



OPRACOWANIE

Analiza potencjału technologii wodorowych w Polsce do roku 2030 z perspektywą do 2040 roku

w ramach programu priorytetowego nr 5.1.1
„Wsparcie Ministra Klimatu w zakresie realizacji polityki klimatycznej Część 1) Ekspertyzy,
opracowania, realizacja zobowiązań międzynarodowych”

(zgodnie z umową 8/2021/Wn50/NE-OA-ku/D)



(ta strona celowo pozostaje pusta)

Autorzy

dr hab. inż. Jakub Kupecki, prof. IEn	mgr inż. Leszek Bronk
dr inż. Marcin Błesznowski	dr hab. Grzegorz Tchorek
mgr inż. Konrad Motyliński	dr inż. Stefan Wójtowicz
mgr inż. Michał Wierzbicki	dr hab. Michał Brzozowski
mgr inż. Stanisław Jagielski	dr Waldemar Koziół
mgr inż. Maciej Boiski	dr Julita Majczyk
dr inż. Mariusz Krauz	mgr Tomasz Andrzejewski
inż. Maciej Bąkała	mgr Barbara Jabłońska
inż. Katsiaryna Razumkova	mgr Filip Targowski
dr inż. Marek Skrzypkiewicz	Michał Grzybowski
dr inż. Anna Niemczyk	dr Janina Fudała, prof. IETU
mgr inż. Leszek Ajdys	dr Ewa Błaszczuk
mgr inż. Paweł Boguszewicz	mgr inż. Marian Cenowski
mgr inż. Magdalena Kosiorek	dr Tomasz Müller
mgr inż. Monika Łazor	mgr inż. Ewa Strzelecka-Jastrząb
mgr inż. Bogdan Czarnecki	dr hab. inż. Eleonora Wcisło, prof. IETU

Centrum Technologii Wodorowych, Instytut Energetyki
Wydział Zarządzania, Uniwersytet Warszawski
Instytut Ekologii Terenów Uprzemysłowionych

Kierownik pracy



dr hab. inż. Jakub Kupecki, prof. IEn

Skrócony opis otoczenia rynkowego

Zadanie przewidywało wsparcie działań ministra właściwego do spraw klimatu poprzez przygotowanie ***Analizy potencjału technologii wodorowych w Polsce do roku 2030 z perspektywą do 2040 roku***. Prace były skoncentrowane na przygotowaniu ocen, zestawieniu danych i prognoz oraz wniosków w zakresie rozwoju gospodarki wodorowej na świecie oraz rekomendacji, które będą stanowiły materiał wspierający dla stworzenia polskiej Strategii Wodorowej. Przedmiotowa analiza doprowadziła do sformułowania rekomendacji, które ułatwią wykreowanie odpowiedniego otoczenia rynkowego i instytucjonalno-prawnego dla rozwoju rynku wodoru i technologii wodorowych w Polsce. Zespół wykonawców dokonał pogłębionej analizy rynku wodoru pod kątem dostępnych technologii, ich dojrzałości, możliwości produkcyjnych i zapotrzebowania na wodór w różnych sektorach gospodarki, możliwości budowania łańcucha wartości gospodarki wodorowej, korzyści dla gospodarki narodowej oraz uwarunkowań rozwoju tej gospodarki w Polsce. Realizacja analizy uwzględniała przegląd literatury naukowej i branżowej pod kątem referencyjnych przykładów zagranicznych, przeprowadzenie własnych kalkulacji prognostycznych, ekonomicznych i makroekonomicznych, wykorzystanie wiedzy technicznej oraz przeprowadzanie ankiet i wywiadów z interesariuszami rynkowymi.

Raport składa się z sześciu rozdziałów

Pierwszy rozdział (*Globalny łańcuch wartości gospodarki wodorowej*) jest skoncentrowany na prezentacji globalnego rynku technologii wodorowych, gotowości technologicznej rozwiązań i analizie łańcucha wartości, tak aby wyodrębnić jego kluczowe elementy i dokonać oceny ich atrakcyjności z punktu widzenia nowych graczy. Drugi rozdział (*Technologie*) zawiera szczegółową charakterystykę technologii produkcji oraz wykorzystania wodoru. W trzecim rozdziale (*Zapotrzebowanie*), przedstawiona została prognoza zapotrzebowania na wodór w gospodarce narodowej na rok 2030 z perspektywą na rok 2040 w trzech scenariuszach. Rozdział czwarty (*Koszty produkcji i transportu*) poświęcony jest analizie kosztów produkcji i transportu wodoru oraz paliw syntetycznych, w tym przedstawia także analizę porównawczą emisyjności produkcji wodoru w zależności od wykorzystywanej technologii, oszacowane zostały koszty magazynowania wodoru oraz zaprezentowane zostały koszty związane z ryzykiem towarzyszącym wdrażaniu nowych technologii. Rozdział piąty (*Korzyści wynikające ze wzrostu wykorzystania wodoru w gospodarce narodowej*) poświęcony jest zagadnieniom ograniczenia importu paliw kopalnych, ograniczenia emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń powietrza, obniżenia kosztów opieki zdrowotnej, powstania nowych miejsc pracy oraz korzyści podatkowych. W ostatnim rozdziale (*Uwarunkowania rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce*) przedstawione są optymalne warunki rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce, w oparciu o przeprowadzone analizy PESTEL, SWOT oraz badanie zdolności polskich podmiotów do wejścia w globalny łańcuch gospodarki wodorowej i ulokowania w nim krajowej wartości dodanej. Raport stanowi kompleksowy przegląd potencjału technologii wodorowych w Polsce, dostarczając informacji dotyczących każdego elementu łańcucha wartości gospodarki wodorowej.

Spis treści

Rozdział I – Wybrane elementy globalnego łańcucha wartości gospodarki wodorowej.....	26
I.a. Gotowość technologiczna poszczególnych rozwiązań w łańcuchu gospodarki wodorowej	26
I.b. Wybrane elementy globalnego łańcucha wartości gospodarki wodorowej.	48
I.c. Globalny rynek wodoru – eksport, import, główni gracze, główne trendy ...	53
I.d. Globalny eksport i import wodoru	55
I.e. Główne założenia i wnioski międzynarodowych strategii wodorowych	63
I.f. Europejska strategia wykorzystywania wodoru	68
Rozdział II - Technologie.....	86
II.a. Służące do produkcji wodoru	86
II.b. Wykorzystania wodoru:.....	120
Rozdział III- Zapotrzebowanie.....	158
III.a. Sektor energetyczny i ciepłowniczy z uwzględnieniem mikro-instalacji....	158
III.b. sektor przemysłowy.....	161
III.c. Prognoza zapotrzebowania na wodór jako paliwo w sektorze transportowym	176
Rozdział IV- Koszty produkcji i transportu.....	240
IV.a. Koszty produkcji wodoru i paliw syntetycznych	240
IV.b. Analiza metod produkcji wodoru pod kątem emisji gazów cieplarnianych - oraz ewentualnych - zanieczyszczeń	258
IVb.1.1. Wodór z elektrolizy za pomocą energii jądrowej	275
IV.c. Szacowane koszty transportu wodoru:	281
IV.d. szacowane koszty magazynowania	287
IV.e. analizę porównawczą kosztów wykorzystania wodoru vs. paliw kopalnych (ropa – dla paliw; węgiel, gaz ziemny – dla energii elektrycznej i ciepła) i OZE (biopaliwa – dla paliw; wiatr, fotowoltaika – dla energii elektrycznej i ciepła) do produkcji:	312

Rozdział V- Korzyści wynikające ze wzrostu wykorzystania wodoru w gospodarce narodowej	317
Va. ograniczenie importu paliw kopalnych, w tym:.....	317
Vb. Ograniczenie emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń powietrza	341
Vc. Obniżenie kosztów opieki zdrowotnej.....	406
Vd. Korzyści wynikające ze wzrostu wykorzystania wodoru w gospodarce narodowej	422
Rozdział VI - Uwarunkowania rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce - Rekomendacje	442
Vla. Analiza czynników PESTEL i SWOT	442
Vlb. Rekomendacje	463
Vlc. Ocena dojrzałości technologicznej i komercjalizacyjnej mierzonej TRL i CRI – wyniki ankiety ekspertów.....	467
Vld. Ocena zmian w gospodarce jakie mogą się pojawić po wprowadzeniu wodoru, w tym wpływ na jej konkurencyjność oraz odpowiedź na dylemat czy warto budować gospodarkę wodorową jako lider czy jako naśladowca, 487	
Vle. analiza możliwości bilansowania nowych źródeł OZE za pomocą wodoru (alternatywnie dla rozbudowy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego) 489	
Vlf. Modele promocji rozwiązań wodorowych – modele klastrowe, tworzenie dolin wodorowych, animowanie współpracy lokalnych samorządów, etc. 504	
Załącznik 1	512

Spis tabel

Tabela 1	Dojrzałość i sprawność technologii produkcji wodoru z gazu ziemnego.....	28
Tabela 2	Dojrzałość i sprawność technologii produkcji wodoru z procesu elektrolizy.	30
Tabela 3	Potencjał wykorzystania wodoru jako paliwa w wybranych elementach sektora transportowego	39
Tabela 4	Emisyjność technologii wykorzystywanych w przemyśle stalowym	45
Tabela 5	Perspektywy łańcuchów wielkoskalowego transportu wodoru	52
Tabela 6	Najwięksi światowi eksporterzy wodoru w 2018 r.	56
Tabela 7	Najwięksi światowi eksporterzy wodoru w 2019 r. [32]	56
Tabela 8	Najwięksi światowi eksporterzy wodoru w 2020 r. [32]	57
Tabela 9	Najwięksi światowi importerzy wodoru w 2018 r. [32]	58
Tabela 10	Najwięksi światowi importerzy wodoru w 2019 r. [32]	59
Tabela 11	Najwięksi światowi importerzy wodoru w 2020 r. [32]	59
Tabela 12	Potencjalni globalni gracze na rynku wodoru	62
Tabela 13	Eksploatowane w Europie rurociągi wodoru	65
Tabela 14	Hydrogen Act – nowe ramy polityki europejskiej.....	66
Tabela 15	Cele strategii niemieckiej	77
Tabela 16	Zapotrzebowania na H ₂ w przypadku scenariusza niewielkiego i wysokiego wzrostu	77
Tabela 17	Cele strategii holenderskiej	79
Tabela 18	Zapotrzebowania na H ₂ w przypadku scenariusza niewielkiego i wysokiego wzrost	79
Tabela 19	Cele strategii francuskiej	80
Tabela 20	Zapotrzebowania na H ₂ w przypadku scenariusza niewielkiego i wysokiego wzrostu	81
Tabela 21	Cele strategii hiszpańskiej	82
Tabela 22	Zapotrzebowania na H ₂ w przypadku scenariusza niewielkiego i wysokiego wzrostu.....	82
Tabela 23	Zapotrzebowania na H ₂ w przypadku scenariusza niewielkiego i wysokiego wzrostu	84
Tabela 24	Zestawienie danych techno-ekonomicznych instalacji do produkcji wodoru	91
Tabela 25	Zestawienie komercyjnie dostępnych elektrolizerów	98
Tabela 26	Lista wybranych głównych producentów elektrolizerów	100
Tabela 27	Składy gazu surowego dla wybranych systemów gazyfikacji	111
Tabela 28	Limity tolerancji zanieczyszczeń paliwa wodorowego wg normy ISO 14687.....	126

Tabela 29	Potencjał wdrożeniowy technologii wodorowych w transporcie w Polsce do roku 2030	128
Tabela 30	Liczbę pojazdów zarejestrowanych w Europie, z uwzględnieniem 5 krajów, w których jest ona najwyższa	129
Tabela 31	Cele ustalone w strategiach narodowych poszczególnych krajów dotyczące mobilności wodorowej	131
Tabela 32	Porównanie różnych reaktorów metanizacji [176].....	136
Tabela 33	Przewidywane zapotrzebowanie na paliwa z układów PtG w różnych sektorach gospodarki 2050 r.	138
Tabela 34	Wykaz projektów dotyczących produkcji zielonego CH ₄	139
Tabela 35	Przegląd projektów CO ₂ to methanol	144
Tabela 36	Zestawienie typów reaktorów F-T [182].....	147
Tabela 37	Projekty PtL.....	148
Tabela 38	Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce w 2030 r.	158
Tabela 39	Wsad i produkty procesów hydrokrakingu	164
Tabela 40	Dane dotyczące zużycia wodoru [218]	165
Tabela 41	Zapotrzebowanie na media dla różnych procesów uwodornienia [218]	165
Tabela 42	Prognoza zapotrzebowania na wodór w gospodarce narodowej na rok 2030 - scenariusz „Business as usual”	172
Tabela 43	Prognoza zapotrzebowania na wodór w gospodarce narodowej na rok 2030 - scenariusz „Cele Polskiej Strategii Wodorowej”.....	173
Tabela 44	Prognoza zapotrzebowania na wodór w gospodarce narodowej na rok 2030 - scenariusz „Przyspieszona transformacja UE”	174
Tabela 45	Perspektywa w trzech scenariuszach zapotrzebowania na wodór w gospodarce narodowej na rok 2040.....	175
Tabela 46	Prognoza zapotrzebowania w sektorze transportowym – zestawienie scenariuszy	177
Tabela 47	Liczba pojazdów w podziale na scenariusze	179
Tabela 48	Rejestracje nowych samochodów w UE w 2019 roku (łącznie z Wielką Brytanią) .	181
Tabela 49	Prognoza rozwoju rynku pojazdów elektrycznych w Polsce wg. PSPA (2020r.) .	182
Tabela 50	Zestawienie celów KE przyjętych w strategii z 2020 roku oraz opracowania FCH JU z 2019 roku.....	183
Tabela 51	Szacunkowe plany rozwoju transportu wodorowego wybranych państw do 2030r.	185
Tabela 52	Szanowany potencjał transportu wodorowego w Polsce do 2030r. (FCH JU, 2020r.)	185

Tabela 53	Park pojazdów elektrycznych, hybrydowych oraz gazowych w Polsce 2020 . . .	188
Tabela 54	Długość linii kolejowych według zarządcy infrastruktury (2018r.)	193
Tabela 55	Podstawowe dane dotyczące eksploatowanych linii kolejowych (2018r.) [269].	193
Tabela 56	Struktura pojazdów trakcyjnych będących w dyspozycji polskich przewoźników	194
Tabela 57	Średni wiek lokomotyw w roku 2019 [270].....	195
Tabela 58	Potencjał implementacji pojazdów wodorowych na kolei w perspektywie do 2028-2030r.	196
Tabela 59	Transport kolejowy – zestawienie scenariuszy	199
Tabela 60	Rejestracja nowych samochodów osobowych w Polsce według napędu [278].	201
Tabela 61	Nowe rejestracje samochodów osobowych w UE wg typu paliwa	202
Tabela 62	Dane techniczne pojazdów osobowych FCEV.....	204
Tabela 63	Średni roczny dystans pokonywany pojazdami osobowymi w Europie w 2019 roku	205
Tabela 64	Samochody osobowe – zestawienie scenariuszy	206
Tabela 65	Zarejestrowane samochody dostawcze do 3,5t dmc w Polsce według napędu - udział procentowy, dane za 2019r. [290]	208
Tabela 66	Nowe rejestracje lekkich pojazdów dostawczych w UE wg typu paliwa	209
Tabela 67	Dane techniczne koncepcyjnych LCV z ogniwem paliwowym	210
Tabela 68	Lekkie samochody dostawcze – zestawienie scenariuszy	213
Tabela 69	Pojazdy ciężarowe w UE w podziale wg rodzaju wykorzystywanego paliwa [307].....	215
Tabela 70	Samochody ciężarowe – zestawienie scenariuszy	218
Tabela 71	Rejestracje nowych autobusów w UE w podziale na napędy (2019r.) [318]	219
Tabela 72	Liczba autobusów w komunikacji miejskiej w Polsce	220
Tabela 73	Produkcja pojazdów do transportu publicznego w Polsce w podziale na producentów, 2019.....	222
Tabela 74	Porównanie pojazdów Solaris Urbino 12 hydrogen oraz electric	225
Tabela 75	Autobusy miejskie – zestawienie scenariuszy	226
Tabela 76	Polska flota morska i śródlądowa, stan na koniec 2019r.	227
Tabela 77	Szacowane roczne zużycie wodoru przez analizowane jednostki pływające	230
Tabela 78	Transport wodny – zestawienie scenariuszy	231
Tabela 79	Flota wózków widłowych w Polsce oraz liczba rejestracji fabrycznie nowych wózków w latach 2015-2019 [szt.].....	234
Tabela 80	Transport wewnętrzny – zestawienie scenariuszy	236

Tabela 81	Szacowane zużycie wodoru w transporcie w 2040 roku, w 3 scenariuszach (ton H ₂).....	238
Tabela 82	Koszt wyprodukowania 1 kg wodoru z reformingu parowego metanu (SMR) ...	243
Tabela 83	Koszt wyprodukowania 1 kg wodoru z gazyfikacji węgla kamiennego	244
Tabela 84	Koszt wyprodukowania 1 kg wodoru z elektrolizy z OZE	245
Tabela 85	Koszt wyprodukowania 1 kg wodoru z biomasy 1MWe	249
Tabela 86	Koszt wyprodukowania 1 kg wodoru z biomasy 50MWe	250
Tabela 87	Rozkład kosztów instalacji DMG.....	251
Tabela 88	Koszty produkcji odnawialnego amoniaku w zależności od poziomów CAPEX oraz cen energii elektrycznej [363]	254
Tabela 89	Analiza kosztów produkcji SNG	255
Tabela 90	Przykładowych projektów – produkcja metanolu z gazyfikacji biomasy	256
Tabela 91	Porównanie kosztów różnych niskoemisyjnych paliw bunkrowanych (2030 r.)	256
Tabela 92	Emisje dwutlenku węgla CO ₂ towarzyszące produkcji wodoru H ₂ w procesie reformingu parowego metanu.....	259
Tabela 93	Wartości jednostkowych wskaźników emisji dla różnych metod produkcji wodoru	259
Tabela 94	Stopień wychwytu dwutlenku węgla CO ₂ w wyniku zastosowania technologii CCS w procesie produkcji wodoru metodą reformingu parowego metanu.	263
Tabela 95	Względne koszty produkcji wodoru za pomocą reformingu parowego metanu (RPM) z wychwytem i gromadzeniem dwutlenku węgla CO ₂ , w porównaniu z kosztami metanu z reformingu parowego metanu bez wychwytu i gromadzenia dwutlenku węgla CO ₂	263
Tabela 96	Ceny węgla brunatnego, przy których koszt produkcji wodoru (LCOH ₂) metodą gazyfikacji węgla brunatnego jest niższy niż koszt produkcji wodoru (LCOH ₂) metodą reformingu parowego metanu w gradiencie cen gazu ziemnego i uprawnień do emisji gazów cieplarnianych (za Kopacz inni 2019).....	271
Tabela 97	Ceny węgla brunatnego, przy których koszt produkcji wodoru (LCOH ₂) metodą gazyfikacji węgla brunatnego z zastosowaniem technologii CCS jest niższy niż koszt produkcji wodoru (LCOH ₂) metodą reformingu parowego metanu z zastosowaniem technologii CCS, w gradiencie cen gazu ziemnego i uprawnień do emisji gazów cieplarnianych (za Kopacz inni 2019).....	272
Tabela 98	Analiza kosztów rurociągów dedykowanych i dostosowanych do przesyłu wodoru [450].....	281
Tabela 99	LCOE dla instalacji magazynowania wodoru i produkcji odnawialnego metanu dla wybranych scenariuszy czasowych [451]	283
Tabela 100	Macierz metod transportu wodoru w zależności od wolumenu produkcji wodoru i dystansu od rynku zbytu	284
Tabela 101	Zestawienie technologii magazynowania wodoru	287

Tabela 102 Charakterystyka poszczególnych metod magazynowania energii	289
Tabela 103 Parametry użytkowanych magazynów wodoru w kawernach solnych, opracowanie na podstawie [459], [50], [51]	292
Tabela 104 Teoretyczne zapotrzebowanie energii przy sprężaniu wodoru.....	298
Tabela 105 Parametry zbiorników kaskadowych w 4 różnych konfiguracjach	299
Tabela 106 Koszty zbiorników kaskadowych w 4 różnych konfiguracjach.....	300
Tabela 107 Parametry zbiorników ciśnieniowych w analizowanej instalacji.....	300
Tabela 108 Podstawowe parametry analizowanej instalacji magazynowania wodoru.....	301
Tabela 109 Szacowane koszty magazynowania skroplonego wodoru	303
Tabela 110 Zestawienie kosztów magazynowania dla wybranych paliw	305
Tabela 111 Zawartość wodoru w różnego rodzaju materiałach stosowanych do magazynowania wodoru	306
Tabela 112 Szacowane koszty magazynowania wodoru	308
Tabela 113 Zestawienie kosztów hybrydowego systemu magazynowania wodorów metali	309
Tabela 114 Kryteria DOE dotyczące właściwości magazynów wodoru zasilających ogniwa paliwowe	311
Tabela 115 Dwa referencyjne układy z ogniwami SOFC.....	314
Tabela 116 Zestawienie danych dla rynku ciepła w Polsce w latach 2017-2019	314
Tabela 117 Szacunkowe koszty produkcji SNG	315
Tabela 118 Szacunkowe koszty produkcji metanolu	316
Tabela 119 Stopa konwersji wodoru na inne paliwa wg wartości opałowej w kWh/kg	322
Tabela 120 Stopa konwersji wodoru na inne paliwa wg wartości opałowej w kWh/kg (wg norm regulacyjnych)	323
Tabela 121 Oszacowanie zapotrzebowania na wodoru jako paliwa dla zastąpienia ekwiwalentu energetycznego paliw płynnych w mln ton (wg zużycia w 2019) ..	325
Tabela 122 Oszacowanie zapotrzebowania na wodór jako paliwa dla zastąpienia ekwiwalentu energetycznego importu 1% paliw płynnych i surowców energetycznych (wg importu w 2019)	325
Tabela 123 Wodór jako źródło energii dla zastąpienia importu energii elektrycznej (z roku 2019).....	326
Tabela 124 Przeciętne tempo wzrostu gospodarczego Polski wg wybranych prognoz w latach 2021-2030 (w % r/r).....	327
Tabela 125 Prognoza wartości importu paliw płynnych i surowców energetycznych w latach 2021-2030 w mld EUR	327
Tabela 126 Prognoza wartości importu energii elektrycznej w latach 2021-2030 w mld EUR	327

Tabela 127 Prognoza cen kluczowych surowców energetycznych do 2035 r.....	328
Tabela 128 Ilość importowanych paliw i surowców energetycznych zastąpionych pracą energetyczną przez wodór wykorzystywany w transporcie wg scenariuszy w roku 2030.....	330
Tabela 129 Maksymalne korzyści wynikające z transformacji wodorowej w transporcie	331
Tabela 130 Ilość importowanych surowców energetycznych zastąpionych pracą energetyczną przez wodór wykorzystywany w energetyce i ciepłownictwie, wg scenariuszy w roku 2030	332
Tabela 131 Maksymalne korzyści wynikające z transformacji wodorowej w energetyce i ciepłownictwie	332
Tabela 132 Ilość importowanych surowców energetycznych zastąpionych pracą energetyczną przez wodór wykorzystywany w przemyśle wg scenariuszy w roku 2030	333
Tabela 133 Maksymalne korzyści wynikające z transformacji wodorowej w przemyśle.....	334
Tabela 134 Roczny bilans łączny korzyści w zakresie importu paliw płynnych, energii i surowców energetycznych zastąpionych wodorem	334
Tabela 135 Potencjał eksportowy wodoru w scenariuszu III.....	336
Tabela 136 Prognoza nadwyżki wodoru pochodzącego z OZE nad zapotrzebowaniem ogólnym w tonach.	337
Tabela 137 Prognoza nadwyżki wodoru pochodzącego z OZE nad zapotrzebowaniem w transporcie (w tonach).....	337
Tabela 138 Prognozy emisji gazów cieplarnianych (źródło: KOBiZE)	344
Tabela 139 Prognozy emisji wybranych zanieczyszczeń powietrza (źródło: KOBiZE).....	345
Tabela 140 Przyjęte scenariusze wdrażania gospodarki wodorowej w Polsce	348
Tabela 141 Jednostkowe wskaźniki emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń dla procesów wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach fotowoltaicznych i elektrowniach wiatrowych.....	350
Tabela 142 Wartości jednostkowych wskaźników emisji CO ₂ i innych zanieczyszczeń dla paliw ciekłych stosowanych do napędu w silnikach wysokoprężnych w transporcie drogowym, kolejowym i wodnym	351
Tabela 143 Wartości jednostkowych wskaźników emisji dla elektrociepłowni o mocy 50 MWt	354
Tabela 144 Wartości jednostkowych wskaźników emisji dla źródeł ciepła o mocy 10 - 50 [kW] wykorzystujących jako paliwo węgiel kamienny	356
Tabela 145 Wartości jednostkowych wskaźników emisji dla źródeł ciepła o mocy 50 - 250 [kW] wykorzystujących jako paliwo gaz ziemny	358
Tabela 146 Wartości jednostkowych wskaźników emisji dla produkcji wodoru w procesie reformingu parowego gazu ziemnego	359
Tabela 147 Wartości jednostkowych wskaźników emisji dla produkcji stali i jej stopów.....	360

Tabela 148	Emisje uniknięte gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku ograniczenia produkcji wodoru metodą reformingu parowego gazu ziemnego	362
Tabela 149	Emisje gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku produkcji wodoru w elektrolizerach za pomocą energii elektrycznej wytworzonej w źródłach OZE	363
Tabela 150	Emisje uniknięte gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku ograniczenia wykorzystania paliw ciekłych w sektorze transportu	364
Tabela 151	Emisje uniknięte gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku produkcji energii elektrycznej i ciepła w instalacjach kogeneracyjnych o mocy 50 MWt	364
Tabela 152	Emisje uniknięte gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku produkcji ciepła w instalacjach kogeneracyjnych o mocy 10 - 50 kW	365
Tabela 153	Emisje uniknięte gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku produkcji energii elektrycznej w instalacjach kogeneracyjnych o mocy 10 - 50 kW	366
Tabela 154	Emisje uniknięte gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku produkcji ciepła w instalacjach kogeneracyjnych o mocy 50 - 250 kW	366
Tabela 155	Emisje uniknięte gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku produkcji energii elektrycznej w instalacjach kogeneracyjnych o mocy 50 - 250 kW	367
Tabela 156	Emisje uniknięte gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku wykorzystania wodoru w produkcji stali i jej stopów	367
Tabela 157	Emisje uniknięte gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku wykorzystania paliw syntetycznych produkcji energii elektrycznej w instalacjach kogeneracyjnych o mocy 50 MWt	368
Tabela 158	Emisje uniknięte gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku realizacji scenariusza BAU	369
Tabela 159	Emisje uniknięte gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku realizacji scenariusza PSW	370
Tabela 160	Emisje uniknięte gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku realizacji scenariusza UE	370
Tabela 161	Emisje uniknięte gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku realizacji scenariuszy BAU, PSW i UE	371
Tabela 162	Emisje uniknięte gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń zgodnie z nakreślonymi w niniejszym opracowaniu scenariuszami wdrażania gospodarki wodorowej BAU, PSW i UE w zestawieniu z obecną i prognozowaną w horyzoncie 2030 emisją w/w substancji i innych zanieczyszczeń za MK (2020) i PEP 2040 (dwie ostatnie kolumny)	372
Tabela 163	Emisje uniknięte gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku realizacji scenariuszy BAU, PSW, UE i 2040	376
Tabela 164	Emisje krajowe po wdrożeniu scenariuszy wodorowych w roku 2030	378
Tabela 165	Emisje krajowe po wdrożeniu scenariuszy wodorowych i scenariusza 2040+ w roku 2040	379

Tabela 166 Średnie roczne obszarowe stężenia substancji zanieczyszczających w powietrzu w Polsce w wyniku realizacji scenariuszy BAU, PSW, UE i 2040+ w Polsce	380
Tabela 167 Redukcje średniego rocznego obszarowego stężenia substancji zanieczyszczających w powietrzu w wyniku realizacji scenariuszy BAU, PSW, UE i 2040+ w Polsce	380
Tabela 168 Emisje uniknięte poszczególnych zanieczyszczeń powietrza dla 3 scenariuszy wdrażania strategii wodorowej w Polsce dla roku 2030	383
Tabela 169 Emisja roczna konwencjonalnych zanieczyszczeń powietrza w województwie śląskim w 2018 roku	384
Tabela 170 Emisja roczna gazów cieplarnianych w województwie śląskim w 2018 roku.....	384
Tabela 171 Prognoza emisji zanieczyszczeń konwencjonalnych w latach 2030 i 2040 w województwie śląskim	384
Tabela 172 Prognozowane procentowe redukcje emisji zanieczyszczeń konwencjonalnych w latach 2030 i 2040 w województwie śląskim	385
Tabela 173 Prognoza emisji gazów cieplarnianych w województwie śląskim w latach 2018 - 2040	385
Tabela 174 Efekty wdrożenia scenariuszy strategii wodorowej na terenie województwa śląskiego do roku 2030	386
Tabela 175 Efekty wdrożenia scenariuszy strategii wodorowej na terenie województwa śląskiego do roku 2040	386
Tabela 176 Efekty wdrożenia scenariuszy strategii wodorowej na terenie województwa śląskiego dla gazów cieplarnianych.....	387
Tabela 177 Ocena potencjalnych efektów wdrożenia strategii w odniesieniu do poprawy jakości powietrza w województwie śląskim w 2030 roku.....	388
Tabela 178 Efekty wdrożenia scenariusza 2040+ w województwie śląskim - redukcje emisji zanieczyszczeń w 2040 r.....	389
Tabela 179 Redukcja stężeń w woj. śląski po wdrożeniu scenariusza 2040+	391
Tabela 180 Efekty w postaci unikniętych emisji poszczególnych zanieczyszczeń powietrza dla 3 scenariuszy strategii wodorowej	392
Tabela 181 Emisja zanieczyszczeń z obszaru Aglomeracji Górnośląskiej w 2018	393
Tabela 182 Analiza stężeń średnich rocznych dla obszaru Aglomeracji Górnośląskiej	394
Tabela 183 Wielkości tła regionalnego w Aglomeracji Górnośląskiej dla wybranych zanieczyszczeń powietrza	395
Tabela 184 Poziom zredukowanego stężenia średniego rocznego w Aglomeracji Górnośląskiej dla wybranych zanieczyszczeń powietrza	395
Tabela 185 Wielkość emisji odpowiedzialna za 1 µg/m ³ stężenia średniorocznego wybranych zanieczyszczeń powietrza	396
Tabela 186 Uzyskany efekt ekologiczny wyrażony obniżeniem średnich rocznych stężeń wybranych zanieczyszczeń powietrza	396

Tabela 187 Poziomy średnich rocznych stężeń wybranych zanieczyszczeń powietrza występujące aktualnie na obszarze Aglomeracji Górnośląskiej	396
Tabela 188 Procentowe obniżenie średnich rocznych stężeń poszczególnych zanieczyszczeń na obszarze Aglomeracji Górnośląskiej.....	397
Tabela 189 Emisja gazów cieplarnianych z obszaru województwa śląskiego w 2018 r.	397
Tabela 190 Emisja gazów cieplarnianych z obszaru Aglomeracji Górnośląskiej w 2018 r. ...	397
Tabela 191 Emisja CO ₂ oraz wielkości emisji unikniętej i procentowe redukcje emitowanego ładunku CO ₂ z obszaru Aglomeracji Górnośląskiej dla 3 rozpatrywanych scenariuszy	398
Tabela 192 Emisja roczna konwencjonalnych zanieczyszczeń powietrza w województwie pomorskim w 2018	398
Tabela 193 Emisja roczna gazów cieplarnianych w województwie pomorskim w 2018	399
Tabela 194 Wielkość prognozowanych emisji gazów cieplarnianych w województwie pomorskim	399
Tabela 195 Emisje uniknięte dla poszczególnych scenariuszy wdrażania strategii wodorowej w województwie pomorskim	399
Tabela 196 Procentowe udziały emisji unikniętych w emisjach wojewódzkich dla roku 2018	399
Tabela 197 Wielkości emisji unikniętych CO ₂ i ich udział w emisji województwa pomorskiego.	400
Tabela 198 Emisje dla scenariusza 2040+ w województwie pomorskim	400
Tabela 199 Średnie roczne stężenia zanieczyszczeń powietrza na obszarze województwa pomorskiego dla roku 2018	401
Tabela 200 Wielkość emisji odpowiedzialna za 1 µg/m ³ stężenia średniorocznego wybranych zanieczyszczeń powietrza w województwie pomorskim	401
Tabela 201 Uzyskany efekt ekologiczny wyrażony obniżeniem średnich rocznych stężeń zanieczyszczeń powietrza	402
Tabela 202 Uzyskany efekt ekologiczny wyrażony procentowym obniżeniem średnich rocznych stężeń zanieczyszczeń powietrza	402
Tabela 203 Wskaźnik EBD dla Polski wg scenariuszy BAU, PSW i UE.	413
Tabela 204 Wskaźnik EBD dla województwa śląskiego wg scenariuszy BAU, PSW i UE. ...	413
Tabela 205 Wskaźnik EBD dla województwa pomorskiego wg scenariuszy BAU, PSW i UE.....	414
Tabela 206 Wskaźnik EBD dla Aglomeracji Górnośląskiej wg scenariuszy BAU, PSW i UE.....	414
Tabela 207 Wskaźnik EBD dla Polski po wdrożeniu scenariusza 2040+.....	415
Tabela 208 Wskaźnik EBD dla województwa śląskiego po wdrożeniu scenariusza 2040+.	416
Tabela 209 Wskaźnik EBD dla województwa pomorskiego po wdrożeniu scenariusza 2040+.....	416

Tabela 210 Koszty zewnętrzne wynikające z zanieczyszczenia powietrza pyłem PM _{2,5} oszacowane dla województwa śląskiego i wybranych jednostek administracyjnych w roku 2018.	419
Tabela 211 Redukcja kosztów zewnętrznych spowodowanych zmniejszeniem emisji pyłu PM _{2,5} w wyniku wdrożenia strategii wodorowej oszacowana dla województwa śląskiego i Aglomeracji Górnośląskiej w oparciu o dane za rok 2018.	420
Tabela 212 Produkcja energii z OZE: podział kosztów inwestycji na 1MW mocy zainstalowanej (w EUR) wg działów	427
Tabela 213 Podział kosztów produkcji elektrolizera na 1MW mocy urządzenia (w EUR) wg działów	428
Tabela 214 Podział kosztów produkcja stacji tankowania wodorem na 1 sztukę (w EUR) wg działów	428
Tabela 215 Obecna i planowana wielkość mocy zainstalowanych urządzeń produkujących energię z OZE oraz scenariusze wykorzystania do produkcji wodoru dodatkowo zainstalowanej mocy do 2030 albo 2040 r.....	429
Tabela 216 Liczba elektrolizerów (o mocy 1 MW) i stacji tankowania wodoru	430
Tabela 217 Bezpośredni wpływ na zatrudnienie obsługi urządzeń wytwarzających energię z OZE (w ekwiwalentach pełnego czasu pracy)	431
Tabela 218 Bezpośredni wpływ na zatrudnienie w działach dostarczających dóbr zaopatrzeniowych wykorzystanych do urządzeń wytwarzających energię z OZE (w ekwiwalentach pełnego czasu pracy)	431
Tabela 219 Pośredni wpływ na zatrudnienie w działach dostarczających dóbr zaopatrzeniowych wykorzystanych do urządzeń wytwarzających energię z OZE (w ekwiwalentach pełnego czasu pracy)	432
Tabela 220 Pośredni i bezpośredni wpływ na zatrudnienie w działach dostarczających dóbr zaopatrzeniowych wykorzystanych do urządzeń wytwarzających energię z OZE oraz w obsłudze tych urządzeń (w ekwiwalentach pełnego czasu pracy)	432
Tabela 221 Bezpośredni wpływ na zatrudnienie w działach dostarczających dobra zaopatrzeniowe wykorzystane do produkcji elektrolizerów i stacji tankowania wodorem (w ekwiwalentach pełnego czasu pracy)	433
Tabela 222 Pośredni wpływ na zatrudnienie w działach dostarczających dóbr zaopatrzeniowych wykorzystanych do produkcji elektrolizerów i stacji tankowania wodorem (w ekwiwalentach pełnego czasu pracy)	433
Tabela 223 Łączny wpływ na zatrudnienie w działach dostarczających dóbr zaopatrzeniowych wykorzystanych do produkcji elektrolizerów i stacji tankowania wodorem (w ekwiwalentach pełnego czasu pracy)	434
Tabela 224 Bezpośredni wpływ na wartość dodaną obsługi urządzeń wytwarzających energię z OZE (w mln EUR).....	435
Tabela 225 Bezpośredni wpływ na wartość dodaną w działach dostarczających dóbr zaopatrzeniowych wykorzystanych do urządzeń wytwarzających energię z OZE (w mln EUR)	436

Tabela 226 Pośredni wpływ na wartość dodaną w działach dostarczających dóbr zaopatrzeniowych wykorzystanych do urządzeń wytwarzających energię z OZE (w mln EUR)	436
Tabela 227 Pośredni i bezpośredni wpływ na wartość dodaną w działach dostarczających dóbr zaopatrzeniowych wykorzystanych do urządzeń wytwarzających energię z OZE oraz w obsłudze tych urządzeń (w mln EUR)	436
Tabela 228 Bezpośredni wpływ na wartość dodaną w produkcji wodoru przez elektrolizery i funkcjonowaniu stacji tankowania wodorem (w mln EUR)	437
Tabela 229 Bezpośredni wpływ na wartość dodaną w działach dostarczających dóbr zaopatrzeniowych wykorzystanych do produkcji elektrolizerów i stacji tankowania wodorem (w mln EUR)	437
Tabela 230 Pośredni wpływ na wartość dodaną w działach dostarczających dóbr zaopatrzeniowych wykorzystanych do produkcji elektrolizerów i stacji tankowania wodorem (w mln EUR)	437
Tabela 231 Łączny wpływ na wartość dodaną w działach dostarczających dóbr zaopatrzeniowych wykorzystanych do produkcji elektrolizerów i stacji tankowania wodorem (w mln EUR)	438
Tabela 232 Pośredni i bezpośredni wpływ na dochody sektora finansów publicznych w działach dostarczających dóbr zaopatrzeniowych wykorzystanych do urządzeń wytwarzających energię z OZE oraz w obsłudze tych urządzeń (w mln EUR) ..	439
Tabela 233 Pośredni i bezpośredni wpływ na wpływy podatkowe budżetu państwa w działach dostarczających dóbr zaopatrzeniowych wykorzystanych do urządzeń wytwarzających energię z OZE oraz w obsłudze tych urządzeń (w mln EUR) ..	439
Tabela 234 Łączny wpływ na dochody sektora finansów publicznych w działach dostarczających dóbr zaopatrzeniowych wykorzystanych do produkcji elektrolizerów i stacji tankowania wodorem (w mln EUR)	439
Tabela 235 Łączny wpływ na wpływy podatkowe budżetu państwa w działach dostarczających dóbr zaopatrzeniowych wykorzystanych do produkcji elektrolizerów i stacji tankowania wodorem (w mln EUR)	440
Tabela 236 Potencjalne opcje działań w zakresie B+R+I - rekomendacje	486
Tabela 237 Założony potencjał zdolności wytwórczych [MW] w źródłach konwencjonalnych	489
Tabela 238 Zestawienie maksymalnych potencjałów energii odnawialnej w Polsce	490
Tabela 239 Pełne zestawienie maksymalnych potencjałów zasobów elastycznych	491
Tabela 240 Parametry elektrolizerów założone dla scenariuszy 1 i 2	492
Tabela 241 Struktura rocznego wytwarzania energii w KSE w zależności od scenariusz H2	495
Tabela 242 Zmiany w strukturze mocy zainstalowanej źródeł wytwórczych	495
Tabela 243 Struktura wytwarzania energii w 2030 dla potrzeb gospodarki wodorowej	497

Tabela 244 Udział technologii OZE w krajowym bilansie wytwarzania energii w KSE w 2030
.....497

Tabela 247 Doliny wodorowe; prawdopodobne umiejscowienie dolin wodorowych w Polsce i
przykłady już działających dolin wodorowych w Europie510

Wykaz stosowanych skrótów i pojęć

A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe	Strategia wodorowa na rzecz neutralnej klimatycznie Europy
AG	Aglomeracja Górnośląska
ATR (Autothermal reforming)	reforming autotermiczny
BAU (Business as Usual)	scenariusz bazowy, zakładający rozwój gospodarki wodorowej bez wsparcia
BECCS (Bioenergy with Carbon Capture and Storage)	energia z biomasy z wychwytem i składowaniem dwutlenku węgla
BoD (Burden of Diseases)	obciążenie chorobami
CAFE-CBA (Clean Air for Europe - Cost Benefit Analysis)	analiza kosztów i korzyści programu Czyste Powietrze dla Europy
CBAM (Carbon Border Adjustment Mechanism)	mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO ₂
CCfD (Carbon Contracts for Difference)	kontrakty na transakcje różnicowe dotyczące emitowanego dwutlenku węgla
CCS (Carbon Capture and Storage)	sekwestracja dwutlenku węgla, czyli oddzielanie, wyłapywanie i składowanie dwutlenku węgla
CCSU (Carbon Capture and Sequestration and Utilization) lub CCUS	sekwestracja dwutlenku węgla i ponowne zagospodarowanie, czyli oddzielanie, wyłapywanie i składowanie dwutlenku węgla – CCS rozszerzone o wykorzystanie lub zagospodarowanie dwutlenku węgla
CGH2	sprężony wodór w postaci gazowej
CRI (Commercial Readiness Index)	wskaźnik gotowości do komercjalizacji
DALY (Disability-Adjusted Life Years)	lata życia skorygowane niesprawnością
DOE (United States Department of Energy)	Departament Energii Stanów Zjednoczonych
DSR (Demand Side Response)	Zarządzanie stroną popytową. Interwencyjne ograniczenie poboru mocy polegające na zmniejszeniu, na polecenie

Dyrektywa RED II	Dyrektywa unijna określająca cele zużycia odnawialnych źródeł energii w latach 2021-2030
EBD (environmental burden of diseases)	środowiskowe obciążenie chorobami
EEA (European Environment Agency)	Europejska Agencja Środowiska
EEAG (<i>Environmental State aid guidelines for Environmental Protection and Energy</i>)	Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią
EJ	energia jądrowa
EMEP (European Monitoring and Evaluation Programme)	Program Współpracy w Zakresie Monitoringu i Oceny Transportu Zanieczyszczeń na Dalekie Odległości w Europie
ENTSO (European Network of Transmission System Operators for Electricity)	Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych energii elektrycznej
ESP (Energy Storage)	układy magazynowania energii
PSH (Pumped-Storage Hydropower)	wodne elektrownie szczytowo-pompowe
EU ETS	Europejski system handlu uprawnieniami do emisji
EUCO32 32.5	scenariusz przedstawiający wpływ dążenia do osiągnięcia efektywności energetycznej na poziomie 32,5% oraz udziału energii odnawialnej na poziomie 32% w koszyku energetycznym UE
FCEV (Fuel Cell Electric Vehicles)	Samochody elektryczne napędzane ogniwami paliwowymi (wodorem)
HRS (Hydrogen Refueling Stations)	stacje tankowania wodoru
GHG (Greenhouse Gases)	gazy cieplarniane
GIOŚ	Główny Inspektorat Ochrony Środowiska
H-DR	wykorzystanie w przemyśle stalowym zielonego wodoru z technologiami bezpośredniej redukcji

Hydrogen Act	akt legislacyjny Europejskiego Stowarzyszenia Wodoru i Ogniw Paliwowych, dotyczący wodoru
Hydrogen Europe	Europejskie Stowarzyszenie Wodoru i Ogniw Paliwowych
Hydrokraking	proces krakingu prowadzony z udziałem wodoru, w celu zmniejszenia masy cząsteczkowej składników surowca oraz zmiany proporcji, w jakich te składniki występują
Hydrorafinacja	usuwanie z surowca, za pomocą reakcji uwodornienia, niepożądanych składników, jak np. węglowodory nienasycone
IARC (International Agency for Research on Cancer)	Międzynarodowa Agencja Badań nad Rakiem
IEA (International Energy Agency)	Międzynarodowa Agencja Energetyczna
IED (Industrial Emissions Directive)	Dyrektywa w sprawie emisji przemysłowych
InvestEU	unijny program na rzecz pobudzenia inwestycji w Europie, wsparcia odbudowy i przygotowania gospodarki na przyszłość w perspektywie 2021-2027; następcza Europejskiego Funduszu na rzecz Inwestycji Strategicznych (EFIS)
IPCEI (<i>Important Projects of Common European Interest</i>)	Projekty będące przedmiotem wspólnego zainteresowania
JWCD	Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana – jednostka wytwórcza przyłączona do sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV, podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
KOBiZE	Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami
Kogeneracja	proces jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i użytkowego ciepła w elektrociepłowni (w skojarzeniu)

KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny (wg PSE – rozbudowany układ urządzeń do wytwarzania, przesyłania i rozdziału energii elektrycznej)
LCOH2 (levelized unit cost of hydrogen generation)	Uśredniony całościowy koszt jednostkowy wytwarzania wodoru
LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier)	organiczne nośniki wodoru w postaci płynnej
LULUCF (land use, land use change and forestry)	sektor związany z użytkowaniem gruntów, zmianą użytkowania gruntów i leśnictwem
Mission Innovation	globalna inicjatywa mająca na celu przyspieszenie innowacji publicznych i prywatnych w zakresie czystej energii, aby przeciwdziałać zmianom klimatu
Moc dyspozycyjna netto	jest to moc dyspozycyjna pomniejszona o moc potrzeb własnych danej jednostki wytwórczej
Moc osiągalna	największa moc ciągła jednostki wytwórczej lub wytwórcy, utrzymywana przez wytwórcę cieplnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 15 godzin oraz przez wytwórcę wodnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 5 godzin, przy znamionowych warunkach pracy, potwierdzona testami
NG-DR	wykorzystanie w przemyśle stalowym gazu ziemnego z technologiami bezpośredniej redukcji
NGEU (Next Generation EU)	plan odbudowy Europy, o wartości 750 mld EUR mający pomóc naprawić bezpośrednie szkody gospodarcze i społeczne spowodowane pandemią koronawirusa
nJWCD	jednostki wytwórcze nie będące jednostkami wytwórczymi centralnie dysponowanymi Moc dyspozycyjna jest to moc osiągalna pomniejszona o ubytki na remonty planowe, ubytki okresowe, eksploatacyjne i losowe
OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development)	Organizacja Współpracy Gospodarczej i Rozwoju

OSP	Operator Systemu Przesyłowego
OZE BioG	Energia wytwarzania z biogazu
OZE BioM	Energia wytwarzania z biometanu
<u>OZE EW</u>	Energetyka wodna
OZE GPV, PV	fotowoltaika
OZE GWL	Energetyka wiatrowa lądowa
OZE GWM	Energetyka wiatrowa morska
Partnerstwo Porthos	holenderski projekt, realizowany w celu redukcji CO ₂ poprzez jego magazynowanie pod dnem Morza Północnego
PJ	petadżul
PKD	Plan Koordynacyjny Dobowy zawiera plan pracy JWCD na każdą z 24 godzin doby, uwzględniając zbilansowanie dobowej prognozy zapotrzebowania, wymagane rezerwy i występujące w KSE ograniczenia systemowe
PM10	pył zawieszony o średnicy cząsteczek nie większej niż 10 µm (mikrometrów)
PM2,5	pył zawieszony o średnicy cząsteczek nie większej niż 2,5 µm (mikrometrów)
PMŚ	Państwowy Monitoring Środowiska
POChP	przewlekła obturacyjna choroba płuc
POP	Program ochrony powietrza
POX (Partial oxidation)	proces częściowego utlenienia do produkcji wodoru
PSW	Polska Strategia Wodorowa lub scenariusz wdrażania gospodarki wodorowej w zakresie przewidzianym przez Strategię
PtG (Power-to-Gas)	technologia wytwarzania gazu (wodoru lub metanu) przy wykorzystaniu energii elektrycznej

PtL (Power-to-Liquid)	technologia wytwarzania paliw płynnych z wodoru lub dwutlenku węgla przy wykorzystaniu energii odnawialnej
Reforming parowy, RPM, SMR	proces produkcji wodoru z metanu i pary wodnej w temperaturze 700–1100°C i w obecności katalizatora.
RFNBO (Renewable Fuels of Non Biological Origin)	paliwa odnawialne niebiologicznego pochodzenia
Sector coupling	łączenie sektorów, integracja sektorów
TEN- E (Trans-European Networks for Energy)	transeuropejskie sieci energetyczne
TEN-T (Trans-European Networks for Transport)	transeuropejskiej sieci transportowej
TRL (Technology Readiness Level)	poziom gotowości technologicznej
TSP (total suspended particles)	całkowity pył zawieszony
TYNDP (Ten-Year Network Development Plan 2020)	10-letni Plan Rozwoju ENTSO
UE	scenariusz przyspieszonej transformacji energetycznej w Unii Europejskiej
UNECE (United Nations Economic Commission for Europe)	Europejska Komisja Gospodarcza (EKG)
UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change)	Ramowa konwencja Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu
URE	Urząd Regulacji Energetyki
US EPA (United States Environmental Protection Agency)	Agencja Ochrony Środowiska
VSL (Value of a Statistical Life)	wartość życia ludzkiego
WHO (World Health Organization)	Światowa Organizacja Zdrowia
WIOŚ	Wojewódzki Inspektorat Ochrony Środowiska
Wodór niebieski	wodór pochodzący z nieodnawialnych źródeł energii i surowców, gdzie emisję

	zmniejszono dzięki metodom wychwytu i składowania CO ₂
Wodór szary	wodór pochodzący z paliw kopalnych (powstający najczęściej w procesie reformingu metanu lub zgazowania węgla)
Wodór zielony	wodór pochodzący z OZE (odnawialnych źródeł energii)
YLD (years of life with disability)	liczby lat przeżytych z niesprawnością
YLL (years of life lost)	liczba lat życia utraconych w związku z przedwczesnym zgonem

Rozdział I – Wybrane elementy globalnego łańcucha wartości gospodarki wodorowej

Porozumienie paryskie z 2016 r. zobowiązało sygnatariuszy do utrzymania wzrostu średniej temperatury na świecie znacznie poniżej 2° C oraz do podjęcia wysiłków na rzecz ograniczenia tego wzrostu do 1,5° C. Do września 2020 r. porozumienie paryskie podpisały 194 państwa i Unia Europejska (UE). Nałożyło to na sygnatariuszy obowiązek szukania rozwiązań sprzyjających ograniczaniu emisji gazów cieplarnianych, transformacji gospodarek oraz stawianiu na przyjazne środowisku, zeroemisyjne procesy technologiczne.

Wodór jako surowiec jest od dawna wykorzystywany w procesach przemysłowych – w przemyśle chemicznym w procesach redukcji i uwodornienia, w przemyśle rafineryjnym w trakcie hydorafinacji, hydrokrakingu, reformingu, w przemyśle spożywczym w procesach utwardzania, w przemyśle metalurgicznym do redukcji rudy żelaza. Wodorem zainteresowani są dostawcy odnawialnej energii elektrycznej, producenci gazu przemysłowego, dostawcy energii i gazu, producenci samochodów, koncerny naftowe i gazowe, duże firmy inżynieryjne oraz większość rządów największych światowych gospodarek. Rosnące zainteresowanie wykorzystaniem wodoru w systemach czystej energii opiera się na tym, że stosowanie wodoru może odbywać się bez bezpośredniej emisji zanieczyszczeń powietrza lub gazów cieplarnianych, oraz że może być wytwarzany za pomocą różnorodnych niskoemisyjnych źródeł energii. Wytwarzanie obejmuje produkcję energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, biomasy i energii jądrowej. Możliwe jest również niskoemisyjne pozyskiwanie energii z paliw kopalnych, jeżeli jest połączone z wychwytywaniem, składowaniem i ponownym wykorzystaniem CO₂ (CCSU - *ang. Carbon Capture, Utilization and Storage*).

Przez wiele państw wodór uznawany jest za skuteczny środek, który pozwoli na utrzymanie, w dużej mierze niezmiennych praktyk gospodarczych, umożliwiając osiągnięcie zakładanych celów redukcji emisji. W związku ze spadkiem kosztów energii otrzymywanej ze źródeł odnawialnych, rosnącymi kosztami emisji CO₂ oraz malejącymi kosztami elektrolizerów, wytwarzanie zielonego wodoru staje się ekonomicznie uzasadnione. Wodór jest brany pod uwagę w sektorach „trudnych do dekarbonizacji” oraz w energochłonnych gałęziach przemysłu, takich jak: hutnictwo żelaza i stali, przemysł chemiczny, transport morski, długodystansowy lądowy i lotnictwo. Obejmuje to bezpośrednie wykorzystanie wodoru, ale także produkcję paliw płynnych i gazowych, takich jak amoniak, metanol i syntetyczne paliwo do silników odrzutowych.

I.a. Gotowość technologiczna poszczególnych rozwiązań w łańcuchu gospodarki wodorowej

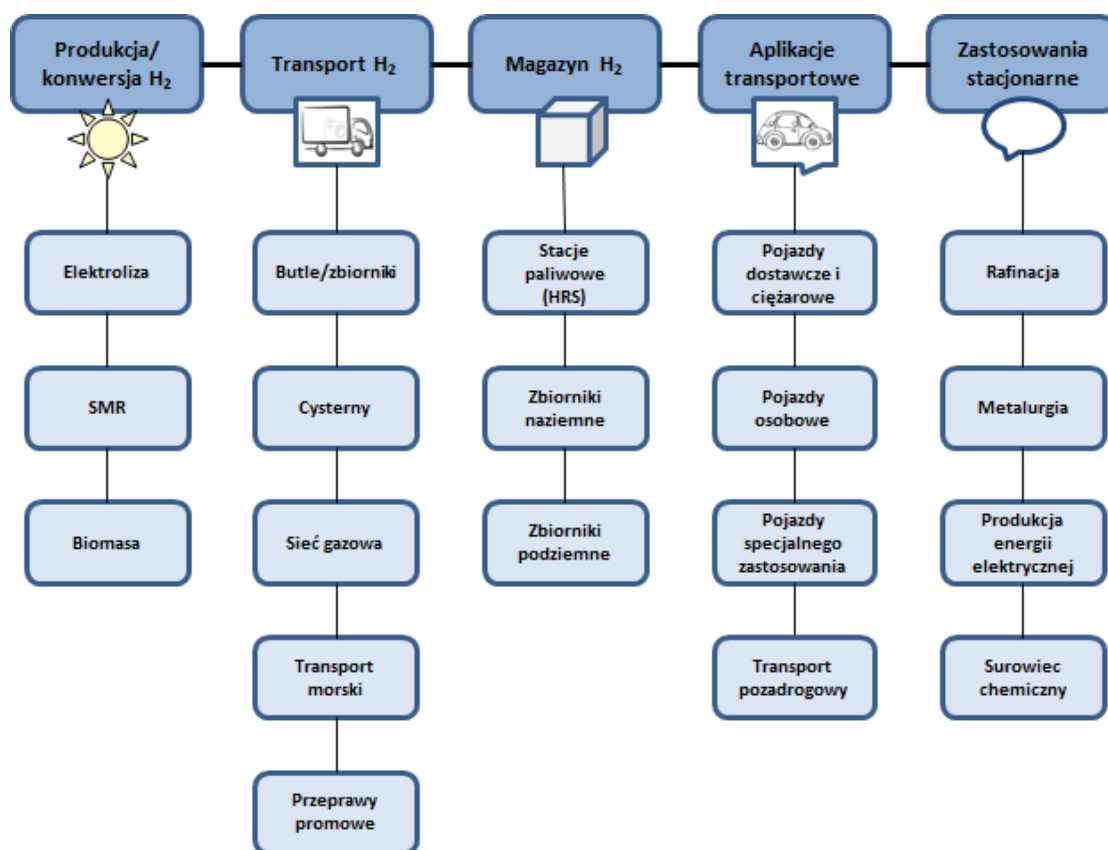
Liczne opracowania dotyczące wodoru takie jak narodowe strategie czy międzynarodowe mapy drogowe wskazują na olbrzymi wzrost produkcji i zapotrzebowania na wodór na całym świecie w nadchodzących latach. Najpotężniejsze gospodarki świata m.in. Francja, Japonia, Australia, Norwegia, Niemcy, Portugalia, Hiszpania, Chile, Finlandia, USA, Kanada, a także Chiny opracowały już szczegółowe plany i strategie uwzględniające możliwe wdrożenia i kierunki rozwoju technologii wodorowych.

