowany przez niemiecki koncern BASF³⁰, który w ten bezemisyjny sposób chce zapewnić sobie dostawy wodoru, jednakże uzysk wodoru w tym procesie jest dwukrotnie mniejszy niż w przypadku reformingu gazu ziemnego, a powstający w nim niskowartościowy produkt uboczny (amorficzny koksik) wymaga zagospodarowania (stałe paliwo) lub składowania (możliwość samozapłonu).

Koszty wytwarzania wodoru zielonego

Wodór zielony może być wytwarzany z różnych surowców. Można go wytwarzać przez konwersję różnego rodzaju substancji odpadowych, zwłaszcza bioodpadów, oraz innych organicznych odpadów komunalnych (polimery syntetyczne i naturalne). Najbardziej popularnym surowcem do produkcji zielonego wodoru jest jednak dotychczas woda, którą poddaje się elektrolizie w urządzeniach zasilanych energią elektryczną z odnawialnych źródeł.

Konwersja biometanu

Biogaz (biometan) wytwarzany przez fermentację bioodpadów stanowi prostą alternatywę dla gazu ziemnego w produkcji wodoru. Koszt produkcji biogazu nie jest uzależniony od ceny gazu ziemnego, a proces technologiczny konwersji biogazu do wodoru nie różni się co do zasady od procesu parowego reformingu gazu ziemnego. Problemem jest tu tylko rozproszenie biogazowni i konieczność transportu biogazu do reformerów na znaczne odległości. Instytut Maszyn Przepływowych PAN z Gdańska, który

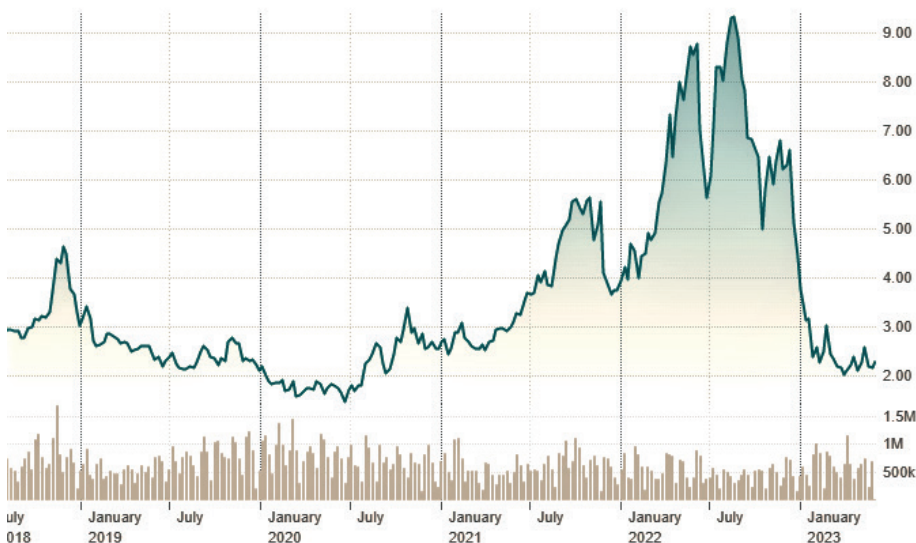


Fig. 1. Natural gas price on US market in 2018–2023, Henry Hub²⁶⁾, USD/mln BTU (1 mln BTU corresponds to 20.9 kg of natural gas)

Rys. 1. Zmiany ceny gazu ziemnego na rynku amerykańskim w latach 2018–2023, Henry Hub²⁶⁾, USD/mln BTU (1 mln BTU odpowiada 20,9 kg gazu ziemnego)

opracował mobilne urządzenia do konwersji biogazu do wodoru w niewielkiej skali na stacjach tankowania³¹⁾ zapewnia, że koszt produkcji wodoru przy użyciu tych urządzeń wynosi 2 USD/kg. W przypadku prowadzenia tego procesu w większej skali można spodziewać się, że koszt ten będzie jeszcze niższy.

Oceny procesu wytwarzania zielonego wodoru z bioodpadów dokonali ostatnio

szwedzcy naukowcy z University of Gävle³²⁾. W swoich rozważaniach wzięli pod uwagę 2 surowce dla biogazowni: bioodpady (BwH2) i biomasę (BmH2). W przypadku wariantu BwH2 oparli się oni na danych z komunalnej biogazowni Ekogas Forsbacka w rejonie Gävleborg, której zdolność produkcyjna wynosi 9700 m³/d. Umożliwi to produkcję wodoru w ilości prawie 40 tys. m³/d. Do biogazowni tej