Biorąc pod uwagę długoterminowy charakter tych strategii, wszystko wskazuje na to, iż w najbliższych latach będziemy świadkami olbrzymiego wzrostu i rozwoju technologii

wodorowych. Zgodnie z planami wodorów stanie się kluczowym czynnikiem, umożliwiającym masową penetrację odnawialnych źródeł energii w systemach energetycznych oraz dekarbonizację przemysłu i transportu. Hydrogen Council przewiduje, że do roku 2050 rozwój rynku wodoru i technologii wodorowych na świecie będzie impulsem do powstania 30 milionów nowych miejsc pracy.

W tym opracowaniu zarysowany zostanie ogólny łańcuch wartości gospodarki wodorowej z naciskiem na aktualne i najbardziej perspektywiczne technologie produkcji, dystrybucji i wykorzystania wodoru. Łańcuch wartości został podzielony 5 głównych sekcji

1. Technologie produkcji wodoru,
2. Dystrybucja i transport wodoru
3. Magazynowanie
4. Aplikacje transportowe
5. Zastosowania stacjonarne



Rysunek 1 Wybrane sekcje wodorowego łańcucha wartości

Produkcja wodoru

Wodór może być produkowany z paliw kopalnych i biomasy, a także wody. Obecnie gaz ziemny jest głównym surowcem do produkcji wodoru, a reforming parowy metanu jest podstawowym procesem produkcji wodoru w przemyśle chemicznym oraz w rafineryjnym. Następnym w kolejności jest węgiel, który jest wykorzystywany do produkcji wodoru w Chinach w technologiach zgazowania. Ropa i energia elektryczna odpowiadają za pozostałą część produkcji. W tej części opracowania zostaną w sposób skrótowy opisane technologie wraz z podaniem ich gotowości technologicznej na 2021 rok.

Reforming gazu ziemnego (SMR/ATR/POX)

Reforming służy do wytwarzania wodoru z gazu ziemnego. Produktem tego procesu jest gaz syntezowy składający się głównie z wodoru i tlenku węgla. W następnym etapie mieszanina gazowa jest konwertowana w obecności pary tak, by w końcowym etapie otrzymać H₂ i CO₂. Systemy wychwytu dwutlenku węgla CCUS (ang. *Carbon Capture, Utilization and Storage*) stosuje się, celem ograniczenia emisji CO₂ (opisane poniżej). Wykorzystanie gazu ziemnego i jego dekompozycja to najbardziej rozpowszechniony sposób produkcji wodoru na świecie. Można wyróżnić trzy podstawowe procesy produkcji wodoru z gazu ziemnego:

- reforming parowy (ang. *Steam Methane Reforming*, SMR),
- częściowe utlenianie (ang. *Partial methane oxidation*, POX),
- reforming autotermiczny (ang. *Autothermal reforming*, ATR).

Tabela 1 Dojrzałość i sprawność technologii produkcji wodoru z gazu ziemnego.[1]

Proces	Sprawność [%]	Dojrzałość technologiczna
SMR	70-85	Dostępna komercyjnie (TRL 9)
POX	60-75	Dostępna komercyjnie (TRL 9)
ATR	60-75	Wkrótce dostępna komercyjnie (TRL 8-9)

SMR jest technologią dojrzałą, powszechnie stosowaną na dużą skalę w przemyśle, mimo że produkcja wodoru z gazu ziemnego wiąże się z dużymi emisjami dwutlenku węgla. Zakłada się, że technologia reformingu w najbliższym czasie nadal będzie dominującą technologią produkcji wodoru na świecie. Związane jest to przede wszystkim z niską ceną gazu ziemnego, a co za tym idzie - niskimi kosztami produkcji. Na korzyść SMR wpływa również duża liczba reaktorów, które są dzisiaj w eksploatacji. Kluczowym motorem do zmian może być w tej sytuacji jedynie konieczność redukcji emisji dwutlenku. Umożliwi to rozwój alternatywnych, proekologicznych technologii produkcji, tudzież modernizację obecnych poprzez dołączenie do instalacji układów CCUS.

1 Abdalla M. Abdalla, Shahzad Hossain, Ozzan B. Nisfindy, Atia T. Azad, Mohamed Dawood, Abul K. Azad, Hydrogen production, storage, transportation and key challenges with applications: A review, Energy Conversion and Management, Volume 165, 2018, Pages 602-627, ISSN 0196-8904



Rysunek 2 Instalacja produkcji wodoru i dwutlenku węgla na potrzeby wytwórstwa polimerów. Air Liquide, Dormagen, Niemcy. Produkcja: 22 tys. ton wodoru/r.

CCUS z SMR

CCUS (ang. *Carbon Capture, Utilization and Storage*,) to technologia wychwytywania dwutlenku węgla i jego składowania, w celu ograniczenia emisji z procesu produkcji wodoru. Używanie CCUS z instalacjami SMR może prowadzić do redukcji emisji dwutlenku węgla nawet o 90%. Obecnie na świecie funkcjonują komercyjne i badawcze instalacje SMR-CCUS. Obecnie technologia ta jest najintensywniej rozwijana w Stanach Zjednoczonych [2].

Potencjał składowania CO₂ w podziemnych zbiornikach uzależnione jest od uwarunkowań geologicznych regionu, a zwłaszcza dostępności do wyeksploatowanych pól naftowych i gazowych. Zgodnie z analizą przeprowadzoną przez ETC dla Chin, Europy i Stanów Zjednoczonych, zasoby podziemnych zbiorników powinny być wystarczające, aby spełnić wymagania opracowanych przez tę grupę scenariuszy dekarbonizacji gospodarki [3]. Wątpliwości pozostają jedynie w odniesieniu do wybranych krajów np. Indii oraz poziomu akceptacji społeczeństwa.

Elektroliza

Podstawą procesu elektrolizy jest reakcja elektrochemiczna rozpadu cząsteczki wody na wodór i tlen z wykorzystaniem prądu elektrycznego. Powszechnie dostępnymi elektrolizerami do produkcji wodoru są elektrolizery alkaliczne (ang. *alkaline*, ALK) i polimerowe (ang. *Proton Exchange Membrane*, PEM). Obecnie najczęściej wykorzystywane w przemyśle są elektrolizery alkaliczne, które pomimo wad i niskiej czystości gazu, mają najwyższą dojrzałość technologiczną.

2 IEA (2020), CCUS in Clean Energy Transitions, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions>

3 Energy Transitions Commission (ETC), Making Mission Possible, Delivering a Net-Zero Economy, September 2020



Rysunek 3 10MW elektrolizer alkaliczny zbudowany w Japonii (2020) przez Asahi Kasei na potrzeby produkcji zielonego wodoru

Spośród dostępnych elektrolizerów, elektrolizery stałotlenkowe (ang. *Solid Oxide Electrolyser*, SOE) charakteryzują się najwyższą sprawnością (74-81%), a także ogromnym potencjałem integracji procesowej i cieplnej z innymi technologiami (ze względu na wysoką temperaturę pracy). Jednakże w dużej skali ta technologia znajduje się na etapie wczesnych wdrożeń (TRL 6-7), stąd nie jest jeszcze dostępna komercyjnie. Elektrolizery SOE od kilku lat są przedmiotem badań oraz opracowań technologicznych i patentowych na całym świecie.

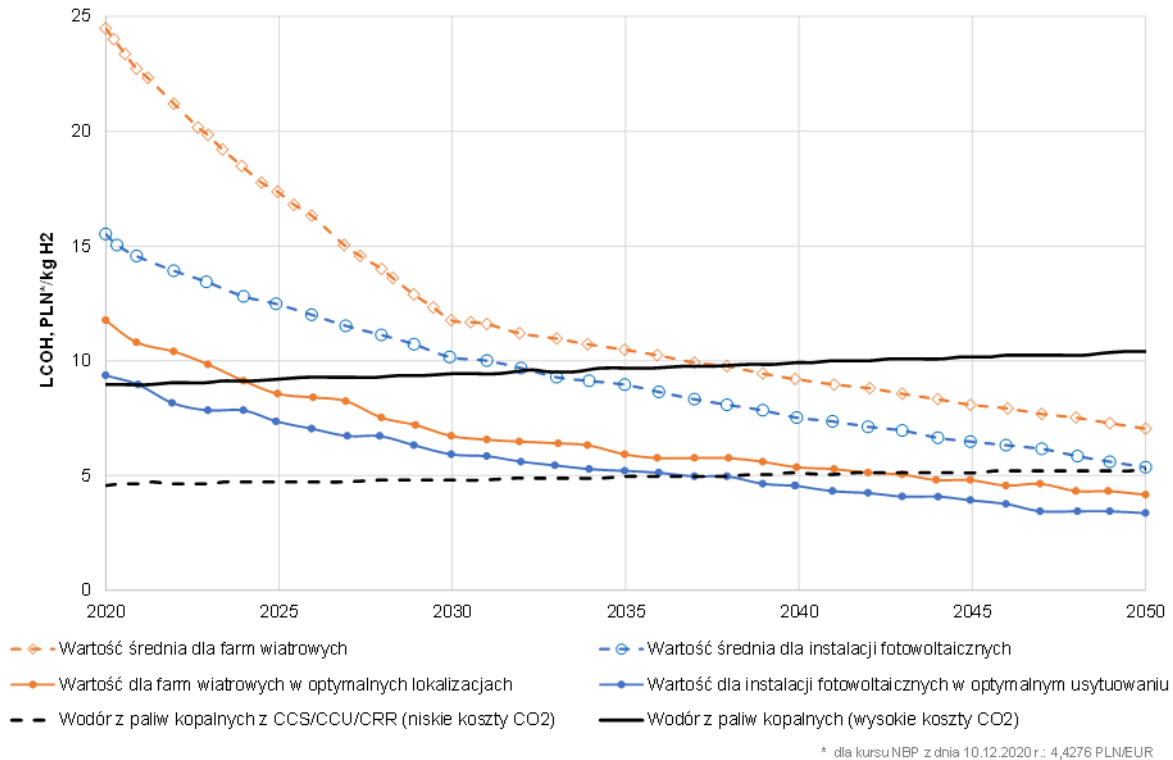
Pomimo iż proces elektrolizy wody jest wykorzystywany do produkcji wodoru od wielu lat to, do tej pory, nie zyskał szerokiego rynku producentów ze względu na ekonomiczną przewagę technologii produkcji wodoru z gazu ziemnego. Obecnie na świecie mniej niż 0,1% produkcji wodoru pochodzi z elektrolizy wody. Wytworzonego w ten sposób wodoru najczęściej używa się do procesów, gdzie jest wymagana jego wysoka czystość. Przypuszcza się, że poziom i szybkość wdrażania technologii opartej na elektrolizie wody będzie zależał od wzrostu mocy zainstalowanej w OZE i rozwoju sieci energetycznej.

Tabela 2 Dojrzałość i sprawność technologii produkcji wodoru z procesu elektrolizy [4]

Proces	Sprawność [kW/kgH ₂] ^[4]	Dojrzałość technologiczna
ALK	49-60	Dostępna komercyjnie (TRL 9)
PEM	48,5-64	Dostępna komercyjnie w skali do 10 MW (TRL 8-9)
SOE	37-40	Wstępny etap komercjalizacji, B+R (TRL 6-7)

Pomimo dotychczasowego, niskiego udziału w rynku, elektroliza jest uznawana za kluczowy element rozwoju gospodarki wodorowej na świecie. Dzieje się tak ze względu na stale malejący koszt wytworzonej „zielonej” energii elektrycznej, a także szybko rosnącą moc zainstalowaną w OZE, w szczególności fotowoltaiki i wiatru.

4 Hydrogen supply chain evidence base, Element Energy, November 2018



Rysunek 4 Perspektywa kosztów produkcji wodoru z OZE (PV i wiatru) na tle paliw kopalnych [5]

Zgazowanie

Zgazowanie jest technologią, w której w wyniku konwersji czynnikiem zgazowującym z paliwa stałego (węгля, biomasy, odpadów, itp.) generowany jest gaz syntezowy w postaci mieszaniny: wodoru, tlenu węgla (II), dwutlenku węgla i metanu. Gaz syntezowy może być następnie procesowany i oczyszczany, aby otrzymać wodór oraz wysokiej czystości CO₂. Czystość gazu otrzymanego na skutek zgazowania jest zbliżona do jakości gazu pochodzącego z reformingu parowego.

Zgazowanie węgla (TRL 9)

Zgazowanie węgla jest technologią wykorzystywaną w przemyśle od wielu lat. Rozwój technologii zgazowania węgla jest związany przede wszystkim z wytwarzaniem energii elektrycznej oraz gazu procesowego na potrzeby syntezy chemicznej. Obecnie wykorzystanie zgazowania węgla na potrzeby produkcji wodoru staje się coraz bardziej powszechne. Tyczy się to zwłaszcza Chin, które stały się głównym wytwórcą wodoru z użyciem tej technologii (są też największym producentem węgla). Na terenie Chin pracuje ponad 1000 instalacji do produkcji wodoru poprzez zgazowanie węgla. Amerykański departament energii również wspiera rozwój związany z tą technologią, ale wyłącznie z wykorzystaniem układów CCUS.

5 IRENA 2019, Hydrogen: A renewable Energy perspective. Report prepared for the 2nd Hydrogen Energy Ministerial Meeting Japan

Docelowa skala jednostki wytwórczej tego typu jest określana na 1-2,5 GW (H₂ HHV). Przykładami istniejących instalacji do produkcji wodoru przez zgazowanie węgla są:

- Ordos, Chiny: (487 MW HHV),
- Xuzhou, Chiny: (87 MW HHV),
- Jamnagar, Indie: (1 GW HHV).

Zgazowanie biomasy (TRL 6-9)

Technologia produkcji wodoru ze zgazowania biomasy jest oparta w głównej mierze na technologii zgazowania węgla. Przewiduje się, że wielkość pojedynczej instalacji będzie kilkukrotnie mniejsza (<500MW H₂ HHV) niż w przypadku węgla ze względu na rodzaj paliwa i jego dostępność. Dla tej technologii logistyka i dostawy paliwa pochodzącego z biomasy należą do kluczowych czynników wpływających na jej opłacalność. Zaletą tej technologii jest wykorzystanie paliwa odnawialnego, dzięki czemu produkowany w tym procesie wodór będzie zaliczany do tzw. „zielonego” wodoru. Najbardziej sprawdzone rozwiązania dotyczą zgazowania drewna, słomy itp. Zgazowanie paliwa pochodzenia roślinnego pociąga za sobą możliwość rozwoju farm roślin energetycznych, a także wykorzystanie odpadów rolniczych.

Procesy beztlenowe (TRL 4-5)

Biomasa (rośliny uprawne, odpady rolnicze lub odpady komunalne) jest przetwarzana na drodze ciemnej fermentacji, po której następuje fermentacja beztlenowa prowadząca do produkcji wodoru i metanu. Istnieje możliwość dalszego przetworzenia metanu celem produkcji dodatkowej ilości wodoru w procesach, tj.: reforming czy piroliza. Technologia ta jest aktualnie rozwijana głównie przez ośrodki badawcze w Australii.

DYSTRYBUCJA WODORU

Dostarczanie wodoru

Odległość i wielkość zapotrzebowania na wodór stanowi pierwszy czynnik wyboru metody transportu wodoru. To skala i dystans będzie w głównej mierze determinować jaką technologię będzie stosowana do realizacji dostaw do miejsca wykorzystania. Technologie dystrybucji wodoru są w większości komercyjne, jednak prognozowany wzrost zapotrzebowania na wodór może spowodować znacznie większą penetrację rynku tymi technologiami w niedalekiej przyszłości.

Butle i małe zbiorniki (TRL 9)

Dostawy wodoru sprężonego (o ciśnieniu 150 bar) i jego dystrybucja w stalowych butlach gazowych i wiązkach butli gazowych jest powszechnie używaną metodą dostawy wodoru przy niedużym zapotrzebowaniu i stosunkowo niewielkich odległościach (do 200 km).



Rysunek 5 Przykład wiązek wodorowych na potrzeby lokalnej dystrybucji gazu

Jednakże w sytuacji znacznego zapotrzebowania, dostawa gazu w butlach czy wiązkach staje się nieopłacalna, ale jeszcze nie do tego stopnia, by można było przejść na produkcję lokalną. Buduje się wówczas lokalne zbiorniki, do których okresowo dostarcza się paliwo za pomocą cystern lub butlowozów. Zarządzaniem flotami cystern i samochodów dostawczych zajmują się doświadczeni producenci gazów technicznych. Dystrybucja wodoru w butlach i niedużych zbiornikach może pomóc w zwiększaniu penetracji wodoru na rynku przez obsługę małych odbiorców (np. na potrzeby wodorowych wózków widłowych), co jest bardzo istotne dla rozszerzania sektora wodorowego. Dostępne są też rozwiązania dla zbiorników wysokociśnieniowych (do 800 bar) produkowanych z włókien węglowych lub stali (TRL 9).

Transport kołowy (TRL 9)

Dostawa wodoru z miejsca jego produkcji do wodorowych stacji tankowania czy niedużych odbiorców w postaci rozproszonych generatorów CHP będzie realizowana z wykorzystaniem transportu kołowego. Na rynku jest obecnych kilka rodzajów samochodów dostarczających wodór. Na potrzeby niedużych dostaw wodoru na większe dystanse wykorzystuje się zazwyczaj cysterny kriogeniczne ze skroplonym wodorem (TRL 9). Skroplony wodór jest włączany do zbiornika kriogenicznego na naczepie samochodu, a po dostarczeniu na miejsce odbioru rozpręża się go do postaci wysokociśnieniowego gazu. Samochody tego typu sprawdzają się przy dużych odległościach, ponieważ mogą przewieźć znacznie więcej ilości wodoru niż butlowozy. Dla mniejszych dystansów wykorzystanie cystern kriogenicznych jest z kolei nieopłacane ze względu na straty i koszty związane z procesem skraplania wodoru.



Rysunek 6 Po lewej: cysterna kriogeniczna ze skroplonym wodorem, a po prawej: butlowóz

Transport wodoru na krótkie dystanse jest coraz częściej realizowany przy użyciu butlowozów ze zbiornikami kompozytowymi (TRL 9). Takie rozwiązanie zapewnia dużą ładowność wodoru oraz wysokie bezpieczeństwo dostaw paliwa wodorowego.

Obie technologie dostaw wodoru są dobrze rozwinięte i w ciągłym użyciu. W przypadku wzrostu zastosowań wodoru przewidywany jest też dynamiczny rozwój tego sposobu dystrybucji.

Rurociągi (TRL 9)

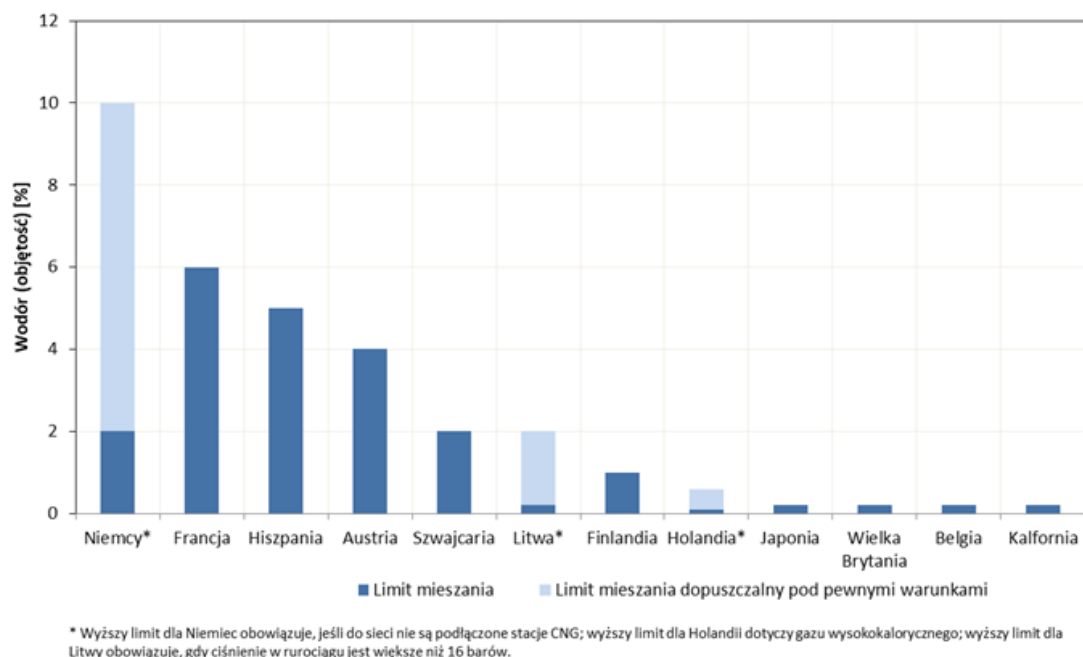
W momencie, gdy zapotrzebowanie odbiorcy na wodór staje się bardzo duże, dostarczanie gazu cysternami i butlowozami przestaje być ekonomicznie opłacalne. Wykorzystywane są wówczas dedykowane rurociągi wodorowe, które zapewniają wymagane objętości gazów. Takie rozwiązanie jest nieustannie praktykowane od wielu lat m.in. w przemyśle rafineryjnym. Instalację produkcyjną wodoru lokalizuje się zazwyczaj w niedużej odległości od odbiorcy lub włącza się go w istniejącą już sieć rurociągów, które obsługują innych klientów w regionie. Jest to standardowe rozwiązanie i nadal wykorzystywane w przemyśle (TRL 9).

Obecnie w skali globalnej istnieje około 16 000 km rurociągów wodoru dostarczających wodór do rafinerii i zakładów chemicznych. Przykładowo między Belgią, Francją i Holandią istnieje gęsta sieć połączeń wodorowych. Liczne rurociągi wodorowe są też w miejscach uprzemysłowionych tj.: Zagłębie Ruhry w Niemczech lub wzdłuż południowo wschodniej linii brzegowej w Stanach Zjednoczonych [6]. W Niemczech do roku 2030 planowane jest oddanie kolejnych 1200 km sieci wodorowej (H2 Startnetz).

Aktualnie w większości krajów wdrażających strategię wodorową badany jest potencjał i możliwości sieci gazowej na domieszkowanie wodorem gazu ziemnego na poziomie do 10%, a przyszłości także więcej. Ponadto, rozważane są dalsze perspektywy tj. wykorzystanie wodoru w ciepłownictwie, a w konsekwencji zastąpienie rurociągów gazu ziemnego przez rurociągi wodorowe (wysokie koszty inwestycyjne). Prowadzone są prace pogłębiające tę tematykę w kontekście innowacyjnych rozwiązań projektowych i wytycznych dla nowo budowanych rurociągów. Grupa 11 firm odpowiedzialnych za infrastrukturę gazową w Niemczech, Francji, Włoszech, Hiszpanii, Holandii, Belgii, Czechach, Danii, Szwecji i Szwajcarii pracuje nad projektem infrastrukturalnym European Hydrogen Backbone [7], w ramach którego planowane jest w roku 2040 posiadanie 23 000 km rurociągów nadających się do transportu wodoru i tworzących sieć połączeń międzynarodowych. Trzy czwarte wszystkich rurociągów ma stanowić zaadaptowana obecna infrastruktura gazowa.

6 M. Ball, M. Weeda The hydrogen economy–Vision or reality? Int J Hydrogen Energy, 40 (25) (2015), pp. 7903-7919

7 European Hydrogen Backbone „HOW A DEDICATED HYDROGEN INFRASTRUCTURE CAN BE CREATED” JULY 2020



Rysunek 7 Zestawienie danych dotyczących maksymalnych stężeń wodoru w sieci gazowej. Stan na 2019 rok [8].

Transport morski (TRL 7-9)

Transport wodoru w dużych ilościach za pomocą statków jest możliwy i rozważany w wielu miejscach na świecie. Dotyczy to zwłaszcza gospodarek, które swoje miejsce w wodorowym świecie znajdują jako eksporterzy (Australia, Chile), ale też krajów przewidujących olbrzymie zapotrzebowanie na wodór i są uzależnione od importu jak np. Japonia. Póki co istnieje pewność, że transport morski wodoru będzie realizowany za pomocą skroplonego gazu i zbiorników kriogenicznych. Pierwszy tankowiec typu LH2 Suiso Frontier został zbudowany przez japońską firmę KHI (ang. *Kawasaki Heavy Industries*). W roku 2020 był on testowo eksploatowany w ramach porozumienia japońsko-australijskiego, a od początku 2021 został oficjalnym środkiem transportu wodoru. Japończycy już planują rozbudowę floty tych tankowców. Pomimo pojawienia się pierwszych statków, rozwój tego rynku, będzie w dużym stopniu zależny od kształtu i szybkości wzrostu międzynarodowego zapotrzebowania na wodór, a w szczególności wśród gospodarek rozwiniętych jak Japonia.



Rysunek 8 Pierwszy tankowiec typu LH2 Suiso Frontier Kawasaki Heavy Industries [9].

W krajach z rozwiniętym transportem śródlądowym bądź przybrzeżnym możliwe jest pojawienie się zapotrzebowania na mniejsze jednostki zwiększające przepustowość i konkurencyjność dla lokalnego transportu wodoru. Dla tego typu przewozu wodoru niezbędne będą także rozwiązania legislacyjne obejmujące promy przewożące cysterny bądź butlowozy wodorowe. Prace w tym kierunku są realizowane m.in. przez konsorcjum w ramach projektu HyShip [10], w którym realizowane są badania dotyczące promu i barki śródlądowej.

MAGAZYNOWANIE WODORU

Zbiorniki naziemne

Przechowywanie wodoru w dużych naziemnych zbiornikach może okazać się konieczne, gdy technologie wodorowe zaczną być wdrażane na masową skalę. Wzrost liczby zapotrzebowania i liczby odbiorców spowoduje konieczność budowy dużych zbiorników buforowych. Aktualnie nie ma takich obiektów. Największe zbiorniki są wykorzystywane głównie w zakładach przemysłowych i zazwyczaj są to zbiorniki kriogeniczne (TRL 9), w których wodór jest skroplony i przechowywany w temperaturze -253°C , ale ze względu na energochłonność i koszty przechowywania, dla bardzo dużych zbiorników jest to rozwiązanie nieekonomiczne. Przechowywanie wodoru w dużych zbiornikach naziemnych będzie realizowane pod ciśnieniem nie przekraczającym 100 bar (czyli niskich w porównaniu np. do zbiorników w samochodach wodorowych, gdzie ciśnienie wynosi 700 bar). Jest to związane z kosztami materiałów wytrzymałych na wysokie ciśnienie wodoru (np. włókna węglowe), a także kosztami przechowywania. Dodatkowo koszty inwestycyjne związane z budową naziemnych zbiorników są bardzo duże, dlatego przechowywanie wodoru w dużej skali w naziemnych zbiornikach nie jest w praktyce realizowane i zmierza raczej w kierunku wykorzystania zbiorników podziemnych [11].

Poza dużymi zbiornikami rozważane jest przechowywanie wodoru w buforach rurowych. Magazyny tego typu są od wielu lat wykorzystywane do magazynowania gazu ziemnego. Budowa magazynu tego typu jest stosunkowo prosta, gdyż jest to połączenie krótkich

9 <https://commons.wikimedia.org/>

10 <https://hyship.eu/>

11 Joakim Andersson, Stefan Grönkvist, Large-scale storage of hydrogen, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 44, Issue 23, 2019, Pages 11901-11919, ISSN 0360-3199

odcinków rurociągu z zaślepienymi końcami. Technologia rurociągów wodoru jest dobrze znana [12] więc może być jednym z kierunków rozwoju magazynów naziemnych. Wadą tej technologii są duże nakłady inwestycyjne i zajmowana przestrzeń. Zaletą natomiast jest możliwość podłączenia kilku odbiorców jednocześnie.

Zbiorniki podziemne (TRL 5-8)

Jedną z możliwości przechowywania wodoru w znacznych ilościach jest zastosowanie zbiorników podziemnych. Eksploatacja naturalnych bądź stworzonych przez człowieka zbiorników podziemnych jest powszechnie wykorzystywana na potrzeby przechowywania lub składowania gazów. W celu magazynowania wodoru rozważane były różne rodzaje podziemnych magazynów w tym kawerny solne, wyeksploatowane pola naftowe i gazowe, warstwy wodonośne, kawerny skalne czy opuszczone kopalnie.

Najbardziej optymalne, zarówno od strony ekonomicznej, ale również ze względu na specyfikę wodoru i związanym z tym wycieków, odbioru gazu i jego wtrysku uznano komory solne [13]. Występowanie formacji solnych na świecie zależy od położenia geograficznego i uwarunkowań geologicznych. To sprawia, że dostępność tego typu magazynów w niektórych regionach będzie ograniczona. W Europie z dużym potencjałem dla tego typu rozwiązań są tereny północnych Niemiec, Holandii, Wielkiej Brytanii, Norwegii i Polski. W mniejszym stopniu mogą być wykorzystane także niektóre regiony Rumuni, Francji, Hiszpanii i Portugalii.

Technologia magazynowania wodoru w kawernach solnych jest bardzo zbliżona w zakresie konstrukcji i eksploatacji do magazynowania gazu ziemnego. Nieznaczne różnice są jedynie na poziomie materiałów, a także w infrastrukturze przesyłowej. Składowanie wodoru w podziemnych magazynach jest już realizowane na świecie m.in. w Wielkiej Brytanii w Teeside (210 000 m³), a także w Stanach Zjednoczonych w Clemens Dome, Spindletop, Moss Bluff. Niektóre z tych zbiorników pracują od lat 70-tych i 80-tych jednoznacznie udowadniając, że technologia podziemnego magazynowania wodoru jest sprawdzona i możliwa do zastosowania.

W Europie regionami, które mają największy potencjał do przechowywania wodoru w kawernach solnych są północne części Niemiec i Holandii. Poza zbudowanymi już obiektami były i nadal są prowadzone prace rozwojowe w ramach wielu projektów badawczych takich jak m.in HyINTEGER czy HyUNDER. Prognozuje się, że wraz ze wzrostem zapotrzebowania na wodór będzie zapotrzebowanie na składowanie podpowierzchniowe. Technologia we współpracy z przemysłem rafineryjnym i gazowym jest na wystarczającym poziomie technologicznym (TRL 5-8).

12 J. Gillette, R. Kolpa Overview of interstate hydrogen pipeline systems Argonne National Laboratory (ANL) (2008)

13 Joakim Andersson, Stefan Grönkvist, Large-scale storage of hydrogen, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 44, Issue 23, 2019, Pages 11901-11919, ISSN 0360-3199



Rysunek 9 Formacje solne na świecie [14]

HRS (TRL 8-9)

Rozwój infrastruktury wodorowej w postaci stacji tankowania wodoru HRS (ang. *Hydrogen Refueling Stations*) jest niezbędny dla rozwoju technologii transportowych opartych na wodorze. HRS mogą być instalowane jako niezależna infrastruktura lub stanowić część istniejących bądź nowopowstających stacji tankowania paliwami kopalnymi. Układ HRS składa się z dwóch systemów:

- dystrybucyjnego, obejmującego dystrybutor wodoru i wysokociśnieniowy zbiornik wodorowy,
- produkcyjnego odpowiedzialnego za wytwarzanie wodoru na miejscu.

Jeżeli na stacji znajduje się generator wodoru to niezbędny jest układ sprężania, aby zapewnić wymagane ciśnienie w instalacji. Standardowo stacje tankowania wodoru przystosowane są do obsługi ciśnień 350 i 700 bar. Technologia jest ogólnie znana i aktualnie stosowana (TRL 8-9). W Europie działa dziś ok. 120 stacji HRS, ale szacuje się do 2025 roku ich ilość ma sześciokrotnie się zwiększyć.

Wykorzystanie wodoru

Wodór jest pierwiastkiem, który ma bardzo szerokie zastosowanie i wykorzystywany w olbrzymich ilościach na całym świecie, zarówno jako surowiec, gaz procesowy (np.

atmosfery ochronne), jak i paliwo. Obecnie wodór jest używany głównie w przemyśle, szczególnie w sektorze rafineryjnym i chemicznym. Zapotrzebowanie na wodór w tych sektorach jest pokrywane przez produkcję wodoru z gazu ziemnego, węgla i ropy naftowej.

Prognozy rozwoju rynku wodorowego wraz z sukcesywnym dążeniem Unii Europejskiej do osiągnięcia gospodarki niskoemisyjnej uzależnione są od dalszej optymalizacji ekonomiczno-technicznej obecnych i nowych rozwiązań z zakresu produkcji, magazynowania oraz wykorzystania wodoru do produkcji energii elektrycznej, ciepła i innych niszowych lub jeszcze niewykreowanych zastosowań.

Transport

Jeśli chodzi o wykorzystanie wodoru w transporcie to oczekuje się na rynku większej penetracji wodoru. Technologie wodorowe w transporcie charakteryzują się wysokim stopniem zaawansowania jednak wciąż są wykorzystywane tylko na małą skalę. Producenci rozwiązań dla transportu są w pełnej gotowości, aby zwiększyć skalę produkcyjną, gdyż perspektywy rozwoju rynku są bardzo optymistyczne.

Wraz ze wzrostem rynku wodoru w środkach transportu niezbędny jest równoległy rozwój infrastruktury do tankowania (wspomnianej wcześniej). Równie ważne będzie m.in. nabywanie kompetencji w stacjach naprawczych czy mechanicznych realizujących konwersje bądź adaptacje pojazdów z silnikami diesla na układy wodorowe.

Pojazdy elektryczne napędzane wodorowymi ogniwami paliwowymi (ang. *Fuel Cell Electric Vehicle*, FCEV) będą musiały konkurować z obecnymi na rynku i wciąż rozwijającymi się technologiami bateryjnymi (ang. *Battery Electric Vehicle*, BEV), które prawdopodobnie na początku zdominują rynek dla rozwiązań krótkodystansowych. Największe szanse na pozyskanie większego udziału na rynku są wśród samochodów dostawczych, ciężarowych i autobusów.

Tabela 3 Potencjał wykorzystania wodoru jako paliwa w wybranych elementach sektora transportowego [15]

Potencjalne możliwości zastosowania wodoru i paliw na bazie wodoru w transporcie			
Rodzaj transportu	Stan obecny	Dalszy rozwój	
		Szanse	Wyzwania
Samochody osobowe	Blisko 19 tys. pojazdów w eksploatacji pod koniec 2019 roku, głównie w Kalifornii, Japonii i Korei	Wodór: krótki czas tankowania, mniejsza masa magazynów energii, brak emisji spalin, mniejszy ślad materiałowy ogniwo paliwowych w porównaniu do baterii litowych. Floty pojazdów uzależnionych od wodoru mogą poprawić wykorzystanie stacji tankowania.	Wodór: Początkowo niewielkie użytkowanie stacji paliw przekłada się na wyższe koszty paliwa; konieczne zredukowanie cen ogniwo paliwowych i kosztów magazynowania; straty energii w łańcuchu produkcyjnym Paliwa syntetyczne: Stosunkowo wysokie koszty
Samochody ciężarowe i autobusy	Ponad 4,4 tys. autobusów i 1,8 tys. ciężarówek w eksploatacji pod koniec 2019 roku, głównie w Chinach. Kilka tys. pojazdów wdrażanych w Europie od początku 2020 roku.		

		Atrakcyjne rozwiązanie na długie dystanse i duże ładunki	
Żegluga	Projekty demonstracyjne napędu małych jednostek i zasilania pokładowego dla większych jednostek	Wodór i amoniak stanowią potencjalne paliwo dla żeglugi krajowej i dla strategii ograniczania emisji gazów cieplarnianych Międzynarodowej Organizacji Morskiej	Wodór: Wyższe koszty magazynowania w porównaniu do innych paliw. Wodór/amoniak: zmniejszenie ładowności przez konieczność magazynowania paliwa (niższa gęstość od obecnie stosowanych paliw ciekłych)
Kolej	Dwa pociągi wodorowe eksploatowane w Niemczech w 2019 roku, planowane zwiększenie ich liczby do 41 w 2023 roku. Próby w Chinach, Japonii, Korei, Holandii, Włoszech i Wielkiej Brytanii	Pociągi wodorowe mogą być najbardziej konkurencyjne w przewozie towarów (krajowym i międzynarodowym) i w rejonach bez dostępu do sieci elektroenergetycznej	Kolej jest najbardziej zelektryfikowanym środkiem transportu; wodór w połączeniu z akumulatorami i częściową elektryfikacją jest rozwiązaniem mogącym zastąpić istotne w wielu regionach linie nieelektryfikowane
Lotnictwo	Ograniczone do małych projektów demonstracyjnych i studiów wykonalności. Większe projekty demonstracyjne w fazie rozwoju	Paliwa syntetyczne: Konieczne tylko niewielkie zmiany w istniejącej infrastrukturze. Wodór: Wraz z akumulatorami może stanowić pokładowe źródło energii podczas postojów i kołowania	Paliwa syntetyczne: Obecnie 4-6 razy droższe niż nafta, Potencjalnie możliwe osiągnięcie ceny 1,5-2 razy wyższej

Pojazdy dostawcze, ciężarowe autobusy

Rynek rozwiązań wodorowych dla dużych samochodów ciężarowych i dostawczych, a także autobusów i vanów jest jednym z kluczowych punktów na drodze do redukcji emisji. W Unii Europejskiej ustalono konieczność redukcji emisji CO₂ z transportu ciężkiego o 15% do roku 2025 i 30% do roku 2030.

Obecnie obserwowany jest dynamiczny rozwój rynku ciężarówek i autobusów wodorowych. Holandia zakłada, że w 2025 r. po jej drogach będzie jeździć ok. 3 000 ciężarówek z napędem wodorowym. Pojazdy o dużej ładowności są predysponowane do napędów z ogniwami paliwowymi, ponieważ ze względu na swoją masę i pokonywane dystanse rozwiązania bateryjne są problematyczne. Wielu producentów dostrzegło potencjał w tym sektorze i posiadają własne, gotowe do wdrożenia rozwiązania (TRL6-8), np. Daimler, Ford, Hyundai, Toyota, Solaris i inni.

Autobusy w sieci transportu miejskiego stanowią przykład dokładnie przeanalizowanego obszaru zastosowań wodoru. Aktualnie autobusy zasilane wodorem jeżdżą głównie w Ameryce Północnej, Europie i coraz częściej w Azji. Autobusy wodorowe nie są jeszcze w produkcji seryjnej, choć ich poziom zaawansowania w tym momencie jest wysoki (TRL-7-8),

co czyni tę technologię gotową do wprowadzenia na rynek na większą skalę. Niezbędna jest jeszcze redukcja kosztów produkcji, która będzie efektem zwiększenia wolumenu produkowanych autobusów.

Przypuszcza się, że w pierwszej kolejności rozwiązania wodorowe w transporcie będą wdrażane do jednostek poruszających się po stałym wyznaczonym rejonie/regionie, posiadające bazy floty tj.: samochody kurierskie, autobusy, ale także samochody służb porządkowych i ratowniczych.

Samochody osobowe

Technologia samochodów wodorowych bazuje na wykorzystaniu jako napędu silnika elektrycznego. W tej technologii wodór stanowi nośnik energii, który jest wykorzystywany do konwersji na energię elektryczną w ogniwie paliwowym, stąd samochody wodorowe określane są skrótem FCV (ang. *Fuel Cell Vehicle*). Aktualnie na rynku producentów wodorowych samochodów osobowych przodują następujące koncerny motoryzacyjne: Toyota, Hyundai Honda (TRL 8). Prace nad tą technologią prowadzone są również przez inne koncerny. Dalszy rozwój pojazdów wodorowych jest komplementarny z rozwojem samochodów elektrycznych z zasilaniem bateryjnym, które aktualnie szybko zyskują na popularności. Wiele z podzespołów jest identycznych dla obu typów pojazdów.

Pojazdy dedykowane (TRL 8-9)

Zapotrzebowanie na specjalistyczne pojazdy wodorowe istnieje zarówno od strony sektora prywatnego, jak i publicznego. Aktualnie najbardziej rozpowszechnioną technologią z tej dziedziny są wózki widłowe (TRL 8-9), które od lat są wykorzystywane w Stanach Zjednoczonych. Pojazdy tego typu mają przewagę nad pojazdami z zasilaniem bateryjnym, ponieważ umożliwiają nieprzerwane użytkowanie. To z kolei jest szczególnie ważne przy wielozmianowej eksploatacji floty pojazdów. Kolejny krok może stanowić produkcja pojazdów komunalnych takich jak śmieciarki, zmiatarki, itp. Już teraz w Szkocji na potrzeby miasta Aberdeen firma ULEMCo, przystosowała niektóre pojazdy komunalne do zasilania wodorem.



Rysunek 10 Wodorowy wózek widłowy firmy Toyota.

Pozostałe rodzaje transportu

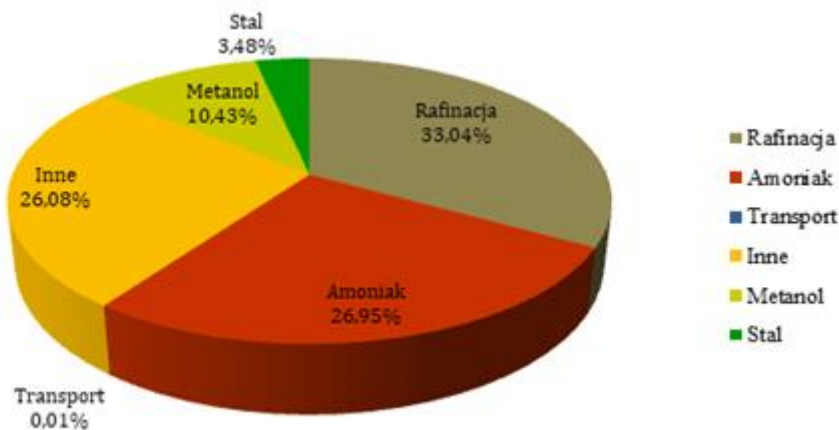
Poza transportem drogowym istnieją jeszcze rynki, w których wodór może odegrać poważną rolę w przyszłości. Napędy wodorowe dla łodzi, kolei czy samolotów są przedmiotem ciągłych analiz, badań i wdrożeń. Największym potencjałem w tej grupie charakteryzuje się transport kolejowy (TRL 6-7). Aktualnie technologia pociągów, bazujących na ogniwach paliwowych spełnia rygorystyczne wymagania sektora kolejowego w szczególności na odcinkach trudnych bądź kosztownych do elektryfikacji. Przewidywane jest, że w optymistycznym scenariuszu udział pociągów zasilanych wodorem na rynku może sięgać 41% do 2030 roku [16].

Na tę chwilę statki i promy wodorowe są na wczesnym etapie wdrożeń. Tymi technologiami zainteresowane są przede wszystkim państwa z długą linią brzegową i rozwiniętym transportem promowym, tj.: Japonia, Dania czy Norwegia. Japonia zamierza rozpocząć eksploatację promu pasażerskiego zasilanego wodorem w roku 2024. Duńczycy wspólnie z Norwegami rozpoczęli projekt, w ramach którego w roku 2027 między Kopenhagą a Oslo ma kursować największy prom wodorowy na świecie. Pomimo tych prac demonstracyjnych technologia statków pasażerskich i promów wciąż jest na wczesnym etapie rozwoju.

Lotnictwo cywilne widzi zastosowanie wodoru głównie w rozwiązaniach dotyczących zasilania układu elektrycznego samolotu albo jako awaryjny lub pomocniczy system zasilania (TRL 5-6). Bardziej zaawansowane koncepcje dotyczące samolotów napędzanych wodorem są planowane w dalszych latach po roku 2035. W zeszłym roku Airbus przedstawił propozycje trzech różnych pojazdów lotniczych dedykowanych do komercyjnych zastosowań (w ramach swojego programu ZEROe), które miałyby wejść do użytku w 2035 roku.

Zastosowania stacjonarne

Największe ilości wodoru na świecie zużywane są w technologiach przemysłowych. Tutaj przeważają przede wszystkim sektor rafineryjny i chemiczny, które wspólnie odpowiadają za ponad 70% globalnego wykorzystania wodoru (Rysunek 11). Technologie wykorzystywane w tych sektorach od lat są filarem światowej gospodarki, dlatego są dobrze rozwinięte i ugruntowane na rynku światowym. W nadchodzących lat zapewne nadal będą stanowić trzon zapotrzebowania na wodór. Największy wpływ na wzrost zapotrzebowania w tych branżach będą mieć ewentualne zmiany w popycie na paliwa czy rynku nawozów na potrzeby produkcji żywności.



Rysunek 11 Procentowe zapotrzebowanie na wodór do różnych zastosowań [17]

Rafinacja

W przemyśle rafineryjnym głównymi technologiami, które zużywają najwięcej wodoru są dojrzałe technologie (TRL 9) hydrotorafinacja i hydrokraking. Wodór w tych procesach jest wykorzystywany na potrzeby kondycjonowania paliw, głównie odsiarczania i usuwania innych zanieczyszczeń. Wzrost zapotrzebowania na wodór w tym sektorze spowodowany jest wciąż rosnącymi wymaganiami jakości paliwa (np. malejące dopuszczalne zawartości siarki), z tym że może on ulec przyhamowaniu z uwagi na ogólnoświatowe trendy prowadzące do ograniczania zapotrzebowania na ropę. Z tego powodu nie są przewidywane znaczące zmiany (7% wzrost do 41 MtH₂/r w 2030 [18]) w zapotrzebowaniu na wodór w tych sektorach. Obecnie zainstalowane zdolności produkcyjne w rafineriach są uważane jako wystarczające, aby zaspokoić przyszłe potrzeby rynku ropy. Oznacza to, że produkcja wodoru na potrzeby tych gałęzi przemysłu, będzie pochodzić z istniejących już instalacji generacji H₂, które jeśli pojawi się potrzeba redukcji emisji CO₂, zostaną zapewne wyposażone w układy CCUS (*Carbon Capture, Utilization and Storage*).

Przemysł chemiczny

Różnorodność technologiczna w przemyśle chemicznym jest bardzo rozległa, ale zastosowanie wodoru jako surowca na dużą skalę jest szczególnie zauważalne w branży azotowej w syntezie amoniaku w procesie Habera-Boscha (TRL 9). Wykorzystanie amoniaku na potrzeby produkcji nawozów azotowych stanowi ponad 80% światowego rynku amoniaku. Większość amoniaku na świecie produkowana jest z wodoru pochodzącego z paliw kopalnych, przede wszystkim gazu ziemnego (Reforming metanu), ale także węgla (zgazowanie węgla, głównie Chiny). Amoniak może być użytecznym środkiem do magazynowania energii wodoru i może być stosowany także bezpośrednio do zasilania silników spalinowych.

17 IRENA 2019, Hydrogen: A renewable Energy perspective. Report prepared for the 2nd Hydrogen Energy Ministerial Meeting Japan

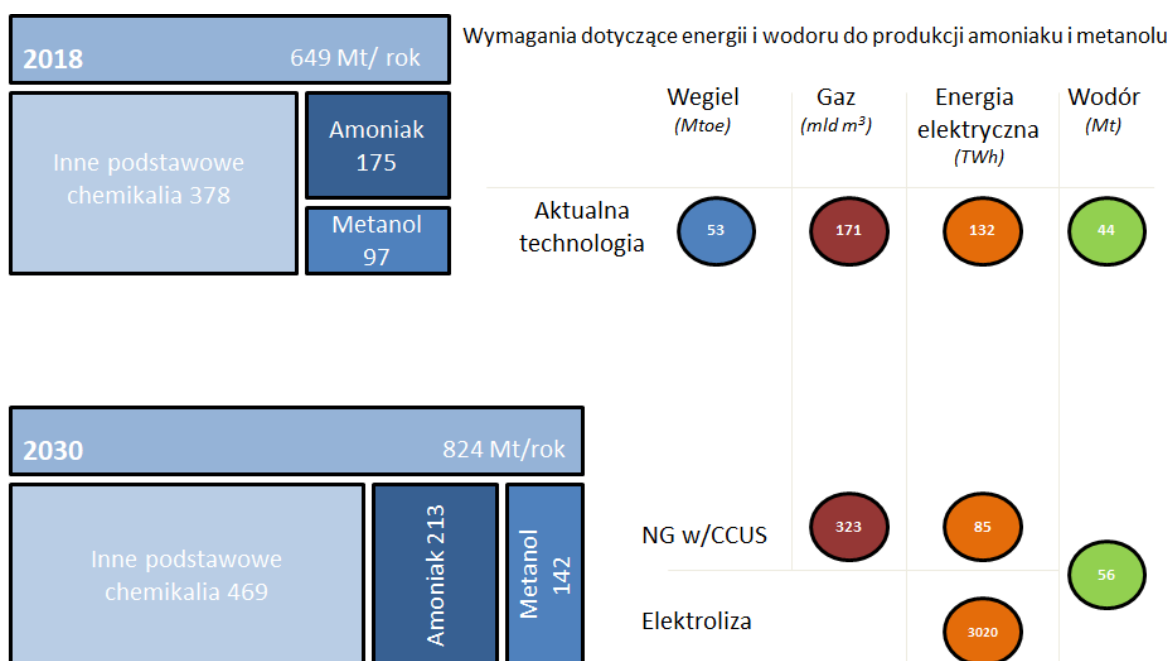
18 IEA 2019 The future of Hydrogen, Seizing today's opportunities

W przemyśle chemicznym obok produkcji amoniaku dużym zapotrzebowaniem na wodór na tle pozostałych technologii wyróżnia się także produkcja metanolu, a w następnej kolejności węglowodorów (etylen, propylen, benzen, toluen).

Wszystkie powyższe technologie charakteryzują się wysokim zaawansowaniem technologicznym (TRL 9), ale jednocześnie ze względu na pozyskiwanie wodoru głównie z paliw kopalnych i związane z tym znaczące emisje CO₂ rozważane są proekologiczne ścieżki produkcji np. z wykorzystaniem CCUS lub elektrolizy (TRL 5 – 9) [19][20]

Przewiduje się, że wraz ze wzrostem gospodarczym i wzrostem liczby ludności zapotrzebowanie na amoniak i metanol wzrośnie o ok. 31% do roku 2030 [18], aby zapewnić niezbędne moce produkcyjne potrzebna będzie budowa nowych instalacji produkcji wodoru na te potrzeby stwarzając okazję dla rozwiązań opartych o procesy elektrochemiczne (Rysunek 12).

Wśród nowych sposobów produkcji amoniaku wg ISPT jest instalacja wykorzystująca technologię elektrolizerów a sam proces określany jest terminem Power-to-Ammonia [21]. Najbardziej perspektywiczna jest integracja elektrolizerów z obecnym procesem syntezy NH₃, a w następnej kolejności wykorzystanie technologii takich jak: Low Temperature Solid State Ammonia Synthesis (LT SSAS), Battolyser, Proton Exchange Membrane (PEM) and High Temperature SSAS (HT SSAS).



Rysunek 12 Wdrożenie technologii proekologicznych w procesie produkcji amoniaku i metanolu [18]

19 The Royal Society 2020 Ammonia: zero-carbon fertiliser, fuel and energy store, Issued: February 2020 DES5711 ISBN: 978-1-78252-448-9

20 <https://www.carbonrecycling.is>

21 Institute for Sustainable Process Technology 2017 Power to ammonia Feasibility study for the value chains and business cases to produce CO₂-free ammonia suitable for various market applications

Ze względu na szeroki obszar zastosowań amoniaku także poza produkcją nawozów azotowych (np. jako zielonego paliwa) może pojawić się wiele kwestii związanych z infrastrukturą niezbędną do transportu i magazynowania amoniaku. Obecnie amoniak ma dość dobrze rozwinięty łańcuch dostaw szczególnie szlakami morskimi, ugruntowanymi dzięki zbudowanej na całym świecie sieci portów, obsługujących handel amoniakiem na dużą skalę. Dzięki istniejącej już infrastrukturze istnieje możliwość szybkiego przystosowania wielkoskalowego transportu amoniaku na potrzeby wykorzystania go w szeroko rozumianej gospodarce wodorowej.

Metalurgia

Produkcja stali i żelaza stanowi kolejny istotny obszar, w którym wodór jest wykorzystywany na dużą skalę (ponad 4MtH₂/r) i odpowiada za ok 3% globalnego zużycia. Wyróżniamy dwie podstawowe technologie produkcji stali. Pierwsza metoda wytwarza surówkę żelaza w wielkich piecach i przerabia ją na stal w konwertorach tlenowych z udziałem złomu stalowego (Blast furnace (BF), basic oxygen furnace (BOF) (TRL 9)). Druga metoda produkcji stali wykorzystuje stalownie elektryczne wyposażonych w piece łukowe (DRI-EAF – ang. direct reduction (DR) of iron-electric arc furnace - TRL 9). Do 2030r. przewidywany jest ok 6% wzrost globalnego zapotrzebowania na stal, głównie w regionach rozwijających się.

Najbardziej powszechna metoda BF (Blast Furnace) jest największym emitentem gazów cieplarnianych w przemyśle metalurgicznym, jest to dojrzała metoda z małymi perspektywami na poprawę sprawności procesu. Zmniejszenie emisji z tego sektora będzie wymagać zastąpienia tej podstawowej metody produkcji stali technologiami mniej lub zero-emisyjnymi. W przypadku technologii BF przewiduje się jej powolne wypieranie z rynku na rzecz bezpośredniej redukcji (DR) lub integrację z układami CCU/CCS. Teoretycznie możliwa jest też ścieżka zastąpienia części zużywanego węgla za pomocą biomasy (BF Bio), ale i tak redukcja emisji w tym przypadku może zostać ograniczona tylko o ok. 40%. Opcją zeroemisyjną jest wykorzystanie zielonego wodoru z technologiami bezpośredniej redukcji (H-DR), być może w pierwszym etapie niezbędne będzie wykorzystanie gazu ziemnego (NG-DR) lub jego mieszanin z wodorem, ze względu na niską dostępność zielonego wodoru.

Technologia H-DR opiera się na istniejących już technologiach, ale wymaga jeszcze demonstracji w skali komercyjnej, dlatego poziom technologiczny jest niższy (TRL 5). Aktualnie jedną z wiodących firm która wdraża ta technologię jest to szwedzka firma HyBRIT. Do roku 2035 zaplanowane jest opracowanie komercyjnych rozwiązań do produkcji stali. Pilotażowa linia produkcyjna jest aktualnie w fazie budowy. Natomiast wdrożenie do pracy ciągłej będzie realizowane w latach 2021-2024. Pozostałe firmy z tego sektora również deklarują zaangażowanie w rozwój i wdrażanie tej technologii. Do największych graczy zaliczamy: Thyssenkrupp, Arcelor Mittal i China Steel.

Tabela 4 Emisyjność technologii wykorzystywanych w przemyśle stalowym [22]

22 [Vogl V, Åhman M. 2019. What is green steel? Towards a strategic decision tool for decarbonising EU steel. In ESTAD proceedings. Dusseldorf: ESTAD 4th. Article P532.]