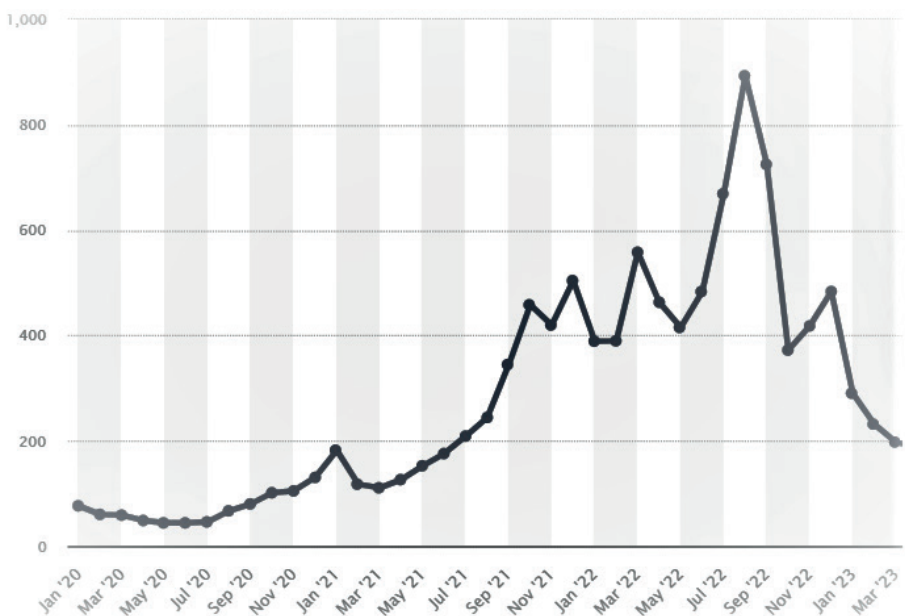


Fig. 2. Natural gas price index on global markets in 2020–2023 (index for 2016 was 100)²⁷⁾

Rys. 2. Indeks ceny gazu ziemnego na rynkach światowych w latach 2020–2023 (indeks ceny w 2016 r. równy 100)²⁷⁾

bioodpady przywożone są samochodami ciężarowymi (napędzanymi biometanem) z odległości średnio 50 km, rozdrabniane i poddawane wstępnej obróbce termicznej w temp. 40–45°C, oddzielane od innych odpadów, zalewane wodą w ilości 4,36 L/t i wprowadzane pompą do bioreaktora, w którym fermentacja zachodzi w temp. 57°C w obecności wodorotlenku żelaza jako katalizatora. Powstający biogaz jest oczyszczany przez adsorpcję na stałym złożu (węgiel aktywny i ZnO), a następnie poddawany reformingowi parą wodną do gazu syntezowego w temp. 700–800°C i reakcji WGS w celu konwersji tlenku węgla do wodoru. Końcowe wydzielanie wodoru z gazu i jego oczyszczanie prowadzone jest przez adsorpcję zmiennociśnieniową PSA (*pressure swing adsorption*). Sprawność reformera wynosi 86%, a PSA 99%. W przypadku wariantu BmH2 autorzy oparli się na danych z wytwórni oleju popirolitycznego z mączki drzewnej w tartaku Setra w Gävle (zdolność produkcyjna 85 t/d). Dotychczas olej ten był przewożony do rafinerii Lysekil, gdzie był przerabiany na biodiesel i biobenzynę w procesie BtG (*biomass-to-gasoline*), ale obecnie wytwórca zamierza konwertować go do wodoru. W procesie produkcyjnym mączka drzewna (trociny) będzie suszona do wilgotności 3%, a następnie poddawana szybkiej pirolizie w temp. 700–800°C z szybkością 5 t/h po zmieszaniu z gorącym piaskiem. Powstający biowęgiel będzie wykorzystywany jako paliwo do ogrzewania reaktora, a składniki lotne będą skraplane (jako olej) z szybkością 3,35 t/h. W zmodernizowanym procesie olej ten będzie zgazowywany parą wodną do gazu syntezowego w reaktorze pyłowym (*entrained flow gasifier*). Gaz ten poddawany jest jeszcze parowemu reformingowi na katalizatorze niklowym w temp. 700–800°C oraz reakcji WGS i oczyszczany metodą PSA. Założona zdolność produkcyjna wodoru wyniesie 40 tys. m³/d. Przy założeniu, że obie te wytwórnie będą pracowały przez 20 lat koszt wytwarzania wodoru wyniesie 0,45–2,76 euro/kg w przypadku wariantu BwH2 i 0,54–3,31 euro/kg w przypadku wariantu BmH2. Różnica ta wynika z faktu, że w wariantcie BwH2 nakłady inwestycyjne są o połowę mniejsze niż w wariantcie BmH2, a cena surowca jest zerowa.