TECHNOLOGIA PRODUKCJI	EMISYJNOŚĆ [KGCO ₂ EQ/TONA _{STALI}]	EMISYJNOŚĆ WZGLĘDEM TECHNOLOGII BF
BF	1 682	100%
NG-DR	1 020	61%
H-DR	<100	<6%
ELEKTROWYDZIELANIE	<100	<6%
BF CCS	673	40%
BF CCU	673-1 682	40-100%
BF BIO	1 009	60%
BFBIOWCS	<100	<6%

Generacja energii elektrycznej

Aktualnie energia elektryczna produkowana z wodoru stanowi maleńki ułamek (<0,2%) w produkcji energii elektrycznej na świecie. Mimo, iż wodór może być wykorzystany w turbinach gazowych, układach gazowo-parowych i ogniach paliwowych jego zużycie w czystej postaci poza lokalnymi mało-skalowymi układami jest obecnie praktycznie zerowe.

Turbiny gazowe. Powszechnie stosowane obecnie turbiny gazowe (TRL 9) mogą pracować na niewielkich udziałach molowych wodoru w gazie. Dopuszczalna zawartość nie przekracza zazwyczaj 5%, poza nielicznymi wyjątkami. Jednocześnie takie firmy jak Mitsubishi Hitachi Power Systems (MHPS), GE Power, Siemens Energy i Ansaldo Energia intensywnie pracują nad wypuszczeniem na rynek dużej skali turbin gazowych pracujących całkowicie na wodrze. MHPS prowadzi też obecnie pilotażowy projekt przystosowania części elektrociepłowni o mocy 1,3 GW firmy Vattenfall w Holandii do pracy z zielonym wodorem do 2023 r.

Ogniwa paliwowe

Ogniwa paliwowe to kolejna z technologii umożliwiająca produkcję energii elektrycznej z wodoru. Ogniwa paliwowe są obecnie najczęściej wykorzystywane w układach kogeneracyjnych na potrzeby zasilania budynków, ale także w przemyśle lub rozwiązaniach wyspowych. Dużą zaletą układów z ogniwami jest bardzo wysoką sprawność elektryczną (>60%) także w czasie pracy z niepełnym obciążeniem (nawet w małej skali na poziomie kW). Wśród ogniw paliwowych, możemy wyróżnić kilka rodzajów komercyjnie dostępnych technologii. Każda z tych technologii jest na zaawansowanym poziomie technologicznym (TRL 9), ale jednocześnie różnią się skalą wdrożeń i docelowych zastosowań.

Ogniwa Polimerowe PEMFC (ang. Polymer electrolyte membrane fuel cells) są technologią niskotemperaturową (<100°C) dzięki czemu charakteryzują się krótkimi czasami uruchomienia układu, ale jednocześnie mogą być zasilane tylko czystym wodorem, co sprawia, że dla większości zastosowań wymagany jest układ kondycjonowania paliwa. Obecnie pracują w niewielkich układach kogeneracyjnych wytwarzając prąd i ciepło na potrzeby budynków.

Ogniwa z elektrolitem w postaci kwasu fosforowego PAFC (ang. Phosphoric acid fuel cells) pracują głównie jako stacjonarne układy o mocy 100-400kW. Wykorzystywane są także w technologiach kosmicznych i ciepłowniczych.

Ogniwa paliwowe ze stopionymi węglanami MCFC (ang. Molten Carbonate Fuel Cells) są zaliczane do wysokotemperaturowych ogniw paliwowych, ponieważ pracują w temperaturach 600°C. Ogniwa MCFC są obecnie stosowane w skali MW do generacji energii elektrycznej. Dzięki podwyższonej temperaturze pracy istnieje możliwość budowy układów bez zewnętrznych reformerów, a wysokotemperaturowe ciepło może być wykorzystane w przemyśle lub na potrzeby ciepłownicze.

Ogniwa ze stałym tlenkiem SOFC (ang. Solid Oxide Fuel Cells) podobnie jak ogniwa MCFC pracują w wysokich temperaturach 700-1000°C, dzięki czemu mogą być zasilane wieloma paliwami: wodorem, gazem ziemnym czy syngazem, bez konieczności dodatkowej konwersji paliwa. Jest to stosunkowo najmłodsza technologia i obecnie stosowana raczej w niedużych układach CHP lub jako jednostki pracujące w trybie wyspowym. Spośród technologii ogniw paliwowych charakteryzuje się największym potencjałem dla zastosowań stacjonarnych, a wysoka temperatura pozwala rozważać głębsze integracje cieplne i procesowe w przemyśle i energetyce.

W ostatnich latach rynek ogniw dedykowanych do zastosowań stacjonarnych jest w fazie dynamicznego rozwoju. Koszty produkcji w ciągu ostatnich pięciu lat zmniejszyły się o połowę i są na poziomie 3% kosztów z roku 2005 [23]. Instalacje z ogniwami pracują obecnie przede wszystkim na zasilaniu gazem ziemnym, ale to wodór jest podstawowym paliwem wykorzystywanym w każdej z technologii ogniw paliwowych. Nowe instalacje powstają przede wszystkim w krajach o bardzo rozwiniętych gospodarkach takich jak Niemcy, Japonia, Korea Południowa czy Stany Zjednoczone.

Współspalanie amoniaku w elektrowniach węglowych (TRL 6-7)

Technologia współspalania amoniaku produkowanego z wodoru razem z paliwem węglowym w konwencjonalnych elektrowniach jest kolejnym sposobem aby zredukować emisje z sektora energetycznego. W Japonii w średniej klasy węglowym bloku o mocy 120 MW została przeprowadzona demonstracja technologii przez dodatek 1% amoniaku do paliwa stałego. Przeprowadzone próby potwierdziły również, że w procesie zachowany został bezpieczny poziom tlenków azotu. Szacuje się, że udział do 20% amoniaku może być realizowany w blokach, po niewielkich adaptacjach co również zostało wykazane w czasie testów na mniejszych obiektach klasy 10MW. Ze względu na to, że duża liczba elektrowni węglowych pozostanie w użytkowaniu przez najbliższe lata technologia współspalania amoniaku produkowanego z wodoru umożliwiłaby częściowe ograniczenie emisji z tych obiektów. Implementacja tej technologii będzie w dużej mierze uzależniona od dostępności do taniego zielonego wodoru.

Ciepło przemysłowe

Ciepło na potrzeby przemysłowe obecnie jest wytwarzane w oparciu o paliwa kopalne, przede wszystkim węgiel i gaz ziemny. Wodór stanowi więc ciekawą alternatywę i umożliwia dekarbonizację przemysłu. Obecnie praktycznie nie produkuje się wodoru do tych celów ze

względów ekonomicznych, gdyż wodór jest drogi i słabo dostępny. Przejście na wykorzystanie wodoru do wytwarzania ciepła wygeneruje olbrzymi wzrost zapotrzebowania na wodór. Ze względu na różnice technologiczne pomiędzy odrębnymi gałęziami przemysłu, konwersja urządzeń komercyjnych i przemysłowych będzie prawdopodobnie zależeć od specyfiki danego obiektu. Oznacza to, że dekarbonizacja przemysłu z wykorzystaniem wodoru będzie wymagała przemyślanych planów oraz indywidualnego podejścia. Zapewne zostanie rozłożona w czasie tzn. niektóre branże będą mogły stosować wodór zdecydowanie wcześniej niż inne. Jest natomiast pewne, że wykorzystanie wodoru do produkcji ciepła technologicznego w większej skali nastąpi dopiero wtedy, gdy podaż wodoru będzie na tyle duża, aby pokryć zapotrzebowanie oraz gdy ceny tego gazu osiągną konkurencyjny poziom. Trwają prace demonstracyjne tej technologii w wybranych branżach. Przykładowo integracja elektrolizerów w hutach stali i żelaza na obiektach w skali pilotażowej (TRL 5).

I.b. Wybrane elementy globalnego łańcucha wartości gospodarki wodorowej

Porozumienie paryskie z 2016 r. zobowiązało sygnatariuszy do utrzymania wzrostu średniej temperatury na świecie znacznie poniżej 2° C oraz do podjęcia wysiłków na rzecz ograniczenia tego wzrostu do 1,5° C. Do września 2020 r. porozumienie paryskie podpisały 194 państwa i Unia Europejska (UE). Nałożyło to na sygnatariuszy obowiązek szukania rozwiązań sprzyjających ograniczaniu emisji gazów cieplarnianych, transformacji gospodarek oraz stawianiu na przyjazne środowisku, zeroemisyjne procesy technologiczne.

Wodór jako surowiec jest od dawna wykorzystywany w procesach przemysłowych – w przemyśle chemicznym w procesach redukcji i uwodornienia, w przemyśle rafineryjnym w trakcie hydorafinacji, hydrokrakingu, reformingu, w przemyśle spożywczym w procesach utwardzania, w przemyśle metalurgicznym do redukcji rudy żelaza. Wodorem zainteresowani są dostawcy odnawialnej energii elektrycznej, producenci gazu przemysłowego, dostawcy energii i gazu, producenci samochodów, koncerny naftowe i gazowe, duże firmy inżynieryjne oraz większość rządów największych światowych gospodarek. Rosnące zainteresowanie wykorzystaniem wodoru w systemach czystej energii opiera się na tym, że stosowanie wodoru może odbywać się bez bezpośredniej emisji zanieczyszczeń powietrza lub gazów cieplarnianych, oraz że może być wytwarzany za pomocą różnorodnych niskoemisyjnych źródeł energii. Wytwarzanie obejmuje produkcję energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, biomasy i energii jądrowej. Możliwe jest również niskoemisyjne pozyskiwanie energii z paliw kopalnych, jeżeli jest połączone z wychwytywaniem, składowaniem i ponownym wykorzystaniem CO₂ (CCSU).

Przez wiele państw wodór uznawany jest za skuteczny środek, który pozwoli na utrzymanie, w dużej mierze niezmiennych praktyk gospodarczych, umożliwiając osiągnięcie zakładanych celów redukcji emisji. W związku ze spadkiem kosztów energii otrzymywanej ze źródeł odnawialnych, rosnącymi kosztami emisji CO₂ oraz malejącymi kosztami elektrolizerów, wytwarzanie zielonego wodoru staje się ekonomicznie uzasadnione. Wodór jest brany pod uwagę w sektorach „trudnych do dekarbonizacji” oraz w energochłonnych gałęziach przemysłu, takich jak: hutnictwo żelaza i stali, przemysł chemiczny, transport morski, długodystansowy lądowy i lotnictwo. Obejmuje to bezpośrednie wykorzystanie wodoru, ale

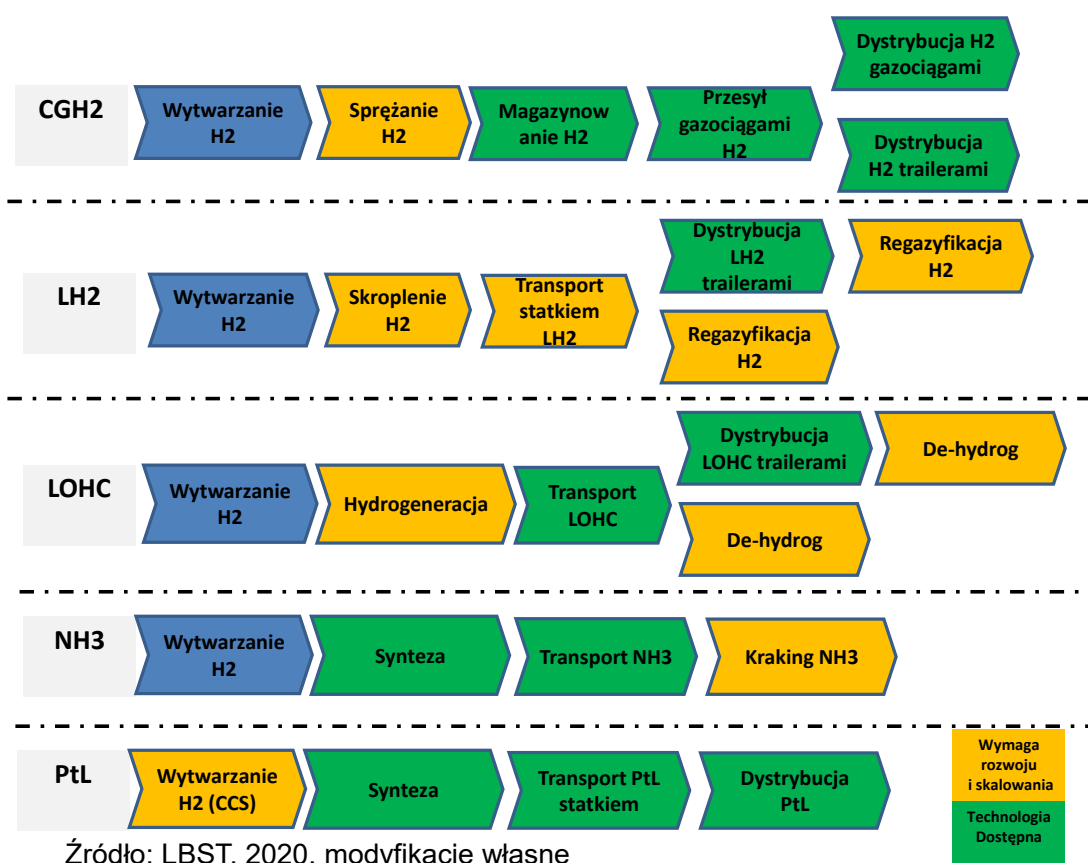
także produkcję paliw płynnych i gazowych, takich jak amoniak, metanol i syntetyczne paliwo do silników odrzutowych.

Globalny łańcuch gospodarki wodorowej

Koncepcja łańcucha wartości gospodarki wodorowej, zakłada realizację procesów logistycznych i produkcyjnych w sposób sekwencyjny, pozwalając na podział całego procesu budowania gospodarki wodorowej na poszczególne etapy. Obecnie ukształtowany łańcuch wartości składa się z czterech podstawowych elementów: produkcji, magazynowania, dystrybucji i wykorzystania u ostatecznych użytkowników.

W perspektywie roku 2030 zakłada się ukształtowanie różnych łańcuchów wartości wielkoskalowego transportu H₂, w oparciu o następujące technologie:

1. Gazowy wodór skompresowany (CGH₂)
2. Wodór skroplony - Liquid H₂ LH₂
3. Płynne organiczne nośniki wodoru – *Liquid Organic Hydrogen Carrier*
4. Amoniak (NH₃)
5. Technologia paliw syntetycznych – *Power to Liquid*.



Rysunek 13 Wielkoskalowe metody transportu wodoru

Gazowy wodór (GH₂)

Międzynarodowy transport wodoru rurociągiem będzie zbliżony do transportu metanu. Gazowy wodór jest sprężany i podawany do rurociągów o dużej przepustowości. Transport na duże odległości z wysoką przepustowością wymaga ponownego sprężania gazu w wielu tłocznich na trasie eksportu/importu. Długoterminowe magazynowanie wodoru na dużą skalę można zrealizować w odpowiednich magazynach (np. kawerny solne, wyeksploatowane złoża gazu). W miejscu docelowym musi istnieć odpowiednia infrastruktura dystrybucyjna, zdolna do obsługi dużych wolumenów dostarczanego wodoru [24].

Wodór skroplony

W przypadku transportu LH₂ wodór należy skroplić, obniżając jego temperaturę do - 253 °C. Jest to proces energochłonny, wymagający dostarczenia około 13-6 kWh/kg energii elektrycznej. Po skropleniu, LH₂ jest do momentu wysyłki przechowywany w zbiornikach izolowanych termicznie oraz stale schładzanych. Przewiduje się, że w przypadku pierwszych konstrukcji, zbiornikowiec LH₂ będzie mógł jednorazowo przetransportować 11000 ton ciekłego wodoru. Po wysłaniu do kraju docelowego, LH₂ jest przenoszony do stacjonarnego magazynu do dalszej dystrybucji lub wykorzystania. W zależności od dostępnej infrastruktury, typu dystrybucji i zapotrzebowania na wodór, LH₂ jest odparowywany przed lub po dalszej dystrybucji. Transport skroplonego wodoru jest zwykle realizowany przez cysterny zdolne pomieścić około 3,5 tony ciekłego wodoru [25].

Płynne organiczne nośniki wodoru (LOHC)²⁶

W przypadku eksportu wodoru związanego chemicznie (np. dibenzylotoluen), pierwszym krokiem po wytworzeniu wodoru jest jego absorpcja na płynnych organicznych nośnikach wodoru (LOHC). Nośniki absorbują wodór w obecności katalizatora, pod ciśnieniem od 30 do 50 barów oraz w temperaturach od około 150 do 200°C. Uwodorniony nośnik ma porównywalne właściwości fizykochemiczne do oleju napędowego, w związku z czym może być przechowywany i transportowany w podobny sposób. Może być transportowany zwykłym zbiornikowcem. Zbiornikowiec przewożący 75 000 ton dibenzylotolenu ma użyteczną zdolność transportową wodoru, wynoszącą około 4 000 ton H₂. Po przybyciu, dibenzylotoluen jest przenoszony do magazynu na lądzie. LOHC musi zostać odwodorniony, zanim wodór będzie mógł być ponownie użyty w stanie gazowym. W przypadku LOHC, ciężarówka z naczepą może przewieźć około 1,5 tony wodoru. Uwolnienie wodoru odbywa się przez odwodornienie, które wymaga doprowadzenia ciepła o temperaturze od 250 do 300°C (reakcja endotermiczna). Uwolniony gaz ma ciśnienie poniżej 0,3 MPa. Odwodorniony płynny organiczny nośnik musi zostać przetransportowany z powrotem do miejsca wytwarzania wodoru, celem ponownego użycia.

24 Landesagentur für Elektromobilität und Brennstoffzellentechnologie, 2013; EnergieAgentur.NRW, 2013

25 EnergieAgentur. NRW: Brennstoffzellen-Grundlagen und Typen, 2017

26 D. Teichmann, A future energy supply based on Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC) 2011

Amoniak (NH₃)

Amoniak (NH₃) powstaje w wyniku katalitycznej reakcji azotu i wodoru w procesie Habera-Boscha. W celu magazynowania i transportu, zwiększa się gęstość amoniaku poprzez skroplenie. Amoniak skrapla się pod ciśnieniem normalnym w temperaturze -33°C. W przypadku magazynowania i transportu na dużą skalę, korzystne jest schłodzenie NH₃, natomiast w przypadku mniejszych ilości bardziej ekonomiczne jest skroplenie przez sprężanie. Schłodzony amoniak jest transportowany statkiem do miejsca docelowego. Gazowiec klasy VLGC, o pojemności 82 000 m³ ma zdolność transportową około 10 000 ton wodoru. Amoniak może być wykorzystywany np. do produkcji nawozów, jako paliwo do statków, spalany wraz z węglem w istniejących elektrowniach węglowych, a także bezpośrednio wykorzystany w ogniwach paliwowych do wytwarzania energii elektrycznej. Konwersja amoniaku w gazowy wodór w miejscu docelowym wymaga energii i obróbki chemicznej. Produkt odpadowy to nieszkodliwy azot, który jest uwalniany do atmosfery. Ze względu na toksyczność amoniaku, jest mało prawdopodobne, aby w przyszłych łańcuchach przesyłu energii był on powszechnie dystrybuowany –zwłaszcza na obszarach zaludnionych.

Power-to-Liquid (PtL)

Paliwa typu Power-to-Liquid są wytwarzane z wodoru, CO lub CO₂ metodą syntezy Fischera-Tropscha lub syntezy metanolu. W procesie Fischera-Tropscha, gaz syntezy jest konwertowany na szereg różnych węglowodorów, które są dalej przetwarzane i rozdzielane w procesie rafinacji na różne produkty paliwowe, takie jak syntetyczny olej napędowy, nafta lub benzyna. Metanol można wytwarzać na drodze syntezy wodoru i CO₂. Metanol można wykorzystywać do magazynowania i transportu energii lub przekształcać w paliwa syntetyczne, takie jak olej napędowy lub nafta. Paliwa typu Power-to-Liquid mogą być przechowywane, transportowane i wykorzystywane w taki sam sposób, jak ich kopalne odpowiedniki. Aby produkować paliwa nieprzyczyniające się do emisji gazów cieplarnianych, wodór oraz dostarczane CO / CO₂ powinny być neutralne pod względem emisji CO₂. Można to osiągnąć np. wykorzystując CO₂ ze źródeł biogeny lub wychwytyjąc CO₂ bezpośrednio z powietrza. Paliwa typu Power-to-Liquid nie są wykorzystywane jako nośniki wodoru, mające na celu dostarczanie czystego wodoru do procesów lub różnych zastosowań, a zatem nie są bezpośrednio porównywalne np. z transportem wodoru rurociągiem, za pomocą LOHC lub w postaci ciekłej.

Tabela 5 Perspektywy łańcuchów wielkoskalowego transportu wodoru [27]

	Wodór ciekły (LH₂)	Metylocykloheksan (MCH)	Amoniak (NH₃)
Wyzwania	<ul style="list-style-type: none"> • Wymaga bardzo niskiej temperatury (ok. -253 °C) • Proces skraplania wodoru wymaga dużych nakładów energii elektrycznej 10-13 kWh, tj. ok. 30% energii wytworzonego H₂ • Trudne magazynowanie w długim okresie • Wymaga technologii kontroli ulatniania się oparów gazu (0,2%-0,3% przy transporcie drogowym) – <i>boil off</i> • Ryzyko wycieku/rozszerzenia 	<ul style="list-style-type: none"> • Uwodornienie toulenu do postaci - Metylocykloheksanu MCH • Wymaga wysokich temperatur oraz silnego źródła ciepła do dehydrogenacji/ odwodornienia (powyżej 300°C) • Energia potrzebna do procesu dehydrogenacji odpowiada ok. 30% całkowitej energii H₂ zgromadzonej w MCH • Duże rozmiary infrastruktury do obsługi procesów • Ograniczona liczba cykli/ trwałość – ok 3% toulenu należy wymienić po 1 cyklu 	<ul style="list-style-type: none"> • Niższa reaktywność w stosunku do węglowodorów • Wymaga przetworzenia, z powodu toksyczności i ostrego zapachu • Wymaga obsługi przez doświadczoną kadrę inżynierów • Konsumuje dużą ilość energii w przypadku wykorzystania dehydrogenacji (ok. 13% energii zgromadzonej w H₂) oraz oczyszczania
Zalety	<ul style="list-style-type: none"> • Wysoka czystość • Nie wymaga „odwodorniania” i oczyszczania 	<ul style="list-style-type: none"> • Może być transportowany w postaci płynnej bez potrzeby chłodzenia (minimalna utrata w transporcie) • Istniejąca technologia magazynowania • Istniejące regulacje 	<ul style="list-style-type: none"> • Możliwe bezpośrednie wykorzystanie • Istniejąca infrastruktura i regulacje
Dojrzałość technologiczna	<ul style="list-style-type: none"> • Aplikacje na małą skalę • Trwają prace nad rozwojem infrastruktury, w celu implementacji 	<ul style="list-style-type: none"> • Etap demonstracyjny technologii 	<ul style="list-style-type: none"> • Etap badań i rozwoju • Częściowo dostępne rozwiązania demonstracyjne

27 Źródło: South Australian Green Hydrogen Study, A report for the Government of South Australia, Melbourne, 2017

	rozwiązań na dużą skalę		
Wymagane czynniki do rozwoju	<ul style="list-style-type: none"> Regulacja systemów ładowania i rozładowania Rozwój zastosowań wykorzystujących LH₂ 	<ul style="list-style-type: none"> Katalizatory do hydrogenacji (uwodorniania) oraz dehydrogenacji (odwodornienia) Efektywny energetycznie proces dehydrogenacji 	<ul style="list-style-type: none"> Wysoka efektywność energetyczna w syntezie Ogniwa paliwowe zasilane bezpośrednio amoniakiem

I.c. Globalny rynek wodoru – eksport, import, główni gracze, główne trendy

Według danych zawartych w raporcie przygotowanym przez IEA na szczyt państw G20 w Osace [28], w 2019 roku zapotrzebowanie roczne na „czysty” wodór na całym świecie wynosiło około 70 milionów ton, przy czym „czysty” oznacza, że określone zastosowania wymagają wodoru, w którym tolerowane są tylko niewielkie poziomy dodatków lub zanieczyszczeń. Główne zastosowania w przypadku „czystego” wodoru to rafinacja ropy naftowej i produkcja amoniaku (wykorzystywanego głównie do nawozów). Dodatkowo, na świecie potrzeba było 45 mln ton wodoru będącego częścią mieszaniny gazów (stosowanego w przemyśle bez uprzedniego oddzielenia od innych gazów), takich jak gaz syntezowy, który wykorzystywany jest jako paliwo lub surowiec. Główne zastosowania wodoru, który jest częścią mieszaniny gazów to produkcja metanolu i produkcja stali. Jedna trzecia zapotrzebowania na wodór wynikała z zapotrzebowania sektora transportu – był niezbędny w rafineriach oraz do produkcji metanolu stosowanego w paliwie samochodowym. W sektorze FCEV (pojazdy elektryczne wyposażonych w ogniwa paliwowe) wykorzystuje się mniej niż 0,01 mln ton czystego wodoru, wytworzonego z gazu ziemnego.

W 2019 roku firma Deloitte przeanalizowała cztery różne scenariusze rozwoju rynku wodoru [29]:

Scenariusz 1: Wodór energia przyszłości – przedstawia popyt na wodór, gdy wszystkie aspekty rozwoju przemysłu są korzystne dla wodoru.

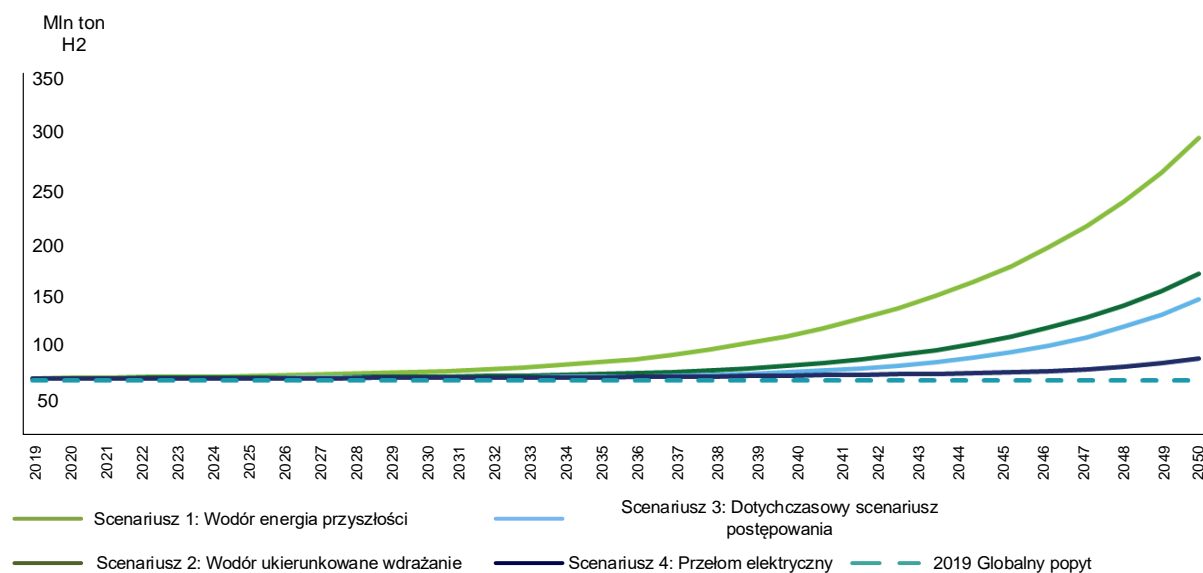
Scenariusz 2: Wodór-ukierunkowane wdrażanie – kraje przyjmują ukierunkowane podejście, które ma na celu maksymalizację wartości ekonomicznej oraz korzyści z wdrażania wodoru.

28 IEA - The Future of Hydrogen Report prepared by the IEA for the G20, Japan Seizing today's opportunities, 2019.

29 Deloitte - Australian and Global Hydrogen Demand Growth Scenario Analysis COAG Energy Council - National Hydrogen Strategy Taskforce, 2019.

Scenariusz 3: Dotychczasowy scenariusz postępowania – trendy społeczne, gospodarcze i technologiczne nie odbiegają znacznie od wzorców historycznych, jednak na światowych rynkach zachodzą zmiany znoszące niektóre bariery ograniczające wdrażanie wodoru.

Scenariusz 4: Przełom elektryczny – scenariusz zakłada szybki rozwój technologiczny w elektryfikacji.



Rysunek 14 Globalne prognozowane zapotrzebowanie na wodór (mln ton wodoru) [30]

Rysunek przedstawia prognozowane zapotrzebowanie na wodór dla czterech scenariuszy. Dane dotyczące globalnego popytu w 2019 r. odnoszą się do wszystkich przypadków zapotrzebowania na wodór. Globalne zapotrzebowanie na wodór jest najwyższe w przypadku scenariuszy „wodór energia przyszłości” i „ukierunkowane wdrażanie”. Przyczyną ma być gwałtowny spadek kosztów wdrażania technologii wodorowej oraz wysoki poziom wykorzystania wodoru w zastosowaniach końcowych.

W okresie do 2050 r., różnica w popycie między czterema scenariuszami jest duża. W scenariuszu „wodór energia przyszłości”, wynosi ponad 304 mln ton rocznie, natomiast w scenariuszu dotyczącym przełomu elektrycznego – nieco ponad 90 mln ton rocznie. W scenariuszach „wodór energia przyszłości” i „ukierunkowane wdrażanie”, popyt w dużej mierze kreowany jest przez ramy polityczne i szybki rozwój technologii.

W scenariuszu „przełom elektryczny”, popyt na wodór jest stosunkowo słaby. Rozwój technologii wodorowych jest wolniejszy, a wodór w ograniczonym zakresie jest wykorzystywany w końcowych zastosowaniach. W tym scenariuszu, nawet jeśli kraje podejmują działania związane z dekarbonizacją na poziomie krajowym i międzynarodowym, wodór ma stosunkowo niewielkie znaczenie.

30 Deloitte, Australian and Global Hydrogen Demand Growth Scenario Analysis COAG Energy Council - National Hydrogen Strategy Taskforce, 2019

I.d. Globalny eksport i import wodoru

Wodór jest surowcem wykorzystywanym przede wszystkim w przemyśle. Obecnie zapotrzebowanie w tym sektorze kreuje handel transgraniczny głównie dedykowanymi rurociągami. Przykładowo producenci gazów przemysłowych Air Products i Air Liquide wytwarzają wodór dla klientów zewnętrznych. Obie firmy obsługują własną sieć rurociągów wodorowych w celu zaspakajania popytu [31]. Firma Air Products obsługuje system rurociągów o długości około 140 km w rejonie portu w Rotterdamie rozciągający się od Botlek do Moerdijk i Zwijndrecht.

Natomiast Air Liquide obsługuje największą europejską sieć o długości około 1 000 km, rozciągającą się od północnej Francji po Rotterdam, łączącą kilka zakładów produkcyjnych i klientów w północnej Francji, Belgii i południowo-zachodniej Holandii. Ponieważ rurociąg ma charakter transgraniczny możliwy jest import i eksport wodoru.

Oprócz dostaw rurociągami wodór dostarczany jest ciężarówkami. Najpopularniejszym sposobem transportu drogowego jest transport sprężonego gazu w butlach. Ten rodzaj transportu odbywa się w niewielkich ilościach, na ograniczonych odległościach i dotyczy głównie dystrybucji krajowej. Wodór jest również rozprowadzany ciężarówkami w postaci płynnej. W tym przypadku niektóre dostawy transgraniczne mają miejsce ze względu na fakt, że Air Products obsługuje jedną z niewielu europejskich fabryk ciekłego wodoru w Rotterdamie.

Eksport

W 2020 r. światowy eksport wodoru przekroczył 123 mln USD (na podstawie niepełnych danych dotyczących handlu zagranicznego, pochodzących z 37 krajów). W poprzednim roku było to około 170 milionów dolarów (na podstawie danych dot. handlu pochodzących z 65 krajów) (UN Comtrade).

Nie wszystkie państwa przedstawiły dane handlowe za rok 2020, nie są dostępne dane dla Francji (1,92% światowego eksportu w 2019 r.), Singapuru (0,456%), Zjednoczonych Emiratów Arabskich (0,374%), Rosji (0,353%), Tajlandii (0,229%), Malezji (0,094%), Korei (0,065%), Austrii (0,063%), Tunezji (0,056%), Kazachstanu (0,037%), Turcji (0,023%), Arabii Saudyjskiej (0,015%), Kuwejt (0,01%) i Chile (0,009%).

31 TNO - The Dutch hydrogen balance, and the current and future representation of hydrogen in the energy statistics, 2020.

Tabela 6 Najwięksi światowi eksporterzy wodoru w 2018 r. [32]

Państwo	Wielkość w USD	Waga netto kg	Objętość w m ³
Niderlandy	58 425 444	21 056 610	247 724 544
Kanada	54 679 622	25 902 313	brak danych
Belgia	13 279 171	6 224 726	63 465 346
Stany Zjednoczone	7 566 780	brak danych	brak danych
Niemcy	6 741 195	1 215 609	14 452 765
Francja	6 452 860	1 497 663	brak danych
Republika Południowej Afryki	3 580 846	brak danych	128 678
Malezja	1 977 241	458 903	226 505
Słowacja	1 698 680	633 954	5 187 576
Singapur	1 082 778	251 305	brak danych
Czechy	892 940	188 680	2 241 229
Szwecja	878 265	1 329 889	89 945
Węgry	803 999	153 534	1 804 161
Zjednoczone Emiraty Arabskie	702 777	1 138 903	brak danych

Tabela 7 Najwięksi światowi eksporterzy wodoru w 2019 r. [32]

Państwo	Wielkość w USD	Waga netto kg	Objętość w m ³
Niderlandy	66 432 162	40 909 332	48 128 5904
Kanada	57 843 344	28 062 745	brak danych
Belgia	15 476 889	6 649 602	76 936 315
Stany Zjednoczone	8 590 000	brak danych	brak danych
Niemcy	6 880 000	1 277 529	15 203 178
Francja	3 271 747	1 282 541	brak danych
Słowacja	1 424 111	398 763	4 734 004
Chiny	904 918	5 363	26 554
Węgry	875 401	179 685	2 112 684
Czechy	804 366	178 870	2 126 110
Singapur	777 194	brak danych	brak danych
Polska	735 181	140 911	1 686 683
Zjednoczone Emiraty Arabskie	636 108	685 092	brak danych
Federacja Rosyjska	601072	46407	brak danych

Partnerami największych eksporterów są kraje ościenne. W przypadku Niderlandów 74,6% eksportowanego wodoru trafia do Belgii, 12,8% do Francji a 8,4% do Niemiec. Kanada 100% eksportu wysyła do Stanów Zjednoczonych. Belgia wysyła 57,6% wodoru do Niderlandów, 23% do Luksemburga, 13,8% do Francji. Stany Zjednoczone 45,7% do Kanady, 29,8% do Meksyku.

Tabela 8 Najwięksi światowi eksporterzy wodoru w 2020 r. [32]

Państwo	Wielkość w USD	Waga netto kg	Objętość w m ³
Kanada	60 660 914	29 643 760	brak danych
Niderlandy	28 153 658	brak danych	brak danych
Belgia	10 634 437	6 048 148	brak danych
Stany Zjednoczone	8 141 952	brak danych	brak danych
Niemcy	6 378 072	1 092 921	12 944 057
Słowacja	2 044 610	681 884	7 283 665
Polska	1 585 510	246 908	2 935 945
Chiny	1 455 076	brak danych	brak danych
Czechy	829 833	155 303	1 836 966
Węgry	450 324	54 859	645 765
Dania	392 846	44 050	196 974
Włochy	384 654	25 188	brak danych
Szwecja	367 628	957 734	91 502
Szwajcaria	318 765	34 544	408 419

Na podstawie danych za lata 2018-2019 widać, że największymi eksporterami są Niderlandy, Kanada i Belgia. Kraje te notują w 2019 r. wzrost eksportu rzędu 14%, 6% i 17%. W Stanach Zjednoczonych i Niemczech eksportu wzrósł w 2019 r. o 14% i 2% a następnie w 2020 r. spadł o 5% i 7%. W Niderlandach i Kanadzie udział eksportu wodoru w ogólnym eksporcie jest wysoki na poziomie 26% i 34%.

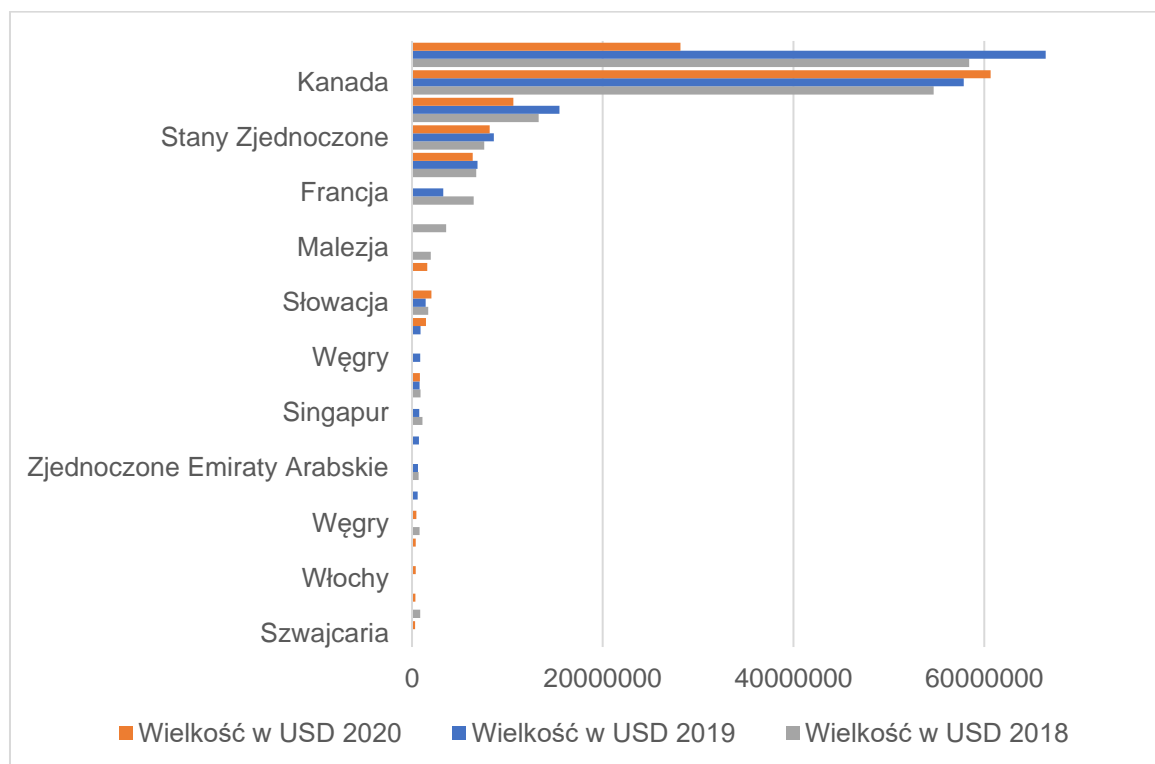
Import

W 2020 roku światowy import wodoru przekroczył 99 milionów dolarów (według statystyk handlu zagranicznego 62 krajów). W poprzednim roku było to 166 mln USD (według statystyk handlowych 116 krajów)³³.

Nie wszystkie państwa przedstawiły dane handlowe za rok 2020, nie są dostępne dane dla Francji (5,1% światowego importu w 2019 r.), Austrii (1,83%), Singapuru (0,415%), Korei (0,319%), Laosu (0,314%), Malezji (0,171%), Kazachstanu (0,161%), Maroka (0,108%),

³³ Różnice w wartościach globalnego importu i eksportu mogą wynikać z braku dokładnych danych oraz faktu, że zwykle wartość importu jest powiększana o koszty ubezpieczenia i transportu.

Kolumbii (0,101%), Filipin (0,084%), Bułgarii (0,068%), Arabii Saudyjskiej (0,066%), Nigerii (0,065%).



Rysunek 15 Najwięksi światowi eksporterzy wodoru w latach 2018-2020 [32]

Tabela 9 Najwięksi światowi importerzy wodoru w 2018 r. [32]

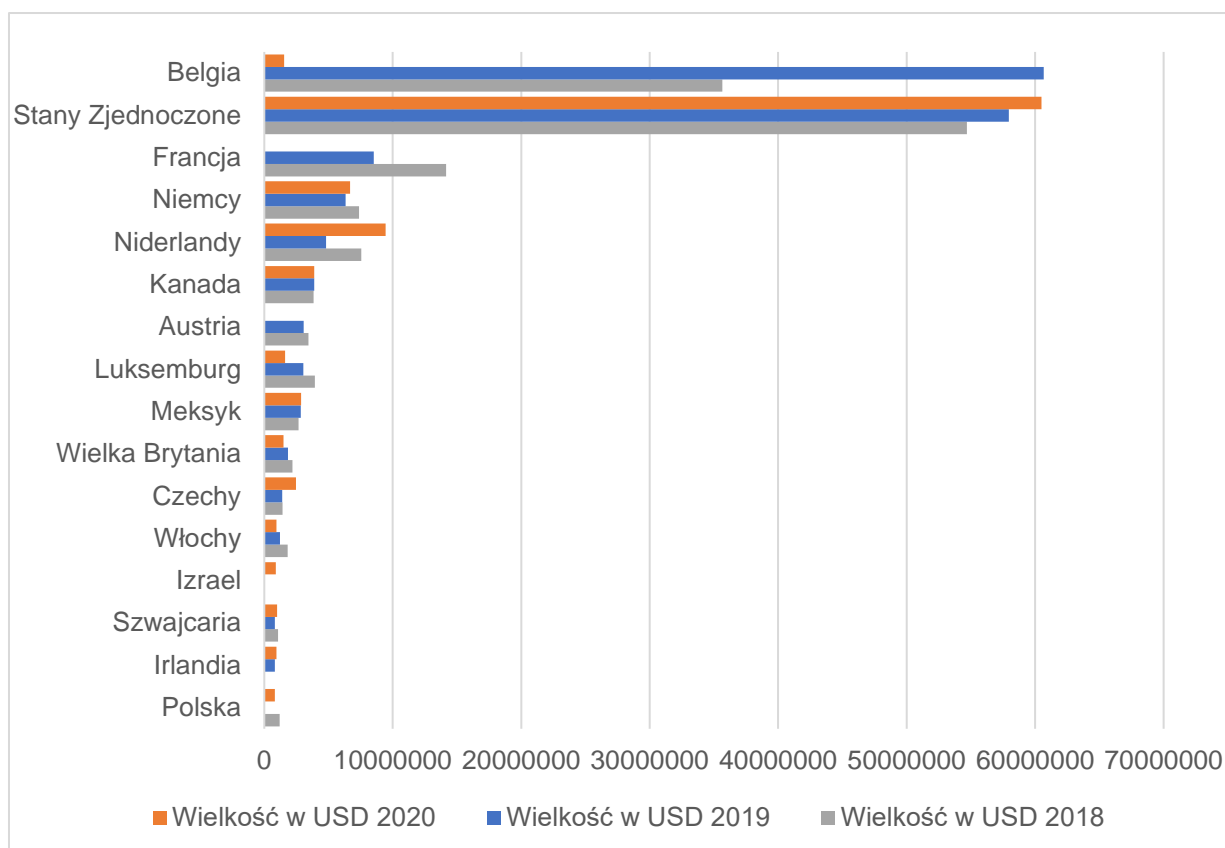
Państwo	Wielkość w USD	Waga netto kg	Objętość w m3
Stany Zjednoczone	54 699 922	brak danych	brak danych
Belgia	35 660 320	brak danych	brak danych
Francja	14 139 853	brak danych	brak danych
Niderlandy	7 538 422	2 400 550	28 241 356
Niemcy	7 370 762	2 275 777	15 837 966
Luksemburg	3 947 182	1 266 826	brak danych
Kanada	3 829 630	3 245 855	brak danych
Austria	3 434 361	1 470 948	brak danych
Meksyk	2 672 384	7 316 592	7 316
Wielka Brytania	2 197 002	389 086	brak danych
Włochy	1 828 816	brak danych	brak danych
Czechy	1 415 497	630 583	4 224 009
Polska	1 197 228	294 561	3 497 024
Szwajcaria	1 074 555	152 950	2 136 042

Tabela 10 Najwięksi światowi importerzy wodoru w 2019 r. [32]

Państwo	Wielkość w USD	Waga netto kg	Objętość w m3
Belgia	60 670 318	498 679 170	brak danych
Stany Zjednoczone	57 962 509	brak danych	320 216 559
Francja	8 510 281	2 272 785	brak danych
Niemcy	6 319 711	1 394 512	16 331 364
Niderlandy	4 815 606	960 644	11 301 616
Kanada	3 879 253	4 424 704	4 424 704
Austria	3 057 694	brak danych	brak danych
Luksemburg	3 045 108	1 031 324	5 409 282
Meksyk	2 834 124	6 183 577	6 183
Wielka Brytania	1 841 523	553 333	brak danych
Czechy	1 402 451	306 919	3 426 481
Włochy	1 225 297	brak danych	brak danych
Szwajcaria	834 844	130 673	1 549 885
Irlandia	831 679	126 193	1 358 974

Tabela 11 Najwięksi światowi importerzy wodoru w 2020 r. [32]

Państwo	Wielkość w USD	Waga netto kg	Objętość w m3
Stany Zjednoczone	60 482 175	brak danych	brak danych
Niderlandy	9 443 968	3 255 147	38 295 719
Niemcy	6 682 638	1 265 413	14 926 620
Kanada	3 892 742	5 770 927	5 770 927
Meksyk	2 872 055	7 027 336	7 027
Czechy	2 476 511	388 447	4 322 598
Luksemburg	1 629 888	540 261	4 754 165
Belgia	1 542 201	416 936	brak danych
Wielka Brytania	1 491 061	brak danych	brak danych
Szwajcaria	1 008 716	170 764	2 028 938
Irlandia	959 247	123 359	brak danych
Włochy	937 835	132 014	brak danych
Izrael	897 000	brak danych	brak danych
Polska	830 170	154 774	1 836 316



Rysunek 16 Najwięksi światowi importerzy wodoru w latach 2018-2020 [32]

Na podstawie danych za lata 2018-2019 widać, że największymi importerami są Belgia, Stany Zjednoczone i Francja. Belgia zanotowała znaczny wzrost importu o 70%, USA o 6%, natomiast Francja spadek o 40%. W przypadku Niemiec i Niderlandów w 2019 r. eksport spadł o 14 i 36%. W 2020 r. w przypadku USA i Niemiec wzrost importu wyniósł 4% i 6%. W Belgii i USA udział importu wodoru w ogólnym imporcie jest wysoki i wynosi odpowiednio 26% i 34%.

Reasumując należy podkreślić, że obecnie światowy rynek wodoru, rozumiany jako globalny eksport i import praktycznie nie istnieje (poza lokalnymi rynkami zlokalizowanymi w bezpośrednim sąsiedztwie geograficznym). Przy globalnej produkcji wodoru na poziomie 100-120 mln ton rocznie w obrocie znajduje się ok 100-150 tys. ton czyli zaledwie ok 1% całkowitej produkcji.

Na podstawie przytoczonych danych widać, że jednym z liderów eksportu wodoru były Niderlandy. W tym aspekcie ciekawy wydaje się przypadek portu w Rotterdamie, który planuje zostać międzynarodowym węzłem wodorowym.

Rocznie przez port w Rotterdamie importuje się i eksportuje 8800 PJ energii – jest to ponad dwa razy więcej, niż zapotrzebowanie na energię Niderlandów i 13% zapotrzebowania na energię Unii Europejskiej [34].

Importowana i eksportowana energia pochodzi głównie z zasobów kopalnych. W 2050 r. port w Rotterdamie chce zostać węzłem wodorowym Europy Północno-Zachodniej, przez który rocznie będzie transportowane 20 milionów ton wodoru.

W tej ilości wodorów wytwarzany w Holandii będzie miał tylko niewielki udział, większość będzie pochodziła z tych regionów świata, w których energia elektryczna wytwarzana ze źródeł odnawialnych jest znacznie tańsza. Będzie ona następnie konwertowana w wodór i w tej formie transportowana drogą morską do Rotterdamu.

Przybliżone daty zapowiadanych przedsięwzięć w okolicach Rotterdamu [35]:

2020 - rozwój projektu wychwytywania i składowania dwutlenku węgla w ramach partnerstwa Porthos

2023 - 4,5 GW mocy pozyskiwanej z elektrowni wiatrowych zainstalowanych na morzu

2025 - wytwarzanie niebieskiego wodoru w ramach projektu H-Vision

2025 - 2030 - projekty zwiększające skalę elektrolizy, w tym park konwersji energii (Maasvlakte conversion park), o zainstalowanej mocy 2 GW, stworzony przez Port of Rotterdam Authority

2025 - 2035 - rozpoczęcie tworzenia klastra magazynowania wodoru w Rotterdamie

2030 - 11 GW mocy pozyskiwanej z elektrowni wiatrowych zainstalowanych na morzu

2030 - wodorowa sieć szkieletowa budowana przez Gasunie

2030 - rozbudowa zdolności produkcyjnych w ramach projektu H-vision

2040 - duże projekty demonstracyjne, służące do produkcji chemicznej i otrzymywania paliw za pomocą elektrolizy

2050 - 50 GW mocy pozyskiwanej z elektrowni wiatrowych zainstalowanych na morzu

2050 - wytwarzanie paliw syntetycznych i zaawansowane technologie elektrochemiczne

W samym porcie, do 2030 roku możliwa będzie produkcja 1,2 mln ton wodoru zeroemisyjnego.

Niebieski wodór: w ramach partnerstwa Porthos, Port w Rotterdamie tworzy infrastrukturę otwartego dostępu do transportu CO₂ (w celu wychwytywania i składowania dwutlenku węgla), a także transportu wodoru przez port. Sieć zostanie podłączona do krajowej infrastruktury rurociągów wodorowych budowanej przez Gasunie. W ten sposób, Port w Rotterdamie chce umożliwić podmiotom rynkowym produkującym wodór szary jego przekształcenie w wodór niebieski. Prócz tego, chce uruchomić produkcję wodoru niebieskiego przy wsparciu ze strony Rządu w ramach The Climate Agreement [36].

Zielony wodór: Port w Rotterdamie realizuje park konwersji energii (Maasvlakte conversion park) o mocy 2 GW. Będzie on podłączony do linii wysokiego napięcia biegnącej z morskich farm wiatrowych oraz do wodorowej sieci szkieletowej przechodzącej przez port. Oczekuje się, że w 2040 r. Rotterdam zostanie podłączony do elektrowni wiatrowych zainstalowanych na morzu, o łącznej mocy 18–24 GW. Będzie to wymagało dodatkowej przestrzeni w miejscu wyjścia na ląd przewodów wysokiego napięcia, stworzenia nowych rurociągów oraz uruchomienia kolejnego układu przetwarzania wodoru.

35 SmartPort - Position Paper - Rotterdam Hydrogen Hub 2019

36 The Government of The Netherlands - The Climate Agreement, 2019

Import wodoru:

Rozwój lokalnie produkowanego niebieskiego i zielonego wodoru jest ważny, by uruchomić rynek wodoru, ale dopiero import wodoru będzie miał zasadnicze znaczenie dla przemiany Portu w Rotterdamie w centrum wodorowe Europy Północno-Zachodniej.

W tym celu, Port w Rotterdamie wraz z partnerami buduje i rozwija szlaki transportowe wodoru z tymi regionami na świecie, które mają duży potencjał rozwoju taniej odnawialnej energii elektrycznej oraz zdolności wytwarzania wodoru, w tym szlaki wodoru transportowanego jako amoniak, jako płynne organiczne nośniki wodoru (LOHC), jako wodór skroplony (LH₂) oraz jako syntetyczny metan.

Wraz ze firmami logistycznymi i przemysłem, Port w Rotterdamie rozwija terminale importowe wodoru przystosowane do przyjmowania wodoru transportowanego w różnych formach, w celu zwiększenia skali transportu wodoru statkami morskimi i wykorzystanie istniejących zasobów w porcie.

Klientami inicjującymi będą zakłady przemysłowe znajdujące się w porcie oraz w głębi lądu (rafinerie, zakłady chemiczne, producenci stali), w dalszej kolejności łańcuch transportowy mógłby być dalej rozwijany wraz z dostawcami usług logistycznych i operatorami sieci za pośrednictwem żeglugi śródlądowej i rurociągów.

Choć obecnie trudno precyzyjnie wyznaczyć rolę poszczególnych krajów w globalnym handlu wodoru, lista kandydatów jest relatywnie zróżnicowana – por.

Tabela 12.

Tabela 12 Potencjalni globalni gracze na rynku wodoru [37]

Typ	Charakterystyka	Przykład
Liderzy	<ul style="list-style-type: none">• Paliwa syntetyczne znajdują się w obszarze zainteresowania polityki (energetycznej)• Wyraźny potencjał eksportowy i gotowość produkcji paliw syntetycznych• Wiarygodny międzynarodowy partner handlowy Kraje atrakcyjne we wczesnych etapach penetracji rynku	Norwegia
Ukryci mistrzowie	<ul style="list-style-type: none">• Nierozpoznane zdolności wytwarzania energii odnawialnej• Często niedoceniane ramy polityki (energetycznej) będące w dużej mierze dojrzałe, z wystarczająco silnymi instytucjami Dzięki zastosowaniu odpowiednich rozwiązań, paliwa syntetyczne mogą z łatwością stać się obiektem zainteresowania i ważnym elementem gospodarki.	Chile
Potęgi	<ul style="list-style-type: none">• Duża dostępność zasobów: ogromne obszary lądowe, często w połączeniu z rozległą siecią energii odnawialnej• Gotowość do wytwarzania paliw syntetycznych nie jest koniecznym warunkiem wstępnym, może wymagać zastosowania odpowiednich rozwiązań	Australia

37 IRENA 2019, Hydrogen: A renewable energy perspective.

	Mają możliwość zapewnienia odpowiedniej ilości paliw syntetycznych wymaganych na dojrzałym rynku	
Promowani potencjałem z	<ul style="list-style-type: none"> • Znajdujące się w centrum debaty na temat paliw syntetycznych w Europie, z dużym potencjałem w zakresie ich wytwarzania • Partnerstwo energetyczne z Europą sprzyja tworzeniu odpowiedniego wsparcia politycznego Rozwój technologii może w dużym stopniu zależeć od właściwej polityki	Maroko
Przystosowujący się	<ul style="list-style-type: none"> • Globalne długoterminowe przejście ze źródeł kopalnych do ekologicznych źródeł energii • Paliwa syntetyczne w celu dywersyfikacji portfela jako alternatywna długoterminowa strategia wzrostu Silna motywacja do rozwoju technologii eksportu paliw syntetycznych. Mogą potrzebować wsparcia politycznego i partnerstwa z państwami importującymi	Arabia Saudyjska
Niepewni kandydaci	<ul style="list-style-type: none"> • Nierozpoznane zdolności wytwarzania energii odnawialnej, prawdopodobnie połączone z ambitnymi krajowymi celami klimatycznymi • Eksport paliw syntetycznych ograniczany przez rosnące krajowe zapotrzebowanie na energię Niejasne przesłanki oraz możliwości eksportu paliw syntetycznych - mogą przyczyniać się do rozwoju technologii paliw syntetycznych, jednak nie ma pewności eksportu	Chiny

I.e. Główne założenia i wnioski międzynarodowych strategii wodorowych

Europejskie ramy prawne

W celu ustanowienia ram regulacyjnych europejskiego rynku wodoru, 8 lipca 2020 r. KE opublikowała „Strategię w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu”.