Oceny kosztów wytwarzania wodoru z biogazu w warunkach polskich dokonał Wodołażski³³⁾, który oparł się na danych dotyczących wytwórni biogazu, otrzymy-

Table 3. Cost calculation of hydrogen manufacturing by steam reforming of natural gas without CO₂ capture (assumed production capacity 100 t/d, operation time 8000 h/year²³⁾

Tabela 3. Kalkulacja kosztów produkcji wodoru przez parowy reforming gazu ziemnego bez wychwyty CO₂ (zdolność produkcyjna wodoru 100 t/d, czas pracy 8000 h/r)²³⁾

Składnik kosztów	Koszt, mln euro/r	Udział w kosztach operacyjnych, %
Gaz ziemny	37,5	71,8
Woda	1,5	2,9
Energia elektryczna	2,4	4,6
Konserwacja, remonty	1,8	3,4
Robocizna	0,4	0,8
Amortyzacja	7,4	14,2
Inne	1,2	2,3
Koszty operacyjne łącznie	52,2	100,0
Uznanie za parę wodną	-2,8	
Łączne koszty wytwarzania	49,4	

wanego w wyniku fermentacji beztlenowej obornika w ilości 4253 m³/h. Biogaz ten zawierał biometan wytwarzany w ilości 1260 kg/h. Obornik pochodził z farmy hodującej nieco ponad 13 tys. świń. Parowy reforming biometanu prowadzono w temp. 900°C i pod ciśnieniem 3 MPa, w obecności katalizatora niklowego na nośniku Al₂O₃. Reaktor gazu wodnego pracował w temp. 350°C, pod ciśnieniem 2–3 MPa. Założono, że przed operacją w węźle reakcyjnym biogaz z procesu fermentacji był wstępnie osuszony, odpylony na cyklonach z frakcji stałej, oczyszczony z siarkowodoru i ditlenku węgla w kolumnach absorpcyjnych. Czas życia instalacji w symulacji został przyjęty na 25 lat, całkowite koszty inwestycyjne oszacowano na 64 mln zł, a koszty operacyjne (koszty surowców, energii, amortyzacja i obsługa) na 3,4 mln zł/r z uwzględnieniem obiegów energetyczno-materiałowych. Przy instalacji pracującej 7528 h/r koszty produkcji wodoru wyniosły ok. 0,85 euro/kg.

Konwersja organicznych odpadów komunalnych

Wśród odpadów komunalnych występują nie tylko bioodpady kuchenne (spożywcze), ale również odpady syntetycznych i naturalnych materiałów polimerowych, które teoretycznie mogą być poddawane recyklingowi lub spalane z odzyskiem ciepła. Materiały polimerowe mogą być również pirolizowane (np. wspólnie z węglem w koksowniach) lub zgazowywane do zawierającego wodór gazu syntezowego razem z odpadami kuchennymi oraz odpadami polimerów naturalnych (celuloza). To ostatnie działanie znalazło uznanie w Unii Europejskiej^{34, 35)}. Jeśli proces prowadzony jest autotermicznie

lub z wykorzystaniem energii ze źródeł odnawialnych, to otrzymany w nich wodór można również uznać za wodór zielony. Wytwarzanie zielonego wodoru z odpadów komunalnych stało się już przedmiotem opracowania podręcznikowego³⁶⁾.

Proces zgazowania stałych odpadów organicznych stanowi pewną analogię do procesu zgazowania węgla. Odpady te wprawdzie mają mniejszą wartość energetyczną, jednak nie trzeba płacić za ich zakup, a wręcz przeciwnie, za ich odbiór można zyskać dopłatę ze strony ich „pro-

ducentów”. Dopłatę tę można oszacować na 25% ceny węgla kamiennego niższej jakości.

Zgazowanie węgla lub koksu sprawdzone zostało już dawno w skali przemysłowej. Zgazowanie odpadów komunalnych jest trudniejsze w praktycznej realizacji, ze względu na mniejszą ich gęstość nasypową i gorsze przewodnictwo cieplne, co utrudnia ich podgrzewanie do temperatury procesu. Ocenę efektywności ekonomicznej hipotetycznych instalacji zgazowania odpadów komunalnych i przemysłowych do gazu syntezowego wykorzystywanego w dalszej kolejności do produkcji wodoru lub metanolu przedstawili już wcześniej polscy naukowcy^{37–39)}.

Amerykańscy naukowcy z Yale University, New Haven, dokonali techniczno-ekonomicznej oceny procesu zgazowania odpadów polimerowych (PE, PP, PS, PET) do wodoru z równoczesnym wychwytem ditlenku węgla CCS (*carbon capture and storage*)⁴⁰⁾. Proces zgazowania prowadzony był w reaktorze o zdolności przerobowej suchych odpadów 2000 t/dzień przy stosunku masowym wsadu do pary wodnej równym 1–4. Odpady były zgazowywane pojedynczo i w postaci zmieszanej, przy czym założono koszt ich pozyskania na dość wysokim poziomie (w postaci zmieszanej do 150 USD/t). W przypadku zgazowywania zmieszanych odpadów polimerowych i stosowania procesu CCS minimalna cena otrzymanego wodoru była wysoka i wynosiła 2,26–2,94 USD/kg. Była ona wyższa niż w przypadku zgazowywania paliw kopalnych (1,21–2,62 USD/kg), ale niższa niż w przypadku elektrolizy wody (3,20–7,70 USD/kg). Po rezygnacji z procesu CCS i obniżeniu ceny zakupu odpadów do zera minimalną cenę sprzedaży wodoru z odpadów polimerowych można było obniżyć do 1,06 USD/kg. Taka cena zapewniałaby już konkurencyjność produkcji wodoru z odpadów polimerowych.

Firmy wdrażające obecnie proces zgazowania odpadów komunalnych (m.in. Repsol⁴¹⁾, Taragona, Hiszpania; oraz Municipal Corporation of Gurugram⁴²⁾, Faridabad, Indie) zamierzają w najbliższej przyszłości wykorzystywać otrzymywany gaz syntezowy do produkcji metanolu (który ma im zastąpić ropę naftową) bez wyodrębniania wodoru w postaci czystej (handlowej). Do chwili obecnej nie opublikowały one jednak żadnych analiz techniczno-ekonomicznych dotyczących tego procesu.

Table 4. Prices of natural gas in Europe and USA in 1980–2018 and in 2019–2030 (prognosis), USD/kg²⁵⁾

Tabela 4. Ceny gazu ziemnego w Europie i w USA w latach 1980–2018 oraz w latach 2019–2030 (prognoza), USD/kg²⁵⁾

Rok	Europa	USA
2030*	0,38	0,19
2025*	0,36	0,16
2021*	0,34	0,13
2020*	0,33	0,13
2019*	0,36	0,13
2018	0,38	0,14
2017	0,27	0,14
2016	0,22	0,12
2015	0,35	0,12
2014	0,48	0,21
2013	0,53	0,17
2012	0,46	0,11
2011	0,41	0,16
2010	0,35	0,19
2000	0,21	0,23
1990	0,14	0,086
1980	0,26	0,10

*mylna prognoza

Table 5. Capital expenditures on hydrogen production plant by water electrolysis²³⁾

Tabela 5. Nakłady inwestycyjne na wytwórnice wodoru przez elektrolizę wody²³⁾

Składnik kosztów	Koszt, mln euro
Elektrolizery (104 szt., 485 m ³ /h, 250 MW)	167,00
Stacja transformatorów (310 MW)	4,85
Projekt	8,59
Razem	180,44

Podobnie kanadyjska firma Enerkem⁴³⁾, Varennes, Alberta, która posiada działającą od 2016 r. pilotową instalację zgazowywania odpadów komunalnych i która oferuje swój proces wytwarzania metanolu z gazu syntezowego firmom europejskim (Francja, Włochy, Hiszpania), nie opublikowała dotychczas żadnych danych o ekonomice tego procesu. Portugalscy naukowcy⁴⁴⁾ z Polytechnic Institute of Portalegre i Universidade Nova de Lisboa opublikowali ostatnio obszerny przegląd technicznych możliwości wykorzystania odpadów komunalnych do produkcji wodoru, jednak również nie dokonali oceny tych procesów z ekonomicznego punktu widzenia.

W wywiadzie udzielonym dla portalu <https://ceenergynews.com>³⁵⁾ brytyjska firma Boson Energy (Londyn), specjalizująca się w zakresie zielonego wodoru, stwierdziła, że 1 kg wodoru umożliwia przejechanie samochodem na odległość 130 km. Do wytworzenia tej ilości wodoru trzeba 10 kg odpadów. Oznacza to, że z 2 t odpadów, które wytwarza rocznie przeciętna [brytyjska] rodzina, można otrzymać 200 kg wodoru, które umożliwią przeje-

Table 6. Cost calculation of hydrogen manufacturing by water electrolysis (assumed hydrogen production capacity 100 t/d), operation time 6500 h/year²³⁾

Tabela 6. Kalkulacja kosztów wytwarzania wodoru przez elektrolizę wody (zdolność produkcyjna wodoru 100 t/d, czas pracy 6500 h/r)²³⁾

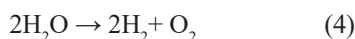
Składnik kosztów	Koszt, mln euro/r
Energia elektryczna	147,9
Woda	0,5
Konserwacja, remonty	2,8
Inne	2,8
Koszty operacyjne łącznie	154,0
Amortyzacja	28,0
Łączne koszty wytwarzania	182,0
Jednostkowy koszt wytwarzania H ₂	6,15 euro/kg

chanie samochodem 26 tys. km. Nawet jeśli część wytworzonego wodoru trzeba będzie zużyć na ogrzanie reaktora do zgazowania odpadów, to i tak dokonane porównanie robi silne wrażenie!

W procesach pirolizy węglowodorów i koksowania węgla wodór jest produktem ubocznym i stanowi jedynie uznanie. Nie można tam oszacować kosztów jego wytwarzania. Ale karbonizacja odpadów polimerowych zawartych w organicznej frakcji odpadów komunalnych z wytworzeniem wodoru i koksiku jest alternatywą dla ich zgazowania. Nie wiadomo też, czy wodór z koksowania odpadów polimerowych w bateriach koksowniczych można uznać za wodór zielony. Proces taki jest jednak z powodzeniem stosowany bezinwestycyjnie przez firmę Nippon Steel & Sumitomo Metal Corporation już od 2000 r. w japońskich koksowniach węgla kamiennego^{45, 46)}. Na temat jego ekonomiki w literaturze nie znaleziono jednak bliższych danych.