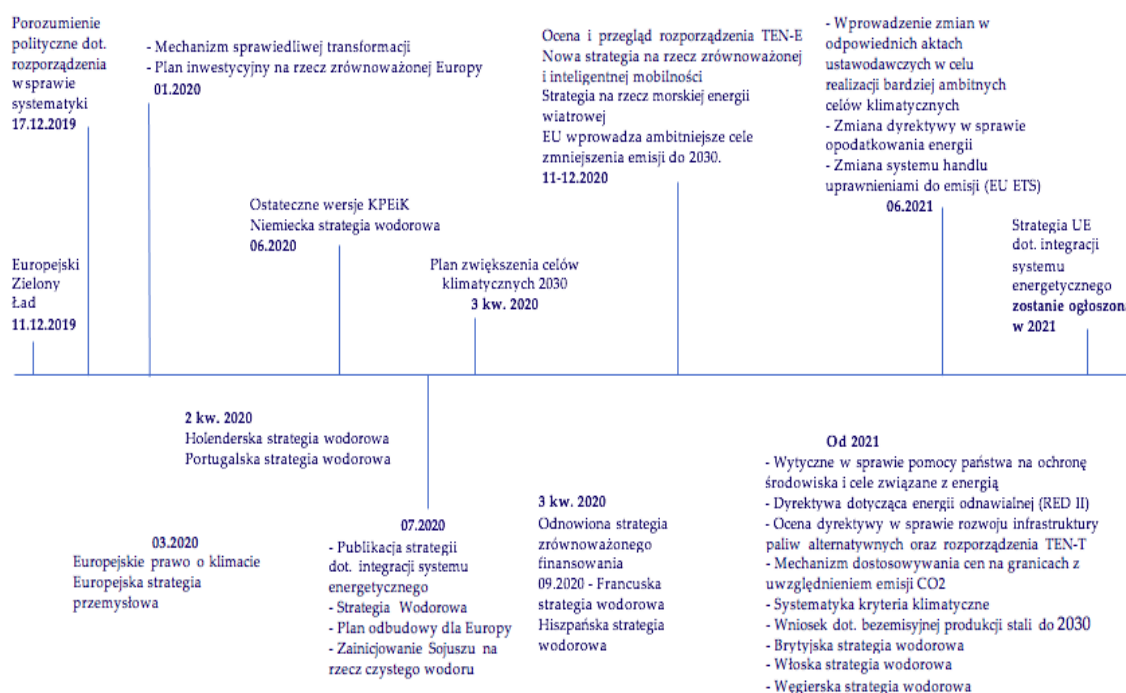
Strategia przewiduje stworzenie europejskiego sojuszu na rzecz czystego wodoru, który ma pomóc stworzyć plan inwestycji i przygotować wykaz konkretnych projektów. W ramach planu odbudowy Next Generation EU, programu InvestEU oraz funduszu innowacyjnego unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS), zwiększy się wsparcie finansowe przeznaczone dla odnawialnych źródeł energii.

Strategia podkreśla, że w trakcie zwiększania skali produkcji wodoru odnawialnego i wodoru niskoemisyjnego, przez pewien czas konieczne będą systemy wsparcia. W tym względzie strategia wodorowa przewiduje zmianę unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS). W ramach EU ETS, w celu promowania dekarbonizacji w ekonomicznie efektywny sposób, wykorzystany będzie mechanizm kontraktów na transakcje różnicowe dotyczące dwutlenku węgla (CCfD).

Strategia wodorowa przewiduje wspólny próg lub wspólną normę w zakresie niskoemisyjności, w celu wspierania instalacji do produkcji wodoru, w oparciu o ich parametry w zakresie emisji gazów cieplarnianych w całym cyklu życia. Norma/wspólny próg dla produkcji wodoru zostanie określony w odniesieniu do obowiązującego wskaźnika EU ETS. Ponadto, strategia chce

wdrożyć kompleksową terminologię i ogólouropejskie kryteria certyfikacji wodoru odnawialnego i wodoru niskoemisyjnego umożliwiające handel wodorem zielonym.

Strategia ma na celu zagwarantowanie dostępności infrastruktury energetycznej, dlatego przewiduje przeprowadzenie przeglądów transeuropejskich sieci energetycznych (TEN-E) oraz przepisów dotyczących rynku wewnętrznego gazu, celem zoptymalizowania produkcji, wykorzystywania i transportu wodoru. Strategia zakłada też przegląd dyrektywy w sprawie infrastruktury paliw alternatywnych oraz transeuropejskiej sieci transportowej (TEN-T), tak by zaspokoić potrzeby w sektorze transportu poprzez stworzenie sieci stacji tankowania.



Rysunek 17 Główne etapy polityki Unii Europejskiej od 2019 r. [38]

W kwietniu 2021 Europejskie Stowarzyszenie Wodoru i Ogniw Paliwowych (*Hydrogen Europe*) przedstawiło propozycję aktu legislacyjnego dotyczącego wodoru (*Hydrogen Act*). *Hydrogen Act* nie jest pojedynczym aktem prawnym; Ma to być wizja ogólnych ram, mających na celu harmonizację i integrację wszystkich działań i regulacji dotyczących wodoru [39].

Akt legislacyjny dotyczący wodoru ma się składać z dwóch części: aktu legislacyjnego o infrastrukturze wodorowej i aktu legislacyjnego o rynku wodoru. Akt legislacyjny o infrastrukturze wodorowej ma być ramami dla przekształcenia infrastruktury gazu ziemnego w wielofunkcyjną infrastrukturę wodorową umożliwiającą transport, dystrybucję, magazynowanie i końcowe wykorzystanie wodoru oraz jego pochodnych. Akt legislacyjny o rynku wodoru ma stworzyć dojrzały rynek niedrogiego i niezawodnego wodoru, który zastąpi gaz ziemny i inne paliwa kopalne.

38 Hydrogen 4 EU - Charting pathways to enable net zero, 2021

39 Hydrogen Europe: Hydrogen-Act - Towards the creation of the European hydrogen economy, 2021

W krajach Unii Europejskiej, które wytwarzają w dużych ilościach wodór szary, istnieje dedykowana infrastruktura rurociągów. Poniższa tabela przedstawia rurociągi wodoru eksploatowane w Europie, niektóre – od wielu lat.

W związku z rozwojem rynku wodoru, w wielu krajach przeprowadzono badania, w których poddano ocenie możliwości dostosowania rurociągów gazu ziemnego do przesyłu wodoru, celem utworzenia specjalnych sieci wodorowych (np. H2morrow, GET H2, H21 Leeds City Gate).

Tabela 13 Eksploatowane w Europie rurociągi wodoru [40]

Sieć	Kraj	Długość (km)	Operator
North Europe	Belgia, Niderlandy	949	Air Liquide
Ruhrgebiet	Niemcy	240	Air Liquide
Rotterdam	Niderlandy	140	Air Products
Leuna-Bitterfeld	Niemcy	135	Linde
France Center East	Francja	57	Air Liquide
Rozenburg	Niderlandy	50	Air Products
France South East	Francja	42	Air Liquide
France East	Francja	37	Air Liquide
Teesside	Wielka Brytania	35	Linde
Heide	Niemcy	30	
Stenungsund	Szwecja	18	
Dunkerque	Francja	14	Air Liquide
Hoek-Sluis	Niderlandy	12	
Burghausen	Niemcy	8	
Priolo	Włochy	6	Air Liquide
Teesside	Wielka Brytania	5	Air Products
Le Havre	Francja	4	Air Liquide
Monthey	Szwajcaria	2	Air Liquide
Porto Marghera	Włochy	2	Air Products
<i>Sumarycznie</i>		1786	

Tabela 14 Hydrogen Act – nowe ramy polityki europejskiej

Akt legislacyjny dotyczący wodoru	
Akt legislacyjny o infrastrukturze wodorowej	Akt legislacyjny o rynku wodoru
Ustanowienie ram prawnych mających na celu przekształcenie infrastruktury transportu gazu ziemnego w infrastrukturę wodorową (TEN-E - w toku, i pakiet dekarbonizacji gazu - IV kwartał 2021 r.).	Dobrze zdefiniowane naukowe wartości progowe odnawialnego, niskoemisyjnego i czystego wodoru (dyrektywa RED i pakiet dekarbonizacji gazu - II kwartał 2021 i IV kwartał 2021).
Ustanowienie ram prawnych budowy nowej infrastruktury transportu i magazynowania wodoru (TEN-E - w toku, TEN-T - II kwartał 2021, oraz dyrektywa w sprawie infrastruktury paliw alternatywnych - II kwartał 2021 ⁴¹).	Zharmonizowane normy i wytyczne dotyczące jakości wodoru, w tym czystości wodoru, bezpieczeństwa i procedur, ciśnień i natężenia przepływu, a także pomiarów i kontroli (nowa inicjatywa dotycząca wodoru). Należy przygotować nową europejską normę techniczną zawierającą kryteria projektowe do wykorzystania przy projektowaniu nowych rurociągów wodoru i modernizacji istniejących rurociągów (nowa inicjatywa).
Ustanowienie ram prawnych rozwoju dolin wodoru, poprzez przekształcenie regionalnych sieci przesyłu i dystrybucji gazu w infrastrukturę i sieci wodorowe lub budowę nowej infrastruktury (TEN-E - w toku).	Opracowanie gwarancji pochodzenia wodoru (nowelizacja dyrektywy w sprawie odnawialnych źródeł energii ⁴²).
Prognozy dotyczące wodoru mogą uzupełniać TYNDP ⁴³ , przyczyniając się do zarządzania planowaniem sieci wodorowych w zintegrowanym systemie energetycznym.	Złagodzenie i zwolnienie w fazie rozruchu z unijnych wytycznych, w sprawie pomocy państwa (przegląd wytycznych w sprawie pomocy państwa (EEAG) ⁴⁴ - IV kwartał 2021 r.), a także IPCEI.
Ustanowienie ram prawnych regulujących wprowadzanie wodoru do sieci gazu ziemnego (pakiet dekarbonizacji gazu - IV kwartał 2021 r.)	Kwoty na wodor po stronie popytowej (inicjatywa FuelEU Maritime, ReFuelEU Aviation, nowelizacja dyrektywy RED w celu uwzględnienia kwot odnawialnych ciekłych i gazowych paliw

41 Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council of 22 October 2014 on the deployment of alternative fuels infrastructure.

42 Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC (Text with EEA relevance).

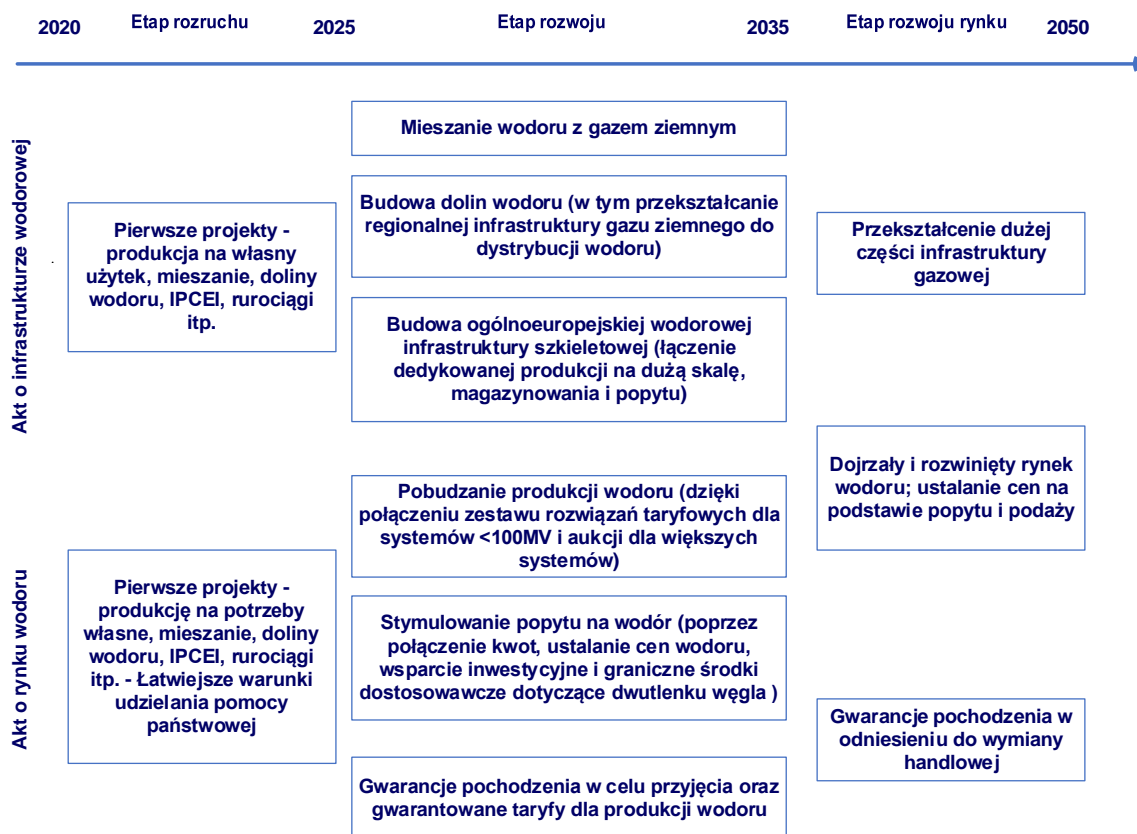
43 ENTSO-E - Ten-Year Network Development Plan 2020, 2021.

44 Communication from the Commission — Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020.

Akt legislacyjny dotyczący wodoru	
Akt legislacyjny o infrastrukturze wodorowej	Akt legislacyjny o rynku wodoru
	transportowych pochodzenia niebiologicznego (RFNBO)), nowelizacja dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych ⁴⁵ (IED) oraz pilotażowe i wdrożeniowe programy Carbon Contracts for Difference (CCfD).
Ramy prawne, w celu regulowania sieci wodorowych (nowa inicjatywa).	Projekt rynku LeHydrogen - jasno określone role każdego z uczestników rynku, połączenie gwarancji pochodzenia i wartości progowych dla wszystkich typów wodoru (nowa inicjatywa).
Ustanowienie ram zarządzania stosunkami z państwami trzecimi, dotyczącymi norm i rozwoju infrastruktury wodorowej (TEN-E46; poprzez nowo utworzony mechanizm, dotyczący projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania (PMI)).	Transgraniczny mechanizm emisji dwutlenku węgla, w celu stworzenia równych szans (proponycja Carbon Border Adjustment Mechanism CBAM - II kwartał 2021 r.).

⁴⁵ Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control).

⁴⁶ Regulation (EU) No 347/2013 of the European Parliament and of the Council of 17 April 2013 on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing Decision No 1364/2006/EC and amending Regulations (EC) No 713/2009, (EC) No 714/2009 and (EC) No 715/2009.



Rysunek 18 Hydrogen Act wraz z planem działania dotyczącym infrastruktury wodorowej i rozwoju rynku wodoru [47]

Ramy prawne mają pomóc ukształtować rynek, ukierunkować gospodarkę i zapewnić finansowanie niezbędnym zmianom. Mają również stanowić wytyczne dla państw członkowskich i wspierać budowanie strategii narodowych.

I.f. Europejska strategia wykorzystywania wodoru

Europejska strategia wodoru obejmuje szereg istotnych aspektów, w tym [48]:

- **Wspieranie zrównoważonego wzrostu**, dzięki technologiom i zastosowaniom wodorowym oraz tworzeniu miejsc pracy.
- **Redukcję emisji gazów cieplarnianych do 2030 r.**, bowiem wdrażanie technologii wodorowych ma być jednym z kluczowych czynników osiągnięcia celów w zakresie dekarbonizacji.
- **Dalszy rozwój i poprawę efektywności technologii wodorowych**, zwłaszcza ogniw, elektrolizerów i stacji tankowania wodoru.
- **Poprawę elastyczności systemu elektroenergetycznego i integrację odnawialnych źródeł energii**, sprzyjanie *sector coupling* [49].

47 Hydrogen Europe: Hydrogen-Act - Towards the creation of the European hydrogen economy, 2021.

48 Communication from The Commission to The European Parliament, The Council, The European Economic and Social Committee and The Committee of The Regions A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe - COM/2020/301 final.

49 poprzez wykorzystanie technologii magazynowania energii, zastosowania typu power-to-X, a także rozwiązania aktywnie reagujące na popyt, co pozwoli na łączenie sektora elektroenergetycznego, gazowego a także ciepłowniczego.

- **Poprawę zdolności magazynowania energii z źródeł odnawialnych oraz jej transport z miejsca wytworzenia do odległych odbiorców, za pośrednictwem wodoru.**
- Poprawę dywersyfikacji dostaw energii i tworzenie nowych, stabilnych i bezpiecznych łańcuchów dostaw energii z krajami partnerskimi.
- Paliwo wodorowe zmniejszające zanieczyszczenie powietrza [50].

Docelowe sektory i infrastruktury:

Europejska strategia wodoru koncentruje się na dwóch podstawowych sektorach: przemyśle i transporcie, oraz na założeniu, że produkcja wodoru będzie oparta na elektrolizie.

W sektorze transportu nacisk jest kładziony na pojazdy przeznaczone do intensywnej eksploatacji, czyli autobusy, ciężarówki, pociągi, statki oraz lotnictwo. Samochody osobowe na ogniwa paliwowe są wymieniane tylko w przypadku flot komercyjnych, takich jak np. taksówki⁵¹.

W sektorze przemysłowym planowane jest zastąpienie wodoru wysokoemisyjnego w rafineriach oraz podczas produkcji amoniaku i metanolu. Ponadto, oczekiwane jest zmniejszenie emisji dwutlenku węgla przy produkcji stali i dążenie do produkcji stali zeroemisyjnej.

W strategii uwzględniono również wykorzystanie wodoru do ogrzewania budynków komercyjnych i mieszkalnych, a także do magazynowania energii jako rezerwowego jej źródła.

Komisja Europejska w *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe* (2020) przewiduje **do 2024 r.** ^[52]:

- ograniczone zapotrzebowanie na infrastrukturę służącą do transportu wodoru, ponieważ produkcja będzie znajdować się w pobliżu odbiorców (przemysł, stacje paliw),
- w fazie przejściowej przewiduje mieszanie wodoru z gazem ziemnym,
- planowanie infrastruktury przesyłowej średniego zasięgu oraz sieci szkieletowej,
- tworzenie infrastruktury do wychwytywania i wykorzystywania dwutlenku węgla.

Od 2025 do 2030 roku:

- modernizację istniejących zakładów wytwarzających wodór w oparciu o paliwa kopalne, poprzez wykorzystanie instalacji wychwytywania i składowania dwutlenku węgla,
- stworzenie dedykowanej regionalnej infrastruktury transportu i dystrybucji wodoru dla klastrów wodoru („doliny wodoru”),
- uruchomienie w obrębie unii wodorowej sieci szkieletowej, w tym częściową zmianę przeznaczenia istniejącej sieci gazowej,

50 Communication from The Commission to The European Parliament, The Council, The European Economic and Social Committee and The Committee of The Regions Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration - COM/2020/299 final.

51 France's Integrated Energy and Climate Plan, 2020.

52 European Commission: Powering a climate-neutral economy - An EU Strategy for Energy System Integration, 2020.

- utworzenie sieci stacji tankowania wodoru,
- powstawanie na dużą skalę magazynów wodoru,
- rozwój międzynarodowego handlu wodorem
- przekształcenie portów w centra energetyczne umożliwiające międzynarodowy handel wodorem i paliwami syntetycznymi.

Przewidywana rola Unii Europejskiej będzie polegała głównie na wspieraniu, finansowaniu i stymulowaniu rozwijającego się sektora wodoru, jednak w dłuższej perspektywie UE będzie musiała w coraz większym stopniu uwzględniać kwestie regulacyjne oraz polityki dotyczące konkurencji, ponieważ powstające równolegle krajowe strategie dotyczące wodoru mogą przyczynić się do tworzenia skoncentrowanych, zintegrowanych krajowych lub regionalnych systemów energii wodorowej, co w efekcie mogłoby zniekształcać rynek energii, a także zapewniać niektórym krajom i firmom wiodącą pozycję na rynku wodoru.

Narodowe strategie wykorzystywania wodoru

W przypadku wszystkich porównywanych gospodarek (Wielka Brytania, Japonia, Korea Południowa, Australia, Holandia, Francja, Włochy, Hiszpania, Chiny, Ukraina, Niemcy, Szwajcaria, Maroko, Kalifornia, Rosja i Norwegia) oparto się na strategiach krajowych i powiązanych z nimi dokumentach, koncentrując się na odpowiednich celach krajowych, wybranych sektorach i infrastrukturze oraz bieżących środkach wsparcia. Dodatkowo, w przypadku państw Unii Europejskiej cele w poszczególnych krajach zostały przeanalizowane nie tylko w oparciu o krajowe plany w zakresie energii i klimatu [53], ale także o wytyczne zawarte w scenariuszu EUCO3232.5 [54] oraz kluczowe prognozy przedstawione w raporcie technicznym dotyczącym EUCO3232.5 [55].

W analizowanych strategiach narodowych wykorzystywanie wodoru ma prowadzić do redukcji emisji gazów cieplarnianych, wodor ma też wspomagać łączenie i integrację odnawialnych źródeł energii, takich jak energia wiatrowa i słoneczna [56]. Wodor jest uważany za niezbędny element prowadzący do dekarbonizacji systemu energetycznego, mając również zapewnić bezpieczeństwo dostaw energii i wzrost gospodarczy [57].

Większość krajów (NL, UE, FR, CH, CA, UK, IT i CH) nie określa konkretnych preferencji ani swojej roli w przypadku importu lub eksportu wodoru. Tylko trzy państwa (Niemcy, Japonia i Korea) – ze względu na ograniczone krajowe zdolności produkcyjne – kładą nacisk na import wodoru. Pozostałe sześć krajów (AU, ES, NO, RU, MO i UK) przewiduje pewną formę eksportu energii wytworzonej z udziałem wodoru.

53 National energy and climate plans (NECPs).

54 Scenariusz przedstawia jaki wpływ będzie miało dążenie do osiągnięcia efektywności energetycznej na poziomie 32,5% oraz udziału energii odnawialnej na poziomie 32% w koszyku energetycznym UE.

55 Technical Note Results of the EUCO3232.5 scenario on Member States.

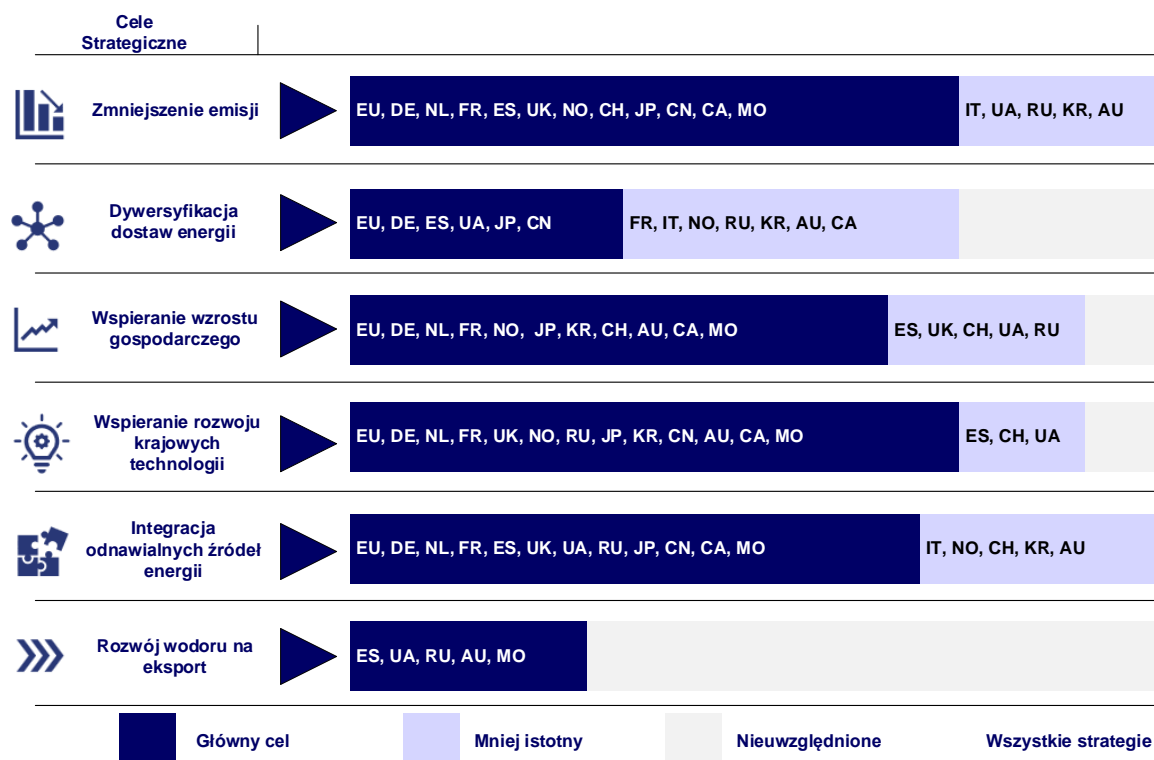
56 Na podstawie strategii opracowanych przez Niemcy, Holandię, Francję, Wielką Brytanię, Rosję, Australię, Włochy, Chiny, Republikę Kalifornii, Norwegię, Japonię, Hiszpanię, Szwajcarię, Ukrainę i Maroko - por. Ludwig Bolkow Systemtechnik - *International Hydrogen Strategies A study commissioned by and in cooperation with the World Energy Council Germany*, 2020.

57 Komunikat Komisji An EU-wide assessment of National Energy and Climate Plans, 2020.

Główne cele krajowe związane ze wspieraniem technologii wodorowych

Cele krajowego wsparcia technologii i zastosowań wodorowych są zróżnicowane. Zazwyczaj obejmują one typowe cele polityki energetycznej, prowadzące do bezpiecznych dostaw czystej energii oraz mają zapewnić wzrost gospodarczy:

- **Czysta energia:** gdy wodór wytwarzany jest ze źródeł odnawialnych lub w oparciu o inne technologie niskoemisyjne z udziałem wychwytywania i składowania dwutlenku węgla (CCS). Ma to wpłynąć na ograniczanie emisji gazów cieplarnianych, zwłaszcza w sektorach trudnych do zelektryfikowania (np. transport, produkcja stali) lub gdy zastępuje surowce kopalne (np. w przemyśle chemicznym). Wodór umożliwia magazynowanie energii odnawialnej na dużą skalę i w długim okresie, a duże elektrolizery mogą elastycznie równoważyć obciążenie elektryczne okresowym wytwarzaniem energii odnawialnej, co ma służyć integracji energii odnawialnej z systemem energetycznym.
- **Bezpieczne dostawy energii:** wodór jako uniwersalny nośnik energii może pomóc w dywersyfikacji dostaw energii, zmniejszając zależność od paliw kopalnych, poprzez produkcję krajową lub import.
- **Wzrost gospodarczy:** krajowa produkcja wodoru i rozwój technologii mogą sprzyjać wzrostowi gospodarczemu poprzez tworzenie nowych miejsc pracy i wzmocnienie gospodarek narodowych. Ponadto, eksport energii i technologii wodorowych może generować dodatkową wartość dodaną i dochód narodowy.



Rysunek 19 Główne cele strategii wodorowych [58]

Gospodarki, takie jak Niemcy, Japonia, Korea i Kalifornia, które rozwijają technologie i zajmują się ich wdrażaniem, będą miały inne strategie w porównaniu do gospodarek, które dopiero zaczynają (np. Ukraina, Maroko). Przykładowo Ukraina chce zmniejszyć zależność od paliw kopalnych [59], przeprowadzić dekarbonizację przemysłu (który jest silnie uzależniony od paliw kopalnych), sektora transportu, rozwijać mobilność na bazie energii odnawialnej, poprawić efektywność energetyczną i zmniejszyć zużycie energii oraz poprawić elastyczność poprzez rozwiązania dostosowujące wytwarzanie odnawialnej energii elektrycznej do popytu [60]. Natomiast Maroko chce inwestować w elektrolizery do produkcji wodoru, a prócz tego wykorzystywać wodór do produkcji amoniaku, etanolu i metanolu. Rozwój przemysłu wodorowego poprzez wytwarzanie zielonego amoniaku ma wzmocnić pozycję Maroka jako wiodącego międzynarodowego gracza w sektorze nawozów [61].

Ogólnie rzecz biorąc, im bardziej wyrafinowana i / lub aktualna jest strategia krajowa dotycząca H₂, tym bardziej kompleksowe są cele strategiczne [62].

Większość strategii postrzega wodór jako szansę na rozwój gospodarki krajowej. W przypadku ugruntowanych i dużych gospodarek takich jak Korea, Niemcy lub Japonia, technologia wodorowa jest postrzegana jako ważny element utrzymania strategicznej przewagi na globalnym rynku, głównie dzięki przewadze technologicznej. Dla mniejszych oraz rozwijających się gospodarek, jak Maroko, Ukraina i Chiny, produkcja wodoru i rozwój technologii pozwalają na wejście na nowe rynki i poprawę sytuacji gospodarczej. We wszystkich gospodarkach wsparcie rozwoju krajowych technologii wiązane jest z możliwym wzrostem gospodarczym wynikającym z eksportu technologii, wiedzy i doświadczenia do innych krajów. Eksport wodoru odgrywa rolę zazwyczaj w krajach o dużym potencjale pozyskiwania energii odnawialnej (Australia, Maroko, Ukraina, Hiszpania) lub dużych zasobach paliw kopalnych (Rosja) [63].

Dywersyfikacja dostaw energii dzięki wodorowi ma znaczenie głównie dla krajów importujących energię (np. Niemcy, Japonia i Chiny). W tym kontekście wodór wiąże się z wykorzystaniem krajowych odnawialnych źródeł energii lub nowych źródeł importu energii, co zmniejsza zależność od paliw kopalnych.

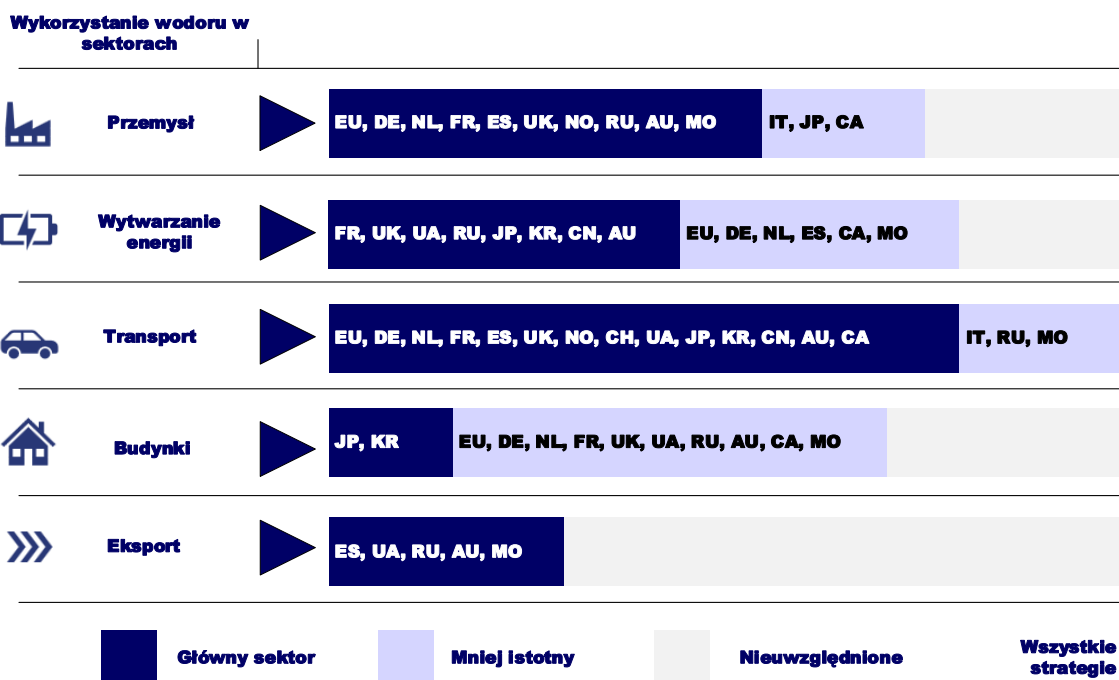
59 Przykładowo w dorzeczu Niskopolskim projekt klastra przemysłowego zielonego wodoru (DTEK LLC – Partnerstwo publiczno-prywatne z niemieckimi i ukraińskimi interesariuszami przemysłowymi)59. DTEK Renewables odpowiedzialny jest za trzy farmy wiatrowe na Ukrainie: Botievska WPP (200 MW), Prymorska WPP (200 MW), Orlivska WPP (100 MW) oraz trzy farmy słoneczne: Trifanovska SPP (10 MW), Nikopolska SPP (200 MW), Pokrovska SPP (240 MW)

60 UNECE - Draft Roadmap for production and use of hydrogen in Ukraine, 2021.

61 DLA Piper - The Hydrogen Revolution in EMEA, 2021.

62 JRC Science for Policy Report - National Energy and Climate Plans for 2021-2030 under the EU Energy Union, 2020.

63 Government of Spain: Integrated National Energy and Climate Plan 2021-2030, 2020.



Rysunek 20 Główne cele dotyczące zastosowania wodoru [64]

Analiza strategii wodorowych w wybranych gospodarkach pokazuje, że zakres zastosowań do których odnosi się strategia zależy od czasu jej powstania oraz wymogów w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych. Rosnące cele w zakresie emisji gazów cieplarnianych prowadzą do większego znaczenia sektorów przemysłu, budynków komercyjnych i mieszkalnych, a także energetyki, jako znaczących konsumentów wodoru [65].

Transport i przemysł są najważniejszymi obszarami zastosowań, szczególnie w krajach z silnym sektorem przemysłowym oraz dążących do znacznego ograniczenia emisji gazów cieplarnianych.

Strategie krajów, w których jest mowa o możliwości wykorzystania wodoru w sektorze przemysłowym, koncentrują się zwykle na istniejących procesach chemicznych, takich jak produkcja amoniaku lub metanolu [66].

W strategiach Niemiec, Wielkiej Brytanii i Francji ważną rolę odgrywa wykorzystanie wodoru w rafineriach, ze względu na szczegółowe regulacje zawarte w dyrektywie RED II [67].

W strategiach Niemiec, Wielkiej Brytanii, Francji i Australii uwzględnione jest wykorzystanie wodoru do produkcji stali głównie w perspektywie długoterminowej, co wynika z czasu podrzędnego do dostosowania sektora do całkowicie nowej technologii [68].

64 International Hydrogen Strategies. A study commissioned by and in cooperation with the World Energy Council Germany, 2020

65 Trinomics B.V.: Opportunities arising from the inclusion of Hydrogen Energy Technologies in the National Energy & Climate Plans, 2020.

66 Federal Ministry for Economic Affairs and Energy: The National Hydrogen Strategy, 2020.

67 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.

68 Ministère de la Transition écologique et solidaire: French Strategy for Energy and Climate, 2018.

W sektorze transportu wykorzystanie wodoru planowane jest głównie do zastosowań, które są trudne do zelektryfikowania – takich jak długodystansowy ruch ciężarówek, autobusów, kolei, statków lub lotnictwa. Kraje azjatyckie, takie jak Japonia, Korea Południowa i Chiny, a także Kalifornia koncentrują się również na intensywnym wykorzystaniu wodoru w samochodach osobowych.

W przypadku budynków, brane są pod uwagę dwa zastosowania: stacjonarne ogniwa paliwowe (oparte na gazie ziemnym/wodorze) oraz wprowadzanie wodoru do rurociągów gazowych (domieszka w gazie ziemnym). Stacjonarne ogniwa paliwowe mogą być wykorzystane w krajach posiadających odpowiednią bazę technologiczną, czyli w Korei, Japonii i Niemczech (w ograniczonym zakresie). W przypadku wprowadzania do rurociągów, wodór ma być mieszany zazwyczaj na poziomie sieci dystrybucyjnej, ale rozważa się też dedykowane rurociągi wodoru w ramach systemu przesyłowego. Operatorzy sieci gazowniczej na podstawie wstępnych badań potwierdzają, że znaczna część obecnej infrastruktury rurociągów może zostać przystosowana do przesyłania wodoru [69].

Japonia i Korea koncentrują się na ogniwach paliwowych z systemem kogeneracji do zastosowań mieszkaniowych, natomiast w Europie przeważa chęć zwiększania udziału niskoemisyjnego gazu, poprawa izolacji budynków przy wykorzystaniu tradycyjnych urządzeń grzewczych lub przechodzenie na elektryczne pompy ciepła.

W Australii, Wielkiej Brytanii lub Niemczech w perspektywie długoterminowej rozważane jest wytwarzanie elektryczności z wodoru, w celu zrównoważenia wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych.

Kraje o dużych możliwościach wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych, tak jak Hiszpania, Australia, Maroko, Ukraina, będą dążyć do uzyskania zdolności eksportu wodoru. Rozwój krajowego popytu na wodór może służyć za punkt wyjścia do stworzenia odpowiednich łańcuchów wartości, wymaganych do przygotowania kraju do eksportu w przyszłości.

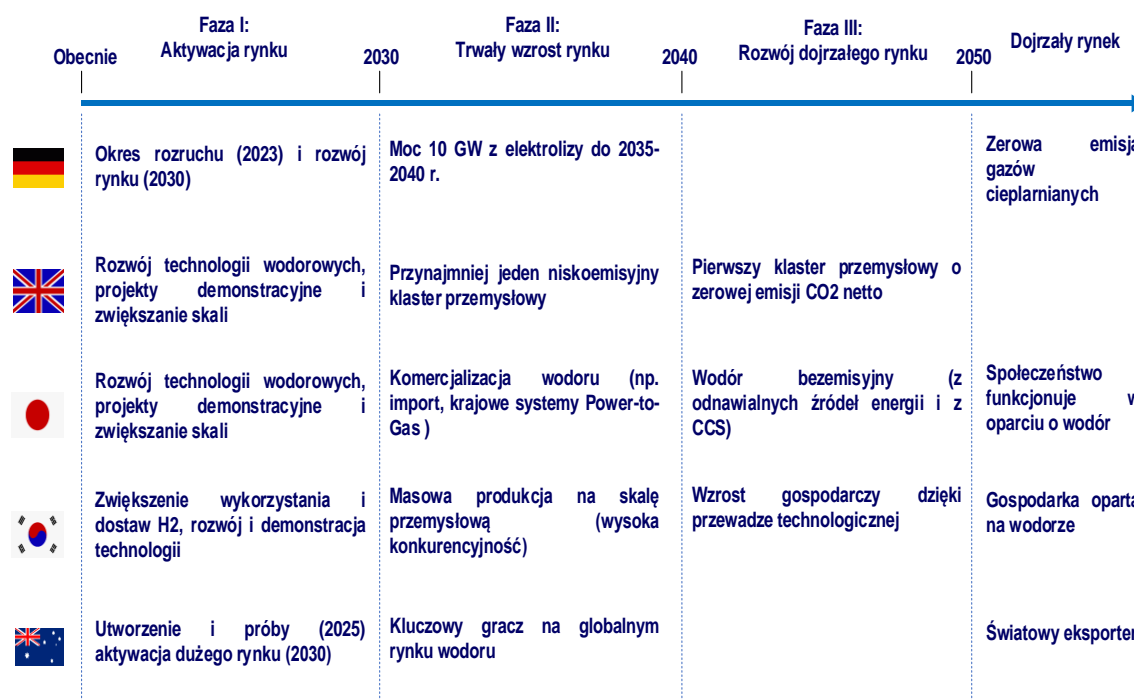
Strategie wodorowe przewidują rozwój rynku wodoru w trzech fazach.

Pierwszą fazę rozwoju rynku do 2030 r. można uznać za aktywację rynku, połączoną z rozwojem technologii i wzrostem zapotrzebowania na wodór. Tu warto dodać, że w dużej mierze będą to projekty demonstracyjne, pilotaże realizowane przez duże międzynarodowe konsorcja (np. H2Mobility w Niemczech mający za zadanie stworzenie ogólnokrajowej infrastruktury wodorowej, Inicjatywa HyLand będąca częścią National Innovation Program Hydrogen oraz Fuel Cell Technology mające na celu m. in. integrację odnawialnego wodoru w sektorze transportu, H21 Leeds City Gate, Hy4Heat których celem jest zastąpienie gazu ziemnego (metanu) wodorem w budynkach mieszkalnych i komercyjnych oraz urządzeniach gazowych).

W drugiej fazie do 2040 r., większość krajów spodziewa się trwałego wzrostu rynku wraz z rozwojem na dużą skalę technologii wodorowych oraz komercyjnego wykorzystywania wodoru w szeregu zastosowań (np. komercyjnej produkcji masowej lub niskoemisyjnych klastrów przemysłowych).

69 Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Teréga, Snam and Swedegas: European Hydrogen Backbone: How a dedicated hydrogen infrastructure can be created, 2020.

Wreszcie oczekuje się, że ostatecznie w trzeciej fazie do 2050 r., wszystkie działania doprowadzą do powstania dużego i dobrze ugruntowanego rynku.



Rysunek 21 Fazy rozwoju gospodarki wodorowej [70]

Narodowe strategie wykorzystywania wodoru a źródła pozyskania wodoru

W perspektywie długoterminowej, zielony wodór ma kluczowe znaczenie w procesie dekarbonizacji dla wszystkich strategii.

Ponad połowa analizowanych krajów koncentruje się na stosowaniu zielonego wodoru pochodzącego wyłącznie z odnawialnych źródeł energii. Nacisk na tak otrzymywany wodór jest szczególnie wyraźny w UE, przy czym inne rodzaje wodoru o niskiej zawartości węgla są postrzegane jako skuteczny i pragmatyczny sposób na otrzymywanie większych jego ilości oraz uruchomienie gospodarki wodorowej.

Zielony wodór jest postrzegany jako jedna z głównych metod prowadzących do dekarbonizacji sektora przemysłu. Rafinerie i przemysł chemiczny są znaczącymi użytkownikami wodoru, a widocznym elementem kilku strategii jest stopniowe zastępowanie „szarego” wodoru pochodzącego z paliw kopalnych wodorem ekologicznym lub o niskiej zawartości węgla. Silną zachętą regulacyjną jest wejście w życie zmienionej dyrektywy UE w sprawie odnawialnych źródeł energii (RED II), która pozwala na włączenie zielonego wodoru wykorzystywanego w rafineriach do celów mających doprowadzić do 14% udziału energii odnawialnej w sektorze transportu. W rezultacie, w Europie planowane jest wykorzystanie na dużą skalę elektrolizerów w rafineriach.

W swoich strategiach różne kraje przewidują wykorzystanie różnych typów wodoru.

70 International Hydrogen Strategies. A study commissioned by and in cooperation with the World Energy Council Germany, 2020

W okresie do 2030 Niemcy, Holandia, Francja, Wielka Brytania, Rosja i Australia zamierzają wytwarzać wodór szary, niebieski i zielony. Natomiast Włochy, Chiny i Republika Kalifornii przewidują wytwarzanie wodoru zielonego i szarego. W przypadku Norwegii, Japonii będzie to wodór niebieski i szary. Do 2030 roku Hiszpania, Szwajcaria, Ukraina i Maroko mają wytwarzać tylko wodór zielony.

W okresie do 2050 r. Niemcy, Holandia, Hiszpania, Szwajcaria, Ukraina, Republika Kalifornii i Maroko zamierzają wytwarzać tylko wodór zielony. W przypadku Francji, Wielkiej Brytanii, Norwegii, Japonii, Chin i Australii ma być wytwarzany wodór zielony i niebieski; Natomiast Rosja i Korea Południowa przewidują wytwarzanie wodoru zielonego, niebieskiego i szarego.

W oficjalnych strategiach wodorowych Niemiec oraz Unii Europejskiej, produkcja wodoru za pomocą pirolizy metanu jest traktowana jedynie jako średniookresowa technologia pomostowa, podczas gdy Rosja przewiduje wykorzystanie tej metody również w dłuższej perspektywie. Dopiero kilka lat temu, wraz z kilkoma bardziej znaczącymi międzynarodowymi projektami badawczymi, rozpoczęto szerszą dyskusję na temat wykorzystania pirolizy metanu. To właśnie jest prawdopodobną przyczyną ograniczonej chęci korzystania z tej metody w strategiach państw [71].

Cele związane z wykorzystywaniem wodoru na przykładzie wybranych krajów.

W kontekście każdego kraju opracowano dwa scenariusze na lata 2020-2030 niewielkiego i wysokiego wzrostu – mające na celu oszacowania zapotrzebowania na H₂ [72].

We wszystkich krajach w rozpatrywanych scenariuszach zakłada się znaczny wzrost zapotrzebowania na wodór w transporcie (samochody osobowe, autobusy, ciężarówki i pociągi) oraz w ograniczonym stopniu w lotnictwie (wodorowe paliwa ciekłe lub PtL) i okrętach. Przewiduje się znaczące zapotrzebowanie na wodór w przemyśle, zwłaszcza w sektorze żelaza i stali (prócz Francji). Niektóre branże wykorzystują wodór na bazie paliw kopalnych jako surowiec lub środek redukujący, który można zastąpić wodorem pozyskiwanym z odnawialnych źródeł energii.

W budynkach wodór może zastąpić część gazu ziemnego i może być przesyłany za pośrednictwem istniejących sieci gazowych jako domieszka [73].

Możliwości oraz skutki wprowadzenia wodoru są oceniane i podsumowywane w poszczególnych tabelach dla wybranych państw członkowskich.

Niemcy

Niemcy mają stosunkowo rozwinięty rynek wodoru. Co roku w Niemczech wykorzystywane jest 55 TWh wodoru do zastosowań przemysłowych⁷⁴. Głównymi konsumentami są przemysł chemiczny (produkcja amoniaku i metanolu) oraz rafinerie, a większość produkcji wodoru

71 Należy oczekiwać intensywnych prac B+R+I w zakresie wykorzystania pirolizy jako źródła produkcji wodoru w krajach zasobnych w gaz ziemny.

72 Trinomics: Opportunities for Hydrogen Energy Technologies considering the National Energy & Climate Plans, 2020

73 The Federal Government: Integrated National Energy and Climate Plan, 2020.

74 The Federal Government: The National Hydrogen Strategy, 2020.

opiera się na paliwach kopalnych. Wg strategii, w Niemczech istniały 34 obiekty typu Power-to-Gas o łącznej mocy zainstalowanej 29 MW.

Tabela 15 Cele strategii niemieckiej [75]

Niemcy					
Sektor		Docelowa ilość i horyzont czasowy			
		Do 2020	Do 2030	2035-2040	Do 2050
Produkcja odnawialnego wodoru	Zdolność elektrolizy		5 GW	10 GW	
	Produkcja odnawialnego wodoru		14 TWh	28 TWh	
	Zużycie energii odnawialnej		20 TWh	40 TWh	
Ogólny popyt	Zapotrzebowanie na wodór	55 TWh/r	90-110 TWh/r		
	Zużycie nośników energii oparte na mocy				110-380 TWh/r
	Zużycie wodoru w przemyśle	55 TWh/r	przynajmniej 65 TWh/r		

Tabela 16 Zapotrzebowania na H₂ w przypadku scenariusza niewielkiego i wysokiego wzrostu [76]

Użytkownicy końcowi	Scenariusz niewielkiego wzrostu	Scenariusz wysokiego wzrostu
Samochody osobowe	477 000	954 000
Autobusy	760	1 510
Ciężarówki	18 400	36 700
Pojazdy ciężkie	14 030	28 070
Pociągi	113	340
Paliwo zastępcze w lotnictwie	219 GWh/r	2 083 GWh/r
Paliwo zastępcze w żegludze	8,1 GWh/r	77.3 GWh/r
Stacjonarne ogniwa paliwowe wykorzystywane do mikrogeneracji	39 810 stacjonarnych ogniw paliwowych	173 180 stacjonarnych ogniw paliwowych

75 The Federal Government: The National Hydrogen Strategy, 2020.

76 Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking: Opportunities for Hydrogen Energy Technologies Considering the National Energy & Climate Plans, 2020.

(wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła)		
Duża kogeneracja	60 instalacji kogeneracyjnych na skalę komercyjną	580 instalacji kogeneracyjnych na skalę komercyjną
Żelazo i stal	4% produkcji	13% produkcji
Metanol	0% produkcji	5% produkcji
Amoniak	0% produkcji	5% produkcji
Lądowa energia wiatrowa	6 740 GWh/r	31 080 GWh/r
Morska energia wiatrowa	920 GWh/r	4 250 GWh/r
Elektrolizery	8 940 GWh/r	41 200 GWh/r
Systemy fotowoltaiczne	6 580 GWh/r	30 350 GWh/r

W Niemczech w 2015 r., do celów badawczych i demonstracyjnych korzystano z 20 elektrowni wodorowych, o mocy od 100 kW do 6 MW. Od tego czasu liczba ta wzrosła do 30 projektów pilotażowych, o łącznej mocy elektrolizy około 25 MW.

Niderlandy

Niderlandy mają rozległą infrastrukturę transportu i dystrybucji gazu, prowadzą też badania nad wodorem oraz są zaangażowane w projekty pilotażowe i demonstracyjne, planują także przystosowanie portu w Rotterdamie do handlu wodorem. Holenderski operator gazowy Gasunie zamierza wykorzystywać swoją infrastrukturę metanową do transportu wodoru, a niektóre prowincje Holandii planują budowę doliny wodorowej. Holandia jest zaangażowana w projekty IPCEI (*Important Projects of Common European Interest*), jak Green Flamingo i Green Octopus, a także była zaangażowana w projekt HyLaw, w ramach którego dokonano identyfikacji i oceny głównych barier regulacyjnych, w celu podjęcia działań mających je usunąć. Niderlandy biorą udział w projekcie Mission Innovation, w tym w *Innovation Challenge no 8 on renewable and clean hydrogen*, który ma na celu identyfikację i pokonywanie kluczowych barier technologicznych i doprowadzenie do rozwoju rynku wodoru.

W Holandii działa ponad 80 projektów pilotażowych i demonstracyjnych dotyczących wodoru, w tym [77]:

- Portos: infrastruktura CCUS dla błękitnego wodoru w porcie w Rotterdamie
- HEAVENN: 30 podprojektów w północnej Holandii

Niderlandy w *Government Strategy on Hydrogen 2020* zobowiązały się do uruchomienia programu wodorowego, który przewiduje posiadanie zainstalowanej mocy elektrolizerów na poziomie 3-4 GW w 2030 r. W sektorze mobilności, w połowie 2020 roku działało około 200

77 TKI Nieuw Gas: Overview of Hydrogen Projects in the Netherlands, 2020.

pojazdów z ogniwami paliwowymi i 7 stacji tankowania wodoru. Obecnie w użyciu są dwie elektrownie PtX (Ameland oraz Rozenburg), a 14 kolejnych jest w przygotowaniu.

Tabela 17 Cele strategii holenderskiej [78]

Niderlandy [79], [80]			
Sektor		Docelowa ilość i horyzont czasowy	
		Do 2025	Do 2030
Mobilność	FCEV	15 000	300 000
	Pojazdy ciężkie FC (w tym pojazdy rolnicze)	3 000	

Tabela 18 Zapotrzebowania na H₂ w przypadku scenariusza niewielkiego i wysokiego wzrost [81]

Użytkownicy końcowi	Scenariusz niewielkiego wzrostu	Scenariusz wysokiego wzrostu
Samochody osobowe	105 400	210 700
Autobusy	110	230
Ciężarówki	5 400	10 900
Pojazdy ciężkie	440	880
Pociągi	12	37
Paliwo zastępcze w lotnictwie	83 GWh/r	789 GWh/r
Paliwo zastępcze w żegludze	6,8 GWh/r	64,3 GWh/r
Stacjonarne ogniwa paliwowe wykorzystywane do mikrokogeneracji (wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła)	11 520 stacjonarnych ogniw paliwowych	50120 stacjonarnych ogniw paliwowych
Duża kogeneracja	10 instalacji kogeneracyjnych na skalę komercyjną	110 instalacji kogeneracyjnych na skalę komercyjną
Żelazo i stal	0% produkcji	2% produkcji

78 Ministry of Economic Affairs and Climate Policy - Integrated National Energy and Climate Plan 2021-2030, 2020.

79 Government of the Netherlands: Climate Agreement, 2019

80 Ministry of Economic Affairs and Climate Policy (Government of the Netherlands): Government Strategy on Hydrogen 2020

81 Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking: Opportunities for Hydrogen Energy Technologies Considering the National Energy & Climate Plans, 2020.

Użytkownicy końcowi	Scenariusz niewielkiego wzrostu	Scenariusz wysokiego wzrostu
Metanol	2% produkcji	7% produkcji
Amoniak	0% produkcji	5% produkcji
Lądowa energia wiatrowa	1 560 GWh/r	7 020 GWh/r
Morska energia wiatrowa	2 110 GWh/r	9 490 GWh/r
Elektrolizery	2 690 GWh/r	12 070 GWh/r
Systemy fotowoltaiczne	610 GWh/r	2 740 GWh/r

Francja

We Francji działa aktywnie krajowe stowarzyszenie wodoru (France Hydrogène, AFHYPAC - *L'Association Française pour l'Hydrogène et les Piles à Combustible*), a państwo zaangażowane jest w badania nad wodorem, prowadzi projekty pilotażowe i demonstracyjne oraz posiada infrastrukturę wodorową.

Plan przyspieszenia rozwoju i wdrażania technologii wodorowych opiera się na 3 celach:

- produkcji wodoru metodą elektrolizy w sektorze przemysłu;
- większym wykorzystaniu wodoru w mobilności, jako rozwiązaniu uzupełniającym do systemów akumulatorów;
- poprawie stabilności sieci energetycznych w średnim / długim okresie poprzez rozwijanie zdolności magazynowania energii odnawialnej.

Tabela 19 Cele strategii francuskiej [82]

Francja [83]			
Sektor		Docelowa ilość i horyzont czasowy	
		Do 2023	Do 2028
Przemysł	Współczynnik włączenia zdekarbonizowanego H ₂ w ogólnym zapotrzebowaniu	10%	20-40%
Mobilność	Lekkie pojazdy użytkowe	5 000	20 000-50 000
	Pojazdy ciężkie (autobusy, ciężarówki, pociągi, łodzie)	200	800-2 000

82 Ministère de la Transition écologique et solidaire: Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique, 2018.

83 Stratégie française pour l'énergie et le climat: Programmation Pluriannuelle de l'Energie, 2020

	HRS	100	Od 400 do 1 000
Power-to-Gas	Projekty demonstracyjne	1-10 MW	10-100 MW

Tabela 20 Zapotrzebowania na H₂ w przypadku scenariusza niewielkiego i wysokiego wzrostu [84]

Użytkownicy końcowi	Scenariusz niewielkiego wzrostu	Scenariusz wysokiego wzrostu
Samochody osobowe	3 517 00	703 400
Autobusy	1 200	2 410
Ciężarówki	44 600	89 200
Pojazdy ciężkie	1 370	2 740
Pociągi	60	181
Paliwo zastępcze w lotnictwie	187 GWh/r	1 780 GWh/r
Paliwo zastępcze w żegludze	14,4 GWh/r	137,2 GWh/r
Stacjonarne ogniwa paliwowe wykorzystywane do mikrokogeneracji (wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła)	26 540 stacjonarnych ogniw paliwowych	115 460 stacjonarnych ogniw paliwowych
Duża kogeneracja	30 instalacji kogeneracyjnych na skalę komercyjną	290 instalacji kogeneracyjnych na skalę komercyjną
Żelazo i stal	0% produkcji	2% produkcji
Metanol	0% produkcji	5% produkcji
Amoniak	0% produkcji	5% produkcji
Lądowa energia wiatrowa	5 280 GWh/r	24 270 GWh/r
Morska energia wiatrowa	130 GWh/r	580 GWh/r
Elektrolizery	4 260 GWh H ₂ /r	19 590 GWh H ₂ /r
Systemy fotowoltaiczne	1 390 GWh/r	6 380 GWh/r

Hiszpania

Wodór ze źródeł odnawialnych postrzegany jest jako kluczowa technologia umożliwiająca wytwarzanie większych ilości odnawialnej energii elektrycznej oraz pozyskiwania gazów ze źródeł odnawialnych. Wodór ma być też szansą na dekarbonizację sektorów transportu i gazowego.