Elektroliza wody

Elektroliza wody polega na jej rozkładzie na pierwiastki pod wpływem napięcia wynoszącego minimum 1,229 V. Na katodzie zachodzi wtedy reakcja elektrochemicznej redukcji z wytworzeniem wodoru, a na anodzie następuje elektrochemiczne utlenianie z wytworzeniem tlenu. Sumarycznie reakcję elektrolizy wody można zapisać równaniem (4):



Do istotnych wad procesu elektrolizy wody należy jego niska sprawność (24–35%), która powoduje duże zużycie energii elektrycznej, sięgające 50 kWh/kg wodoru.

Nakłady inwestycyjne na wytwórnice wodoru przez elektrolizę wody przedstawiono w tabeli 5, a kalkulację kosztów wytwarzania wodoru przez elektrolizę wody podano w tabeli 6.

Jeśli przyjąć, że cena wody jest zaniebyszalnie mała, to głównym elementem kosztów wytwarzania wodoru przez elektrolizę jest cena energii elektrycznej oraz wielkość nakładów inwestycyjnych⁹⁾. Koszt techniczny wytwarzania wodoru przez elektrolizę rośnie wraz ze wzrostem ceny energii elektrycznej z 0,351 euro/m³ przy cenie energii 0,05 euro/kWh do 0,647 euro/m³ przy cenie 0,11 euro/kWh. Z tego

też względu bardzo ważne jest znalezienie taniych źródeł energii należących do źródeł energii odnawialnej, które w przypadku produkcji rozproszonej mogą zapewnić niższe koszty wytwarzania wodoru. Praca farm słonecznych i wiatrowych nie jest przewidywalna i działają one okresowo (tylko wówczas kiedy świeci Słońce lub wieje wiatr). Okresy ich pracy nie zawsze pokrywają się z okresami największego zapotrzebowania na energię elektryczną. W okresach kiedy to zapotrzebowanie jest małe, sieci energetyczne mają problemy z odbiorem energii elektrycznej z farm wiatrowych i słonecznych. Okazuje się, że stabilizację pracy sieci energetycznych można osiągnąć, lokalizując wytwórnice zielonego wodoru w pobliżu tych farm i wykorzystując produkowaną przez nie energię w okresach pozaszczytowych do wytwarzania wodoru. W ten sposób koszt energii elektrycznej do zasilania elektrolizerów znacznie spada (praktycznie do zera). Taki system wprowadzają obecnie Niemcy, gdzie administratorzy sieci przesyłowych (Amprion, Tennet i Transnet BW) w przygotowanym perspektywicznym planie rozbudowy swoich sieci uwzględnili włączenie do systemu energetycznego elektrolizerów służących do produkcji zielonego wodoru, który będzie wykorzystywany jako „magazyn” energii elektrycznej w tych okresach, kiedy zapotrzebowanie na energię elektryczną będzie mniejsze niż jej podaż.

Szczegółową techniczno-ekonomiczną analizę wielkoskalowej produkcji zielonego wodoru przez elektrolizę wody przeprowadzili brytyjscy naukowcy z Durham University⁴⁷⁾. Przedmiotem analizy była wytwórnica o mocy 10 MW, oparta na elektrolizerach membranowych i wyposażona w układ do sprężania wodoru (200 atm) oraz układ odzysku ciepła. W analizie uwzględniono nakłady inwestycyjne CAPEX (*capital expenditures*), jak i zmienne oraz stałe wydatki eksploatacyjne OPEX (*operating expenditures*), oraz koszty zużycia energii elektrycznej. W wyniku analizy określono uśredniony koszt wytwarzania wodoru LCOH (*levelized cost of hydrogen*), który wyniósł 110,73 GBP/MWh w przypadku korzystania z energii odnawialnej pochodzącej z morskiej farmy wiatrowej oraz 283,80 GBP/MWh w przypadku korzystania z przemysłowej sieci energetycznej. W przypadku korzystania z taniej energii odnawialnej odzysk ciepła

wpływał na koszty wytwarzania wodoru jedynie w znikomym stopniu. Analiza nie dostarczyła optymistycznych informacji na temat kosztów wytwarzania zielonego wodoru przez elektrolizę wody. Wyniosły one ok. 3,7 GBP/kg wodoru.

Koszt wytwarzania wodoru przez elektrolizę wody można jednak obniżyć poprzez zastosowanie bardziej skutecznych elektrolizerów⁴⁸⁾ oraz zmniejszenie nakładów inwestycyjnych niezbędnych na ich zakup i zabudowę⁴⁹⁾. Skuteczność pracy elektrolizerów można również zwiększyć przez zastosowanie elektrokatalizatorów do konstrukcji elektrod^{50–52)}. Niestety, w literaturze brak jest danych na temat wpływu tych działań na koszt produkcji zielonego wodoru, choć bezspornie wpływają one w korzystny sposób.

Wprawdzie woda jest tanim surowcem w produkcji wodoru, ale jej zużycie jest dość znaczne (ok. 9 kg/kg wodoru) i wymaga ona oczyszczenia zarówno z lotnych składników organicznych i anionów, które zanieczyszczałyby końcowy produkt, jak od jonów metali, które osadzałyby się na elektrodach obniżając sprawność elektrolizera. Do wstępnej obróbki wody z sieci wodociągowej wykorzystuje się odwróconą osmozę i wymianę jonową⁵³⁾, co wiąże się z dodatkowymi kosztami.