84 : Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking: Opportunities for Hydrogen Energy Technologies Considering the National Energy & Climate Plans, 2020.

W Hiszpanii działa *La Asociación Española del Hidrógeno (AeH2)* mająca na celu promowanie oraz wspieranie rozwoju i wzrostu technologii wodorowych. Państwo jest zaangażowane w badania nad wodorem oraz prowadzi projekty pilotażowe i demonstracyjne, a także posiada infrastrukturę gazową. Hiszpania była zaangażowana w projekty H2Ports / Fuel Cells and Hydrogen w porcie Valencia oraz Hydrogen Masterplan w Aragonii. Bierze udział w projektach IPCEI: Green Spider, Zero-Emission Urban Delivery @ Rainbow UnHycorn i Blue Dolphin. Hiszpania była zaangażowana w projekt HyLaw, w ramach którego dokonano identyfikacji i oceny głównych barier regulacyjnych, w celu podjęcia działań mających na celu ich usunięcie.

Tabela 21 Cele strategii hiszpańskiej [85]

Hiszpania [86]		
Sektor		Docelowa ilość i horyzont czasowy
		2030
Przemysł	Wykorzystania energii odnawialnej	25%
Transport	Wykorzystania energii odnawialnej w transporcie	28%
	Autobusy	150-200
	Lekkie i ciężkie pojazdy użytkowe	5 000-7 500
	Stacje tankowania H ₂	100-150
	Linie kolejowe z pociągami zasilanymi ogniwami paliwowymi	1-2
Produkcja i magazynowanie wodoru	Zdolność elektrolizy	4 GW

Tabela 22 Zapotrzebowania na H₂ w przypadku scenariusza niewielkiego i wysokiego wzrostu [87]

Użytkownicy końcowi	Scenariusz niewielkiego wzrostu	Scenariusz wysokiego wzrostu

85 Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico: Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable, 2020

86 Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO): Renewable Hydrogen Roadmap. Presented at the Hydrogen Energy Network (HyENet) meeting, 2020

87 Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking: Opportunities for Hydrogen Energy Technologies Considering the National Energy & Climate Plans, 2020.

Samochody osobowe	270 100	540 300
Autobusy	660	1 330
Ciężarówki	30 300	60 700
Pojazdy ciężkie	1 290	2 590
Pociągi	9	30
Paliwo zastępcze w lotnictwie	162 GWh/r	1 538 GWh/r
Paliwo zastępcze w żegludze	20,1 GWh/r	191,1 GWh/r
Stacjonarne ogniwa paliwowe wykorzystywane do mikrokogeneracji (wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła)	7 490 stacjonarnych ogniw paliwowych	32 580 stacjonarnych ogniw paliwowych
Duża kogeneracja	0 instalacji kogeneracyjnych na skalę komercyjną	0 instalacji kogeneracyjnych na skalę komercyjną
Żelazo i stal	0% produkcji	2% produkcji
Metanol	0% produkcji	5% produkcji
Amoniak	0% produkcji	5% produkcji
Lądowa energia wiatrowa	5 540 GWh/r	22 690 GWh/r
Morska energia wiatrowa	4 GWh/r	20 GWh/r
Elektrolizery	4 120 GWh H ₂ /r	16 860 GWh H ₂ /r
Systemy fotowoltaiczne	1020 GWh/r	4170 GWh/r

W Hiszpanii istnieją też projekty PtG, takie jak zielony wodór dla przemysłu chemicznego w Puertollano (elektrolizer 2x 10 MW), a także elektrolizer 10 MW na wyspie Majorka. Niektóre regiony Hiszpanii (Andaluzja, Aragonia) promują wodór w ramach przedsięwzięć regionalnych⁸⁸.

Austria

Integrated National Energy and Climate Plan for Austria traktuje odnawialny wodór jako kluczową technologię integracji i łączenia sektorów, a także ma na celu doprowadzenie w 2030 r. do zapotrzebowania na wodór oparty na odnawialnej energii elektrycznej na poziomie 1,1 TWh (4 PJ). Zapowiadane są nowe regulacje oraz przewidziane środki finansowe które mają stworzyć odpowiednie warunki do wdrażania technologii wodorowych w przemyśle, budynkach

⁸⁸ Government of Spain (Interministerial Group for Coordination of the National Action Framework for Alternative Energy in Transport): National Action Framework for Alternative Energy in Transport – Market Development and Deployment of Alternative Fuels Infrastructure, 2016

komercyjnych i mieszkalnych oraz transporcie, obejmujące cały łańcuch wartości od wytwarzania, przez magazynowanie, transport i dystrybucję, do końcowego zastosowania [89].

Austria jest zaangażowana w badania nad wodorem oraz prowadzi projekty pilotażowe i demonstracyjne, posiada infrastrukturę, np. stacje tankowania wodoru, infrastrukturę transportową i dostawczą; Ma również na celu dekarbonizację przemysłu stalowego i otrzymywanie wodoru ze źródeł odnawialnych. Bierze też udział w projektach IPCEI: Green Hydrogen @ Blue Danube. Austria była zaangażowana w projekt HyLaw, w ramach którego dokonano identyfikacji i oceny głównych barier regulacyjnych, celem podjęcia działań mających je usunąć.

Tabela 23 Zapotrzebowania na H₂ w przypadku scenariusza niewielkiego i wysokiego wzrostu [90]

Użytkownicy końcowi	Scenariusz niewielkiego wzrostu	Scenariusz wysokiego wzrostu
Samochody osobowe	55 220	110 400
Autobusy	100	210
Ciężarówki	2 900	5 900
Pojazdy ciężkie	110	210
Pociągi	14	43
Paliwo zastępcze w lotnictwie	19 GWh/r	184 GWh/r
Paliwo zastępcze w żegludze	0,6 GWh/r	6 GWh/r
Stacjonarne ogniwa paliwowe wykorzystywane do mikrokogeneracji (wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła)	3 730 stacjonarnych ogniw paliwowych	16 220 stacjonarnych ogniw paliwowych
Duża kogeneracja	30 instalacji kogeneracyjnych na skalę komercyjną	290 instalacji kogeneracyjnych na skalę komercyjną
Żelazo i stal	6% produkcji	18% produkcji
Metanol	0% produkcji	0% produkcji
Amoniak	0% produkcji	5% produkcji
Lądowa energia wiatrowa	2 110 GWh/r	7 470 GWh/r
Elektrolizery	1 590 GWh H ₂ /r	5 620 GWh H ₂ /r
Systemy fotowoltaiczne	420 GWh/r	1 490 GWh/r

89 Integrated National Energy and Climate Plan for Austria

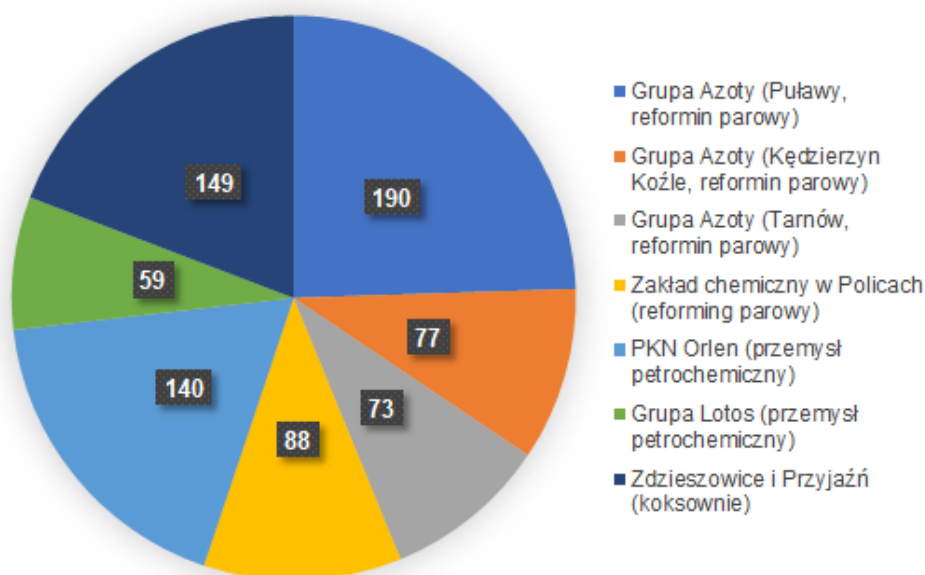
90 Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking: Opportunities for Hydrogen Energy Technologies Considering the National Energy & Climate Plans, 2020.

Rozdział II - Technologie

II.a. Służące do produkcji wodoru

i) reforming parowy węglowodorów

W 2018 roku zdolności produkcyjne Polski wynosiły ok. 1,3 mln ton (*Clean Hydrogen Monitor 2020, Hydrogen Europe, 2020*). To wynik za Niemcami i Holandią. Produkcja wodoru odbywa się głównie w dużych zakładach przemysłowych w procesie reformingu parowego węglowodorów, gdzie wodór jest wykorzystywany w procesach przemysłowych. W Polsce technologie produkcji wodoru w większej skali można podzielić na 3 główne obszary, tj. reforming parowy, przemysł petrochemiczny oraz koksownie. Rozbicie na główne podmioty krajowe produkujące wodór przedstawiono na Rysunek 22.



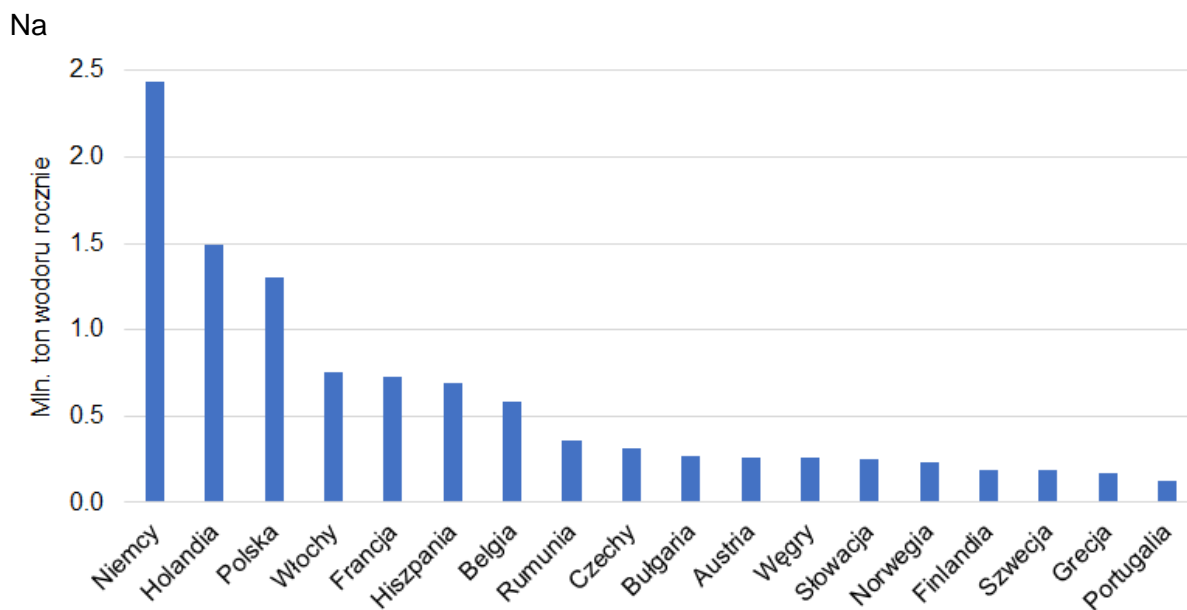
Rysunek 22 Produkcja wodoru w największych podmiotach w Polsce w tysiącach ton [91]

Powyższe zestawienie skupia się wyłącznie na największych zakładach w Polsce produkujących wodór, nie uwzględniając mniejszych instalacji oraz przemysłu tłuszczowego, który wytwarza wodór na potrzeby własne, m.in. do utwardzania oleju roślinnego.

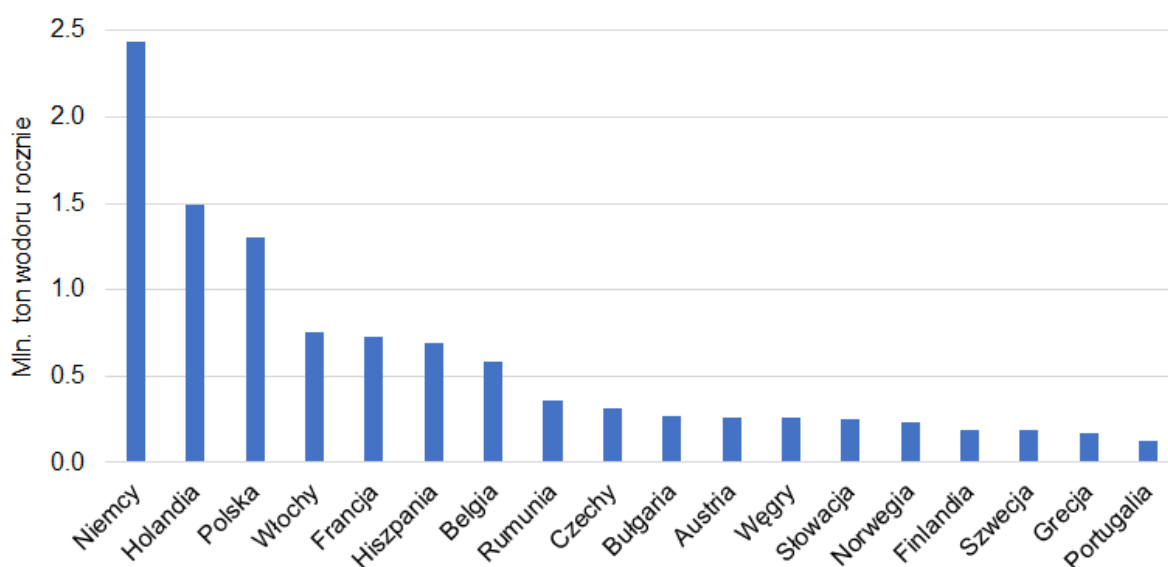
Obecnie w Europie ok. 339 TWh wodoru jest wykorzystywane rocznie, z czego 95% produkcji H₂ odbywa się poprzez reforming metanu z parą wodną (ang. steam methane reforming, SMR) oraz w mniejszym stopniu poprzez reforming autotermiczny (ang. Autothermal reforming, ATR), przy czym oba procesy charakteryzują się dużą emisją dwutlenku węgla [92].

91 Kierunki rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce, Polski Instytut Ekonomiczny, 2019

92 Hydrogen generation in Europe: Overview of key costs and benefits, Komisja Europejska, Lipiec 2020



Rysunek 23 przedstawiono roczną produkcję wodoru w instalacjach wykorzystujących reforming parowy w 2018 rok dla wybranych krajów Unii Europejskiej:



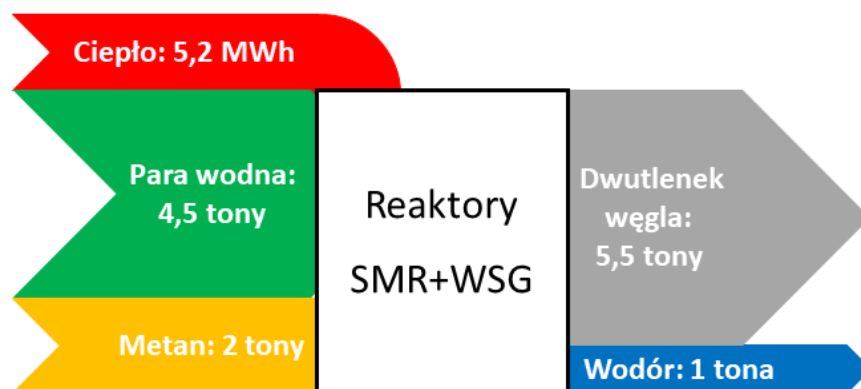
Rysunek 23 Roczna produkcja wodoru w Europie [93]

W technologii opartej na reformingu parowym, wodór jest uzyskiwany w reakcji metanu i wody w wysokiej temperaturze. Reakcja ta pozwala na uzyskanie gazu syntezowego (tzw. syngaz), składającego się z wodoru i tlenku węgla (równanie 1). Otrzymany syngaz (substytut gazu ziemnego lub gaz syntetyczny) można wykorzystać jako reagent w syntezie chemicznej lub bezpośrednio jako paliwo. Można też kontynuować jego konwersję w reakcji z parą wodną, co pozwala uzyskać dodatkową porcję wodoru i dwutlenku węgla (równanie 2).



93 Clean Hydrogen Monitor 2020, Hydrogen Europe, 2020

Wadą tego procesu jest to, że głównymi produktami ubocznymi są CO oraz CO₂. Z tym, że możliwość stosowania dodatkowej reakcji konwersji tlenku węgla z parą wodną (ang. Water gas shift reaction, WGS) (równanie 2), skutkuje emisją wyłącznie dwutlenku węgla. Zapotrzebowanie poszczególnych składników do wygenerowania 1 tony wodoru przedstawiono na Rysunek 24.



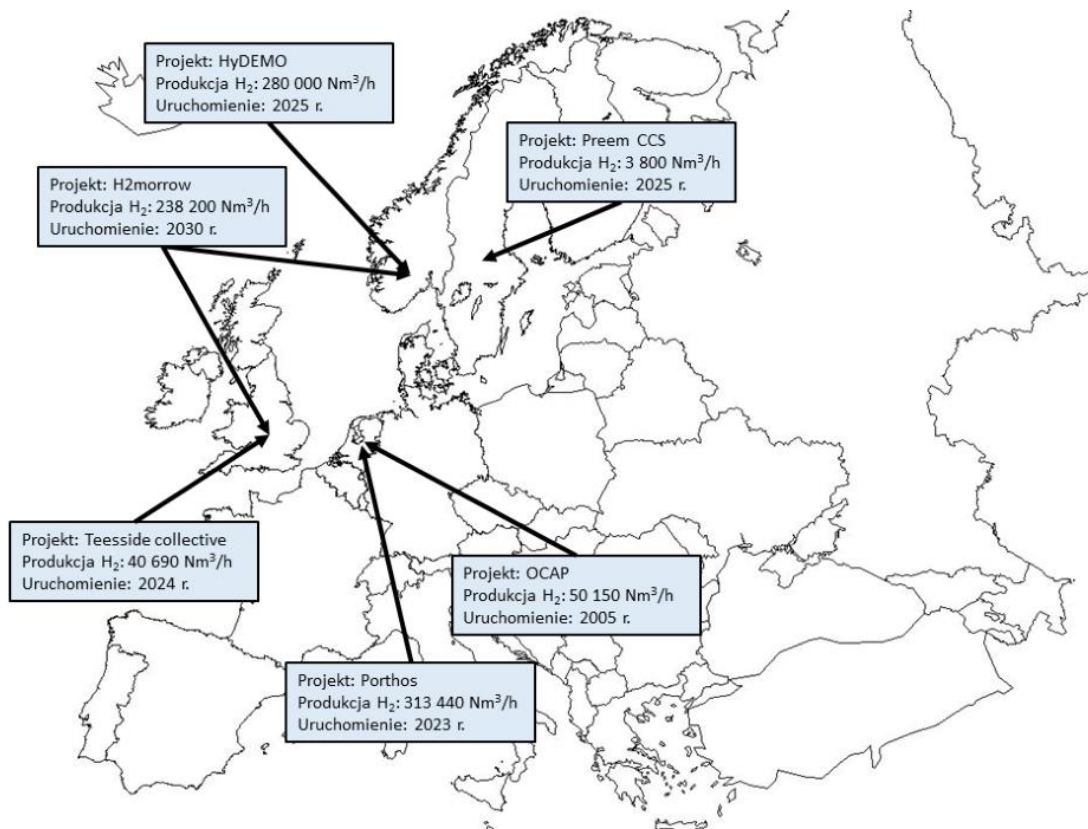
Rysunek 24 Wykres Sankeya procesu SMR + WSG

W zależności od jakości surowca (gaz ziemny, gazy wysokokaloryczne, benzyna ciężka itp.), ilość wydzielanego dwutlenku węgla ulega zmianie. Jeżeli gaz jest wytwarzany z wykorzystaniem reformingu parowego węglowodorów, w przypadku klasycznego reformingu metanu ilość emitowanego dwutlenku węgla zawiera się w przedziale od 8,9 do 12,9 kg_{CO2}/kg_{H2} [94]. Należy jednak zaznaczyć, że takie przetwórstwo metanu jest korzystniejsze niż jego bezpośrednie spalanie ze względu na możliwość kontroli skumulowanego strumienia CO₂ i jego sekwestracji (ang. Carbon capture and storage, CCS) lub wykorzystania w zakładach chemicznych do produkcji metanolu lub innych paliw ciekłych. Natomiast ze względu na produkcję dwutlenku węgla w procesie syntezy wodoru metodą przetwórstwa ropy naftowej, gazu ziemnego, itp., wodór ten nie może być uznany za niskoemisyjny nośnik energii. W tej sytuacji, zastosowanie procesu reformingu metanu z parą wodną do produkcji wodoru zmniejsza negatywny wpływ na środowisko. Proces ten zintegrowany z instalacją CCS generuje niewiele odpadów, a żaden z nich nie jest szczególnie niebezpieczny. Dzięki temu nie jest wymagana budowa dedykowanych i drogich magazynów chemicznych. Obecność scentralizowanej oczyszczalni ścieków na terenie rafinerii dodatkowo ogranicza wpływ na środowisko wodne. Wodór wytwarzany w układach opartych na technologii SMR z CCS określany jest "niebieskim" wodorem. W przypadku sprzężenia reformingu parowego metanu z systemem separacji i sekwestracji dwutlenku węgla, liczba emitowanego dwutlenku węgla może być obniżona do poziomu 3,4 kg_{CO2}/kg_{H2}. Innym sposobem na redukcję śladu węglowego jest zastosowanie procesu zgazowania węgla jako źródła wodoru. W tym przypadku, raportowane wartości zawierają się między 0,91153 a 4,08154 kg_{CO2}/kg_{H2} [94]. Wielkość śladu węglowego dla różnych technologii produkcji wodoru określono również w Dyrektywie Rady UE 2015/652 z dnia 20 kwietnia 2015 r. Dla

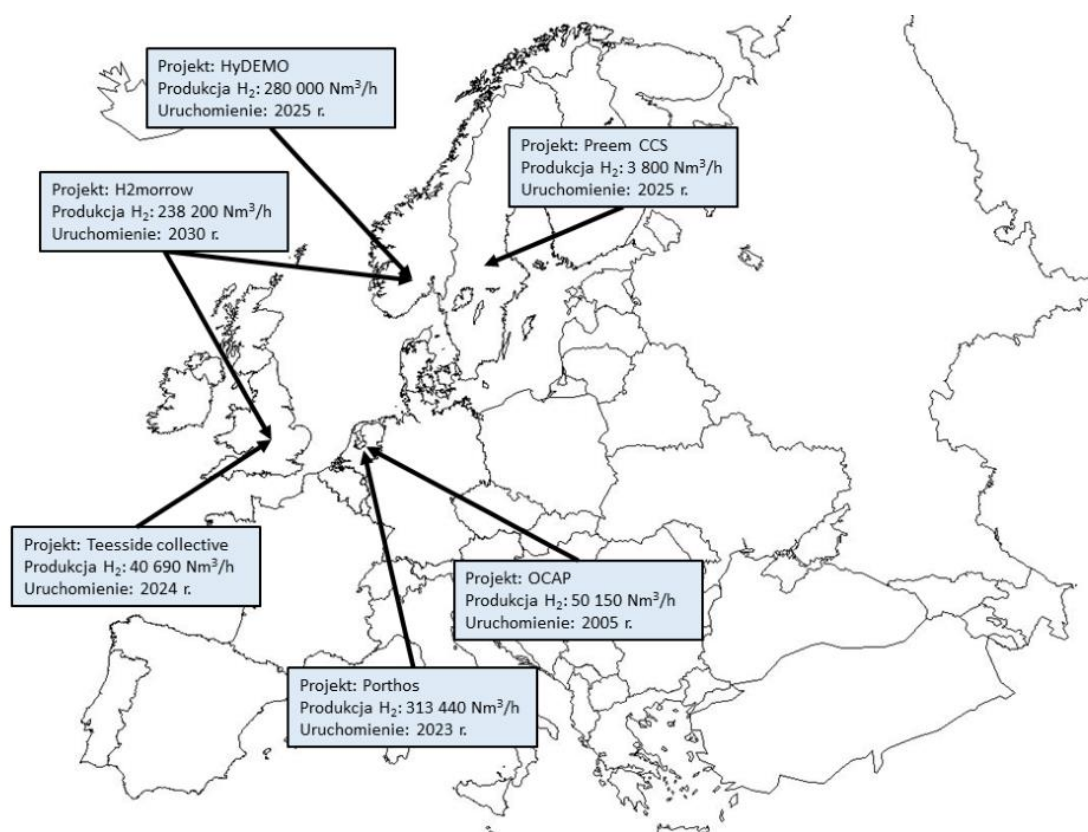
94 Dostępne i przyszłe formy magazynowania energii, Raport fundacji WWF Polska. 2020

reformingu parowego gazu ziemnego do produkcji wodoru wyznaczono intensywność emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia instalacji na poziomie 104,3 gCO_{2eq}/MJ_{H₂}. W przypadku elektrolizy pary wodnej, wartość ta jest znacznie niższa i wynosi ona 9,1 gCO_{2eq}/MJ_{H₂}, co pokazuje znaczącą przewagę tej technologii z punktu widzenia ochrony środowiska.

Istnieje szereg podmiotów zajmujących się wytwarzaniem i dostarczaniem reformerów parowych, m.in. Johnson Matthey, Linde AG, McDermott, Schmidt + Clemens Group oraz Clariant zapewniający wydajne katalizatory SMR. Technologia reformingu parowego sprzężona z CCS jest również rozwijana w ramach prac B+R jako instalacje do produkcji "niebieskiego" wodoru. Kluczowe projekty europejskie zajmujące się tą tematyką przedstawiono na



Rysunek 25.



Rysunek 25 Zestawienie kluczowych projektów/instalacji do produkcji wodoru [95]

Koszty wytwarzania wodoru metodą reformingu parowego są niskie w odniesieniu do innowacyjnych technologii, np. elektrolizy wody. W zależności od ilości dostarczanego prądu oraz elektrolizerów, koszt generacji wodoru w takich układach może wynosić od 3,5 do 8,5 EUR/kg_{H₂}. W przypadku konwersji gazu ziemnego, koszty te zawierają się w przedziale 1,3-2,2 EUR/kg_{H₂}. Na podstawie analiz kosztów przeprowadzonych przez Międzynarodową Agencję Energetyczną (MAE), Międzynarodową Agencję Energii Odnawialnej (IRENA) i Bloomberg New Energy Finance (BNEF), w okresie po 2030 r. koszty wytwarzania wodoru w ramach tej technologii wzrosną o ok. 40%, a do roku 2050 będą one na poziomie 187% obecnego stanu. Przy tych analizach założono konieczność rozwoju *technologii* wychwytywania i magazynowania dwutlenku węgla ze względu na ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, które będą obejmować również układy, gdzie produkowany jest wodór metodą reformingu.

W przypadku układów SMR-CCS o sprawności ok. 69%, przy założeniu potrzeb własnych modułu do wychwytu dwutlenku węgla, rozbieżność kosztów OPEX na poszczególne elementy przedstawia się następująco [96]:

- Gaz ziemny: 70%
- System OPEX: 15%
- Energia elektryczna: 13%

95 Źródło: IEA hydrogen project database, 2020

96 Hydrogen generation in Europe: Overview of key costs and benefits, Komisja Europejska, Lipiec 2020

- CCS system OPEX: 2%

Dodatkowo, szereg innych instytucji przygotowało własne raporty, dotyczące kosztów obecnych i przyszłych inwestycji wytwarzania niebieskiego wodoru metodą SMR. Wyznaczone wartości przedstawiono w poniższej Tabeli 24:

Tabela 24 Zestawienie danych techno-ekonomicznych instalacji do produkcji wodoru

Technologia	Rok	Koszty inwestycji, Million EUR2019/MW _{H2}	Założona wielkość układu	Sprawność układu (LHV)	Źródło
Modernizacja istniejących układów energetycznych SMR- CCS	2020	0,701	Produkcja na poziomie 500 ton wodoru dziennie	N/D	<i>Jakobsen & Atland, 2016</i>
Przyszłe/planowane instalacje energetyczne typu SMR-CCS	2020	1,65	Produkcja na poziomie 500 ton wodoru dziennie	N/D	<i>Jakobsen & Atland, 2016</i>
	2020	0,963	Duża skala, powyżej 1 MW w wodorze	N/D	<i>ASSET, 2018</i>
	2020	1,594	Produkcja na poziomie 1000-1500 ton wodoru dziennie	69%	<i>IEA, 2019</i>
	2020	0,792	Produkcja na poziomie 1000-1500 ton wodoru dziennie	N/D	<i>IEA, 2019</i>
	2030	0,909	Duża skala, powyżej 1 MW w wodorze	N/D	<i>ASSET, 2018</i>
	2030	1,290	Produkcja na poziomie 1000-1500 ton wodoru dziennie	69%	<i>IEA, 2019</i>
	2050	0,856	Duża skala, powyżej 1	N/D	<i>ASSET, 2018</i>

			MW w wodorze		
	2050	1,214	Produkcja na poziomie 1 000-1 500 ton wodoru dziennie	69%	IEA, 2019

Innym gazem nadającym się do produkcji wodoru w reakcji reformingu jest biometan. Jest on wytwarzany poprzez uszlachetnianie biogazu, powstającego w wyniku beztlenowej fermentacji odpadów biogenych. Porównanie gazu ziemnego i biometanu z bioodpadów jako surowców do produkcji wodoru wykazuje jedynie niewielkie różnice na poziomie technicznym. Główną zaletą biometanu jest jego pochodzenie, które umożliwia minimalizację emisji gazów cieplarnianych całego cyklu życia instalacji do produkcji wodoru. Z jednej strony geologiczne składowanie dwutlenku węgla, który został usunięty z atmosfery w wyniku fotosyntezy, można uznać za ujemną emisję dwutlenku węgla. Z drugiej strony, stosowanie pofermentu, produktu ubocznego beztlenowej fermentacji odpadów biogenych, może prowadzić do (częściowego) długotrwałego wiązania węgla w glebie, działając w ten sposób również jako pochłaniacz dwutlenku węgla. Dlatego stosowanie biometanu jako surowca może w pewnych okolicznościach prowadzić do ujemnych emisji gazów cieplarnianych w całym cyklu życia, nawet bez CCS. W przypadku CCS prawdopodobieństwo ujemnych emisji jest znacznie wyższe. Wykorzystywanie reformingu biometanu do produkcji wodoru nie jest jeszcze powszechnie stosowaną metodą na skalę przemysłową, ale według Komisji Europejskiej, która w lipcu 2020 r. opublikowała raport pt. "Strategii w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu", rozwiązanie to jest klasyfikowane jako źródło odnawialne. Zakłada się, że uwzględnienie biogazu w strategii rozwoju technologii niskoemisyjnych może skutkować w przyszłości powstaniem nowych projektów i wdrożeń związanych z produkcją wodoru, opartych na tym gazie.

ii) elektroliza wody

Elektroliza wody to obecnie jeden z najbardziej obiecujących kierunków pośród technologii produkcji wodoru. Proces ten oparty jest na reakcji elektrochemicznej w wyniku której cząsteczka wody rozpada się na wodór i tlen na skutek doprowadzonego prądu elektrycznego. Proces ten jest znany i wykorzystywany do produkcji wodoru od wielu lat jednak ze względu na przewagę ekonomiczną technologii produkcji wodoru z gazu ziemnego, elektroliza nadal nie stanowi poważnego udziału w globalnej produkcji wodoru. Aktualnie na świecie odpowiada za mniej niż 0,1% produkcji wodoru, a jeszcze mniejszy udział przypada na produkcję zielonego wodoru bo 0,02% [97]. Elektroliza jest wykorzystywana najchętniej tam, gdzie wymagana jest wysoka czystość wodoru. Dodatkowo pośród wszystkich technologii produkcji wodoru to właśnie elektrolizery są postrzegane jako technologia o największym potencjale do redukcji kosztów produkcji wodoru w niedalekiej przyszłości [98].

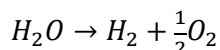
97 IRENA Green Hydrogen cost reduction. Scaling-up electrolyzers to meet the 1,5°C climate goal 2020

98 STORE&GO Roadmap for large-scale storage based PtG conversion in the EU up to 2050, Październik 2020

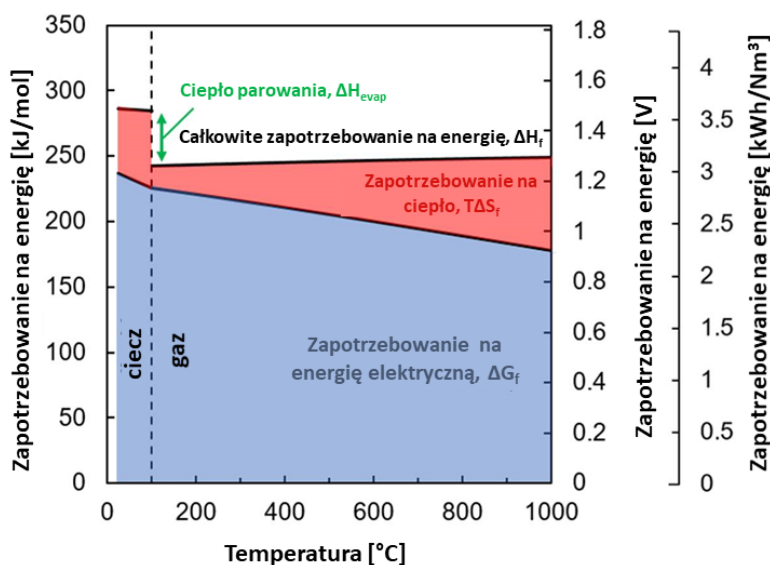
Aktualnie realizowane projekty dotyczą przeważnie elektrolizerów w skali pojedynczych MW lub mniejszych, ale średnia wielkość instalacji stale rośnie. Na początku roku 2021 w Bécancour w Kanadzie, firma Air Liquide zakończyła budowę największej instalacji do produkcji zielonego wodoru z elektrolizerem o mocy 20MW, jednocześnie chce do 2023 wybudować w Europie elektrolizer o mocy 200MW w ramach projektu H2V Normandy [99]. O szybkości wzrostu mocy zainstalowanej może również świadczyć fakt że, pomiędzy listopadem 2019, a marcem 2020 liczba nowych inwestycji w technologię elektrolizy wody została skorygowana w górę z 3,2 GW do 8,2 GW w mocy elektrolizerów. (57% w Europie) [100]. Dodatkowo raport Komisji Europejskiej z 8 lipca 2020 przewiduje, że do 2024 w UE zainstalowane zostanie co najmniej 6 GW mocy w elektrolizerach zasilanych ze źródeł OZE, a w roku 2030, aż 40 GW energii odnawialnej ma posłużyć do produkcji zielonego wodoru w Europie [101].

Proces elektrolizy wody

Sumaryczna reakcja rozkładu cząsteczki wody przez doprowadzenie energii elektrycznej i cieplnej jest następująca:



Wraz ze wzrostem temperatury całkowite zapotrzebowanie energetyczne zmienia się w niewielkim stopniu, ale reakcja elektrolizy staje się coraz bardziej endotermiczna (Rysunek 26). To oznacza, że od strony termodynamicznej elektroliza prowadzona w wysokiej temperaturze jest zatem korzystniejsza w porównaniu z elektrolizą niskotemperaturową, ponieważ część energii potrzebnej do przebiegu reakcji elektrolizy można doprowadzić w postaci ciepła zmniejszając tym samym zapotrzebowanie na energię elektryczną.



Rysunek 26 Zależności termodynamiczne reakcji elektrolizy wody [102]

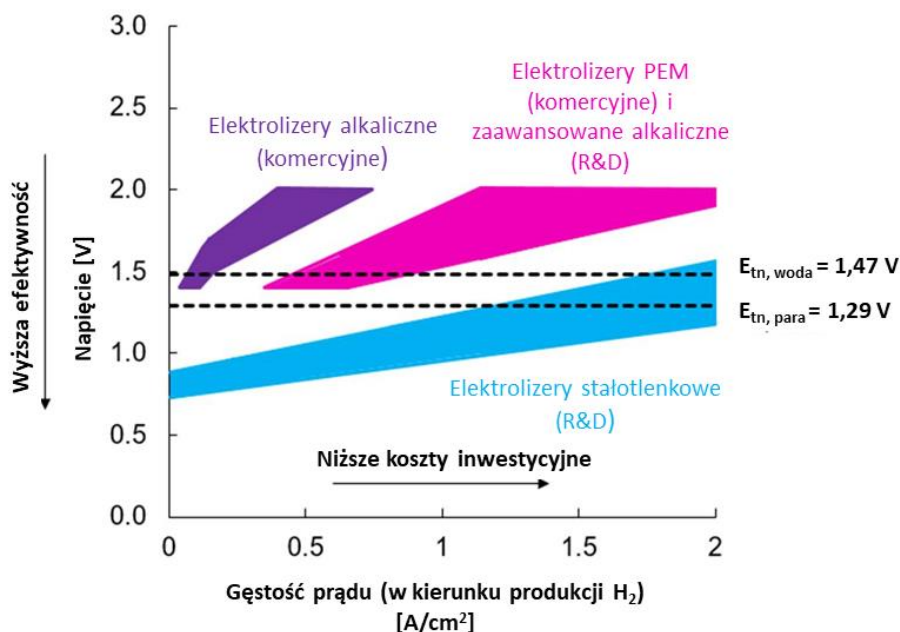
99 Jan Dux, Air Liquide Energy Transition, Styczeń 2021

100 Mackenzie, Green hydrogen pipeline more than doubles in five months, kwiecień 2020.

101 Raport Komisji Europejskiej „A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe” Lipiec 2020

102 Mogens B. Mogensen, Thermodynamics of high-temperature H2O and CO2 electrolysis

Ponadto część, lub całość potrzebnej energii cieplnej może być zaspokojone przez tzw. ciepło Joule'a, wytwarzane w elektrolizerze na skutek przepływu prądu elektrycznego. Wykorzystanie tak wytworzonego ciepła obniża zapotrzebowanie na energię elektryczną, która stanowi główny koszt produkcji wodoru. Należy wówczas pracować w tzw. punkcie termoneutralnym czyli przy takim potencjale (E_{tn}), przy którym ciepło Joule'a generowane w elektrolizerze równe jest zużyciu ciepła w endotermicznej reakcji elektrolizy. (Rysunek 27 7)

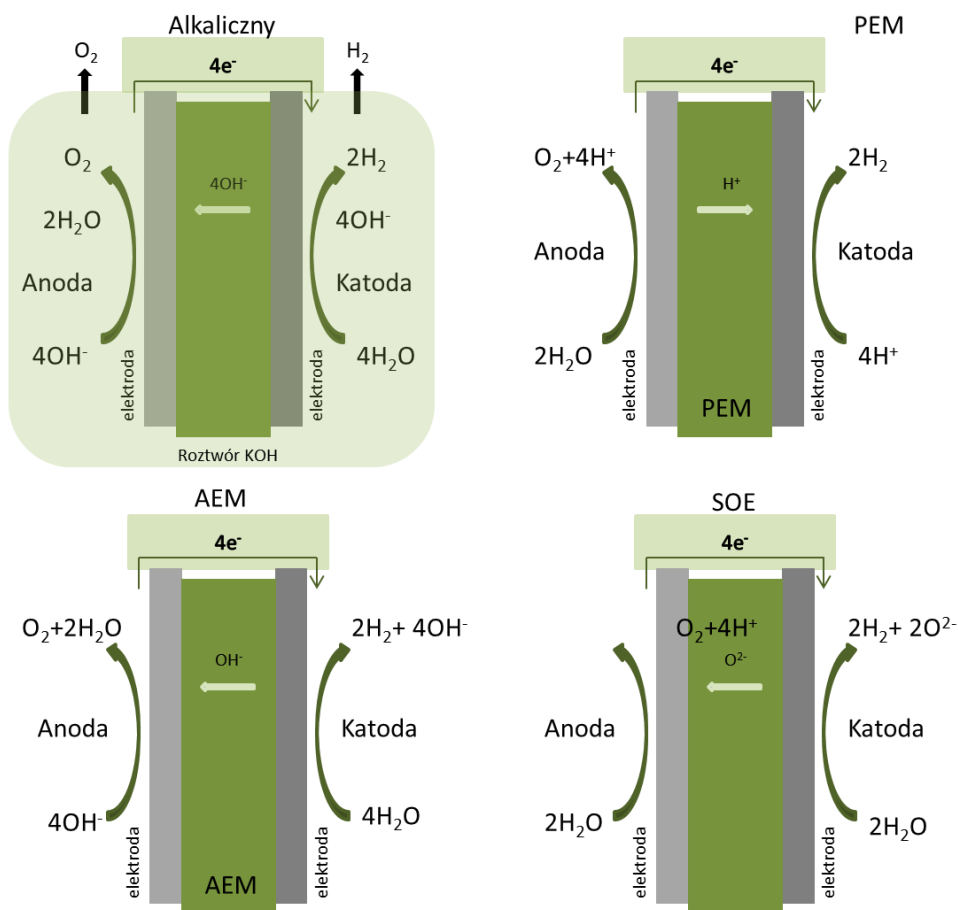


Rysunek 27 Możliwość pracy w punkcie termoneutralnym dla różnych rodzajów elektrolizerów [102]

Jak można zauważyć dla elektrolizerów wysokotemperaturowych potencjał termoneutralny jest naturalnym punktem pracy, gdzie część ciepła dostarczana jest wewnątrz na skutek płynącego prądu. W przypadku elektrolizerów niskotemperaturowych, ze względu na ich większe opory, konieczna jest praca powyżej punktu termoneutralnego przy potencjałach sporo wyższych, co powoduje przegrzewanie układu pociągając za sobą potrzebę dodatkowego chłodzenia elektrolizerów.

Dostępne technologie elektrolizerów

Proces elektrolizy wody może być realizowany w różnych rozwiązaniach technicznych przy zastosowaniu różnych materiałów elektrolitowych i parametrów procesowych. Można wyróżnić 4 podstawowe technologie: elektrolizery alkaliczne (ang. *alkaline*, ALK) i dwie technologie elektrolizerów polimerowych (PEM ang. *Proton Exchange Membrane*, AEM ang. *Anion Exchange Membrane*) oraz elektrolizery stałotlenkowe (ang. *Solid Oxide Electrolyser*, SOE). Zasada działania poszczególnych typów elektrolizerów została przedstawiona na Rysunku 28.



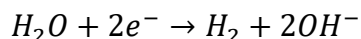
Rysunek 28 Zasada działania 4 typów elektrolizerów o najwyższym potencjale wdrożeniowym

Elektrolizery ALK

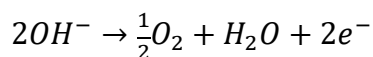
Jest to najbardziej dojrzała technologia spośród wszystkich rodzajów elektrolizerów, która już na początku XXw była dostępna w skali MW. Elektrody zanurzone są w 25–30% wodnym roztworze KOH, który pełni funkcję elektrolitu. W przypadku tego elektrolizera elektrolit musi być cyrkulowany w celu odbioru produktów gazowych (w postaci pęcherzyków gazu generowanych na elektrodach). Jest to zazwyczaj realizowane z wykorzystaniem pomp recyrkulacyjnych, ale także dzięki naturalnej konwekcji.

Reakcje elektrodowe:

Katoda:



Anoda:



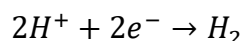
Z reakcji elektrodowych wynika, że po stronie katodowej następuje zużywanie części wody, natomiast strona anodowa jest rozrzedzana przez generowaną po jej stronie wodę. Aby wyrównywać stężenie elektrolitu między stronami i zapobiegać nadmiernemu rozrzedzeniu/stężeniu elektrolitu recyrkulowane strumienie muszą być mieszane przed

zawróceniem do elektrolizera, co często prowadzi do zmniejszenia jakości produkowanych gazów. Z tego powodu elektrolizery ALK charakteryzują się najniższą czystością wodoru, która po wykropleniu wody zazwyczaj leży w zakresie 99,5-99,9% H₂. Dodatkowo, aby ograniczyć wewnętrzne mieszanie często w elektrolizerach instalowane są grubsze membrany lub specjalne kształtki mające dalej ograniczyć ten problem. Niestety zwiększa to opór elektrolizera ograniczając w ten sposób pracę przy wysokich gęstościach prądu. Jest to jeden z kluczowych kierunków rozwoju wśród producentów elektrolizerów alkalicznych mający poprawić konkurencyjność technologii przez zwiększenie wydajności i zmniejszenie zużycia energii elektrycznej. Obecnie technologia jest doceniana głównie ze względu na swoją niezawodność i żywotność, a także dostępną skalę/wielkość instalacji.

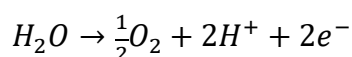
Elektrolizery PEM

Elektrolizery PEM miały swoją premierę w latach 60-tych, gdy zostały zaproponowane przez GE (General Electric). Jako elektrolit jest tutaj wykorzystywana bardzo cienka membrana polimerowa (najczęściej Nafion[®]) zdolna do przewodzenia protonów H⁺.

Katoda:



Anoda:

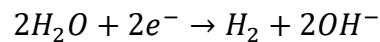


Ze względu na niedużą grubość elektrolitu (niski opór) możliwe jest osiągnięcie większych wydajności niż w przypadku elektrolizerów alkalicznych. Dodatkowo membrany polimerowe charakteryzuje dość dobra wytrzymałość mechaniczna i chemiczna dzięki czemu elektrolizery PEM mogą pracować w warunkach znacznie podwyższonego ciśnienia (50-80 bar w przypadku produktów firm: H-TEC, ITM Power czy Treadwell Corp.). Może to ograniczyć koszty układu sprężania (np. przez eliminację sprężarki) zwłaszcza w przypadku niedużych instalacji. Z drugiej strony słaba kinetyka reakcji i wymagające środowisko sprawiają, że do produkcji tego rodzaju elektrolizerów bardzo często stosowane są drogie materiały w postaci stopów tytanu i metale szlachetne takie jak palatyna czy Iryd, a żeby zapewnić żywotność urządzeń niektóre komponenty wymagają stosowania specjalnych warstw ochronnych. To wszystko sprawia, że koszty inwestycyjne w stosunku do elektrolizerów ALK są obecnie zdecydowanie wyższe, a skala wdrożeń i wielkość instalacji nowo powstających instalacji są na nieco niższym poziomie. Niewątpliwą przewagą elektrolizerów PEM jest ich prosta i kompaktowa konstrukcja, a także elastyczność pracy i niskie czasy rozruchowe, a do słabości należy zaliczyć wrażliwość na zanieczyszczenia.

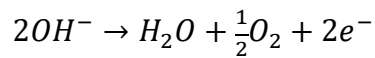
Elektrolizery AEM

Jest to najmłodsza wiekiem technologia, która łączy w sobie część zalet elektrolizerów PEM i ALK. Obecnie tylko kilku producentów na świecie zajmuje się rozwojem tego typu elektrolizerów. Z tego powodu ilość i wielkość dostępnych układów jest ograniczona. Np. włoska firma ENAPTER sprzedaje swoje urządzenia o mocy 2,4kW produkujące maksymalnie 500NI/h. W tego typu elektrolizerach w porównaniu do elektrolizerów PEM przez membranę przenikają aniony OH⁻ (stąd nazwa AEM ang. Anion Exchange Membrane) a nie protony H⁺.

Katoda:



Anoda:

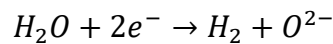


To sprawia to, że warunki wewnątrz urządzeń są znacznie łagodniejsze, a co za tym idzie nie są już wymagane drogie elementy tytanowe i metale szlachetne niezbędne w korozyjnym środowisku PEM. Jednocześnie wytrzymałość polimerowej membrany jest podobna i tak jak w przypadku protonowych elektrolizerów pozwala na pracę w podwyższonych warunkach ciśnienia. Jednocześnie Elektrolizery tego typu wciąż znacznie odbiegają jeśli chodzi żywotność i wydajność pracy.

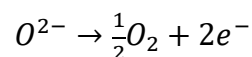
Elektrolizery SOE

Pierwsze prace nad elektrolizerami SOE rozpoczęte były w latach 70 przez GE i Brookhaven National Laboratory, a następnie kontynuowane w Niemczech przez Donier. Ten typ elektrolizera różni się od pozostałych przede wszystkim temperaturą pracy 650-850°C. W tych warunkach nie ma potrzeby stosowania drogich materiałów katalitycznych, gdyż szybkości reakcji w tym zakresie temperatur są znacznie szybsze. Dlatego w przypadku elektrolizerów SOE wykorzystywane są materiały oparte na niklu, który jest stosunkowo tani i powszechnie dostępny. Praca elektrolizerów stałotlenkowych opiera się na wykorzystaniu jako elektrolitu, materiałów które w wysokich temperaturach mają zdolność do przenoszenia jonów tlenowych, reakcje elektrodowe w tym przypadku są następujące:

Katoda:



Anoda:



Jak już wspomniano wcześniej prowadzenie procesu elektrolizy w podwyższonych temperaturach sprawia, że elektrolizery SOE charakteryzują się najniższym zapotrzebowaniem na energię elektryczną, gdyż część energii potrzebnej do prowadzenia procesu elektrolizy może być doprowadzone na sposób ciepła. Jeśli elektrolizer jest częścią większej instalacji zintegrowanej z procesami, które posiadają nadmiar ciepła, sprawności elektrolizera mogą być nawet wyższe niż 100%. Kolejne przewagi SOE nad pozostałymi typami elektrolizerów można znaleźć w ich możliwości pracy w trybie odwracalnym (twz. rSOC) czyli jako elektrolizer, lub ogniwo paliwowe. Dodatkowo elektrolizery SOE jako jedyne są w stanie prowadzić równocześnie elektrolizę wody i CO₂, co dalej zwiększa ich potencjał na integrację systemową z innymi instalacjami w przemyśle chemicznym (np. produkcja metanu czy metanolu). Do wad tej technologii należy zaliczyć relatywnie niską żywotność i długie czasu rozruchowe.

Producenci elektrolizerów

Rynek producentów elektrolizerów jest bardzo dynamiczny, a oferowane przez nich produkty wciąż usprawniane i dostępne w nowych wariantach. Dotyczy to zwłaszcza elektrolizerów PEM i nowoczesnych rozwiązań wśród producentów elektrolizerów ALK. Elektrolizery SOE są aktualnie przedmiotem rozwoju i wdrożeń w projektach badawczych, a także integracji z przemysłem (Sunfire-HyLink w produkcji stali Salzgitter czy multi-MW elektrolizer na potrzeby Biorafinerii Neste w Rotterdamie). W maju 2021 Sunfire poinformowało o pomyślnych testach ich elektrolizera SOE drugiej generacji o mocy 225kW [103]. Zestawienie największych producentów spośród dostępnych technologii elektrolizerów zostało przedstawione w Tabeli 25.

Tabela 25 Zestawienie komercyjnie dostępnych elektrolizerów [104]

Producent (kraj)	Seria	Produkcja H ₂ [Nm ³ /h]	Moc nominalna [MW]	Ciśnienie maksymalne [bar]	Zużycie energii [kWh/Nm ³]	η _{LHV} [%]	Elastyczność obciążenia [%]
Elektrolizery alkaliczne ALK							
ELB (Niemcy)	Lurgi SE	1 400	6	30	4,3-4,65	65-70	25-100
Suzhou Jingli (Chiny)	DQ 1000	1 000	4,7	16	4,7	64	10-110
Verde (USA)	Verde-1000	1 000	4,5	30	4,2	79	b.d.
IHT (Szwajcaria)	S-556	760	3,5	32	4,3-4,65	65-70	25-100
PERIC (Chiny)	ZDQ-600	600	2,8	15	4,6	65	b.d.
NEL Hydrogen (Norwegia)	NEL A485	485	2,1	atm.	3,8-4,4	68	20-100
ELB (Niemcy)	ELB ND4	480	2	atm.	4,3-4,6	71	25-100
Teledyne (USA)	NH-450	450	2,7	10	5,9	51	17-100
McPhy (Francja)	McLyzer	400	2	atm.	b.d.	b.d.	b.d.
Tianjin Mainland (Chiny)	FDQ-400/3.0	400	1,76	30	<4,4	68	b.d.
Ener Blue (Szwajcaria)	L-size	375	1,6	60	4,3	70	b.d.
ELB (Niemcy)	BAMAG S300E	330	1,5	atm.	4,7	64	25-100
Uralhimmasch (Rosja)	BEU-250	250	b.d.	10	b.d.	b.d.	b.d.