„Receptą” na obniżenie kosztów wytwarzania wodoru przez elektrolizę wody (do poniżej 1 USD/kg w 2030 r.) jest znaczne zwiększenie zdolności produkcyjnych wytwórni (efekt skali), zwiększenie konkurencji na rynku wodoru (?) oraz automatyzacja procesów produkcyjnych⁵⁴⁾.

Na pewno jednak na koszty wytwarzania zielonego wodoru korzystnie wpłynie zapowiadana obniżka cen przemysłowych elektrolizerów PEM⁵⁵⁾. Ich ceny spadną o 35–50%, a ceny elektrolizerów SOE powinny spaść jeszcze bardziej. Wówczas realna stanie się cena zielonego wodoru w wysokości 2 USD/kg.

Wnioski

Dostępne w literaturze dane dotyczące kosztów wytwarzania wodoru pochodzą z różnorodnych źródeł i są bardzo rozbieżne⁵⁶⁾, co utrudnia wyciąganie jednoznacznych wniosków. Istnieje zatem konieczność dokonania ujednoliconej oceny ekonomicznej wszystkich procesów wytwarzania wodoru. Optymistyczne szacunki wskazują na to, że koszt wytwarzania

zielonego wodoru powinien być niższy niż 2 USD/kg i tylko nieznacznie przekraczać koszt wytwarzania wodoru przez reforming gazu ziemnego. Otwarte pozostaje zatem postawione na wstępie pytanie, czy w ciągu najbliższej dekady uda się obniżyć koszt wytwarzania zielonego wodoru do poziomu 1 USD/kg.

W wielu ośrodkach naukowych i przemysłowych trwają intensywne prace badawcze i rozwojowe nad nowymi procesami wytwarzania i wykorzystania zielonego wodoru. Prace te obejmują również konstrukcję nowych urządzeń (elektrolizery, ogniwa paliwowe, reaktory do zgazowania), jak i inżynierię materiałową (rurociągi i zbiorniki, elektrokatalizatory). Przegląd tych prac będzie przedmiotem ostatniej, czwartej części monografii.

Za pomoc w opracowywaniu materiałów źródłowych autor dziękuje mgr Teresie Kowalczyk z Warszawy.