103 <https://multiplhy-project.eu/Pages/News/Successful-test-operation-of-the-world's-largest-high-temperature-electrolysis-module-.aspx>

104 Buttler A. Spliethoff H. „Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review, Renewable and Sustainable Energy Reviews 82 (2018) 2440–2454

Producent (kraj)	Seria	Produkcja H ₂ [Nm ³ /h]	Moc nominalna [MW]	Ciśnienie maksymalne [bar]	Zużycie energii [kWh/Nm ³]	η _{LHV} [%]	Elastyczność obciążenia [%]
HT-Hydratechnik (Niemcy)	EV 150	220	1,1	atm.	5,3	57	20-100
Uralhimmasch (Rosja)	FV-200	200	b.d.	atm.	b.d.	b.d.	b.d.
McPhy (Francja)	McLyzer	100	0,5	45	b.d.	b.d.	b.d.
Idroenergy (Włochy)	Model 120	80	0,4	6	5,6	54	b.d.
ETOGAS (Niemcy)		62,5	0,3	15	4,8	63	10-110
Green Hydrogen (Dania)	HyProvide A60	60	0,25	30	4,2	72	15-100
ErreDue (Włochy)	G256	21	0,11	30	5,4	56	20-100
Hydrogenics (CA)	HySTAT-100-10	15	0,08	10(25)	5,2	58	40-100
Sagim (Francja)	M 5000	5	0,03	7	5	60	b.d.
Linde AG (Niemcy)	HYDROSS	b.d.	b.d.	25	b.d.	b.d.	25-100
Elektrolizery PEM							
Giner Inc. (USA)	Allgash	400	2	40	5	60	b.d.
Hydrogenics (Kanada)	HyLYZER-3000	300	1,5	30	5-5,4	56-60	1-100
Siemens (Niemcy)	SILYZER 200	225	1,25	35	5,1-5,4	56-69	0-160
ITM Power (Wielka Brytania)	-	127	0,7	20-80	5,5	54	b.d.
Proton OnSite (USA)	M400	50	0,25	30	5	60	0-100
AREVA H2Gen (Francja)	E120	30	0,13	35	4,4	68	10-150
H-TEC (Niemcy)	ELS450	14,1	0,06	30/50	4,5	67	b.d.
Treadwell Corp. (USA)	-	10,2	b.d.	76	b.d.	b.d.	b.d.
Angstrom Advanced (USA)	HGH170000	10	0,06	4	5,8	52	b.d.
Kobelco Eco-Solutions (Japonia)	SH/SL60D	10	0,06	4-8	5,5-6,5	46-55	0-100

Producent (kraj)	Seria	Produkcja H ₂ [Nm ³ /h]	Moc nominalna [MW]	Ciśnienie maksymalne [bar]	Zużycie energii [kWh/Nm ³]	η _{LHV} [%]	Elastyczność obciążenia [%]
Sylatech (Niemcy)	HE 32	2	0,01	30	4,9	61	b.d.
Green Hydrogen (Dania)	HyProvide P1	1	0,01	50	5,5	55	b.d.
Elektrolizery stałotlenkowe (SOE)							
Sunfire (Niemcy)	RSOC	ok. 0,6	2,2 kW	10	3,7	96	-100 do 100

Tabela 26 Lista wybranych głównych producentów elektrolizerów [105]

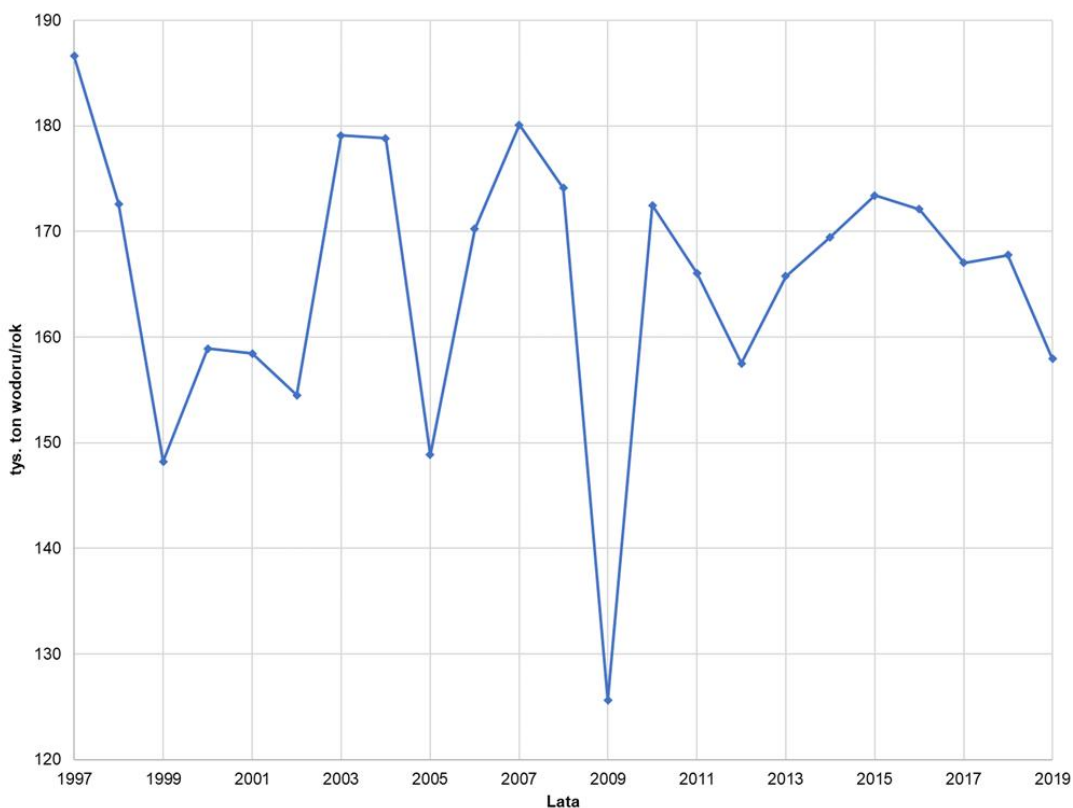
Nazwa producenta	Kraj produkcji	Rodzaj elektrolizera
AQUAHYDREX	Australia, USA	ALK
ASAHI KASEI	Japonia	ALK
AREVAH2	Francja, Niemcy	PEM
CARBOTECH	Niemcy	PEM
COCKERILL JINGLI	CHINA	ALK
CUMMINS - HYDROGENICS	Belgia, Kanada, Niemcy	PEM i ALK
DENORA	Włochy, Japonia, USA	PEM i ALK
ENAPTER	Włochy	AEM
GINER ELX	USA	PEM
GREEN HYDROGEN SYSTEMS	Dania	ALK
HALDOR TOPSOE	Dania	SOE
HITACHI ZOSEN	Japonia	ALK i PEM
HONDA	Japonia	PEM
HYDROGENPRO	Norwegia	ALK
iGAS	Niemcy	PEM
ITM	Wielka Brytania	PEM
KOBELCO	Japonia	ALK i PEM
KUMATEC	Niemcy	ALK
MCPHY	Francja, Niemcy, Włochy	ALK
NEL Hydrogen	Dania, Norwegia, USA	PEM i ALK

Nazwa producenta	Kraj produkcji	Rodzaj elektrolizera
PERIC	Chiny	ALK
PLUG POWER	USA	PEM
SHANGHAI ZHIZHEN	Chiny	ALK
SIEMENS ENERGY	Niemcy	PEM
SOLIDpower	Niemcy, Włochy, Szwajcaria, Australia	SOE
SUNFIRE	Niemcy	SOE
TIANJIN	Chiny	ALK
TELEDYNE	USA	PEM
THYSSENKRUPP UHDE	Niemcy	ALK
TOSHIBA	Japonia	SOE

iii) separacja z gazu koksowniczego

Separacja wodoru z gazu koksowniczego jest kolejną metodą pozyskiwania tego pierwiastka. Gaz koksowniczy (COG – ang. Coke Oven Gas) jest paliwem powstałym przez wysokotemperaturowe odgazowanie węgla kamiennego. Zazwyczaj jest to produkt uboczny przy produkcji koksu, głównie w branży metalurgicznej. Na każdą wyprodukowaną tonę koksu przypada produkcja 300 – 360 m³ gazu COG, w zależności od jakości węgla użytego w procesie (International Energy Agency [106]).

106 Tracking industrial energy efficiency and CO₂ emissions: In support of the G8 plan of action. France: Energy Indicators; 2007



Rysunek 29 Produkcja wodoru z gazu koksowniczego produkowanego w Polsce w latach 1997 – 2019 [107]

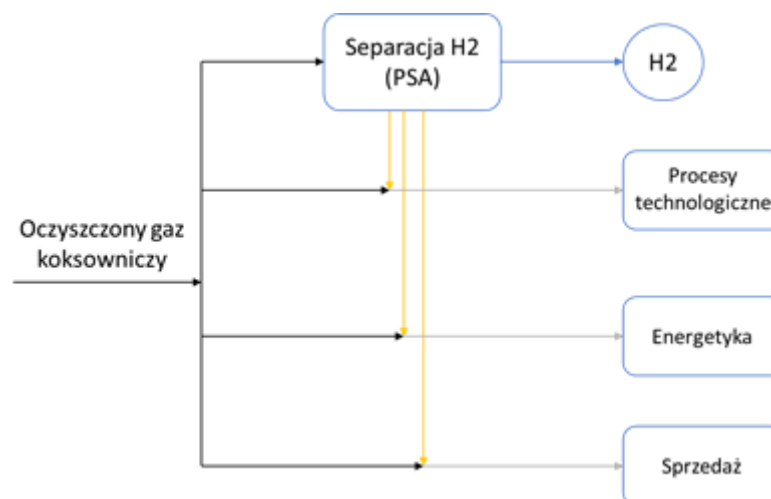
W produkowanym w Polsce gazie koksowniczym znajduje się około 160 tys. ton wodoru. Produkcja odbywa się głównie w dużych zakładach przemysłowych, do największych w Polsce należą:

- ArcelorMittal Poland Oddział w Zdzeszowicach – największa koksownia w Europie, wchodząca w skład spółki zajmującej się produkcją stali, produkcja około 2 000 mln m³ COG/r (164 tys. ton COG/r)
- JSW Koks S.A. (Jastrzębska Spółka Węglowa) do której należą:
 1. Koksownia Przyjaźń SA - 1 211 mln m³ COG/r (99,3 tys. ton COG/r)
 2. Koksownia Radlin - 331 mln m³ COG/r (27,142 tys. ton COG/r)
 3. Koksownia Jadwiga - 104 mln m³ COG/r (8,53 tys. ton COG/r)
 4. Wałbrzyskie Zakłady Koksownicze „Victoria” 0.280 mln m³ COG/r (23 tys. ton COG/r)
- Koksownia Częstochowa Nowa - 0.326 mln m³ COG/r (26,73 ton COG/r)

Jastrzębska spółka węglowa (JSW), największy producent gazu koksowniczego w Unii Europejskiej i jeden z największych producentów koksu w UE, prowadzi analizę wprowadzenia technologii separacji wodoru z gazu koksowniczego w 3 największych jednostkach należących do spółki: Przyjaźń, Radlin i Jadwiga. Obecnie 47% gazu kierowane jest do opalania baterii

107 Na podstawie danych o produkcji koksu w Polsce w latach 1997 – 2019 „Paliwa i energia 1997 – 2019”

koksowniczych, 27% do wytwarzania energii, 21% jest sprzedawane klientom zewnętrznym, a około 5% tracone jest w wyniku spalania we flarze technologicznej. Według analizy koksownie JSW mogą separować 15 098 ton wodoru rocznie, bez konieczności zmian w obecnym procesie technologicznym [108].



Rysunek 30 Schemat instalacji zarządzania COG wyposażonej w separację wodoru

Rocznie w Unii Europejskiej produkuje się 1,6 Mt wodoru znajdującego się w gazie koksowniczym [109]. Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku prognozuje utrzymanie obecnej skali zużycia gazu koksowniczego na poziomie z roku 2020 (spadek o 2-3 procent) w perspektywie najbliższych 20 lat [PEP 2040].

Obecnie w niewielu przypadkach separuje się wodór jako osobny czynnik. Większość gazu koksowniczego wykorzystywana jest w zakładach, gdzie został wytworzony np. do wzbogacania wartości opałowej innych gazów procesowych, wykorzystywanych w piecach opałowych, do ogrzania urządzeń wymagających utrzymania wysokiej temperatury procesu. Gaz może być wykorzystany w elektrowniach lub jako dodatkowy czynnik redukujący w piecach hutniczych. Ostatni z wymienionych sposobów został uwzględniony w strategii firmy ArcelorMittal. Jedną z dwóch ścieżek ujętych w strategii, nazwana "Smart Carbon", zakłada w pierwszej fazie wykorzystanie produktów ubocznych procesów metalurgicznych do zastąpienia źródeł węglowych. Jednym z głównych czynników możliwych do wykorzystania jest gaz koksowniczy, który dotryskiwany do pieców hutniczych zmniejsza zapotrzebowanie na koks. W przyszłości planuje się wykorzystanie wodoru niebieskiego lub zielonego. Strategia firmy podkreśla jednak konieczność ograniczania emisji CO₂ na obecnej ścieżce produkcji stali [110]. Wykorzystanie gazu koksowniczego jako dodatkowego czynnika redukującego zostało już zaimplementowane w jednej z hut stali należącej do ArcelorMittal [111].

108 Production of Hydrogen from Coke Oven Gas in JSW Group

109 Clean Hydrogen Monitor 2020

110 Climate Action in Europe. Our carbon emissions reduction roadmap: 30% by 2030 and carbon neutral by 2050

111 <https://corporate.arcelormittal.com/media/news-articles/arcelormittal-asturias-starts-coke-oven-gas-injection-for-blast-furnace-b>

Istnieją opracowania naukowe nt. możliwości implementacji opisanych technologii w przemyśle metalurgicznym [112]. Technologie służące do separacji wodoru są dostępne na rynku i szeroko stosowane przy separacji gazów w rozwiązaniach przemysłowych, brakuje jednak doświadczeń z zakresu wykorzystania ich, celem pozyskania wodoru z gazu koksowniczego, a w szczególności w kwestii wpływu zanieczyszczeń wchodzących w skład COG na instalacje. Jest to przyszłościowe rozwiązanie rozważane w przemyśle, w tym momencie, zarówno w Polsce jak i w Europie, z tym że nie jest ono jednak powszechnie stosowane.

Proces koksowania polega na ogrzewaniu węgla w temperaturze 900-1100°C, bez dostępu powietrza. Aby powstały gaz mógł być wykorzystany musi przejść szereg procesów oczyszczania, m.in. osuszenie, usunięcie smoły, benzenu, amoniaku i siarkowodoru. Skład chemiczny gazu zależy od pochodzenia węgla, typowy skład gazu [113] wynosi [% obj.]:

- H₂: 53 – 60
- CH₄: 23 – 28
- C_nH_m: 2 – 4
- CO: 6 – 10
- N₂: 3 – 8
- O₂: < 1

Wartość opałowa COG to około 42 MJ/kg. Cena gazu jest uzależniona od docelowego zastosowania i wynosi 7,82 – 8,4 [gr/kWh] dla gazu przeznaczonego na cele opałowe oraz 12,4 – 12,9 [gr/kWh] za gaz do napędu silników spalinowych [114].

Spośród szeregu technologii separacji wodoru do najpowszechniej dostępnych metod zaliczamy:

- Adsorpcję zmiennociśnieniową PSA (ang. – Pressure Swing Adsorption)
Zalety: wysoka czystość wodoru (około 99.999%), metoda często wykorzystywana w przemyśle, niskie koszty operacyjne
Wady: brak możliwości pełnej separacji wodoru (współczynnik odzysku < 90%)
- Membrany polimerowe
Wady: niska tolerancja na zanieczyszczenia
- Metody kriogeniczne
Wady: wysokie nakłady energetyczne

Metody kriogeniczne zazwyczaj nie są opłacalne ze względu na wysokie koszty energetyczne, jakie trzeba ponieść znacząco obniżają temperaturę w trakcie procesu. Membrany polimerowe w teorii charakteryzują się wysokim stopniem odzysku wodoru, z tym że zazwyczaj nie mogą jednak samodzielnie zapewnić wystarczającej czystości separowanego pierwiastka. Najpowszechniej stosowaną techniką jest adsorpcja zmiennociśnieniowa. Zapewnia ona odpowiednio niski poziom zanieczyszczeń, ale posiada stosunkowo niski współczynnik odzysku (< 90%) [115]. Optymalną technologią z punktu widzenia ekonomii jest wykorzystanie

112 Coke oven gas: Availability, properties, purification, and utilization in China

113 Gaz koksowniczy jako surowiec do produkcji wodoru Wprowadzenie

114 Cennik dla gazu koksowniczego PCC Energetyka Blachownia 2018

115 Hybrid Separation Process of Refinery Off-gas toward Near-Zero Hydrogen Emission: Conceptual Design and Techno-economic Analysis, <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.0c00143>

systemu PSA. Wykorzystanie pozostałych metod, np. membranowych, może być uzasadnione w przypadku konieczności uzyskania wyższego współczynnika odzysku wodoru. Koszt separacji wodoru wynosi około 1,29 i 1,39 \$/kg H₂ odpowiednio dla technologii adsorpcji zmiennociśnieniowej i membranowej [116].

Gaz koksowniczy może stanowić jedno ze źródeł wodoru w okresie przejściowym transformacji przemysłu w kierunku zeroemisyjnym, szczególnie w warunkach Polskich.

hydrotermalna karbonizacja

Hydrotermalna karbonizacja (HTC – ang. Hydrothermal carbonization) to technika konwersji termochemicznej, która jest atrakcyjna ze względu na jej zdolność do przekształcania mokrej biomasy w energię i chemikalia bez wstępnego suszenia. Oprócz ogólnie biomasy lignocelulozowej, jako surowiec używa się szerokiej gamy odpadów pochodnych, w tym osadów ściekowych, alg i stałych odpadów komunalnych, aby wytworzyć produkty zawierające biowęgiel (biochar), który później może być wykorzystany w innych procesach wytwarzania wodoru albo gazu bogatego w wodór.

Proces hydrotermalnej karbonizacji jest procesem termochemicznym, prowadzonym w obecności wody podkrytycznej w zakresie temperatur od 180°C do 280°C i w warunkach autogenicznej nasyconej pary (10–80 barów). Czas przebywania waha się od minut do kilku godzin. W trakcie procesu HTC powstają gazy (głównie CO₂) i zawiesina wodna (przede wszystkim woda z niewielkim udziałem części organicznych i ciał stałych). Zawiesinę wodną odwirowuje się lub filtruje w celu oddzielenia wody procesowej i ciał stałych, które następnie są suszone, aby wytworzyć biowęgiel. Podczas procesu HTC zachodzi wiele reakcji, m.in. hydroliza, odwodnienie, dekarboksylacja i aromatyzacja. Reakcje te zachodzą w wysokiej temperaturze i ciśnieniu. Parametry te, odgrywają kluczową rolę w obniżaniu udziału wodoru do węgla (H/C) i tlenu do węgla (O/C), w celu wytworzenia bogatego w węgiel hydrowęgla. Biowęgiel jest uważany za produkt podstawowy, nadający się do wykorzystania się w różnych procesach.

W zależności od surowca biowęgiel ma wartość opałową w przedziale 15–30 MJ/kg, która jest nieco wyższa niż typowe surowce HTC (w zakresie 13–19 MJ/kg), ale jest niższa od węgla kamiennego 30–35 MJ/kg). Niemniej jednak, niektóre hydrozespoły mają wystarczającą zawartość energii, aby można je było wykorzystać jako paliwo stałe. Ponadto biowęgiel może być wykorzystywany jako surowiec do syntezy paliw płynnych i paliw gazowych (gaz syntezowy).

Zaletą biowęgla jest to, że on jest bogaty w węgiel i ma zdolność adsorbowania CO₂, co czyni go skutecznym materiałem do sekwestracji węgla.

Koszt inwestycyjny dla systemu HTC jest bardzo zróżnicowany, w zależności od wielkości reaktora i skali działania. Koszty operacyjne obejmują takie czynniki, jak koszt surowca, warunki operacyjne HTC (temperatura i czas przebywania) oraz rodzaj wymaganego produktu. Szacowane koszty biowęgla produkowanego z różnych surowców, takich jak mieszanka węgla z miskantusem, kompost i wytloki z winogron wahają się między 106 a 170 USD/tonę [117].

116 Hydrogen recovery from Tehran refinery off-gas using pressure swing adsorption, gas absorption and membrane separation technologies: Simulation and economic evaluation

117 Saba, A., McGaughy, K., & Reza, M. T. (2019). Techno-economic assessment of co-hydrothermal carbonization of a coal-miscanthus blend. *Energies*, 12 (4), 630

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na koszt produkcji są wielkość zakładu produkcyjnego, rodzaj surowca i wydajność produktu.

W Europie proces HTC rozwijany jest przez firmy: Ingelia (Hiszpania), C-Green (Szwecja), HTCycle (Niemcy) i AVA-CO2 z siedzibą w Szwajcarii i filiami w Niemczech.

W 2010 roku AVA-CO2 przejął największą na świecie fabrykę demonstracyjną HTC z siedzibą w Karlsruhe w Niemczech, o zdolności produkcyjnej 1 000 ton hydrowęglika rocznie. Następnie AVA-CO2 zbudował i rozpoczął eksploatację w wieloseryjnej fabryce HTC o wielkości przemysłowej w 2012 roku, o zdolności produkcyjnej 8 000 ton hydrowęglika [118]

Ingelia jest jedną z nielicznych firm założonych niedawno, w celu dostarczania technologii hydrotermalnej karbonizacji. Jest to pierwsza na świecie przemysłowa fabryka HTC zdolna do karbonizacji mokrej biomasy w procesie ciągłym. Projekt instalacji HTC jest modułowy, co pozwala na skalowanie technologii w zależności od specyficznych potrzeb klienta i przyszłej rozbudowy zakładu [119].

W połowie 2018 roku C-Green 2,2 € zbudował pełnowymiarową fabrykę HTC w Heinola w Finlandii, zdolną do przetwarzania 25 000 t/r biomasy, która jest odpadem przy produkcji tektury falistej przez firmę Stora Enso [120].

HTCycle w 2018 roku zaczął projekt, którego celem jest adaptacja i przebudowa demonstracyjnej instalacji z 2 reaktorami do oczyszczania szlamu w Relzow (Niemcy) oraz przeprowadzenie testów demonstracyjnych i wykazanie przydatności HTC jako optymalnej ścieżki usuwania osadów i odzyskiwania zasobów. Szlam z lokalnej oczyszczalni ścieków zostanie oczyszczony i przekształcony w węgiel HTC (używany do produkcji energii), węgiel aktywny (używany do oczyszczania wody) oraz fosfor z recyklingu [121].

iv) zgazowanie węgla, biomasy, odpadów i innych

Jedną z opcji wytwarzania wodoru jest proces zgazowania paliw stałych, takich jak węgiel, biomasa i odpady.

Zgazowanie jest procesem przemiany termochemicznej, w wyniku którego powstaje gaz z paliwa stałego. Celem zgazowania jest zmniejszenie emisji generowanej podczas spalania stałego paliwa oraz zwiększenie gęstości paliwa. Podczas procesu zgazowania produkowany jest gaz palny, który może być spalany w kotle albo wykorzystany w turbinie gazowej, ogniowach paliwowych albo być wykorzystany do produkcji alternatywnych paliw. Konwersja biomasy, odpadów, niższej jakości rodzajów węgla w gaz syntezowy zamiast bezpośredniego ich spalania ma kluczowe znaczenie dla środowiska.

Podczas procesu zgazowania węgiel jest częściowo utleniony w wysokiej temperaturze (proces odbywa się w warunkach kontrolowanego deficytu tlenu $0,1 < \lambda < 0,5$), wytwarzając tlenek węgla, wodór, metan, dwutlenek węgla oraz parę wodną. Czynnikiem zgazującym

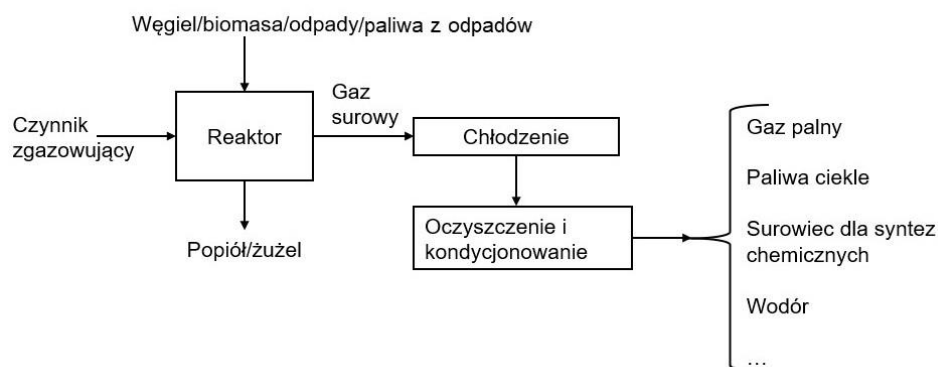
118 Queensland Government, <https://www.ehp.qld.gov.au/water/monitoring/wastewater.html>

119 <https://ingelia.com/index.php/modelo-negocio/carbonizacion-de-biomasa/?lang=en>

120 Swedish Energy Agency, <http://www.energimyndigheten.se/en/news/2018/new-technology-converts-sludge-into-biofuel/>

121 HTCycle, https://htcycle.ag/en/eu-project_53

może być powietrze, para wodna, dwutlenek węgla oraz ich kombinacja. Uproszczony schemat procesu jest przedstawiony na Rysunek 31.



Rysunek 31 Schemat procesu zgazowania

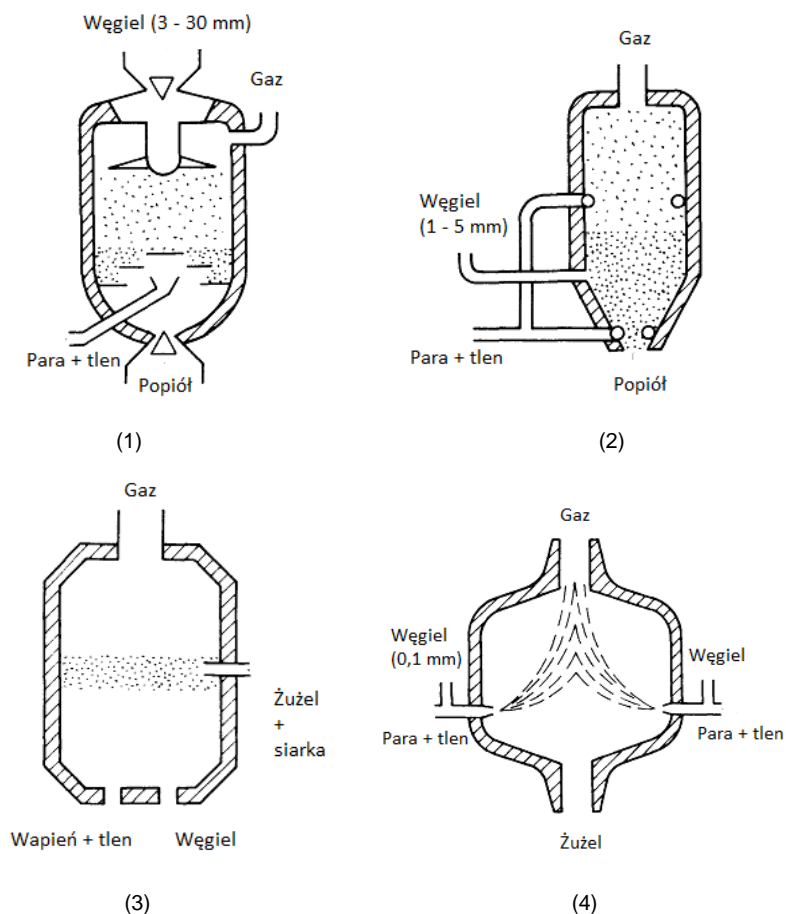
Proces zgazowania można opisać reakcjami:

Paliwo stałe + O₂ albo H₂O → CO, H₂, CO₂, H₂O, CH₄ + pozostałą CH_n + smoły + pył

1. $2C + O_2 \rightarrow 2CO + 123,1 \text{ MJ/kmol}$
zgazowanie tlenem lub powietrzem (częściowe spalanie)
2. $C + O_2 \rightarrow CO_2 + 404,7 \text{ MJ/kmol}$
spalanie w tlenie
3. $C + CO_2 \rightarrow 2CO - 159,9 \text{ MJ/kmol}$
zgazowanie dwutlenkiem węgla (reakcja Boudouarda)
4. $C + H_2O \rightarrow CO + H_2 - 118,5 \text{ MJ/kmol}$
zgazowanie parą wodną
5. $C + 2H_2 \rightarrow CH_4 + 87,5 \text{ MJ/kmol}$
zgazowanie wodorowe
6. $CO + H_2O \rightarrow H_2 + CO_2 + 40,9 \text{ MJ/kmol}$
reakcja water-gas shift (generowany tlenek węgla może reagować z parą wodną, generując dodatkowy wodór)
7. $CO + 3H_2 \rightarrow CH_4 + H_2O - 205,9 \text{ MJ/kmol}$
metanizacja, mająca znaczenie przy powiększaniu wartości opałowej gazu

Proces zgazowania jest prowadzony w reaktorach zgazowania. Można wymienić cztery główne typy aparatów (Rysunek 32):

1. *reaktory ze złożem stałym* - zgazowanie zachodzi w temperaturze 800–1 000°C i ciśnieniu 1 – 10 MPa
2. *reaktory ze złożem fluidalnym* - zgazowanie zachodzi przy temperaturze 800–1 100°C i ciśnieniu 1 – 2,5 MPa
3. *reaktory strumieniowe* - zgazowanie zachodzi przy temperaturze 1 500–1 900°C i ciśnieniu 2,5 – 4 MPa
4. *reaktory ze złożem stopionym* - zgazowanie zachodzi przy temperaturze około 1 500°C i ciśnieniu 0,1 – 0,3 MPa



Rysunek 32 Rodzaje reaktorów zgazowania: 1 – złożo stałe, 2 – złożo fluidalne, 3 – złożo stopione, 4 - strumieniowy

Biomasa jest uważana za jedno z najbardziej obiecujących źródeł neutralnej pod względem emisji dwutlenku węgla produkcji wodoru, ponieważ występuje w dużych ilościach, jest przyjazna dla środowiska i odnawialna. Termochemiczne zgazowanie w połączeniu z katalityczną reakcją przemiany wodno-gazowej, po której następuje separacja CO_2 i etap oczyszczania, jest najpowszechniej stosowaną i ekonomicznie opłacalną metodą przetwarzania biomasy w wodór. Alternatywnym podejściem do tradycyjnie stosowanego procesu katalitycznego jest zastosowanie cyklu pętli wapnia, w którym odwracalna reakcja karbonatyzacji CaO jest wykorzystywana do wychwytywania CO_2 i tym samym wzmacniania *water-gas-shift reaction* w temperaturach $600\text{-}700^\circ\text{C}$.

W cyklu z pętlą wapniową, dwutlenek węgla wytwarzany podczas zgazowywania parą wodną może być wychwytywany przez CaO wewnątrz generatora gazu. Chociaż wodorotlenki grupy I (metale alkaliczne) są bardziej skuteczne w wytwarzaniu H_2 o wysokiej czystości z wychwytywaniem węgla niż wodorotlenki grupy II (metale ziem alkalicznych), większość badaczy wykorzystuje CaO jako sorbent ze względu na jego niższy koszt i stosunkowo łatwiejszy odzysk. Ta koncepcja ma wiele zalet:

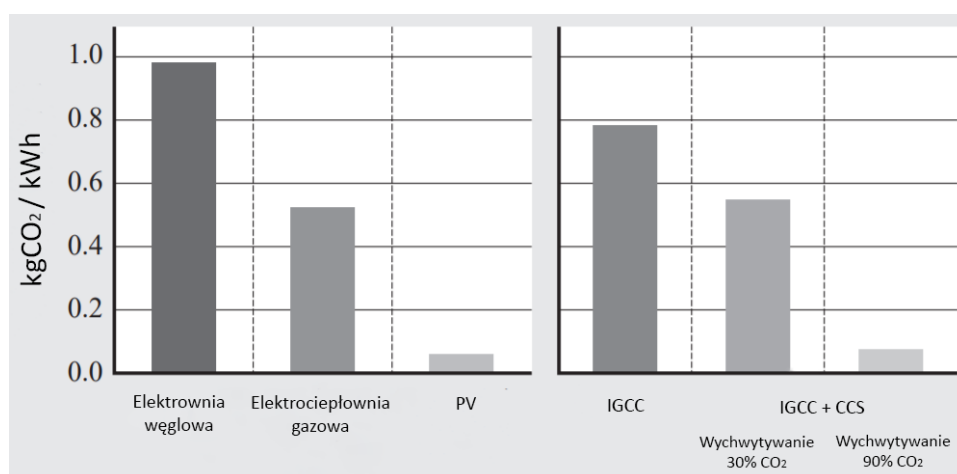
1. Wykorzystuje wapień: naturalnie występujący, szeroko dostępny, stosunkowo niedrogi i nietoksyczny sorbent.
2. Stężenie CO w wytwarzanym gazie jest dość niskie, dzięki czemu gaz spełnia wymagania wysokotemperaturowych ogniw paliwowych.
3. H_2S i HCl ze zgazowania biomasy można usunąć również za pomocą CaO .

- Proces przebiega w podwyższonej temperaturze, dzięki czemu wymagania dotyczące wymienników ciepła mogą ulec obniżeniu. Ponadto wysokiej jakości ciepło można pozyskiwać z egzotermicznej reakcji karbonatyzacji oraz z gazów spalinowych z regeneratora, co umożliwia wzrost ogólnej wydajności procesu.

Koncepcja takiego zgazowania umożliwia proces jednopętlowy z wychwytywaniem CO₂ do atmosferycznego zgazowania parą biomasy, w celu uzyskania stosunkowo czystego gazu H₂, który może wykorzystywać kalcynowany wapień jako sorbent CO₂. Efektywność energetyczna systemu może osiągnąć ok. 88% przy prawie całkowitym wychwytywaniu CO₂ i zawartości H₂ w wyprodukowanym zreformowanym gazie do 71% [122]. Technologia zgazowania w pętli wapniowej ma niski TRL i wysokie koszty. Obecnie trwają prace koncepcyjno-badawcze.

Inną koncepcją zgazowania jest plazmowe przetwarzanie odpadów. Zastosowanie plazmy pozwala osiągnąć wysokie temperatury substancji podlegającej gazyfikacji. Dodatkowo zjonizowany czynnik przyspiesza reakcje zachodzące w procesie, co prowadzi do całkowitej dekompozycji frakcji organicznych, przez co rozważane jest jako jedna z opcji obróbki odpadów, w szczególności niebezpiecznych lub skażonych [123]. W tym przypadku odpady, zawierające m. in. wodór, mogą zostać przetworzone na cenne surowce.

Jednym z przykładów zastosowania technologii zgazowania jest cykl gazowo-parowy zintegrowany ze zgazowaniem paliw stałych (*IGCC - integrated gasification combined cycle*), w którym gaz syntezowy jest wykorzystywany do zasilania turbiny spalinowej. Rozwiązanie to jest przedmiotem ciągłego zainteresowania zarówno ze względu na jej wysoką sprawność, jak i wyjątkowo niskie wskaźniki emisje do atmosfery.



Rysunek 33 Wskaźniki emisyjności wybranych technologii energetycznych z i bez CCS [124]

Technologia IGCC może osiągnąć wyższą wydajność niż typowe technologie spalania węgla, których sprawność wynosi od 30 do 45%. Elektrownie IGCC mogłyby osiągnąć współczynnik sprawności wyższy niż 45%, dzięki połączeniu cyklu spalania gazu węglowego i wykorzystania ciepła resztkowego do produkcji energii elektrycznej. W ramach procesu wyszczególniamy następujące etapy:

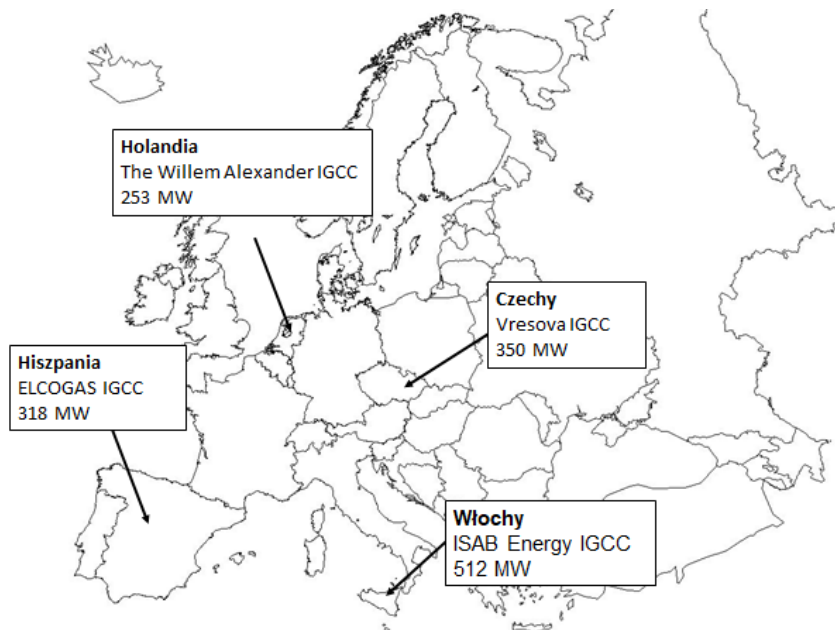
122 Energy Environ. Sci., 2017, 10, 1885

123 Plasma gasification process: Modeling, simulation and comparison with conventional air gasification, <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2013.09.018>

124 Nobuo Nagasaki, Keisuke Sasaki, Tomoko Suzuki, Satoshi Dodo, Fumihiko Nagaretori "Near-zero-emission IGCC Power Plant Technology", Hitachi Review Vol. 62

1. Węgiel jest zgazowywany w atmosferze „niedoboru” powietrza / tlenu w zamkniętym reaktorze ciśnieniowym. Produktem tego procesu jest gaz syntezowy ($\text{CO} + \text{H}_2$).
2. Gaz syntezowy jest następnie oczyszczany i spalany czystym tlenem lub powietrzem. W ten sposób powstaje przegrzana para, za pomocą której wytwarzana jest energia elektryczna.
3. Resztkowe ciepło z tego procesu jest schładzane, co tworzy kolejny strumień pary do produkcji energii elektrycznej.

Efektywność IGCC można zwiększyć, dzięki przeprowadzeniu procesu oczyszczania gazu w wyższych temperaturach. Obecnie oczyszczanie przebiega w temperaturze około 50°C , ale testowane są techniki oczyszczenia w temperaturach $500\text{-}600^\circ\text{C}$. Pozwala to zwiększyć ogólną wydajność IGCC do ponad 60%. Instalacje IGCC można również skonfigurować tak, aby usprawnić wychwytywanie CO_2 przed spalaniem gazu syntezowego. W tym procesie gaz syntezowy jest konwertowany za pomocą pary w celu przekształcenia CO w CO_2 , który jest następnie oddzielany na potrzeby ewentualnej długoterminowej sekwestracji. Oznacza to, że elektrownia IGCC w połączeniu z technologiami składowania dwutlenku węgla charakteryzuje się prawie zerową emisją CO_2 . Największe pracujące instalacje układu IGCC w UE przedstawione są na Rysunek 34.



Rysunek 34 Największe układy IGCC w Europie

Koszty układów IGCC są na poziomie około 1 250 USD/kW dla układu pracującego na biomase z sekwestracją CO_2 i około 2730 USD/kW bez sekwestracji CO_2 , dla węglowych układów bez sekwestracji 1 647-2 605 USD/kW a z sekwestracją CO_2 1 724-3 529 USD/kW [125]. Średnio dla produkcji 1 Nm^3 wodoru poprzez zgazowanie potrzebne jest około 8,6 kWh energii. Sprawność procesu wynosi 60% [126].

125 Joel Parraga, Kaveh Rajab Khalilpour, Anthony Vassallo, Polygeneration with biomass-integrated gasification combined cycle process: Review and prospective, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018

126 National Energy Technology Laboratory, GE Energy

Największe komercyjne systemy gazyfikacji oferowane są na rynku przez GE Energy, Shell, E-Gas, Siemens, KBR i Lurgi GmbH. Tabela 27 przedstawia typowy skład gazu surowego z wybranej instalacji.

Tabela 27 Składy gazu surowego dla wybranych systemów gazyfikacji [127]

Komponent	GEE	Shell	E-Gaz	Siemens	KBR (powietrze)	KBR (O ₂)	Lurgi
CO ₂ mol%	20,7	1,7	12,8	4,4	8,4	22,7	31,5
CO mol%	41,7	62,4	48,7	57,3	23,6	38,2	15,7
H ₂ mol%	37,1	31	35,9	29,7	12	34,6	42,6
CH ₄ mol%	0,1	<0,1	1,3	<0,1	2,3	3,1	9,5
N ₂ +Ar mol%	0,4	4,9	1,3	8,6	53,8	1,3	0,7

Również w tym procesie zamiast węgla mogą być wykorzystane odpady z przeróbki drewna, leśnictwa, rolnictwa oraz komunalne odpady.

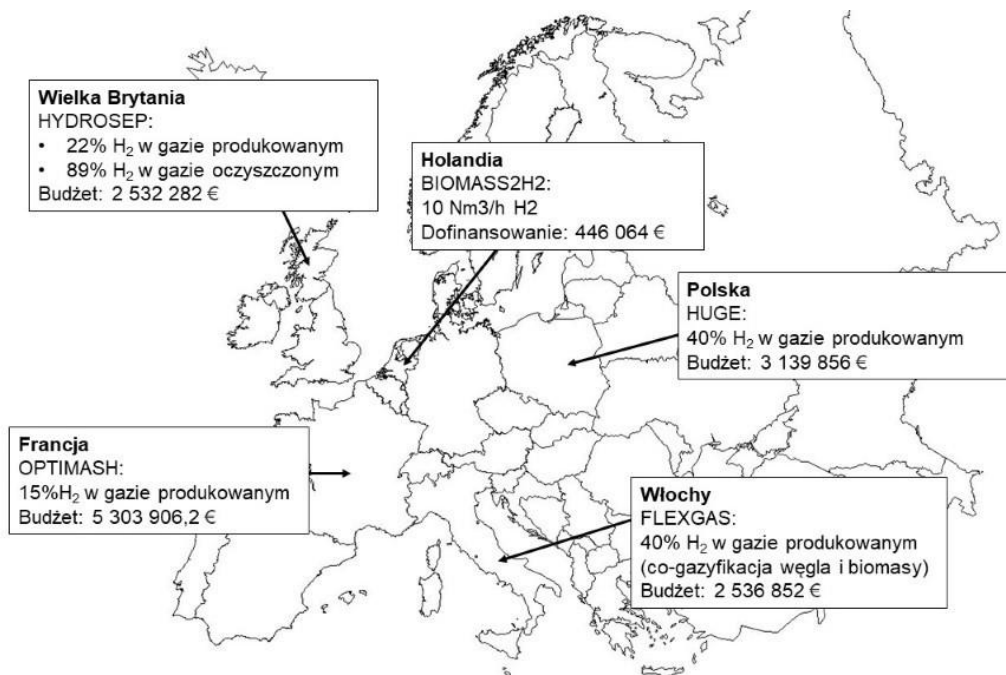
Obecne technologie zgazowania biomasy nie są w stanie wyprodukować wodoru na dużą skalę po konkurencyjnej cenie. Jednak ta metoda pozwala odzyskać energię z odpadów, ponieważ CO₂ uwalniany podczas utleniania biomasy jest wychwytywany i wykorzystany ponownie w procesie uprawy biomasy. Proces ten stanowi przykład obiegu zamkniętego. W grudniu 2015 roku został przyjęty plan działań, który dotyczy gospodarki o obiegu zamkniętym [128]. Zgazowanie jako technologia termicznego przetwarzania odpadów jest jedną z technologii obiegu zamkniętego i ma duży potencjał do produkcji wodoru. Chociaż na świecie istnieje wiele demonstracyjnych instalacji zgazowania biomasy, ta technologia nie jest obecnie w pełni rozwinięta i znajduje na poziomie R&D.

Globalna produkcja wodoru wynosi około 70 milion mt, z czego 76% produkowano z reformingu parowego gazu ziemnego, 22% - ze zgazowania węgla (głównie w Chinach) i 2% z elektrolizy [129]. W świecie pracuje około 130 reaktorów zgazowania węgla, z czego więcej niż 90% zlokalizowane jest w Chinach. Produkcja wodoru przy wykorzystaniu zgazowania jest jedną z najczęściej używanych technologii, ale nie na terytorium UE. W Unii w ciągu ostatnich dwóch dekad prowadzone są jedynie projekty i badania związane z rozwojem technologii zgazowania (Rysunek 35). Przykładowo, wyniki projektu OPTIMASH, który bazował na 1 MW_h demonstracyjnej instalacji, pokazały, że dodatkowe dostarczanie pary do reaktora ma pozytywny wpływ na zwiększenie uzysku wodoru i udziału wodoru w wytwarzanym gazie syntezowym. Wpłynęło to również pozytywnie na wyższą wartość opałową gazu syntezowego i sprawność zgazowania, a ponadto selektywna absorpcja komponentów siarkowodoru i amoniaku w instalacji IGCC pomogła zmniejszyć emisję tlenków siarki i azotu z turbiny gazowej. Pilotażowy system zgazowania OPTIMASH, jako przykład niskoemisyjnej technologii węglowej, przyczyni się do zmniejszenia szkodliwych emisji z elektrowni. IGCC jest atrakcyjną technologią, biorąc pod uwagę, że można ją połączyć z technologią wychwytywania dwutlenku węgla i jego sekwestracją [Cordis].

127 Christopher Higman, Maarten van der Burgt "Gasification

128 https://ec.europa.eu/commission/priorities/jobs-growth-and-investment/towards-circular-economy_pl

129 H2 strategy enabling a low-carbon economy US



Rysunek 35 Projekty związane z wytwarzaniem wodoru oraz mieszaniny gazu z wodorem przy wykorzystaniu gazyfikacji

Produkcja wodoru z paliw kopalnych obecnie jest najtańszą technologią, jeżeli nie uwzględnia się kosztów emisji CO₂. Na podstawie danych IEA całkowity koszt produkcji, obejmujący nakłady inwestycyjne, jest 5 razy niższy od sieciowych technologii elektroenergetycznych, 3 razy niższy od wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych i 2–2,5 od parowego reformingu metanu [130]. Koszty wytwarzania wodoru poprzez zgazowanie wahają się pomiędzy 0,95 – 1,4 EUR/kgH₂ dla zgazowania węgla i pomiędzy 1,05 – 1,70 EUR/kgH₂ dla zgazowania węgla, biomasy albo odpadów używając technologii wychwytywania i magazynowania dwutlenku węgla (CCS – z ang. *carbon capture and storage*). Koszty te są mocno uzależnione od cen paliw wykorzystywanych w procesie. Obecna sprawność procesu znajduje się na poziomie około 60% i spada do 52% przy używaniu technologii CCS [131].

Wytwarzanie wodoru poprzez zgazowanie węgla produkuje około 20 tCO₂/tH₂. Wysoka intensywność emisji dwutlenku węgla oznacza, że stosowanie technologii CCS są konieczne, co pozwoli zmniejszyć emisje do 2-4 tCO₂/tH₂ oraz obniżyć koszty wytwarzania wodoru na dużą skalę w przyszłości.

Podziemne zgazowanie jest zaproponowane jako jedna z technologii obniżająca ślad węglowy. Węgiel może być zgazowany pod ziemią, zanim zostanie wydobyty. Wyposażając tą technologię w CCS można produkować niskoemisyjny wodór. Jednak obecnie jest mało prawdopodobnie, że technologia zostanie wdrożona na dużą skalę, ponieważ ma niską wydajność i negatywny wpływ na środowisko.

Polityka Energetyki Polski do 2040 roku uwzględnia wykorzystanie węgla dla produkcji wodoru poprzez zgazowanie. PEP40 podkreśla, że działalność badawczo-rozwojowa powinna być ukierunkowana na poszukiwanie innowacji służących redukcji obciążeń środowiska w wyniku wydobycia węgla oraz nowych rozwiązań przyczyniających się do niskoemisyjnego,

130 Kaplan, R.; Kopacz, M. Economic Conditions for Developing Hydrogen Production Based on Coal Gasification with Carbon Capture and Storage in Poland. *Energies* 2020, 13, 5074. <https://doi.org/10.3390/en13195074>

131 E4Tech Scenarios for deployment of hydrogen in contributing to meeting carbon budgets and the 2050 target

efektywnego i elastycznego wykorzystania surowca (np. zgazowanie). Szansą w obszarze magazynowania energii może okazać się także wzrost opłacalności zgazowania węgla, który wykorzystany w tej technologii cechuje się znacznie niższą emisyjnością w porównaniu do konwencjonalnego spalania.

Wodór wytworzony z paliw kopalnych przy użyciu CCS jest określony jako “niebieski”. “Niebieski” wodór można rozważyć jako pomost pomiędzy wodorem z paliw kopalnych a wodorem pochodzącym ze źródeł odnawialnych (OZE), które pomagają w osiągnięciu celów klimatycznych w ramach akceptowalnych kosztów w porównaniu z kosztami wytwarzania wodoru z OZE.

v) jako produkt uboczny w procesach rafineryjnych

Przemysł rafineryjny wykorzystuje 45% całego wodoru zużywanego w UE [132]. Pomimo bycia jednym z czołowych odbiorców wodoru, w tym sektorze może być także realizowana produkcja wodoru.

Na proces rafinacji ropy naftowej składają się m.in. hydrowy rafinacja, hydrokraking i reforming katalityczny, przy czym dwa pierwsze zużywają wodór w tempie odpowiednio 20-50 Nm³ H₂/t i 300 Nm³ H₂/t produktu, a w przypadku ostatniego procesu wodór wysokiej czystości jest produktem (około 200 Nm³ H₂/t ropy naftowej) zawracanym do innych procesów w zakładzie. W najprostszych rafineriach wodór produkowany m.in. w reformingu katalitycznym może pokryć zapotrzebowanie tejże rafinerii. W przypadku bardziej skomplikowanych układów, stosujących rozległe procesy hydrowy rafinacji i hydrokrakingu wartości te są zbyt małe i istnieje konieczność wytwarzania dodatkowego wodoru, zazwyczaj przy wykorzystaniu reformingu węglowodorów [133].

Istnieje pewna niewykorzystana porcja wodoru wchodząca w produktów ubocznych, która nie jest wykorzystana, a jedynie zawracana do systemu paliwowego rafinerii, w wyniku czego, w procesie spalania, wykorzystuje się ich wartość opałową. Jest to jednak nieefektywny sposób wykorzystania cennych pierwiastków, potrzebnych w innych procesach. W wyniku większego zapotrzebowania na lżejsze frakcje ropy naftowej, a także coraz bardziej zaostrzone przepisy dotyczące czystości paliw pochodzących z rafinerii, wzrasta zapotrzebowanie na wodór, z tego względu zaczęto rozważać możliwość separacji pierwiastka z produktów ubocznych rafinerii [134]. Odzysk wodoru z gazów wylotowych redukuje emisję w wyniku zmniejszonego zużycia metanu w reformingu parowym, który jest głównym źródłem w rafineriach.

Najczęściej wykorzystywanymi metodami separacji wodoru są:

- adsorpcja zmiennociśnieniowa PSA (ang. – Pressure Swing Adsorption),
- membrany polimerowe,
- kriogenika.

132 Clean Hydrogen Monitor

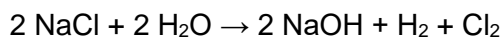
133 FCH observatory Chapter 2 Hydrogen Molecule Market

134 Hybrid Separation Process of Refinery Off-gas toward Near-Zero Hydrogen Emission: Conceptual Design and Techno-economic Analysis, <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.0c00143>

Wodór jest także produktem ubocznym w innych branżach np. [135]

- przy produkcji chloru i wodorotlenku sodu, produkcja na poziomie 0,21 Mt H₂/r w UE
- w przemyśle etylenowym 0,38 Mt/r, 190 Nm³ H₂/t etylenu
- w przemyśle styrenowym 0,12 Mt/r, 190 Nm³ H₂/t styrenu

Reakcję produkcji wodorotlenku sodu i chloru przedstawia następujące równanie:



Proces ten wytwarza około 300 Nm³H₂/t chloru. Dodatkowo jest to wodór wysokiej czystości, z tego względu nie istnieje konieczność budowy specjalnego systemu oczyszczania [136]. Projekt DEMCOPEM-2MW realizowany w latach 2015-2018 polegał na demonstracji, w pełni zintegrowanego z działającym zakładem produkującym chlor, układu kogeneracyjnego opartego na ogniwach PEM o mocy 2MW. Układ pracując przez ponad 15 miesięcy wytworzył 13 GWh energii elektrycznej i 7 GWh ciepłej, wykorzystując 850 ton wodoru, który w innym wypadku stanowiłby odpad [137]. Wcześniej podobny układ pilotażowy zademonstrowany został w mniejszej skali, 50 kW mocy elektrycznej w zakładzie Akzo Nobel w Holandii, gdzie przepracował ponad 65 000 godzin [138].

W 2019 roku Euro Chlor, organizacja zrzeszająca europejskie zakłady chloro-alkaliczne, powołała specjalny oddział ds. wodoru, który koncentruje się na możliwościach zwiększenia wykorzystania wodoru produkowanego w zakładach, które w latach 2000 – 2020 wynosiło od 85% do 90%. Przy produkcji wynoszącej około 9,416 mln ton chloru rocznie oznacza to około 282 mln Nm³ niewykorzystanego wodoru rocznie [139].

W Polsce działają dwa zakłady produkujące chlor: PCC Rokita Brzeg Dolny i Anwil Włocławek. Zdolności produkcyjne przedsiębiorstw wynoszą odpowiednio 186 000 i 195 000 ton chloru rocznie, co przekłada się na około 55,8 i 58,5 mln Nm³ H₂/r [139].

Inne mniejsze źródła wytwarzające ubocznie wodór to m.in. produkcja acetyleny 3 400 – 3 740 Nm³ H₂/t, produkcja cyjanków około 2470 Nm³ H₂/t [140]. Rysunek 36 przedstawia europejskie zakłady, w których wodór jest produktem ubocznym w innych procesach. Na rysunku zaznaczono także przedsiębiorstwa wytwarzające gaz koksowniczy, który omówiony został w innym rozdziale tejże analizy.

135 Clean hydrogen monitor

136 FCH observatory Chapter_2_Hydrogen_Molecule_Market

137 <https://demcopem-2mw.eu/>

138 <https://nedstack.com/en/news/65000-running-hours-and-counting>

139 Chlor-alkali industry review 2019-2020

140 FCH observatory Chapter_2_Hydrogen_Molecule_Market



Rysunek 36 Zakłady produkujące wodór jako produkt uboczny [141]

Technologie służące separacji wodoru z produktów ubocznych w procesach rafineryjnych są gotowymi rozwiązaniami stosowanymi w przemyśle na szeroką skalę. Możliwość zastosowania ich przy separacji/wykorzystaniu wodoru została zademonstrowana w projektach omówionych w niniejszym rozdziale. Konieczność wykorzystania wodoru pochodzącego z innych procesów, w szczególności z przemysłu chloro-alkalicznego, uwzględniono m.in. w Niemieckiej Strategii Wodorowej [142].

vi) *piroliza i termiczne przetwarzanie odpadów*

Rozwój globalny zintensyfikował proces generacji odpadów. Negatywne konsekwencje tego procesu stają się coraz bardziej widoczne i uciążliwe, pomimo funkcjonowania coraz bardziej złożonych systemów zarządzania odpadami. Jednym z rozwiązań jest tzw. gospodarka o obiegu zamkniętym – zwiększenie poziomu recyklingu i ponownego użycia odpadów, co umożliwi oszczędzenie energii i zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych do atmosfery. W grudniu 2015 roku Komisja Europejska przyjęła plan działań dotyczący gospodarki o obiegu zamkniętym. Plan działania określa 54 środki służące „zamknięciu obiegu” cyklu życia produktów: od produkcji i konsumpcji do gospodarki odpadami i rynku surowców wtórnych. Określono w nim również pięć sektorów priorytetowych, które przyspieszą przejście na

141 FCH observatory Chapter_2_Hydrogen_Molecule_Market

142 Nationale Wasserstoffstrategie – Germany National Hydrogen Strategy

gospodarkę o obiegu zamkniętym w całym jej łańcuchu wartości: tworzywa sztuczne, odpady spożywcze, surowce krytyczne, odpady z budowy i rozbiórki, biomasa i bioprodukty [143].

W 2019 roku w Polsce wygenerowano w sumie 114,1 milionów ton odpadów przemysłowych. Do przekształcenia termicznego z odzyskaniem energii trafiło ponad 2,7 mln ton [GUS].

Najbardziej popularną metodą termicznego rozkładu odpadów jest spalanie – wynosi ono około 95% stosowanych technologii w Europie. Wadą tego procesu jest znacząca emisja zanieczyszczeń. Piroliza odpadów stanowi około 0,5% stosowanych technologii w Europie. Instalacje tego typu charakteryzują się niższą emisyjnością zanieczyszczeń do atmosfery, z tym że posiadają mniejszą przepustowość niż tradycyjne spalarnie.

Proces pirolizy jako jedna z metod termicznej utylizacji odpadów jest korzystny ze względu na możliwość uzyskania użytecznych substancji chemicznych, paliw oraz kogeneracyjną produkcję energii elektrycznej i ciepłej.

Piroliza jest procesem termochemicznego rozkładu surowca w środowisku całkowicie pozbawionym tlenu. Konwersja paliw stałych wymaga doprowadzenia ciepła do procesu. Ciepło może być przekazywane w sposób pośredni (autotermiczna piroliza) i sposób bezpośredni (alotermiczna piroliza). Produktami pirolizy są gaz pirolityczny, zawierający głównie wodór, metan, tlenek i dwutlenek węgla, koks pirolityczny, olej i karbonizat (Rysunek 37).