LITERATURA

- [1] J. Polaczek, *Przem. Chem.* 2023, **102**, nr 6, 518.
- [2] L. Tholen, A. Leipprand, D. Kiyar, S. Maier, M. Küper, T. Adisorn, A. Fischer, *Sustainability* 2021, **13**, 12626; doi.org/10.3390/su132212626.
- [3] Anonim, *US national clean hydrogen strategy and roadmap*, US Department of Energy, Washington 2023.
- [4] C. Bettenhausen, *Chem. Eng. News* 2023, **101**, nr 21, 24.
- [5] M. McCoy, *Chem. Eng. News* 2023, **101**, nr 21.
- [6] Anonim, *Global hydrogen review 2022*, International Energy Agency, www.iea.org.
- [7] R. Ohmes, N. Barkley, M. Annon, G. Zoll, J. Hofmann, *Decarbonisation Technol.* 2023, August Issue, 17; https://ptqmagazines.digitalrefining.com/.
- [8] L. Tholen, A. Leipprand, D. Kiyar, S. Maier, M. Küper, T. Adisorn, A. Fischer, *Sustainability* 2021, **13**, 12626; doi.org/10.3390/su132212626.
- [9] Anonim, *Versorgung des Verkehrssektors mit grünem Wasserstoff und seinen Derivaten*, https://www.wasserstoffrat.de, Feb 1, 2023.
- [10] W. Schmundt, B. Georgii, E. Hegnsholt, M. Holm, S. Gardner, F. Klose, A. Gupta, F. Blanc-Brude, L. Lum, A. Wright, S. Mohotala, D. Selikowitz, *Building the green hydrogen economy. Infrastructure strategy 2023*; https://www.bcg.com, Mar 21, 2023.
- [11] Anonim, *Global hydrogen economy market*, https://www.researchandmarkets.com, Mar 31, 2023.
- [12] Anonim, *Hydrogen demand projection in the US 2050*; https://www.statista.com/statistics, Jun 21, 2022.
- [13] Anonim, *Hydrogen insights 2023*, Hydrogen Council, McKinsey & Company https://hydrogencouncil.com, May 11, 2023.
- [14] Anonim, *Market research report*; https://www.fortunebusinessinsights.com, Jun, 2021.
- [15] http://gashd.eu/wodor/h2/; http://gashd.eu/2018/05/07/cena-wodoru-nikola-obiecuj-6-za-kilogram-gazu/.
- [16] M. Kochański i in., *Acta Innovations* 2013, **8**, 50.
- [17] M. Nagashima, *Japan's hydrogen strategy and its economic and geopolitical implications*, IFRI Centre for Europe, 2018 (październik).
- [18] P. Martin, *World's first green hydrogen price index launched, despite the rebound no trade in renewable H2*; https://www.hydrogeninsight.com, May 25, 2023.
- [19] Anonim, https://www.macrotrends.net, Jun 6, 2023.
- [20] T. Borowiecki, J. Ryczkowski, E. Franczyk, A. Gołębiowski, P. Kowalik [w:] *Adsorbenty i katalizatory. Wybrane technologie a środowisko* (red. J. Ryczkowski), Uniwersytet Rzeszowski, 2012, 261.
- [21] E. Grzywa, J. Molenda, *Technologia podstawowych syntez chemicznych*, t. 1, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 2008, 336.
- [22] I-Tso Chen, *Steam reforming of methane*, http://large.stanford.edu, Oct 24, 2010.
- [23] R. Steinberger-Wilkens, J. Linnemann, Ch. Trümper, *Cost models for current and future hydrogen production*, Planet GBR, Oldenburg, Nov 14, 2008.
- [24] S. Ratan, B. Boisture, W. Blasko, W. Spieker, F. Minette, J. DeWilde, *PTQ Petroleum Technology Quarterly* 2023, nr Q3, 55; www.digitalrefining.com, Aug 1, 2023.
- [25] T. Wang, *Natural gas prices in the United States and Europe from 1980 to 2030*, Statista 2019.
- [26] Anonim, *Financial Times*, https://markets.ft.com/, Jun 8, 2023.
- [27] J. Aizarani, *Global monthly natural gas price index 2020–2023*, https://www.statista.com, May 17, 2023.
- [28] J. Markowski, M. Wojtasik, *Nafta-Gaz* 2023, **79**, nr 6, 428.
- [29] T. Radko, https://www.itpe.pl/blog, 7 grudnia 2021 r.
- [30] W. Daloz, F. Scheiff, K. Ehrhardt, D. Flick, A. Bode, ARPA-E Methane Cohort Kickoff, Houston, Dec 9–10, 2019.
- [31] M. Jasiński, https://www.imp.gda.pl/osrodkinaukowe/o3/o3z1/oferta-dla-przemyslu/; https://www.imp.gda.pl/fileadmin/doc/projects/strateg/prototypy/karta_produkty/11_Karta_reforming_do_wodoru.pdf.
- [32] M. Arfan, O. Eriksson, Z. Wang, S. Soam, *Energy Convers. Manag.* 2023, **291**, Sep 1, 2023, 117262; doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117262.
- [33] A. Wodołański, *Przem. Chem.* 2023, **102**, nr 6, 572.
- [34] Anonim, *Waste-to-hydrogen. An introduction for the EU policy-makers*, European Suppliers of Waste-to-Energy Technology (ESWET), 2021.
- [35] C. Patricolo, *Solving three problems at once: waste-to-hydrogen solutions and their contribution in CEE*, https://ceenergynews.com/, Feb 3, 2022.
- [36] N.V. Mogili, N. Murugesan, R.R. Erva [w:] *Waste-to-energy approaches towards zero waste. Interdisciplinary methods of controlling waste*, (red. Ch.M. Hussain, S. Singh, L. Goswami), Elsevier, 2021, 165.
- [37] K. Kwaśniewski, P. Grzesiak, R. Kaptan, *Zesz. Nauk. Inst. Gosp. Surowcami Mineralnymi Energii PAN* 2018, nr 107, 5; doi: 0.24425/123-722.1.
- [38] T.J. Jaworski, *Przem. Chem.* 2015, **94**, nr 8; doi: 10.15199/62.2015.8.28.
- [39] M. Czop, *Przem. Chem.* 2016, **95**, nr 8; doi: 10.15199/62.2016.8.6.