Rysunek 37 Wykres Sankeya dla procesu pirolizy odpadów

W zależności od temperatury pracy reaktora można uzyskać preferowany produkt:

1. 300-500°C – produkcja głównie oleju pirolitycznego,
2. 500-1000°C – produkcja gazu.

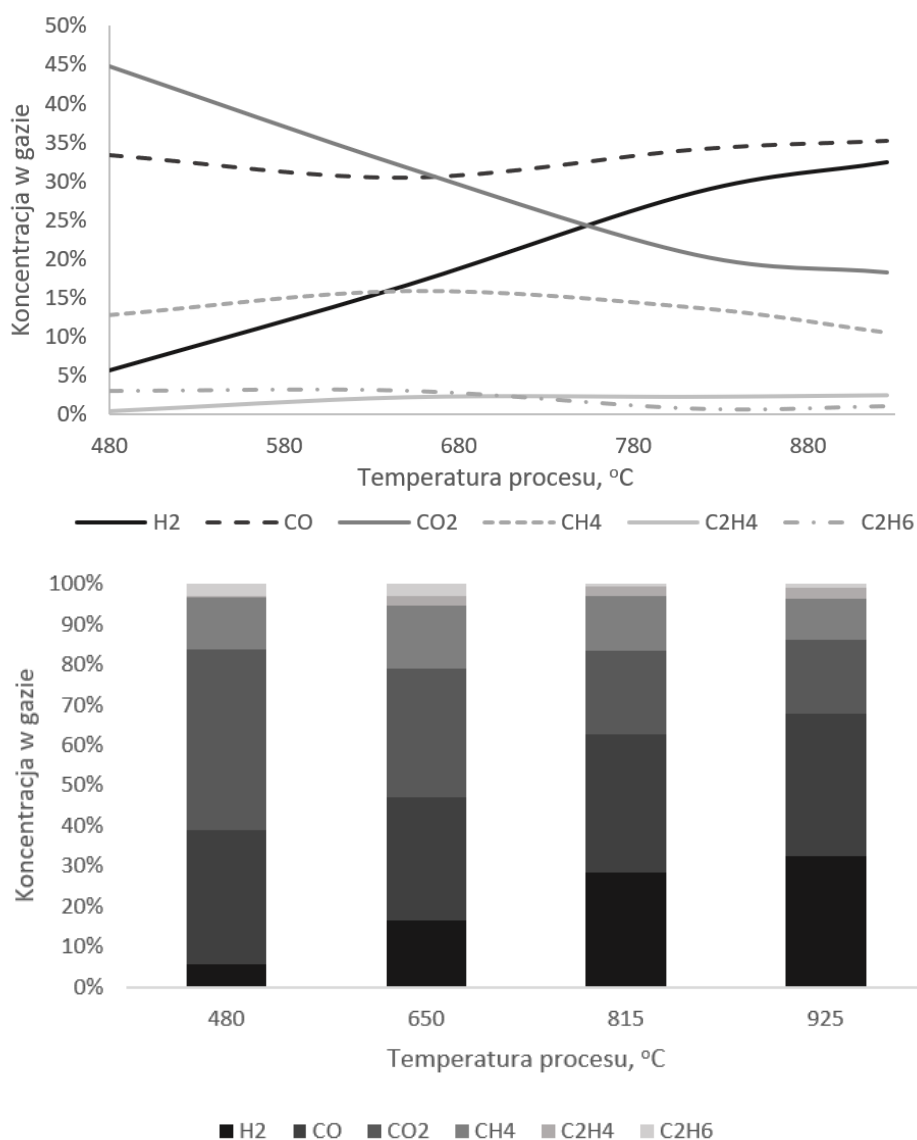
Proces pirolizy można podzielić na:

- a. wolny – szybkość przyrosty temperatury $<0,3^{\circ}\text{C/s}$
- b. szybki – szybkość przyrosty temperatury $0,3-170^{\circ}\text{C/s}$
- c. błyskawiczny – szybkość przyrosty temperatury $>170^{\circ}\text{C/s}$

Pirolizie są poddawane odpady komunalne i przemysłowe oraz odpadowa biomasa. Produkty pirolizy są wyłącznie wynikiem termicznej destrukcji wsadu i wtórnych reakcji, zachodzących pomiędzy związkami chemicznymi powstałymi w trakcie rozpadu surowca. Na przykład, głównym produktem powolnej pirolizy będzie karbonizat, a szybkiej pirolizy – gaz pirolityczny

143https://ec.europa.eu/commission/priorities/jobs-growth-and-investment/towards-circular-economy_pl

bogaty w wodór. Skład gazu pirolitycznego w zależności od temperatury procesu pirolizy komunalnych odpadów jest przedstawiony na Rysunek 38.



Rysunek 38 Skład gazu pirolitycznego [144]

Wartość opałowa gazu pirolitycznego z powolnej pirolizy wynosi około 10–15 MJ/Nm³ i zmienia się w zależności od temperatury i szybkości procesu. Szybka piroliza biomasy powoduje powstanie gazu o wartości opałowej około 14 MJ/Nm³. Piroliza tworzyw sztucznych wytwarza gaz pirolityczny, którego głównymi składnikami są wodór i lekkie węglowodory: metan, etan, eten, propan, propen i butan. Gaz ten ma znaczną wartość opałową, np. wartość opałowa gazu z polietylenowych i polipropylenowych odpadów wahała się między 42 a 50 MJ/kg. Podobne właściwości charakteryzowały gaz z pirolizy opon lub innych sztucznych produktów, takich jak tekstylia [145].

144 Thome-Kozmienski K. J. - Thermische Abfallbehandlung. - EF-Verlag für Energie und Umwelttechnik

145 D. Czajczyńska, L. Anguilano, H. Ghazal, R. Krzyżyńska, A.J. Reynolds, N. Spencer, H. Jouhara, Potential of pyrolysis processes in the waste management sector, Thermal Science and Engineering Progress, Volume 3, 2017, Pages 171-197, ISSN 2451-9049, <https://doi.org/10.1016/j.tsep.2017.06.003>

Piroliza w przeciwieństwie do innych technik zagospodarowania odpadów nie jest techniką wymagającą rozdzielania poszczególnych tworzyw. Pirolizą umożliwia obróbkę surowych osadów, jak i przefermentowanych. Zaletą pirolizy jest to, że proces jest praktycznie bezopadowym oraz cechuje się niższą emisją do atmosfery w porównaniu do konwencjonalnego spalania odpadów. Wadą procesu jest wysoki koszt kapitałowy oraz wysokie koszty rozruchu instalacji. Dodatkowym utrudnieniem jest wymóg osuszania odpadów w początkowej fazie procesu.

Obecne wytwarzanie wodoru i/albo gazu syntezowego przy wykorzystaniu pirolizy jest głównie tematem prac badawczych. Najwięcej prac badawczo-naukowych prowadzi się w Niemczech, Finlandii i Holandii. Projekt w Holandii dotyczy budowy 4 pilotażowych zakładów dla pirolizy z 8 różnych surowców, wśród których są odpady różnego pochodzenia. W "Pyrolysis Living Lab South Netherlands", w porcie w Moerdijk, czternaście instytucji prowadzi badania nad tą technologią, sposobami skalowania istniejących technik, instalacji oraz analizują jej opłacalność ekonomiczną. Projekt jest finansowany przez OPZuid, prowincję Noord-Brabant, Rewin i inne uczestniczące firmy. Do tej pory wydano na ten cel około 6 milionów euro.

vii) fermentacja, procesy biologiczne

Ciemna fermentacja

W procesie ciemnej fermentacji drobnoustroje, zwykle bakterie beztlenowe w warunkach zaciemnienia bądź znacznego ograniczenia naświetlenia wykorzystują energię biochemiczną zawartą w materii organicznej do rozkładu tej materii na związki prostsze. Przykładowe równanie fermentacji glukozy [146]:



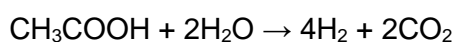
Produktem ciemnej fermentacji jest mieszanina zawierająca takie gazy jak: H_2 , CO_2 , CO , CH_4 oraz niewielkie ilości siarkowodoru. Proces zachodzi w temperaturze 30-80°C. W bioreaktorze, gdzie zachodzi proces, generowany wodór jest separowany i usuwany z układu, gdyż zbyt wysokie ciśnienie parcjale wodoru w generatorze hamuje procesy fermentacyjne. Dodatkowo, w celu maksymalizacji produkcji wodoru i minimalizacji zużycia wody układ wyposażony jest w systemy usuwania produktów ubocznych fermentacji takich jak kwas octowy i kwas masłowy [147]. Substratem dla procesu ciemnej fermentacji mogą być odpady organiczne i ścieki, zatem zasoby masowo dostępne, których utylizacja wymaga dużych nakładów energetycznych. Bioreaktory ciemnej fermentacji mogą być wbudowane np. w systemy oczyszczania ścieków. Dla obecnie dostępnych technologii z 1 mola glukozy można wytworzyć 2,4-3,2 mola H_2 . Koszt produkcji wodoru w procesie ciemnej fermentacji szacuje się na ok. 2,6 \$/kg H_2 . Główne zalety ciemnej fermentacji to możliwość zasilania wieloma rodzajami odpadów organicznych, prosta konstrukcja bioreaktorów. Do wad należy niska wydajność produkcji na jednostkę kosztów inwestycyjnych budowy instalacji oraz duży udział produktów ubocznych.

146 Ibrahim Dincer, Canan Acar, Review and evaluation of hydrogen production methods for better sustainability, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 40, Issue 34, 2015, Pages 11094-11111

147 M. El-Shafie, S. Kambara and Y. Hayakawa, J. Power Energy Eng., 2019, 07, 107–154.; C. Ding, K. L. Yang and J. He, Biological and fermentative production of hydrogen, 2016

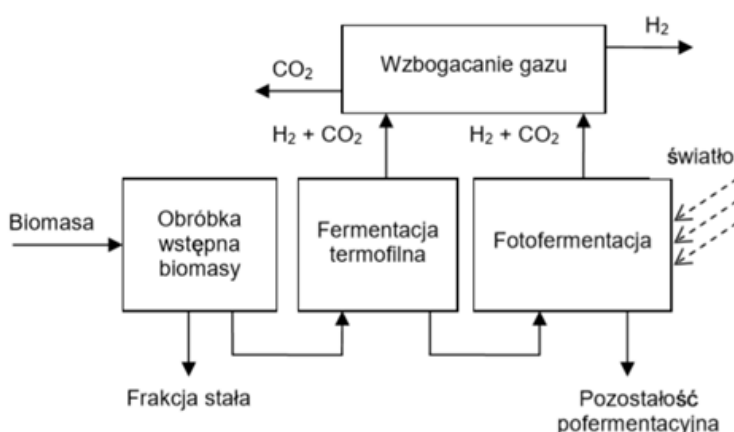
Fotofermentacja

W tej technologii kwasy organiczne takie jak np. kwas octowy, mlekowy czy octowy rozkładane są w procesach biologicznych na wodór i dwutlenek węgla. Dokonują tego bakterie fotoheterotroficzne przy pomocy aktywowanego światłem enzymu nitrogenazy. Potrafią one czerpać energię promieniowania elektromagnetycznego w zakresie długości fal światła widzialnego. Optymalny zakres temperatury dla procesu mieści się w zakresie 30-35°C [148], a więc w warunkach bliskich standardowym. Proces fotofermentacji kwasu octowego przebiega według równania:



Teoretycznie z 1 mola kwasu octowego można wyprodukować 4 mole H_2 . W rzeczywistych instalacjach wartość ta jednak nie przekracza 3 moli H_2 . Publikacje naukowe wskazują, że współczynnik konwersji światła słonecznego do wodoru wynosi ok. 10%. Na podstawie tych parametrów oraz danych na temat średnich wartości nasłonecznienia i temperatury można oszacować potencjał produkcji wodoru w fotobioreaktorach z hektara powierzchni. Dla szerokości geograficznej Warszawy oszacowany został potencjał roczny na poziomie 16 168 kgH_2/ha . Inne szacunki mówią o kosztach produkcji wodoru technologią fotofermentacji jako 2,57 $\$/\text{kgH}_2$ [149]. Zaletą fotofermentacji w porównaniu do fermentacji ciemnej jest wyższa dzienna wydajność produkcji wodoru. Główne wady to konieczność zapewnienia dużej powierzchni nasłonecznionej na jednostkę wydajności produkcji, wahania produkcji w zależności od pory roku. Kwasy organiczne jako substraty są droższe i słabiej dostępne niż organiczne odpady zasilające ciemną fermentację. Z tych przyczyn fotofermentacja jako osobna technologia produkcji wodoru nie jest wdrażana na skalę przemysłową.

Jak już wspomniano wcześniej jednym z produktów ciemnej fermentacji są kwasy organiczne takie jak kwas octowy. Powstała zatem koncepcja układu hybrydowego, w którym procesy ciemnej fermentacji (fermentacji termofilnej) i fotofermentacji pracują w skojarzeniu. Schemat ideowy takiego układu pokazano na Rysunek 39.



Rysunek 39 Rysunek 1 Schemat układu dwustopniowej fermentacji wodorowej

Układ zasilany jest biomasa po wstępnej obróbce, która trafia do bioreaktora fermentacji ciemnej. Tam zdalna do fermentacji część biomasy przetwarzana jest do wodoru, dwutlenku węgla i kwasów organicznych. Kolejnym etapem jest fotofermentacja uzyskanych kwasów

148 K. Urbaniec, R. Grabarczyk, Konwersja Biomasy w Procesie Dwustopniowej Fermentacji Wodorowej

149 P. Nikolaidis and A. Poullikkas, Renew. Sustain. Energy Rev., 2017, 67, 597–611

organicznych. Mieszanki gazów uzyskane w obu etapach fermentacji podlegają separacji i ewentualnemu wzbogaceniu, w celu uzyskania produktu o określonej charakterystyce. W procesie fermentacji dwustopniowej można uzyskać do 70% wodoru zawartego w węglowodorach w biomase dostarczonej do procesu. Dostępne układy hybrydowe pozwalają uzyskać ok. 7 mola H₂ z 1 mola glukozy.

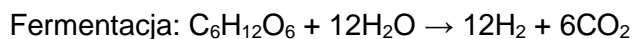
Biofotoliza

W procesach biofotolizy wybrane mikroorganizmy zasilane energią świetlną wytwarzają wodór z wody. Wyróżnia się dwa rodzaje mechanizmu biofotolizy: bezpośrednią i pośrednią [150]. Biofotolizą bezpośrednią nazywa się mechanizmy, w których zielone mikroalgi za pomocą fotosystemów przekształcają energię promieniowania elektromagnetycznego w energię chemiczną wodoru rozbijając cząsteczkę wody. W odróżnieniu do naturalnej fotosyntezy tlenowej jest to mechanizm beztlenowy. Dzieje się to zgodnie z równaniem:



Proces zachodzi dzięki enzymowi hydrogenazy, którego aktywność spada wraz z rosnącym ciśnieniem parcjnym tlenu. Dla prowadzenia procesu konieczne są zatem separacja oraz usuwanie tlenu z bioreaktorów co jest procesem trudnym i drogim. Podstawową zaletą biofotolizy bezpośredniej jest możliwość produkcji wodoru z wody, zasobu powszechnie dostępnego, w standardowych warunkach temperatury i ciśnienia oraz w zamkniętych reaktorach co ułatwia separację uzyskanego wodoru. Oprócz wodoru i tlenu proces nie generuje żadnych dodatkowych produktów ubocznych. Główne wady to potrzeba zapewnienia dużej powierzchni bioreaktorów na jednostkę wydajności produkcji, niska sprawność konwersji zasilającej energii słonecznej oraz konieczność uchronienia procesu od mechanizmu hamowania tlenem. Z wymienionych przyczyn biofotoliza nie została dotąd rozwinięta na skalę komercyjną.

W biofotolizie pośredniej cyjanobakterie mogą produkować wodór wyłącznie w warunkach beztlenowych. Reakcje powstawania wodoru i tlenu są rozdzielone. W reakcji pierwszej zachodzi proces naturalnej fotosyntezy wiążącej dwutlenek węgla i wodę do powstania węglowodorów i tlenu. Reakcja druga to rozkład węglowodorów w procesie fermentacji, w której powstaje wodór. Proces przedstawiają równania:



II.b. Wykorzystania wodoru:

i) produkcja energii elektrycznej i ciepła

150 I. Krzemińska, E. Kwietniewska, Procesy Biologicznej Produkcji Wodoru, Autobusy, 2011, 10, 271-275; M. Moritz, Biologiczne Metody Otrzymywania Wodoru, CHEMIK 2012, 66, 8, 827-834

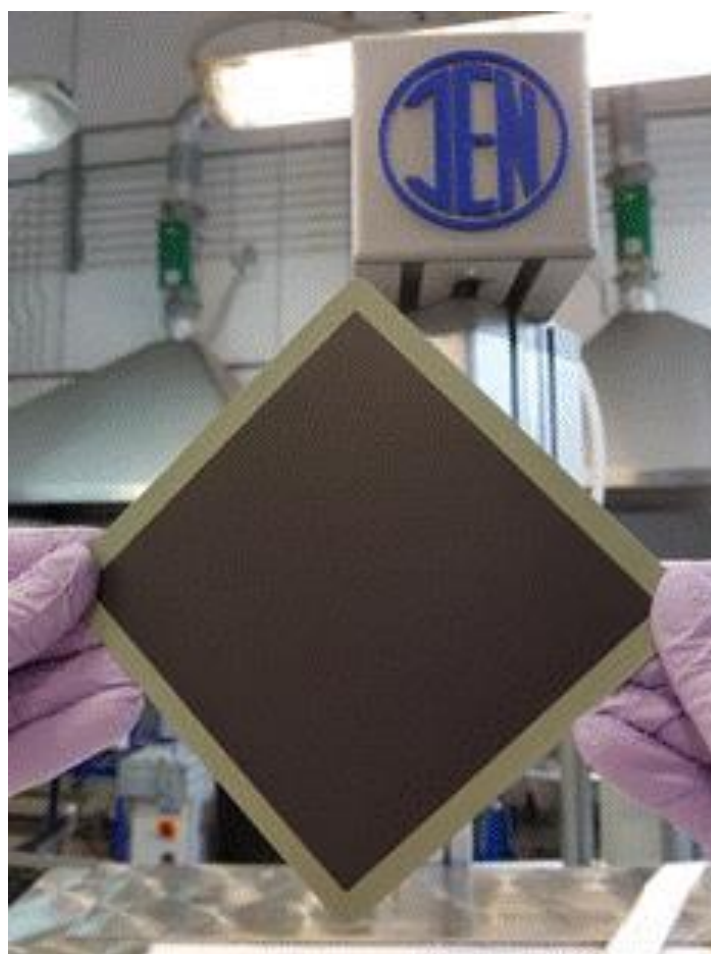
Do produkcji energii elektrycznej i ciepła, optymalnym rozwiązaniem wykorzystującym wodór są kogeneracyjne układy energetyczne oparte na technologii ogniwo paliwowych. Ogniwo paliwowe jest to urządzenie, które konwertuje energię chemiczną paliwa na energię elektryczną oraz ciepło. W odróżnieniu od baterii, pracują one tak długo jak dostarczane jest do nich paliwo oraz utleniacz. Obecnie występuje wiele rodzajów ogniwo paliwowych, z tym, że wszystkie składają się z trzech podstawowych komponentów: dwóch elektrod oraz oddzielającego je elektrolitu. Poniżej przedstawiono podstawowe typy ogniwo paliwowych:

- Ogniwa paliwowe z membraną wymiany protonów (ang. Proton exchange membrane fuel cells - PEMFCs) nazywane też ogniwami paliwowymi z elektrolitem polimerowym, PEFCs (ang. Polymer Electrolyte Fuel Cells),
- Alkaliczne ogniwa paliwowe (ang. Alkaline fuel cells – AFCs).
- Ogniwa paliwowe z kwasem fosforowym (ang. Phosphoric-acid fuel cells – PAFCs),
- Stałotlenkowe ogniwo paliwowe (ang. Solid-oxide fuel cells – SOFCs),
- Ogniwa paliwowe ze stopionym węglanem (ang. Molten-carbonate fuel cells – MCFCs),

Spośród dostępnych technologii, stałotlenkowe ogniwa paliwowe cechują się najwyższą sprawnością i umożliwiają wykorzystywanie wielu różnych gazów jako paliwa. Ogniwa SOFC pracują w zakresie temperatur 600-900°C, co wiąże się z koniecznością stosowania dedykowanych materiałów. Pojedyncze ogniwo SOFC zasilane wodorem jest w stanie generować ok 30 watów energii elektrycznej, ale jedną z cech charakterystycznych dla tej technologii jest ich modularność, co umożliwia łączenie poszczególnych ogniwo ze sobą, tworząc tzw. stosy. Rozwiązanie to pozwala na wytwarzanie stosów składających się z kilkudziesięciu ogniwo każdy (o mocy np. około 1 kW), a następnie łączenie takich jednostek w większe systemy. W rezultacie, pojedynczy układ do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła może składać się z jednego bądź szeregu (nawet setek) modułów SOFC, które w pełni zaspokajają potrzeby klienta końcowego. Na Rysunkach 40-41 przedstawiono odpowiednio pojedyncze stałotlenkowe ogniwo paliwowe oraz pełnowymiarowy stos.



Rysunek 40 Stos stałotlenkowych ogniwo elektrochemicznych, Instytut Energetyki



Rysunek 41 Stałotlenkowe ogniwo paliwowe o wymiarach 110 mm x 110 mm, Instytut Energetyki

Pomimo tego, że stos jest sercem każdego układu energetycznego, musi być on wspierany przez inne urządzenia pomocnicze w celu zapewnienia wymaganych parametrów pracy. Gazy doprowadzane do stosu muszą posiadać odpowiednio wysoką temperaturę. W trakcie pracy instalacji, gazy procesowe podgrzewane są w wymiennikach ciepła. Górnym źródłem ciepła w tych urządzeniach są gazy wylotowe ze stosu, gdyż gazy opuszczające elektrody powietrzne i paliwowe posiadają wyższą temperaturę niż na wlotach, dzięki temu można je wykorzystać jako gorące media w wymiennikach ciepła. Dodatkowo, w wielu instalacjach używane są również dopalacze gazów resztkowych, które wykorzystują zubożone w tlen powietrze jako utleniacz, a nieprzereagowane gazy jako paliwo. Dzięki temu uzyskiwane są jeszcze wyższe temperatury w instalacji, co pozwala na osiągnięcie znacznie wyższych sprawności ogólnych w układzie. Jedynymi urządzeniami ruchomymi w układach SOFC są dmuchawy podające powietrze do układu. Ciśnienie pracy stosu SOFC znajduje się na poziomie lekkiego nadciśnienia, co również ma pozytywny wpływ na jego osiągi pod kątem termodynamicznym. Produktami pracy takiej instalacji są zarówno energia elektryczna jak i ciepło, przez co układy te mogą być stosowane jako systemy kogeneracyjne.

Pierwszy polski układ oparty na technologii SOFC został uruchomiony we wrześniu 2015 r. w Instytucie Energetyki. Układ posiadał moc elektryczną na poziomie ok. 2 kW. Instalacja zasilana była szeregiem paliw, w tym wodorem, biogazem oraz SNG. Zdjęcia układu przedstawiono na Rysunku 42.



Rysunek 42 Pierwsza polska instalacja z ogniwami SOFC, Instytut Energetyki

Technologia SOFC znajdowała pierwotnie zastosowanie przy zasilaniu farm serwerowych, pracujących w trybie wyspowym, biur (USA) oraz domków jednorodzinnych z zainstalowanymi układami kogeneracyjnymi (Japonia). W niedalekiej przyszłości, planowane jest zastosowanie ogniw SOFC do stacjonarnej produkcji prądu w skali multi-megawatowej.

Największą firmą zajmującą się komercjalizacją instalacji z ogniwami paliwowymi typu SOFC jest Bloom Energy z US. W samym 2018 roku, sprzedanych zostało przez tę firmę kilkaset układów o łącznej mocy 80,9 MW, co przekłada się na wzrost o 30% w stosunku do roku 2017. Obecnie dostępne instalacje cechują się sprawnością elektryczną sięgającą 65% w odniesieniu do wartości opałowej paliwa. Moce dostarczanych jednostek wahają się w zakresie od 100 do 300 kW, gdzie każdy z nich składa się ze stosów ogniw SOFC o mocy nominalnej 1 kW, zawierających 40 ogniw o jednostkowej mocy 25 W.

Firma Mitsubishi Heavy Industries (Japonia) zajmuje się rozwijaniem własnych technologii wysokotemperaturowych ogniw paliwowych od prawie 30 lat. Pierwszy układ, przy współpracy z firmą Electric Power Development Co., związany był z ciśnieniowym układem CHP-SOFC, którego maksymalna moc netto wynosiła 21 kW po ciągłej pracy przez 7 000 godzin. W ostatnich latach, MHI zaprezentowano układ hybrydowy ciśnieniowego modułu SOFC z mikroturbiną gazową oraz turbiną parową zasilaną parą ze stosów ogniw paliwowych. Układ ten generował w punkcie nominalnym 250 kW ze sprawnością elektryczną na poziomie 55%. W przyszłości, planowane jest wykorzystanie tych układów do utworzenia kompletnej elektrowni, opartej na sprzężeniu technologii SOFC z turbinami parowymi i gazowymi, o mocy netto 100 MW.

Włoska firma SOLIDpower (dawniej SOFCpower), na przestrzeni lat przejęła szereg instytucji tj. HTceramix i Ceramic Fuel Cells (CFCL). Obecnie jest producentem instalacji z ogniwami

SOFC o mocy 1 kW, cechującej się jedną z najwyższych sprawności dostępnych na rynku (60% w oparciu o wartość opałową paliwa). Układy te noszą nazwę BlueGEN i są przeznaczone do użytku w domach jednorodzinnych.

Firma Hexis w 2016 roku została w 100% przejęta przez Viessmann (Niemcy / Szwajcaria), ale w dalszym ciągu zajmuje się wytwarzaniem układów SOFC-CHP o mocy poniżej 10 kW. Do 2019 roku, ich kluczowym produktem był system "Galileo 1000N", składający się z 60 ogniw SOFC, generujących 1 kW. Do tej pory na rynek trafiło jedynie kilkaset sztuk. W ostatnim czasie rozpoczęto produkcję nowego układu "Leonardo" z wyjściową mocą elektryczną 1,5 kW, mocą cieplną 2 kW przy sprawności całkowitej 95%. Zakłada się, że w najbliższych latach będzie możliwa produkcja tych urządzeń w nakładzie ok. 5 000 sztuk/r.

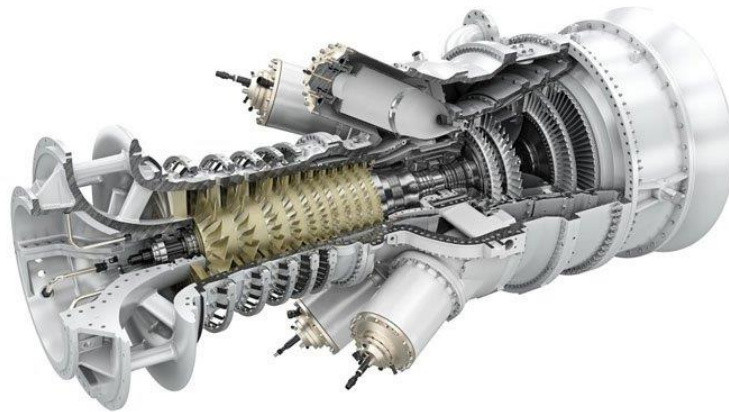
Poza ogniwami paliwowymi, innym sposobem do generowania energii elektrycznej i ciepła na bazie wodoru są dedykowane turbiny gazowe. Od ok. 2015 roku, producenci turbin testują spalanie wodoru w turbinach o mocy od kilku do kilkuset megawatów. W przeciwieństwie do biometanu, który mógłby niemal z marszu zastąpić w infrastrukturze gaz ziemny, zastosowanie wodoru jest wyzwaniem technologicznym. W odniesieniu do masy, gęstość energii w wodrze jest ponad dwa razy większa niż w gazie ziemnym, ale niska jest gęstość energii względem objętości. Wodór pali się bardzo łatwo, niewidocznym czystym płomieniem. W przeciwieństwie do gazu ziemnego, spalanie wodoru jest również szybsze.

Siemens Energy deklaruje, że wszystkie jego nowo wyprodukowane turbiny gazowe są w stanie spalać mieszankę paliwową o różnej zawartości wodoru. Mniejsze zawartości wodoru, mowa tu o dodatku rzędu 10-30% objętości, nie wymagają praktycznie modyfikacji w nowych jednostkach, choć ostatecznie zależy to od typu turbiny. Dodatek do 50%, a nawet 70% wodoru może oznaczać konieczność modyfikacji palnika oraz systemów sterowania w zakresie kontroli procesów spalania i bezpieczeństwa. Zawartość wodoru powyżej 70% w spalonym gazie wiąże się już z obowiązkowymi modyfikacjami, by zapewnić bezpieczne, stabilne i spełniające normy emisyjne spalanie.

General Electric podaje, że jego turbiny gazowe klasy F i E oraz Aeroderivative (turbiny gazowe pochodzenia lotniczego) pracowały przeszło 6 mln godzin na paliwach zawierających wodór. GE opracowało dedykowany system spalania, który może działać na mieszance gazu ziemnego i 50% wodoru. Docelowo turbina GE HA ma mieć możliwość spalania 100 proc. wodoru. Zakłady, gdzie w turbinach GE spalany jest częściowo wodór, pracują na całym świecie. Przykładem może być południowokoreańska rafineria Daesan, gdzie ponad 20 lat turbina GE 6B pracuje spalając także gaz z domieszką od 70% do nawet 95% wodoru.

Pierwsza, komercyjna elektrownia zasilana czystym wodorem znajduje się w Fusinie, niedaleko Wenecji, we włoskim regionie Veneto. Instalacja ta została oddana do eksploatacji w 2009 roku, a jej moc zainstalowana to 12 MW, które generowane są w turbinie gazowej na wodór.

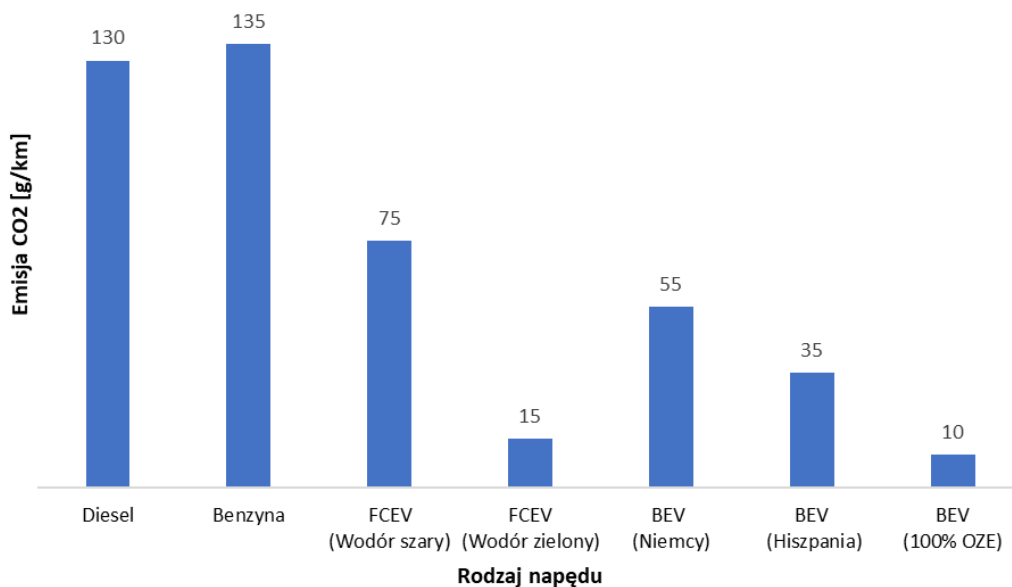
W 2020 roku, konsorcjum Engie Solutions, Siemens Gas and Power, Centrax, Arttic, German Aerospace Center (DLR) i cztery europejskie uniwersytety rozpoczęły projekt HYFLEXPOWER, którego celem jest zbudowanie pierwszego układu demonstracyjnego działającego na zasadzie Power-to-X-to-power, gdzie do produkcji energii elektrycznej i ciepła posłuży dedykowana turbina wodorowa. Grafikę ilustrującą przekrój takiego urządzenia, umieszczono na Rysunku 43. Całkowity budżet projektu wynosi ok. 15 mln €.



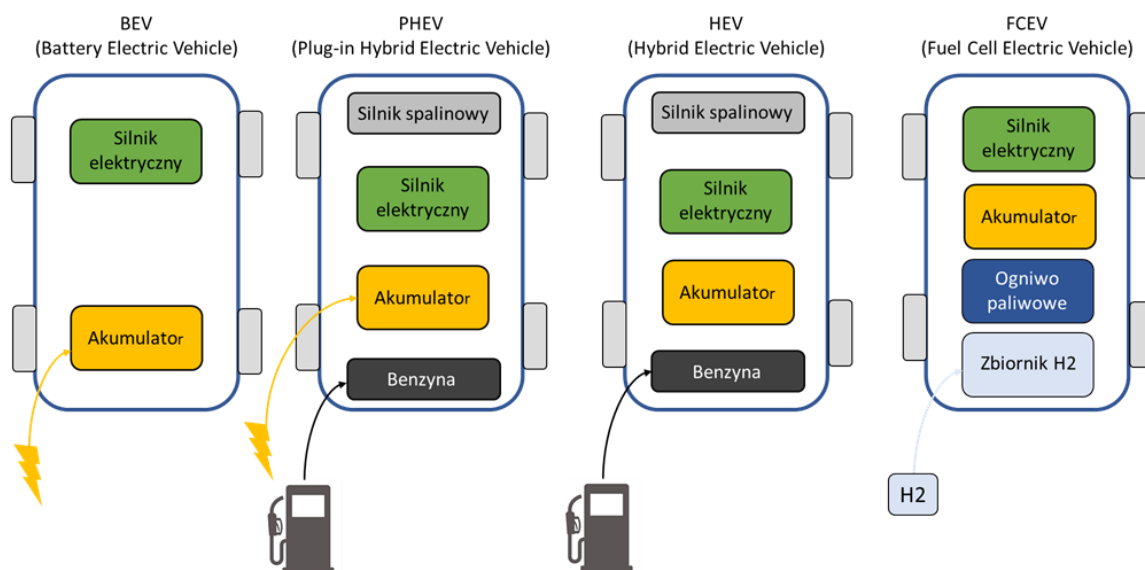
Rysunek 43 Projekt turbiny zasilanej wyłącznie wodorem, projekt HYFLEXPOWER

ii) przygotowanie wodoru jako paliwa do pojazdów

Zarówno pojazdy elektryczne zasilane ogniwami paliwowymi (FCEV – ang. Fuel Cell Electric Vehicle) jak i zasilane bateriami (BEV – ang. Battery Electric Vehicle) nie generują emisji CO₂ i zanieczyszczeń lokalnie (emisja Tank-to-wheel), jedyne emisje związane z nimi to te powstające w trakcie produkcji auta, wodoru i prądu (emisja Well-to-tank). Całościowa emisja nazywana jest emisją Well-to-wheel. Porównanie całkowitej emisji generowanej przez pojazdy elektryczne i konwencjonalne wyposażone w silniki wewnętrznego spalania zostały przedstawione na Rysunek 44. W przypadku zielonego wodoru emisje CO₂ i zanieczyszczeń zbliżone są do zera. Z pojazdami BEV i FCEV wiąże się przyszłość sektora transportowego [151].



Rysunek 44 Porównanie całkowitej emisji generowanej przez pojazdy elektryczne i wyposażone w silniki wewnętrznego spalania [152]



(ICE - silnik spalinowy, Regenerative braking – hamowanie regeneracyjne, Electric motor – silnik elektryczny, Battery – akumulator, Petrol/Diesel Tank – zbiornik paliwa, Hydrogen tank – zbiornik wodoru, Fuel cell – ogniwo paliwowe)

Rysunek 45 Porównanie dostępnych napędów elektrycznych

Pojazdy z napędem hybrydowym uznaje się jako przejściowe rozwiązanie na drodze do całkowitego odejścia od paliw kopalnych. Zatem w scenariuszu całkowitej dekarbonizacji rozważane są jedynie BEV i PHEV. Zgodnie z (ICE - silnik spalinowy, Regenerative braking – hamowanie regeneracyjne, Electric motor – silnik elektryczny, Battery – akumulator, Petrol/Diesel Tank – zbiornik paliwa, Hydrogen tank – zbiornik wodoru, Fuel cell – ogniwo paliwowe)

Rysunek 45 napędy pojazdów typu BEV i PHEV są do siebie zbliżone. Oba wykorzystują silnik elektryczny do napędzania kół. Różnica polega na tym, iż w pierwszym rozwiązaniu prąd przekazywany jest do silnika bezpośrednio z naładowanych wcześniej akumulatorów, a w drugim prąd pochodzi z ogniw paliwowych zasilanych wodorem.

Żeby wodór mógł być wykorzystany jako paliwo do pojazdów musi spełniać najwyższe standardy jakości, ponieważ nawet śladowe ilości zanieczyszczeń, rzędu $\mu\text{mol/mol}$, mogą powodować degradację ogniw paliwowych. Tabela 28 przedstawia limity tolerancji zanieczyszczeń dla paliwa wodorowego wysokiej czystości z przeznaczeniem dla ogniw paliwowych do transportu lądowego (PEM) wg. Normy ISO 14687.

Tabela 28 Limity tolerancji zanieczyszczeń paliwa wodorowego wg normy ISO 14687

Zanieczyszczenie	Limit Tolerancji [$\mu\text{mol/mol}$]
Woda	5
Węglowodory z wyjątkiem metanu	2

Zanieczyszczenie	Limit Tolerancji [$\mu\text{mol/mol}$]
Metan (CH_4)	100
Tlen (O_2)	5
Hel (He)	300
Azot (N_2)	300
Argon (Ar)	300
Dwutlenek węgla (CO_2)	2
Tlenek węgla (CO)	0,2
Związki siarki	0,004
Formaldehyd (HCHO)	0,2
Kwas mrówkowy (HCOOH)	0,2
Amoniak (NH_3)	0,1
Związki halogenowe	0,05
Suma CO , HCHO i HCOOH	0,2
Stężenie cząstek stałych	1 mg/kg
Minimalna zawartość wodoru	99,97 % (mol.)

Komitet Techniczny ISO TC 197 Międzynarodowej Organizacji Normalizacyjnej opracował szereg norm, dotyczących zastosowania wodoru w transporcie. Norma ISO 14687:2019, oprócz jakości paliwa, rekomenduje aparaturę analityczną, a także sposób pobierania, przechowywania i dozowania próbek. Inne normy określają m.in. przyłącza i sposób tankowania wodoru.

W zależności od sposobu wytwarzania, substratów użytych do reakcji, a także ewentualnych niedoskonałości w trakcie pracy systemu mamy do czynienia z różnymi zanieczyszczeniami występującymi na różnym poziomie. W przypadku szarego i czarnego wodoru najczęściej są to tlenek węgla, metan, azot, para wodna i związki siarki (pochodzące z substratów reakcji). W przypadku zielonego wodoru zanieczyszczenia są zazwyczaj na niższym poziomie i ograniczają się do azotu, pary wodnej i tlenu [153].

Do uzyskania czystości wymaganej przez normę ISO 14687 wykorzystuje się m.in. adsorpcję zmiennociśnieniową (PSA), adsorpcję zmiennotemperaturową (TSA), membrany polimerowe, metody kriogeniczne, a także wodorki metali [154].

Projekt Hydraite zajmuje się zagadnieniem jakości wodoru do zastosowań mobilnych w Europie. W ramach projektu badany jest wpływ zanieczyszczeń na pracę ogniw paliwowych. Dane pochodzą z próbek pobranych z użytkowanych stacji tankowania wodoru. Potrzebna metodologia i procedury badania opracowywane są w 3 europejskich laboratoriach, które po

153 Probability of occurrence of ISO 14687-2 contaminants in hydrogen: Principles and examples from steam methane reforming and electrolysis (water and chlor-alkali) production processes model

154 Purification systems using metal hydrides, International Journal of Hydrogen Energy Volume 37, Issue 3, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.03.150>

zakończeniu projektu będą służyć jako jednostki badawcze, wykorzystywane w ramach badań mobilności wodorowej [155].

W Polsce zarejestrowany jest 7 samochodów wodorowych. Niestety w tym momencie (maj 2021) nie ma jeszcze żadnej stacji tankowania wodoru (HRS – ang. Hydrogen Refueling Station). Pierwsze planowane stacje mają powstać do końca 2021 roku. Lotos planuje wybudować 3 stacje HRS: dwie w Gdańsku i jedną w Warszawie [156]. PGNiG podpisało umowę o współpracy z Toyotą Motor Poland w ramach której ma powstać pilotażowa stacja tankowania wodoru w Warszawie [157]. Podobne stacje planuje uruchomić PGE [158].

Projekt Polskiej strategii wodorowej proponuje promocje wykorzystania wodoru w transporcie poprzez: stworzenie warunków umożliwiających dopuszczenie do eksploatacji 500 wyprodukowanych w Polsce autobusów napędzanych wodorem do 2025 r., rozpoczęcie eksploatacji 2 000 autobusów wodorowych do 2030 r., budowę 32 stacji tankowania wodoru, powstanie pierwszych pociągów/lokomotyw wodorowych na trudnych do zelektryfikowania trasach i wytwarzanie paliw syntetycznych w reakcji wodoru z CO, CO₂ i N₂. [159]. Polityka Energetyczna Polski do roku 2040 zakłada opracowanie ram prawnych w obszarze mobilności wodorowej do końca 2021 roku [160].

Tabela 29 Potencjał wdrożeniowy technologii wodorowych w transporcie w Polsce do roku 2030 [161]

	Jednostka	Scenariusz pesymistyczny	Scenariusz optymistyczny
Samochody osobowe	Liczba	70 200	140 500
Autobusy	Liczba	630	1 260
Ciężarówki	Liczba	10 900	21 800
Inne pojazdy ciężkie	Liczba	1 240	2 480
Pociągi	Liczba	10	42
Stacje tankowania wodoru (HRS)	Liczba	150	290
Paliwo zastępcze w lotnictwie	GWh/r	21	195

155 <https://hydraite.eu/>

156

https://www.lotos.pl/322/p,307,n,4845/grupa_kapitalowa/nasze_spolki/lotos_paliwa/aktualnosci/wodor_na_stacjach_lotosu_od_2021

157 <https://pgnig.pl/aktualnosci/-/news-list/id/toyota-i-pgnig-beda-wspolnie-rozwijac-technologie-wodorowa-w-polsce/newsGroupId/10184>

158 <https://wysokienapiecie.pl/17436-samochody-wodorowe-w-polsce-ceny-tankowanie/>.

159 Projekt Polskiej Strategii Wodorowej

160 PEP 2040

161 FCH Opportunities for Hydrogen Energy Technologies considering the National Energy and Climate Plans - Poland Brchure

Paliwo zastępcze w transporcie morskim	GWh/r	0,1	1,1
Transport ogółem	GWh/r	434	1 152

Tabela 30 Liczbę pojazdów zarejestrowanych w Europie, z uwzględnieniem 5 krajów, w których jest ona najwyższa [162]

	Niemcy	Francja	Kraje Beneluxu	Skandynawia	Wielka Brytania	Europa
Samochody	750	180	300	300	200	1 730
Vany	20	196	5	1	45	267
Autobusy	24	17	15	10	20	86
Ciężarówki	1	-	3	4	2	12
Pociągi	2	-	-	-	-	2
Pojazdy w sumie	797	393	323	315	267	2 097

Zakładając ambitny cel przyspieszonej transformacji energetycznej Unii Europejskiej, do 2030 roku 1 na 22 samochody osobowe i 1 na 12 samochodów dostawczych może posiadać napęd wodorowy (FCEV), co przekłada się na 3,7 mln pojazdów osobowych i 500 000 dostawczych. Dodatkowo liczbę pojazdów wodorowych może zostać powiększona o 45 000 autobusów i samochodów ciężarowych i około 570 pociągów, które mogą zastąpić obecne jednostki z napędem diesla. Jest to ambitny ale możliwy do zrealizowania cel, który został opisany szczegółowo w raporcie Hydrogen Roadmap Europe.

W scenariuszu "Business as usual" zakładającym rozwój gospodarki wodorowej bez wsparcia, pojazdy wodorowe nie będą stanowiły znaczącej roli w Polskim, ani w europejskim transporcie, w 2050 roku ich udział będzie na poziomie 1% pojazdów osobowych, 2% floty taksówek i 5% autobusów i samochodów ciężarowych [163].

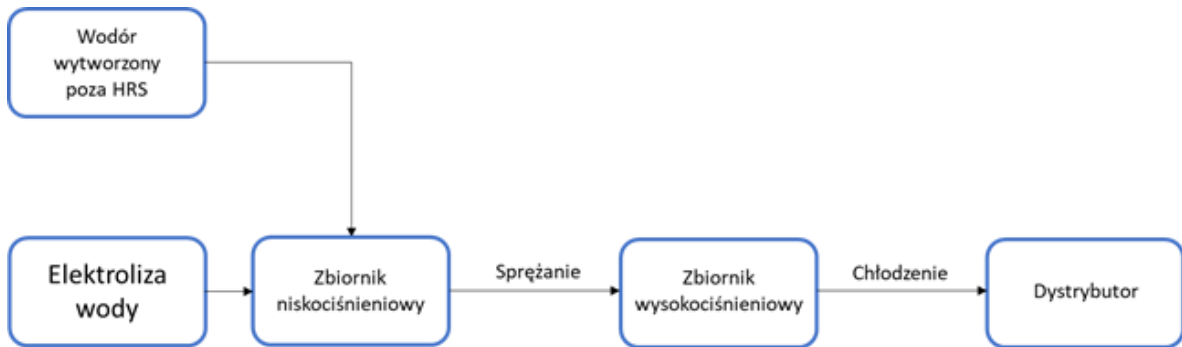
Mobilność wodorowa wymaga powstania odpowiedniej infrastruktury wytwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji, tankowania paliwa. Stacja składa się ze zbiornika niskociśnieniowego, do którego trafia wodór, dostarczany przez zewnętrznych dostawców lub pochodzący z prowadzonej na miejscu elektrolizy wody. Po skompresowaniu wodór przechowywany jest w zbiornikach wysokociśnieniowych, o pojemności, zapewniającej odpowiednią szybkość i płynność tankowania. Paliwo kierowane jest do dystrybutora przechodząc przez układ chłodzenia, utrzymujący temperaturę na odpowiednim poziomie. Obecnie w pojazdach wodorowych stosowane są dwa poziomy ciśnienia: H35 (350 barów) i H70 (700 barów) [164]. Urządzenia przyłączeniowe do tankowania pojazdów lądowych

162 Emerging Conclusions 2021 – H2ME Phase 1 summary

163 Hydrogen Roadmap Europe

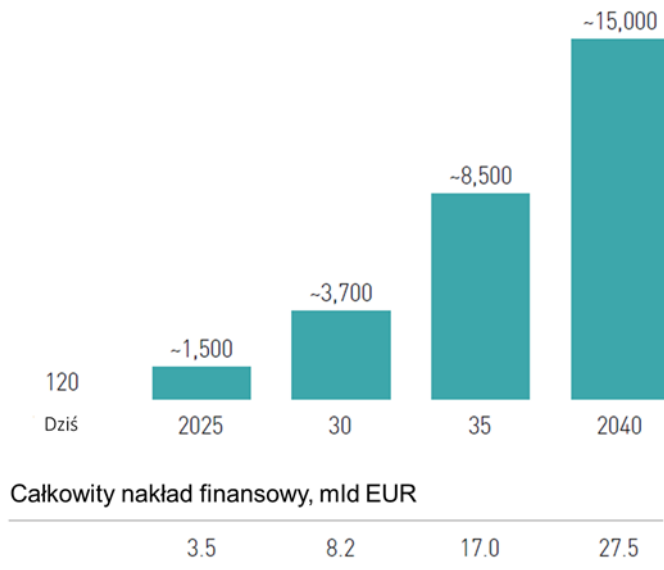
164 <https://hydrogeneurope.eu/index.php/refueling-stations>

napędzanych wodorem obejmuje norma PN-EN ISO 17268:2020-08. Obecnie w Europie działa około 120 stacji HRS. Liczba ta ma wzrosnąć do 750 w 2025 roku [163].



Rysunek 46 Schemat stacji tankowania wodoru (HRS)

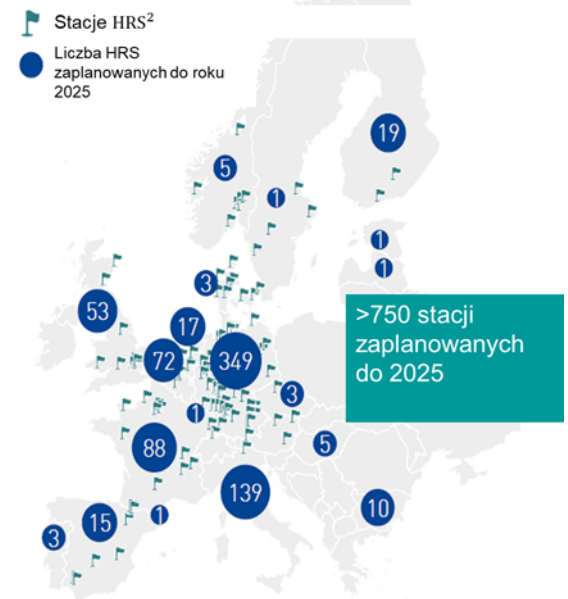
Wymagana liczba dużych stacji HRS



Całkowity nakład finansowy, mld EUR

3.5	8.2	17.0	27.5
-----	-----	------	------

Obecne i planowe stacje HRS w Europie



Rysunek 47 Zapotrzebowanie na stacje tankowania wodoru w Europie przy założeniu ambitnego planu wdrażania pojazdów wodorowych [165]

Osiągnięcie założonej w ambitnym planie wdrażania mobilności wodorowej w Europie liczby stacji HRS: 3 700 stacji w 2030 roku i 15 000 w 2040 roku, wymaga wzrostu liczby inicjatyw przyspieszających budowę potrzebnej infrastruktury.

Tabela 31 Cele ustalone w strategiach narodowych poszczególnych krajów dotyczące mobilności wodorowej [166]

	Liczba FCEV (2025)	Liczba ciężarówek wodorowych (2025)	Liczba stacji tankowania wodoru (2025)	Liczba stacji tankowania wodoru (2030)
Francja	5 000*	200*	100*	400 – 1 000**
Holandia	15 000	3 000	50	/
Portugalia	/	/	/	50 -100
Hiszpania	/	/	/	100 - 150
Korea Południowa	100 000	/	/	310 – 1 200
Japonia	200 000	/	/	900

* w 2023 ** w 2028

Podczas gdy pojazdy elektryczne (BEV) stanowią najbardziej obiecujące rozwiązanie w przypadku samochodów osobowych, jak i innych pojazdów o krótkim dziennym przebiegu, w przypadku autobusów, statków, pociągów, ciężarówek, samolotów i pojazdów do transportu materiałów (np. wózków widłowych lub ciągników) napęd wodorowy uważany jest za konkurencyjne rozwiązanie [167]. Wynika to głównie z zasięgu, czasu tankowania/ladowania i obciążenia pojazdu.

Autobusy wyposażone w ogniwa paliwowe działają w 14 europejskich miastach, a program H₂ Bus Europe zapewni flotę nowych 600 w przeciągu kolejnych 5 lat.

Coraz większą popularnością cieszą się też pociągi napędzane wodorem. Po udanych demonstracjach dwóch pociągów wyprodukowanych przez Alstom, zapowiedziano powiększenie ich liczby do 16 przed końcem 2021. Inne kraje, w tym Wielka Brytania i Holandia także wykazują zainteresowanie pociągami wodorowymi [168]. Pociągi o napędzie wodorowym mogą do 2050 roku zastąpić 20% niezelektryfikowanych pociągów, najczęściej napędzanych silnikami diesla.

Wodór i wytworzone z niego paliwa syntetyczne (układy Power-to-Gas, Power-to-liquid), mogą być jedyną opcją dekarbonizacji w przypadku transportu morskiego i lotniczego [169]. W przypadku samolotów latających na średnich dystansach samoloty napędzane czystym wodorem, spalonym w odpowiednich turbinach lotniczych lub w napędzającym ogniwa paliwowe, będą konkurować z napędami elektrycznymi, lub hybrydowymi. W przypadku samolotów długodystansowych całkowite odejście od paliw lotniczych wydaje się mało prawdopodobne, ze względu na brak odpowiedników obecnie stosowanych paliw osiągających zbliżoną grawimetryczną (odniesioną do masy) i wolumetryczną (odniesioną do

166 Clean hydrogen monitor

167 Hydrogen roadmap Europe, Nationale Wasserstoffstrategie – Germany National Hydrogen Strategy

168 <https://www.iea.org/reports/hydrogen>

169 Hydrogen roadmap Europe

objętości) gęstość energii. Z tego względu prawdopodobnie wykorzystywane będą syntetyczne paliwa lotnicze, wytwarzane np. z wodoru [170].

W ramach projektu „FLAGSHIPS” dwie zeroemisyjne jednostki morskie zostaną wyposażone w napęd wodorowy, o mocy 400 i 600 kW. Wodór wykorzystywany do ich zasilania będzie pochodził z elektrolizy przeprowadzanej w portach, w których będą stacjonować [171]. Kolejny europejski projekt „MARANDA” wyposaży jednostkę badawczą Aranda w hybrydowy napęd, którego część składająca się z ogniw PEMFC o mocy 165 kW, będzie zasilala napęd jednostki oraz urządzenia pomiarowe, w trakcie wykonywania badań, celem zminimalizowania drgań jednostki [172].

W przypadku transport morskiego jedną z obiecujących technologii jest wykorzystanie amoniaku (NH_3) do napędu tankowców i innych statków przewożących towary. Paliwo w postaci amoniaku może być wykorzystane w silnikach wewnętrznego spalania, a także do zasilania stałotlenkowych ogniw paliwowych (SOFC). Jest to interesujące rozwiązanie nie tylko ze względu na brak pierwiastka węgla w składzie, ale także ponieważ amoniak jest od wielu lat produkowany na całym świecie w dużych ilościach, co może usprawnić wdrożenie tej technologii w transporcie [173].