- [40] Kai Lan, Yuan Yao, *Commun. Earth Environ.* 2022, 3, article no. 300.
- [41] Anonim, *Repsol construirá una planta de conversión de residuos en nuevos productos químicos*, <https://www.mundocompresor.com>, Aug 3, 2023.
- [42] L. Dhankhar, *Hindustan Times*, Nov 22, 2022.
- [43] Anonim, *Enerkem and Technip Energies join forces on waste-to-biofuels and circular chemicals technology deployment*, <https://enerkem.com/news-release>, Aug 1, 2023.
- [44] S.M. Santos, A.C. Assis, L. Gomes, C. Nobre, P. Brito, *Waste* 2023, 1, 140; doi.org/10.3390/waste1010011.
- [45] M. Asanuma, T. Ariyama, M. Sato, R. Murai, T. Nonaka, I. Okochi, H. Tsukiji, K. Nemoto, *ISIJ Int.* 2000, 40, nr 3, 244; doi.org/10.2355/isijinternational.40.244.
- [46] K. Kato, S. Nomura, K. Fukuda, H. Uematsu, H. Kondoh, *Nippon Steel Tech. Rep.* 2006, 94, 75.
- [47] A.M.V. Vives, R. Wang, S. Roy, A. Smallbone, *Appl. Energy* 2023, 346, 121333; doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121333.
- [48] G. Junne, *Acad. Lett.* 2021, art. 4154; doi.org/10.20935/AL4154.
- [49] C. Bettenhausen, *Chem. Eng. News* 2022, 100, nr 34, Sep 22, 2022.
- [50] B. You, Y. Sun, *Acc. Chem. Res.* 2018, 51, nr 7, 1571; doi.org/10.1021/acs.accounts.8b00002.
- [51] Z. Chen, W. Wei, H. Chen, B.-J. Ni, *Int. J. Hydrogen Energy* 2023, 48, nr 16, 6288; doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.03.046.
- [52] Y. Liu, E. Wierzbicka, A. Springer, N. Pinna, Y. Wang, *J. Phys. Chem. C* 2022, 126, nr 4, 1778; doi.org/10.1021/acs.jpcc.1c08675.
- [53] H. Becker, J. Murawski, D.V. Shinde, I.E.L. Stephens, G. Hinds, G. Smith, *Sustainable Energy Fuels* 2023, 7, 1565; doi: 10.1039/D2SE01517J.
- [54] S. Nair, *Green hydrogen prices will crash to \$1 per kg by 2030*, <https://www.policycircle.org/>, Dec 13, 2021.
- [55] Anonim, *Hydrogen insights 2023*, Hydrogen Council, McKinsey & Company, <https://hydrogencouncil.com>, May 11, 2023.
- [56] R. Steinberger-Wilckens, J. Linnemann, S.Ch. Trümper, *Cost models for current and future hydrogen production*, EU Document No. R2H2020PU.1, Nov 14, 2008.

Errata

Do cz. 1 artykułu zakradł się drobny chochlik drukarski. W tabeli 1 wymiar gęstości należy skorygować na „g/L” (*Przem. Chem.* 2023, 102, nr 4, 313).

W cz. 2 artykułu przez pomyłkę zamieszczono niewłaściwą mapkę na rys. 9 (*Przem. Chem.* 2023, 102, nr 6, 525). Poniżej właściwa mapka.

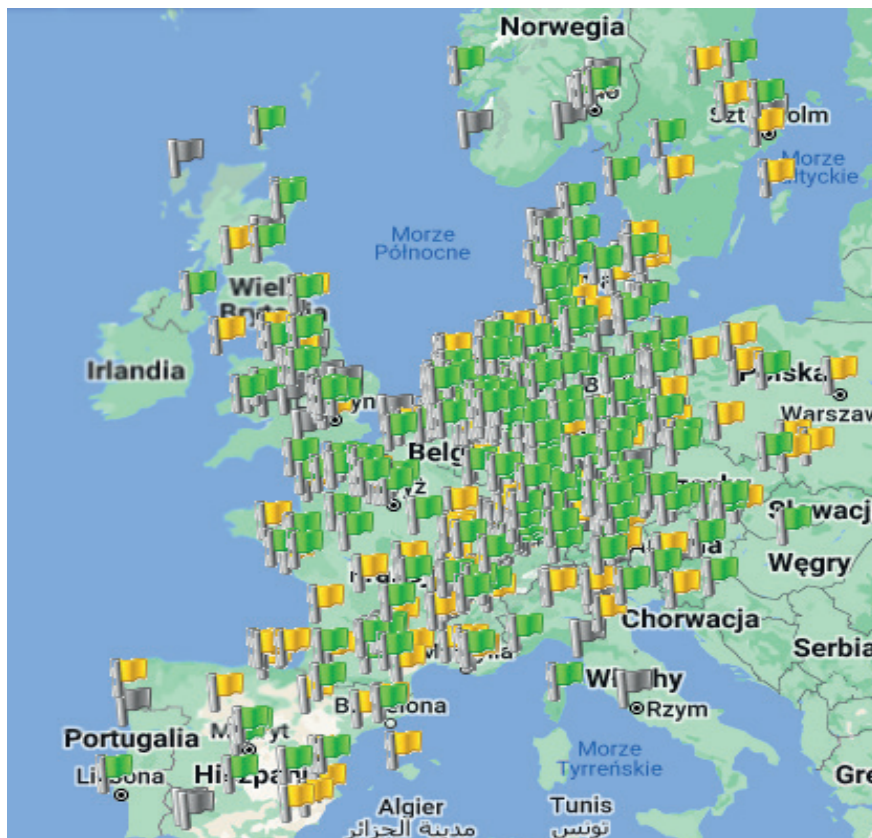


Fig. 9. Hydrogen refuelling stations in Europe²⁶⁾; green colored are stations under operation, yellow stations under construction, and black stations disposed

Rys. 9. Stacje tankowania wodoru w Europie²⁶⁾; kolorem zielonym oznaczono stacje działające, żółtym stacje znajdujące się w budowie, a czarnym stacje zlikwidowane



100 punktów

przemysł chemiczny

GORĄCA INFORMACJA

Czasopismo *Przemysł Chemiczny* decyzją MEiN, na podstawie oceny dokonanej przez Komisję Ewaluacji Nauki, otrzymało **100 punktów!**