Mobilność wodorowa cieszy się coraz większą popularnością i uznawana jest za obiecujące rozwiązanie na drodze do dekarbonizacji transportu. (Space travel – napęd kosmiczny, Material handling – transport materiałów, Passenger cars – samochody osobowe, Buses – autobusy, Light rail – transport kolejowy, Shunting locos – lokomotywy, Motorcycles – motocykle, Lorries – ciężarówki, Aviation – lotnictwo, Shipping – transport morski)

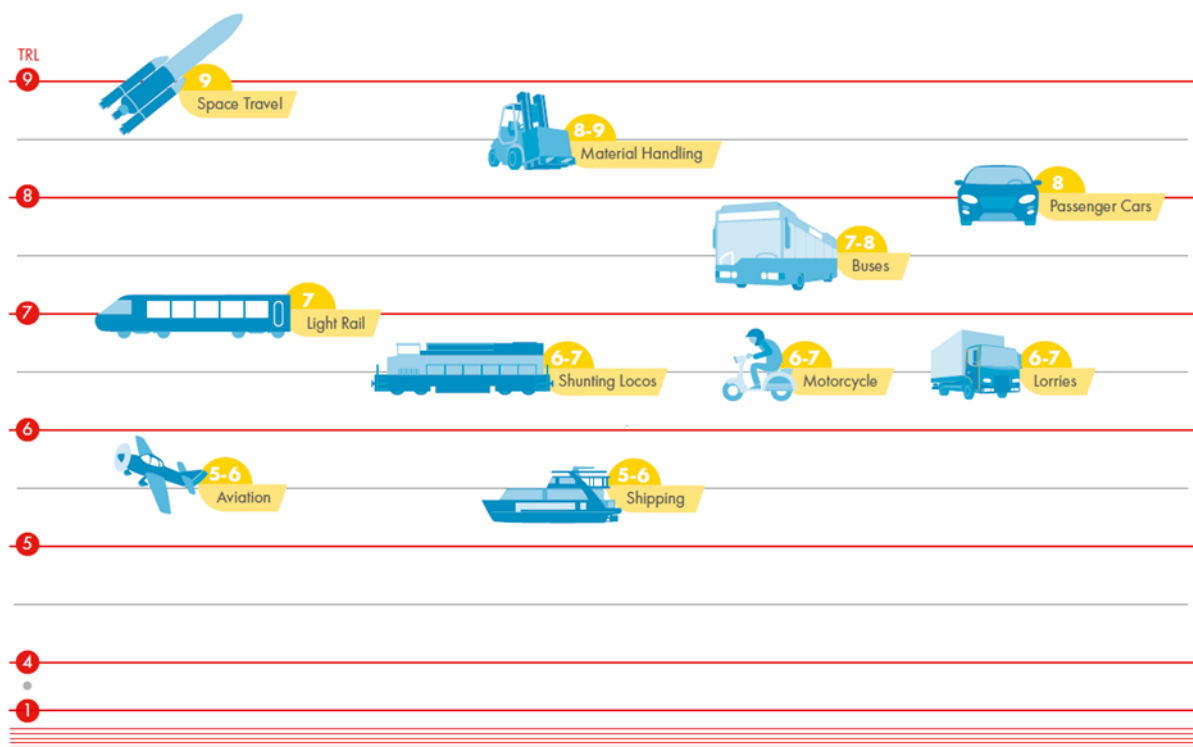
Rysunek 48 przedstawia gotowość technologiczną poszczególnych rozwiązań wodorowych w zastosowaniach mobilnych. Niektóre pojazdy dostępne są komercyjnie, inne znajdują się na etapie zaawansowanych demonstracji. Obecnie (maj 2021) stanowią niewielki procent rynku, jednak prognozowany jest znaczący ich wzrost w najbliższych latach. Prognozowane osiągnięcie konkurencyjności cenowej, względem innych rozwiązań niskoemisyjnych, ma nastąpić przed 2025 rokiem w przypadku m.in. transportu kolejowego, ciężkiego i transportu materiałów (np. wózki widłowe). Inne technologie np. lotnicze, morskie i pasażerskie krótkodystansowe osiągną konkurencyjność około 2030 roku. Pomiędzy poszczególnymi prognozami rynku mobilności wodorowej występują znaczne rozbieżności, ponieważ jest to przełomowy moment dla tej technologii i w najbliższych latach decyzje podejmowane przez poszczególne kraje, jak i Unię Europejską, zdecydują o tym jak szybko następował będzie przyrost udziału pojazdów wodorowych w transporcie.

170 Roland Berger: Hydrogen – a future fuel for aviation

171 <https://flagships.eu/>

172 <https://projectsites.vtt.fi/sites/maranda/>

173 <https://hydrogeneurope.eu/events/ammonia-fuel-shipping-challenges-and-opportunities>



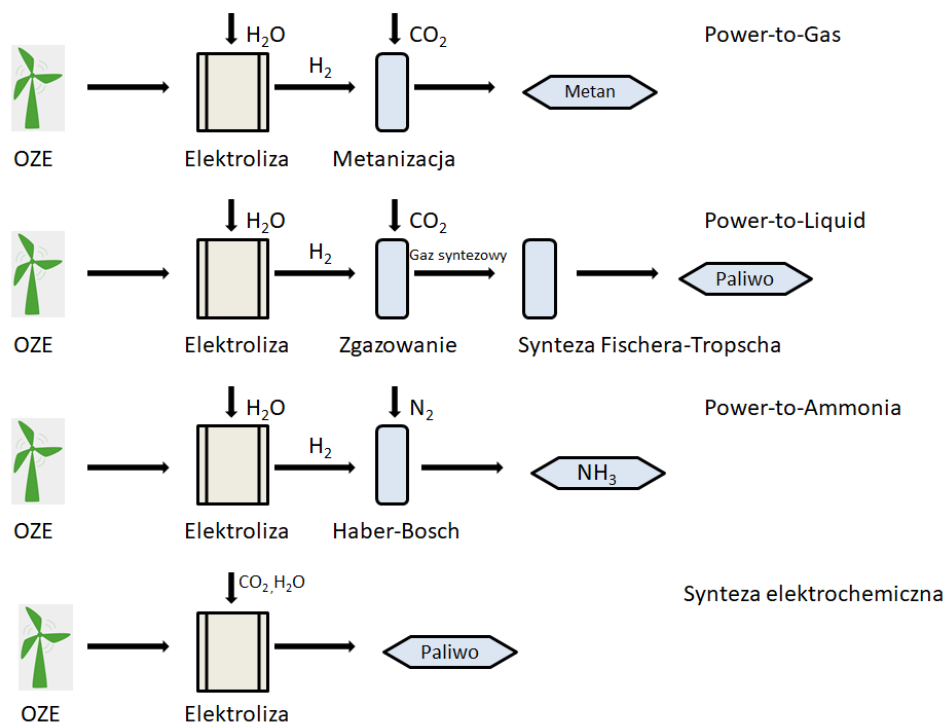
(Space travel – napęd kosmiczny, Material handling – transport materiałów, Passenger cars – samochody osobowe, Buses – autobusy, Light rail – transport kolejowy, Shunting locos – lokomotywy, Motorcycles – motocykle, Lorries – ciężarówki, Aviation – lotnictwo, Shipping – transport morski)

Rysunek 48 Gotowość technologiczna poszczególnych rozwiązań wodorowych w zastosowaniach mobilnych [174]

iii) produkcja paliw syntetycznych (power-to-gas, power-to-liquid), w tym z wykorzystaniem CO₂ pozyskiwanego z układów CCU/CCS/CRR

Produkcja paliw syntetycznych z wykorzystaniem energii elektrycznej OZE jest jednym z tematów, które wraz z rozwojem gospodarki wodorowej mają olbrzymi potencjał do rozwoju. Technologie produkcji paliw umożliwiają magazynowanie energii, dzięki przekształceniu energii elektrycznej, wytwarzanej przez odnawialne źródła energii na energię chemiczną paliwa (Power-to-X). W zależności od finalnego paliwa, do którego jest konwertowana energia elektryczna, możemy mieć do czynienia z technologiami:

- Power-to-gas (PtG) produkcja paliw gazowych takich jak wodór czy metan,
- Power-to-liquid (PtL) produkcja paliw ciekłych np. metanol,
- Power-to-ammonia (PtA) produkcja amoniaku.



Rysunek 49 Zestawienie technologii do produkcji paliw syntetycznych w koncepcji Power-to-X

Cykl produkcyjny paliw syntetycznych w układach PtX można podzielić na cztery główne etapy: produkcja wodoru w procesie elektrolizy wody, wychwyt dwutlenku węgla lub azotu z atmosfery lub innych źródeł, synteza chemiczna i kondycjonowanie paliwa, magazynowanie. Paliwa syntetyczne mogą zostać następnie wykorzystane na potrzeby zasilania klasycznych instalacji energetycznych (silniki wewnętrznego spalania, turbiny gazowe), jak również nowoczesnych układów z ogniwami paliwowymi.

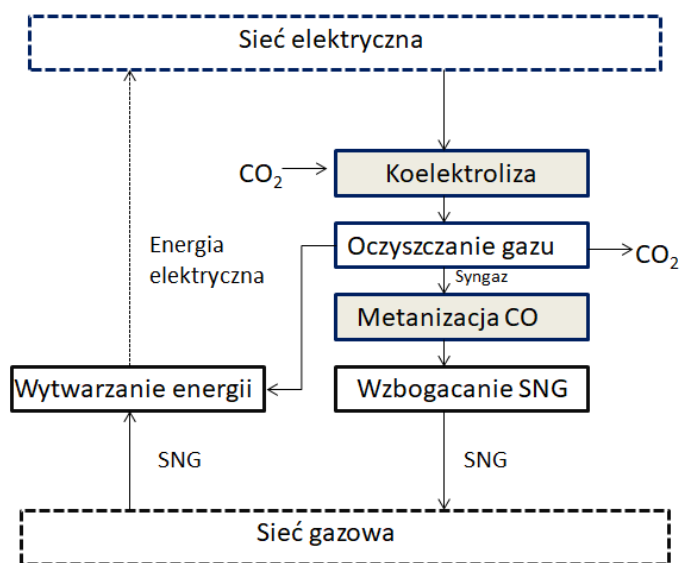
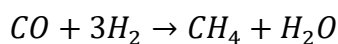
Power-to-gas

Podstawowym celem układów power-to-gas jest produkcja paliw gazowych takich jak wodór czy metan. Generacja wodoru w procesie elektrolizy jest dobrym przykładem instalacji PtG, gdzie nadmiar energii elektrycznej generowanej z OZE jest wykorzystany na potrzeby reakcji rozczepiania cząsteczek wody do wodoru i tlenu. Elektroliza wody i inne metody produkcji wodoru z odnawialnych źródeł energii zostały omówione w poprzednich punktach.

Metanizacja

Poza produkcją wodoru, innym przykładem technologii PtG jest wytwarzanie SNG (ang. Synthetic Natural Gas). Proces metanizacji prowadzony w instalacjach tego typu jest bardzo dobrze znany. Został odkryty w 1902 r. przez Paula Sabatiera i Jeana-Baptiste Senderensa. Polega na konwersji tlenków węgla i wodoru do metanu przez uwodornianie. Proces zachodzi w temperaturach powyżej 250°C w obecności katalizatorów. W zależności od rodzaju tlenku węgla stosowanego jako substrat wyróżniamy dwa rodzaje reakcji metanizacji.

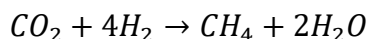
Metanizacja tlenkiem węgla – jest to silnie egzotermiczny proces ($\Delta H = -206$ kJ/mol), wykorzystujący jako substraty tlenek węgla i wodór. Produktami reakcji są metan i para wodna. Gaz zasilający pochodzi najczęściej ze zgazowania węgla lub biomasy, jednak możliwe jest aby w przyszłości był on produkowany przez ko-elektrolizę wody i dwutlenku węgla w wysokotemperaturowych elektrolizerach.



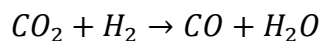
Rysunek 50 Schemat procesowy produkcji SNG w procesie metanizacji tlenkiem węgla

Metanizacja dwutlenkiem węgla – na potrzeby tej reakcji wykorzystywany jest gaz będący mieszaniną dwutlenku węgla i wodoru. Proces nabiera szczególnego znaczenia jeśli wodór jest produktem elektrolizy, gdyż mamy wtedy możliwość magazynowania energii elektrycznej w postaci paliwa syntetycznego SNG. Ponadto wykorzystanie dwutlenku węgla, pochodzącego z instalacji sekwestracji z układów energetyki konwencjonalnej bądź przemysłu, pozwala na jego zagospodarowanie i ograniczenie emisji tego gazu do atmosfery. Jest to kolejny ważny czynnik przemawiający za ogromnym potencjałem wdrożeniowym tej technologii w układach PtG

Podobnie jak w przypadku CO reakcja jest egzotermiczna ($\Delta H = -164$ kJ/mol). Dla jednego Nm³ metanu (w warunkach STP) produkowanego na godzinę, moc termiczna wynosi 1,8 kW. Proces zachodzi wg uproszczonej reakcji:

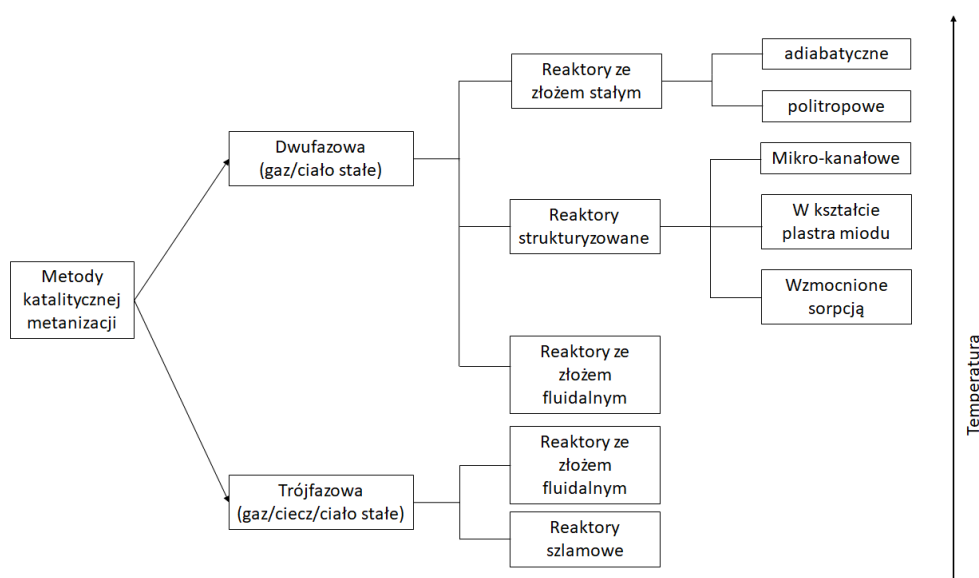


W rzeczywistości jest to kombinacja reakcji zachodzącej dla tlenku węgla i odwróconej reakcji WGS (ang. water gas shift) ($\Delta H = 41$ kJ/mol):



Produkcja metanu standardowo jest prowadzona z wykorzystaniem reaktorów katalitycznych w podwyższonych temperaturach (250-550°C). Może być katalizowana przez różne metale, takie jak ruten, rod, platyna, żelazo, nikiel, kobalt i molibden. Ze względu na stosunkowo niską cenę i dużą aktywność najpowszechniej stosowane są katalizatory niklowe na podłożach ceramicznych. Ponieważ reakcja metanizacji jest egzotermiczna jednym z ważnych czynników mających wpływ na przebieg procesu i żywotność katalizatora jest chłodzenie i kontrola temperatury pracy reaktora.

Aktualny stan techniki oparty jest przede wszystkim na reaktorach ze stałym złożem [175], powszechnie używanymi do produkcji metanu. Kontrolę temperatury uzyskuje się przez łączenie szeregowo kilku reaktorów z chłodzeniem pomiędzy kolejnymi stopniami. Alternatywnie system chłodzenia można zintegrować z reaktorem w postaci specjalnych struktur chłodzących, zapewniając ciągłą pracę reaktora w warunkach stałej temperatury [176], bez potrzeby budowania reaktorów w kaskadzie. Pomimo osiąganych wysokich stopni konwersji nawet w pojedynczym reaktorze, ze względu na skomplikowanie budowy reaktora ten sposób prowadzenia procesu jest bardziej kosztowny niż łączenie szeregowo kilku reaktorów. Prowadzone są także prace nad wykorzystaniem reaktorów fluidalnych i trójfazowych. Na Rysunek 51 przedstawiono klasyfikację technologii w zależności od typu reaktora. Najogólniej procesy metanizacji możemy podzielić na dwufazowe (z katalizatorem stałym) i trójfazowe (z katalizatorem tworzącym zawiesinę w płynie obojętnym). Poniżej krótko scharakteryzowano najpopularniejsze technologie stosowane w instalacjach komercyjnych bądź pilotażowych.



Rysunek 51 Podział technologii metanizacji (c - zastosowanie komercyjne, d - zastosowanie demonstracyjne, r - w fazie rozwoju) [176]

Tabela 32 Porównanie różnych reaktorów metanizacji [176]

Typ reaktora	Abiabatyczny reaktor ze złożem stałym	Chłodzony reaktor ze złożem stałym	Mikro-reaktor	Reaktor fluidalny	Reaktor trójfazowy
Rodzaj procesu	Abiabatyczny	Politropowy	Politropowy	≈Izotermiczny	Izotermiczny

175 Gotz, M., McDaniel Koch, A., Graf, F., 2014. State of the art and perspectives of CO₂ methanation process concepts for power-to-gas applications. International Gas Union Research Conference, Copenhagen

176 Ronsch, S., Schneider, J., Matthischke, S., Schließer, M., Götze, M., Lefebvre, J., Prabhakaran, P., Bajohr, S., 2016. Review on methanation—from fundamentals to current projects. Fuel 166, 276–296 <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.10.111>

Typ reaktora	Abiabatyczny reaktor ze złożem stałym	Chłodzony reaktor ze złożem stałym	Mikro-reaktor	Reaktor fluidalny	Reaktor trójfazowy
Stopnie reaktora	2-7	1-2	1-2	1-2	1-2
Recykling gazu	zazwyczaj	czasem	nie	czasem	nie
Zakres temperatur	250-700°C	250-500°C	250-500°C	300-400°C	300-350°C
Układ/stan katalizatora	upakowany	upakowany	powłoka	fluidyzujący	fluidyzujący lub zawieszony
Rozmiar cząsteczek	milimetry	milimetry	<200 µm	100-500 µm	<100 µm
Naprężenia mechaniczne katalizatora	niskie	niskie	niskie	wysokie	umiarkowane
Naprężenia termiczne katalizatora	wysokie	umiarkowane	umiarkowane	niskie	niskie
Złożoność konfiguracji procesu	wysoka	niska	niska	niska	niska
Koszty reaktora	średnie	wysokie	bardzo wysokie	niskie	niskie-średnie
GHSV	średnie-wysokie	wysokie	wysokie	średnie-wysokie	niskie-średnie
Poziom dojrzałości technologicznej	9	7	4-5	7	4-5

Produkcja metanu w procesach biologicznych

Reakcję metanizacji można przeprowadzić także angażując na te potrzeby mikroorganizmy metanogenne. Proces wykorzystywany jest do produkcji biogazu w beztlenowych komorach fermentacyjnych. W odróżnieniu od metod katalitycznych tutaj proces przebiega w niskich temperaturach i ciśnieniach. Ponadto niezbędne jest zachowanie środowiska ściśle beztlenowego, ponieważ obecność tlenu zabija mikroorganizmy wykorzystywane w tej metodzie. Mimo wrażliwości na tlen mikroorganizmy są znacznie bardziej odporne na zanieczyszczenia w porównaniu do katalizatorów niklowych. Produkowany w ten sposób syntetyczny metan potrzebuje jednak etapu oczyszczania przede wszystkim ze związków siarki.

Ze względu na niską temperaturę prowadzenia procesu szybkości reakcji są znacznie mniejsze w porównaniu do metanizacji na katalizatorach. Z tego powodu objętości reaktorów

biologicznych są znacznie większe dla takiego samego wydatku SNG. Obecnie biologiczna metanizacja jest nadal w fazie demonstracji (TRL między 6 a 7). Dla rozwiązań małej skali <5MW(SNG) biologiczna metnizacja jest korzystniejsza technologicznie [177], a koszty budowy małych instalacji są zbliżone do kosztów instalacji katalitycznych.

Prognoza zapotrzebowania na syntetyczny zielony metan

Jeśli weźmiemy pod uwagę zapotrzebowanie na zielone paliwa gazowe we wszystkich poszczególnych sektorach: energetycznym, przemyśle, ciepłownictwie, transporcie, to zarówno zielony metan jak i wodór mają stanowić duży udział w całkowitym zapotrzebowaniu na gaz w 2050r. W wielu miejscach jedynym skutecznym sposobem dekarbonizacji jest wykorzystanie metanu produkowanego w układach PtG ze źródeł odnawialnych, dotyczy to transportu ciężkiego, morskiego i lotniczego. W przemyśle metan jest wykorzystywany zarówno jako źródło energii, a także jako surowiec w procesach produkcyjnych. Szacuje się, że całkowite zapotrzebowanie na gaz wewnątrz wspólnoty europejskiej będzie w 2050 r. wynosić ponad 4000 TWh. W opracowaniach w ramach projektu STORE&GO oszacowano możliwy udział w tym zapotrzebowaniu gazu pozyskanego z układów PtG. Zestawienie danych dla różnych sektorów w EU zostało przedstawione w Tabeli 33.

Tabela 33 Przewidywane zapotrzebowanie na paliwa z układów PtG w różnych sektorach gospodarki 2050 r. [178]

	Zapotrzebowanie netto na gaz w 2050r.	Możliwy udział technologii PtG
Sektor energetyczny	1 200 TWh	0-5%
Sektor przemysłowy (zużycie energii)	628 TWh	10-65%
Sektor przemysłowy (zużycie nieenergetyczne)	570 TWh	30-60%
Ciepłownictwo	756 TWh	30-60%
Transport	1 012 TWh	30-60%

Jeden ze scenariuszy szacuje zapotrzebowanie na 550 GW mocy zainstalowanej w układach PtG, aby pokryć 75% przyszłego zapotrzebowania na gaz w Unii Europejskiej w roku 2050.

177 Gotz, M., Lefebvre, J., Mors, F., Mcdaniel Koch, A., Graf, F., Bajohr, S., Reimert, R., Kolb, T., 2016. Renewable power-to-gas: a technological and economic review. *Renew. Energy* 85, 1371–1390

178 STORE&GO Roadmap for large-scale storage based PtG conversion in the EU up to 2050 "Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimisation" October 2020

Układy tego typu są już eksploatowane głównie w Niemczech, ale planowana jest dalsza rozbudowa potencjału układów PtG w Europie (Tabela 34).

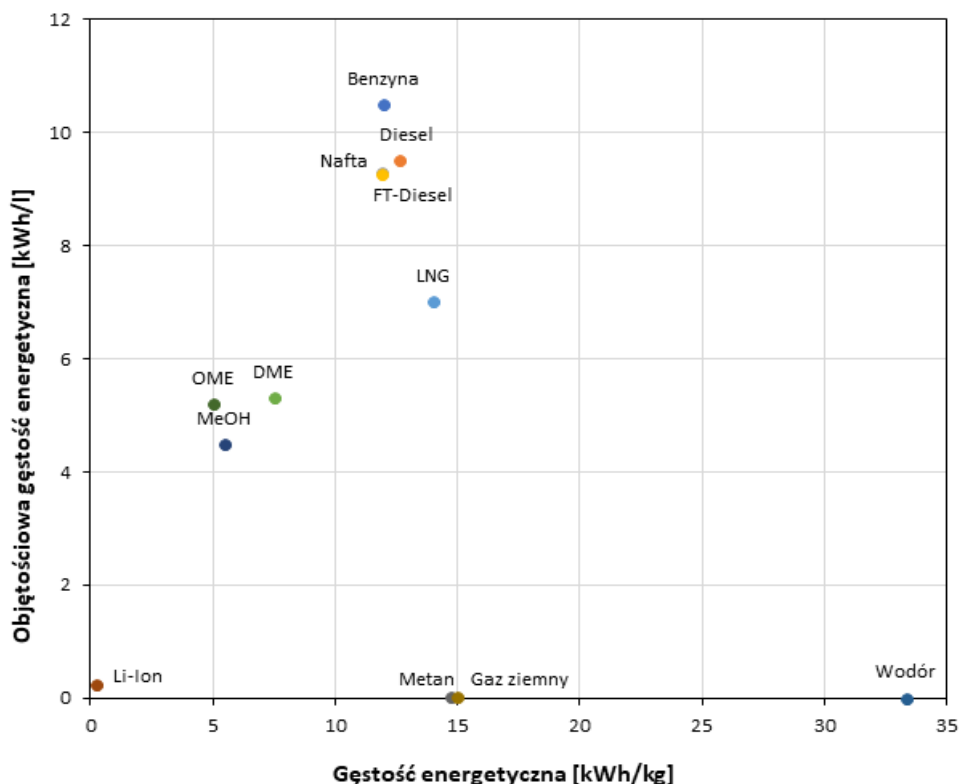
Tabela 34 Wykaz projektów dotyczących produkcji zielonego CH₄

Nazwa projektu	Państwo	Elektrolizer	Moc elektrolizera kWel	Start projektu	Zdolność produkcyjna [Nm ³ /h]	Źródło CO ₂
Methanisierung am Eichhof, SolarFuel-Alpha 4th site	Niemcy	ALK	25	2012	6 H ₂ , 4 SNG	biogaz
REG-Technikum	Niemcy	BRAK DANYCH	250	2012	12.5 SNG	
e-Gas-Anlange Werlte	Niemcy	ALK	6 000	2013	1 300 H ₂ , 300 SNG	sąsiednia biogazownia firmy EWE AG
Tauron CO ₂	Polska	BRAK DANYCH	BRAK DANYCH	2015	4,4 SNG	CO ₂ jest wychwytywane ze spalin z bloków energetycznych w TAURON Wytwarzanie S.A. Oddział Elektrownia Łaziska
Biogasbooster	Niemcy	BRAK DANYCH	BRAK DANYCH	2015	0.4 SNG	biogazownia oczyszczalni ścieków Straubing
BioPower2Gas	Niemcy	PEM	1200	2015	220 H ₂ , 55 SNG	sąsiednia biogazownia (ubogi gaz lub biogaz)
Energiepark Pirmasens-Winzeln	Niemcy	ALK	2 500	2015	50.22 CH ₄	składnik CO ₂ z biogazu produkowanego przez biogazownię badawczą PFI służy jako źródło CO ₂ do metanogenezy.
EXYTRON Demonstrationsanlage	Niemcy	ALK	21	2015	4 H ₂ , 1 SNG	system zasilania gazem, niezależny od innych źródeł CO ₂ dzięki recyrkulacji CO ₂ ze spalin pochodzących ze spalania metanu.
GICON-Grosstechnikum	Niemcy	BRAK DANYCH	BRAK DANYCH	2015	4 H ₂ , 1 SNG	
WindGas Falkenhagen	Niemcy	ALK	2 000	2015	360 H ₂ , 750 CH ₄	przy użyciu CO ₂ z wytwórni bioetanolu.
BioCat Projekt	Dania	ALK	1 000	2016	200 H ₂ , 50 SNG	zostaną wykorzystane dwa źródła dwutlenku węgla: (i) surowy biogaz z sąsiedniej komory

Nazwa projektu	Państwo	Elektrolizer	Moc elektrolizera kWel	Start projektu	Zdolność produkcyjna [Nm ³ /h]	Źródło CO ₂
						beztlenowej(ii) czysty strumień CO ₂ dostarczany przez lokalny system uszlachetniania biogazu.
BioPower2Gas-Erweiterung	Niemcy	PEM	1 200	2016	220 H ₂ , 55 SNG	sąsiednia biogazownia (ubogi gaz lub biogaz)
Exytron Zero- Emission-Wohnpark	Niemcy	ALK	63	2016	10 H ₂ , 2,5 SNG	własne spalanie SNG, kogeneracja i kocioł gazowy
COSYMA	Szwajcaria	BRAK DANYCH	BRAK DANYCH	2017	2 CH ₄	CO ₂ z powietrza lub przemysłu
ORBIT 1st site	Niemcy	BRAK DANYCH	BRAK DANYCH	2018	0,104 CH ₄	
MicroPyros GmbH	Niemcy	BRAK DANYCH	250	2018	10 CH ₄	
Jupiter 1000	Francja	ALK&PEM	1 000	2018	25 CH ₄	wychwytywane z pobliskich zakładów przemysłowych
Store&Go-Project, Hybrid werk Aarmatt	Szwajcaria	PEM	350	2018	30 CH ₄	CO ₂ ze ścieków
Store&Go-Project, Falkenhagen	Niemcy	ALK	2 000	2018	210 H ₂ , 57 SNG	CO ₂ z wytwórni bioetanolu
INFINITY I	Niemcy	PEM	1 000	2020	70,38 CH ₄	
MeGa-stoRE Com1	Dania	BRAK DANYCH	10 000	2035	1 710 CH ₄	
MeGa-stoRE Com2	Dania	BRAK DANYCH	10 000	2050	1 710 CH ₄	
Electrochaea GmbH	Wielka Brytania	BRAK DANYCH	10 000	BRAK DANYCH	60 CH ₄	

Technologie produkcji syntetycznych paliw ciekłych (Power to Liquid)

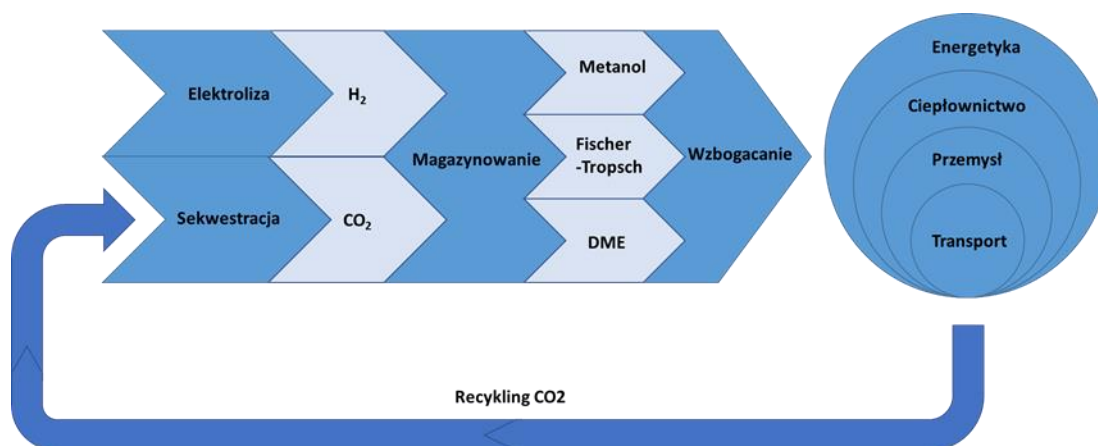
Konwersja energii elektrycznej do paliw ciekłych (Power to Liquid) jest, ze względu na wyższą gęstość energetyczną w porównaniu do paliw gazowych, bardziej efektywną metodą magazynowania energii – Rysunek 52. Dodatkowo może także odegrać szczególnie istotną rolę w kontekście trudnego do zrealizowania postępującego procesu dekarbonizacji przemysłu i transportu.



Rysunek 52 Porównanie gęstości energii dla różnych nośników energii [179]

Podobnie jak dla procesów produkcji gazowych paliw syntetycznych w układach PtG tak samo w technologiach PtL wodór pozyskiwany jest z energii elektrycznej w procesach elektrolizy wody. Głównymi ścieżkami technologicznymi Power to Liquid są konwersja wodoru i tlenków węgla do metanolu, eteru dimetylowego (DME) bądź paliw syntezy Fischera-Tropscha. Na Rysunek 53 przedstawiono schemat koncepcyjny procesu Power to Liquid.

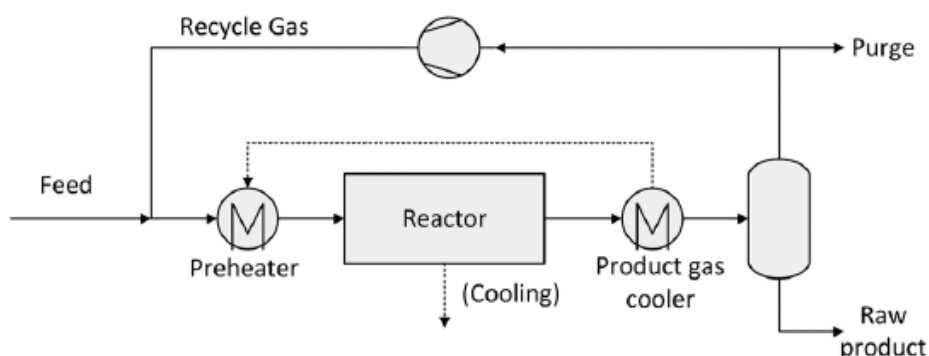
179 [Dieterich V., Buttler A., Hanel A., Spliethoff H. Fendt S. Power-to-liquid via synthesis of methanol, DME or Fischer-Tropsch-fuels: a review Energy & Environmental Science (10)2020 DOI: 10.1039/d0ee01187h



Rysunek 53 Schemat ideowy procesów Power to Liquid [180]

Konwencjonalna synteza

Konwersja tlenków węgla i wodoru do metanolu, DME lub paliw F-T jest silnie egzotermiczną reakcją. Na Rysunek 54 przedstawiono uproszczony schemat syntezy mogący się odnosić do każdego z ww. produktów. Strumień gazu syntezowego jest mieszany z gazem recykulowanym z procesu, następnie po wstępnym podgrzaniu trafia do reaktora, gdzie następuje proces konwersji. Gaz jest następnie chłodzony, a wykroplone paliwa ciekłe oddzielane są w separatorze. Nieprzereagowany syngaz jest zawracany, poza niewielką częścią, która jest usuwana, aby zapobiegać zbytniemu wzbogaceniu w gazy obojętne.



Rysunek 54 Uproszczony schemat technologiczny syntezy Metanolu/DME/Paliw F-T

Alternatywne technologie syntezy

Konwersja elektrochemiczna CO₂ – dwutlenek węgla może być bezpośrednio zredukowany do produktów takich jak niższe alkan, kwas mrówkowy lub metanol. Jednak niska rozpuszczalność tlenków węgla w elektrolitach wodnych ogranicza formowanie długich łańcuchów węglowodorowych. Możliwy jest także proces dwuetapowy, w którym CO₂ jest przekształcane w CO w pierwszym elektrolizerze, a następnie w inne produkty w drugim elektrolizerze

180 Dieterich V., Buttler A., Hanel A., Spliethoff H. Fendt S. Power-to-liquid via synthesis of methanol, DME or Fischer-Tropsch-fuels: a review Energy & Environmental Science (10)2020 DOI: 10.1039/d0ee01187h

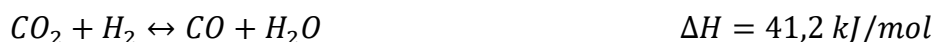
Konwersja fotokatalityczna CO₂ – naśladuje ona naturalną fotosyntezę. Proces zachodzi w trzech głównych etapach – absorpcja promieniowania, separacja i migracje ładunków, a następnie katalityczna redukcja CO₂. Głównymi produktami są CO, metan i metanol. Główną zaletą tej technologii jest niezależność od zewnętrznego źródła energii elektrycznej, jednak efektywność procesu pozostaje niska a koszty urządzeń fotokatalitycznych wysokie.

Synteza biologiczna – procesy biologiczne, które można wykorzystać do produkcji biopaliw np. konwersja metanu do metanolu, synteza węglowodorów ropopodobnych i biopaliw z alg.

PRODUKCJA METANOLU

Obecnie większość produkowanego na świecie metanolu powstaje w wyniku syntezy z syngazu wytwarzanego z paliw kopalnych. Gaz ten stanowi mieszaninę głównie CO i H₂. Dodatkowym składnikiem może być np. ditlenek węgla. Obecność dwutlenku węgla w gazie syntezowym jest korzystna z punktu widzenia syntezy metanolu, gdyż jego obecność w ilości < 2% zwiększa prawie stukrotnie szybkość reakcji. Wyższe stężenia dwutlenku węgla są niekorzystne, gdyż zakłócają przebieg syntezy metanolu.

Alternatywną metodą syntezy metanolu, a jednocześnie metodą utylizacji CO₂ i magazynowania energii, jest synteza z CO₂ i H₂. W metodzie tej następuje katalityczna redukcja dwutlenku węgla wodorem zgodnie z następującymi reakcjami:



W wyniku katalitycznego uwodornienia dwutlenku węgla do metanolu jako produkt uboczny powstaje woda. Jedna trzecia wodoru jest konwertowana do wody, co jest wartością znacznie wyższą niż w przypadku klasycznej produkcji metanolu z gazu syntezowego. Dodatkowo, termodynamicznie reakcja syntezy metanolu z CO₂ i H₂ nie jest tak wydajna jak reakcja syntezy z CO i H₂. Wydajność syntezy w 200°C nie przekracza 40%, a w przypadku CO wynosi ponad 80%. Sama reakcja CO₂ z H₂ do metanolu jest egzotermiczna i skutkuje zmniejszeniem się liczby cząsteczek. W związku z tym prowadzona jest w warunkach wysokiego ciśnienia i niskiej temperatury. Oddzielenie produktów reakcji, tj. wody i metanolu, skutkuje podwyższeniem wydajności reakcji tworzenia metanolu. Katalizatory CuO/ZnO/Al₂O₃ wykorzystywane w syntezie metanolu z syngazu, wykazują słabą aktywność w przypadku uwodornienia dwutlenku węgla w niskich temperaturach (poniżej 250°C). Wzrost temperatury powoduje aktywację reakcji z CO₂, ale tworzą się wówczas niepożądane produkty (CO i H₂O), w wyniku odwróconej reakcji reformingu parowego RWGS (ang. reverse water gas shift). W rezultacie, dodatkowy H₂ jest zużywany a produkcja metanolu ulega zmniejszeniu. Kolejnym problemem jest przyspieszenie przez wodę krystalizacji Cu i ZnO w katalizatorze. Prowadzi to do szybkiego spiekania i dezaktywacji złoża katalizatora. Inne produkty uwodornienia, takie jak wyższe alkohole i węglowodory, są często tworzone na równi z metanolem. Z tych powodów kluczowe jest zastosowanie wysoce selektywnego katalizatora.

Ogólna wydajność procesu magazynowania i wtórnego wykorzystania energii (power to power) z metanolu jest dość korzystna. Jeżeli produkt nie musi być transportowany lub konwertowany do innej postaci, maksymalna wydajność jaką można uzyskać jest równa 44,7%. W Tabeli 35 przedstawiono przegląd projektów PtL wykorzystujących CO₂ do syntezy metanolu.

Tabela 35 Przegląd projektów CO₂ to methanol [181]

Instytucja/firma, kraj, rok	Wydajność [kg/dobę]	Objętość reaktora [l]	T [°C]	P [bar]	Obciążenie gazowe GHSV [1000/h]	Stopień wykorzystania tlenków węgla [%]	Recykling (stopień recyklingu)	Opis
Lurgi AG, Niemcy, 1994/2010	b.d.	b.d.	250	80	10,5	94-96,5	Tak (4,5)	Podgrzewany płaszcz wodny
NITE, RITE Japonia, 1996/1998	0,9	0,05	250 (200-275)	50	18	b.d.	Tak	Reaktor zanurzony w łaźni piaskowej
	50	4,6	250 (230-270)	50 (30-70)	10 (5-20)	b.d.	Tak	Reaktor chłodzony olejem
Centrum badań nad energią słoneczną i wodorem, Niemcy, 1996	6,1	0,4	260	80	8,1	23	Nie	Elektrycznie podgrzewany płaszcz reaktora
Koreański Instytut Nauki i Technologii (KIST), Korea Płd., 1994/2004	75	8,1	250-300	51/61	b.d.	66,9-70,5	Tak	Reaktor RWGS (elektrycznie podgrzewany) i cztery równoległe reaktory SRC
	b.d.	b.d.	250	30	7,9	53	Tak (1)	Mini instalacja pilotażowa
Mitsui Chemicals Inc., Japonia, 2009	274	b.d.	250	50	10	72-88	Tak (2,6-3,2)	Instalacja pilotażowa
Uniwersytet Północnej Arizony, USA, 2009/2014	<0,5	0,05-0,08	240	69-97	3,3-8,3	2,6-14,3	Nie	Elektrycznie podgrzewany płaszcz reaktora
	1,6	0,15	240 (260)	90	1 (0,6-12)	40	Tak	Mobilne stanowisko testowe, elektroliza, elektrycznie podgrzewany płaszcz reaktora
Silicon Fire AG, Szwajcaria, 2010	40	b.d.	265	80	b.d.	b.d.	b.d.	Instalacja pilotażowa
Carbon Recykling International (CRI), Islandia, 2012	12 000	b.d.	250	100	b.d.	b.d.	Tak	Komersyjna instalacja wykorzystująca CO ₂ z geotermalnych gazów odłotowych
CRI, MHI, Niemcy, 2019	1 000	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	Instalacja zintegrowana z elektrownią węglową

PRODUKCJA DME (Eter dimetylowy)

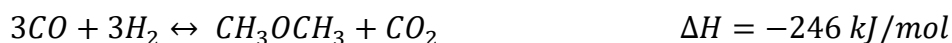
181 Dieterich V., Buttler A., Hanel A., Spliethoff H. Fendt S. Power-to-liquid via synthesis of methanol, DME or Fischer-Tropsch-fuels: a review Energy & Environmental Science (10)2020 DOI: 10.1039/d0ee01187h

Eter dimetylowy (CH₃-O-CH₃) posiada właściwości fizykochemiczne zbliżone do LPG, więc może stanowić środek zastępczy dla tego paliwa, zwłaszcza w zastosowaniach energetycznych i komunalnych. Ze względu na wysoką liczbę cetanową i dobre właściwości ekologiczne stanowi on „czyste” paliwo do silników diesla. Nie działa korozyjnie na metale konstrukcyjne silników oraz nie wpływa szkodliwie na zdrowie ludzi. Wykorzystywany jako paliwo nie powoduje emisji tlenków siarki (SO_x) oraz cząstek stałych (PM). Spalany generuje jedynie niewielkie ilości tlenków azotu (NO_x), tlenku węgla (CO) oraz niedopalonych resztek paliwa.

Eter dimetylowy może być wytwarzany dwiema metodami. Pośrednią - przez produkcję metanolu, a następnie jego dehydratację, zgodnie z reakcją:



Przez bezpośrednią syntezę z gazu syntezowego wg reakcji:



Technologie produkcji DME bezpośrednio przez syntezę CO₂ są obecnie przedmiotem badań, brak instalacji pilotażowych.

Produkty syntezy Fischera -Tropscha

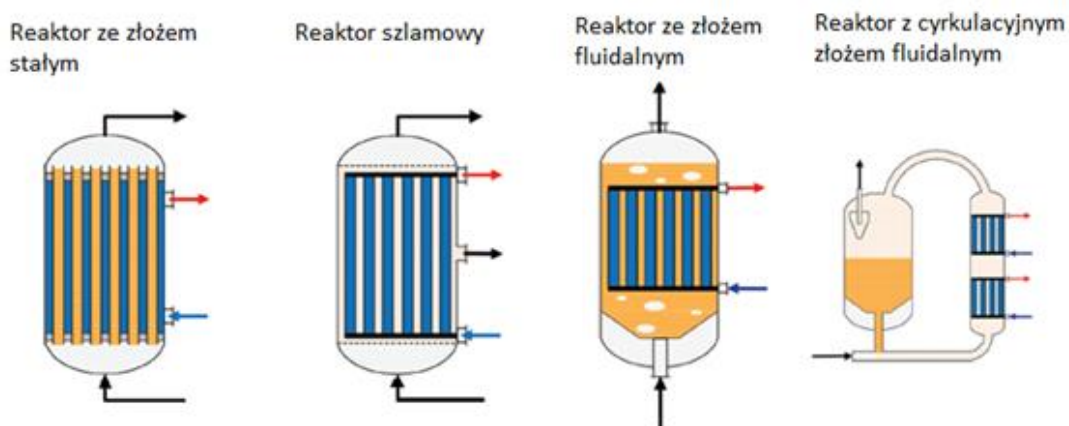
Proces syntezy Fischera-Tropscha to katalityczna reakcja chemiczna konwersji gazu syntezowego do ciekłych węglowodorów. Produktami są różnorodne proste łańcuchy węglowodorowe o długości zależnej od warunków prowadzenia procesu. Ciekłe węglowodory, zawierające 10-23 atomów węgla w łańcuchu mogą być użyte jako substytut benzyny lub oleju napędowego. Ich zaletami w porównaniu do paliw konwencjonalnych jest niska zawartość związków aromatycznych i brak zasilacza.

Generalnie synteza dla gazu o stosunku H₂/CO₂ wynoszącym 2 – 2,2 zachodzi w obecności katalizatorów – tlenków kobaltu bądź żelaza, w temperaturze co najmniej 160 – 200°C i pod ciśnieniem. Synteza zachodzi zgodnie z poniższymi reakcjami, gdzie n oznacza liczbę atomów węgla w łańcuchu węglowodoru (najczęściej jest to 10 -20). Woda będąca produktem ubocznym może być przekształcona w reakcji z CO do CO₂ i H₂ (reakcja WGS).

Proces F-T przeprowadza się standardowo w temperaturach od 150 do 300°C, ponieważ wyższe temperatury mogą prowadzić do powstawania metanu i niepożądanych niskich alkanów, a także do uszkodzenia katalizatora i odkładania się węgla. Zwiększanie ciśnienia prowadzi do powstawania dłuższych łańcuchów i wzrostu współczynnika konwersji, jednak wymaga to kosztownych wysokociśnieniowych komponentów. Jednakże zbyt wysokie ciśnienie powoduje powstawanie koksu mogącego prowadzić do dezaktywacji katalizatora. Parametry procesu są uzależnione od typu zastosowanego reaktora. Ze względu na temperaturę proces F-T można podzielić na niskotemperaturowy (LT-FT) – temperatury do 250°C i wysokotemperaturowy (HT-FT) – temperatury ok. 300 - 350°C. Różne typy reaktorów przedstawiono na Rysunek 55 a ich charakterystykę w

Tabela 36.

Gaz zasilający powinien charakteryzować się stosunkiem H_2/CO wynoszącym około dwa dla katalizatorów kobaltowych, dla katalizatorów żelazowych iloraz ten może być nieco niższy. Zazwyczaj źródłem tlenku węgla dla procesu jest zgazowanie węgla lub reforming parowy gazu ziemnego. Możliwe jest także wykorzystanie biomasy.



Rysunek 55 Typy reaktorów F-T [182]

182 Dieterich V., Buttler A., Hanel A., Spliethoff H. Fendt S. Power-to-liquid via synthesis of methanol, DME or Fischer-Tropsch-fuels: a review Energy & Environmental Science (10)2020 DOI: 10.1039/d0ee01187h

Tabela 36 Zestawienie typów reaktorów F-T [182]

	Reaktor ze złożem stałym	Reaktor szlamowy	Reaktor ze złożem fluidalnym	Reaktor z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym (CFB)
Opis	Posiada rurki o niewielkiej średnicy wypełnione katalizatorem. Są one otoczone przez wrzącą wodę odbierającą ciepło reakcji	Gaz syntezowy jest przepuszczany przez zawieszoną cząsteczek katalizatora w woskowej substancji, ciepło jest odbierane przez wętownice chłodzące	Produkowane są cząsteczki niskich węglowodorów w wysokich temperaturach	Produkowane są cząsteczki niskich węglowodorów w wysokich temperaturach
temperatura graniczna	maksymalnie 260°C (wyższe temperatury powodują pęcznienie katalizatora i blokowanie kanałów)	maksymalnie 260°C (wyższe temperatury mogą prowadzić do hydrokrakingu wosku)	minimum 300°C (aby uniknąć aglomerowania katalizatora przez ciężkie woski)	minimum 300°C (aby uniknąć aglomerowania katalizatora przez ciężkie woski)
Kontrola temperatury	Nie wielkie średnice rur i wysokie prędkości strumienia gazu zwiększają strumień ciepła, średnia temperatura musi być na tyle niska aby uniknąć miejscowego wzrostu powyżej temperatury granicznej	Dobrze wymieszana faza reakcji prowadzi do warunków izotermicznych i do skutecznej kontroli temperatury, stąd średnia temperatura może być wyższa niż w przypadku stałego złoża	Wysoka turbulencja powoduje bardzo wysoki współczynnik wymiany ciepła; złożo jest praktycznie izotermiczne	Wysoka turbulencja powoduje bardzo wysoki współczynnik wymiany ciepła; złożo jest praktycznie izotermiczne
Temperatura procesu	220-240°C	220-240°C	320-350°C	320-350°C
Ciśnienie	20-25 barów	20-25 barów	do 40 barów	25 barów
Spadek ciśnienia	4 bary	1 bar	niższy niż w przypadku CFB	-
Selektywność	łańcuchy o wysokiej liczbie atomów węgla	łańcuchy o wysokiej liczbie atomów węgla	Głównie produkty o niskiej liczbie atomów węgla (80% <C ₁₀)	Głównie produkty o niskiej liczbie atomów węgla (80% <C ₁₀)
Stopień konwersji	ok. 60%	ok. 60%	>85%	ok. 85%
Katalizator	tlenki kobaltu lub żelaza	tlenki kobaltu lub żelaza	Tlenki żelaza	Tlenki żelaza
Przykład procesu	Shell Middle Distillate Synthesis (SMDS)	SASOL SPD	SASOL SAS	Synthol

CO₂ jako substrat do produkcji paliw syntetycznych

O ile dla gazu syntezowego pochodzącego z paliw kopalnych proces F-T jest dość dobrze poznany i rozpowszechniony, to jako metoda bezpośredniej utylizacji dwutlenku węgla wymaga dalszego rozwoju i nie jest obecnie stosowana na szeroką skalę. Wykorzystanie dwutlenku węgla przez dodanie go do procesu reformingu (w przypadku gazu ziemnego) lub bezpośrednio do reaktora została już zbadana. Zostaje on przekonwertowany na CO i jeżeli tylko stosunek CO/H₂ pozostaje na odpowiednim poziomie może on być wykorzystany analogicznie do gazu syntezowego, pochodzącego wyłącznie z paliw kopalnych.

Tabela 37 Projekty PtL

Kraj	Nazwa Projektu	Moc elektrolizerów [kW]	Typ elektrolizerów	Produkt	Start projektu	Źródło CO ₂	Produkcja syngazu
Niemcy	E-CO ₂ MET Raffinerie Mitteldeutschland	720	SOE	Metanol	2021	Instalacja sekwencjalnej	RWGS
Niemcy	DOW Stade - Green MeOH	bd	bd	Metanol	2019	Instalacja sekwencjalnej	RWGS
Niemcy	E2Fuel	1 250	PEM	Metanol	2012	-	RWGS
Islandia	George Olah Plant	-	ALK	Metanol	2009	Instalacja sekwencjalnej	RWGS
Dania	SYNFUEL	2 000	SOE	Metanol	2019	-	Zgazowanie biomasy
Norwegia	Norsk e-Fuel	22 000	SOE	Paliwa F-T	2023	Bezpośrednio z powietrza	ko-elektroliza
Niemcy	Kopernikus-Projekt P2X	1 000	SOE	Paliwa F-T	2021	Bezpośrednio z powietrza	ko-elektroliza
Niemcy	Sunfire Power-to-Liquids	150	SOE	Paliwa F-T	2014	Biogazownia	RWGS
Holandia	The Hague Airport Demo Plant Rotterdam	-	SOE	Paliwa F-T	2019	Bezpośrednio z powietrza	ko-elektroliza
Niemcy	Integrated PtL test facility	10	SOE	Paliwa F-T	2019	Bezpośrednio z powietrza	ko-elektroliza
Finlandia	Soletair	5	PEM	Paliwa F-T	2017	Bezpośrednio z powietrza	RWGS

W Tabeli 37 przedstawiono pilotażowe/demonstracyjne projekty Power to Liquid wykorzystujące syntezę Fischera-Tropscha. Wykorzystują one CO₂ do produkcji gazu syntezowego przez ko-elektrolizę bądź reakcję RWGS (ang. reverse water gas shift).

iv) w branży chemicznej (np. amoniak tzw. N-fuels)

W branży chemicznej zapotrzebowanie na wodór jest bardzo wysokie i dotyczy przede wszystkim produkcji amoniaku na potrzeby produkcji nawozów sztucznych. Jest to bardzo energochłonny przemysł, a także wysokoemisyjny, ponieważ produkcja wodoru jest realizowana głównie przez reforming parowy metanu. Przemysł nawozowy zwłaszcza w Europie wykonał olbrzymi wysiłek na rzecz redukcji emisji i poprawy efektywności energetycznej [183], ale ograniczenia fizyczno-procesowe aktualnie stosowanych rozwiązań powodują, że dalsze inwestycje środków finansowych będą wpływać tylko w niewielkim stopniu na poprawę efektywności. Z kolei wyjście poza obecnie stosowane metody produkcji amoniaku będzie wymagać przede wszystkim konkurencyjnych cen zielonego wodoru i inwestycji infrastrukturalnych.

Pośród nowych propozycji dla producentów amoniaku dominują dwa kierunki:

- 1) zastosowanie elektrolizy wody do produkcji wodoru, w oparciu o odnawialne źródła energii,
- 2) zastosowanie metod wychwytu i utylizacji dwutlenku węgla (CCSU) z reaktorów reformingu.

W zależności od sposobu produkcji amoniaku i związanego z tym śladu węglowego przyjęto umowne nazewnictwo:

- Brązowy amoniak - wyprodukowany z paliw kopalnych,
- Niebieski amoniak - wyprodukowany z paliw kopalnych, ale przy zastosowaniu technologii sekwestracji dwutlenku węgla,
- Zielony amoniak – wykorzystanie elektrolizy wody, a energia elektryczna pochodzi ze źródeł odnawialnych.

Obecnie przemysłowa produkcja amoniaku oparta jest głównie na wykorzystaniu procesu Habera-Boscha. Jest to katalityczna synteza amoniaku z wodoru i azotu w warunkach wysokiego ciśnienia i temperatury. Proces ten jest wysoce energochłonny - zużywa 8 MWh energii na każdą tonę wyprodukowanego amoniaku.

Wodór wykorzystywany w syntezie amoniaku brązowego pochodzi z reformingu parowego paliw kopalnych, a jego produkcja odpowiada za około 90% emisji CO₂ i większość energii zużywanej w trakcie całego procesu. Najczęściej wodór produkowany w procesie reformingu gazu ziemnego. Do tego celu wykorzystuje się także węgiel, paliwa ciężkie oraz naftę. Drugi z substratów syntezy – azot pozyskiwany jest bezpośrednio ze sprężonego powietrza atmosferycznego lub w procesie separacji. Produktem ubocznym procesu zawsze jest dwutlenek węgla, przy czym dla gazu ziemnego emisja wynosi około 1,6 tony CO₂ na tonę wyprodukowanego amoniaku, natomiast dla pozostałych surowców między 2,5 a 3,8 tony CO₂ na tonę produktu. Redukcja emisji dwutlenku węgla w procesie jest możliwa przede wszystkim

w wyniku zmiany źródła pochodzenia wodoru, wykorzystania energii odnawialnej, lub sekwestrację dwutlenku węgla.

Produkcja niebieskiego amoniaku

Ze względu na niskie ceny gazu ziemnego i nieduże opłaty emisyjne, reforming parowy metanu w połączeniu z technologią sekwestracji dwutlenku węgla (CCS) prawdopodobnie będzie w początkowej fazie najtańszym sposobem na dekarbonizację produkcji amoniaku. Podczas reformingu parowego emitowany jest skoncentrowany strumień dwutlenek węgla, który jest stosunkowo łatwy do wychwytu. Obliczenia modelowe instalacji reformingu parowego z wykorzystaniem CCS wskazują jednak na zwiększone zużycie gazu ziemnego, co przekłada się na wyższą cenę produktu [184].

Sekwestracja pozwala na zmniejszenie emisji CO₂ nawet o 53-90% [184]. Jednakże samo wydobycie gazu ziemnego związane jest z pewną emisją, co w dużym, stopniu ogranicza możliwość dekarbonizacji całego cyklu produkcyjnego niebieskiego amoniaku. Komitet do zmian klimatu wykazuje, że [185] konsekwencją wykorzystania gazu ziemnego jest limit wydajności na poziomie ok. 65-80%. Podsumowując stopień redukcji emisyjności jest znaczny. Przewidywany jest dalszy wzrost zapotrzebowania na amoniak ok. 31% do roku 2030 [186]. Ponadto, jeśli amoniak zacznie odgrywać większą rolę jako nośnik energii, jego produkcja będzie rosła jeszcze szybciej a razem z nią nieuchronne emisje z procesów produkcji niebieskiego amoniaku, dlatego też wszelkie pro-środowiskowe inicjatywy, które zostaną podjęte w najbliższych latach mogą być jedynie pierwszym krokiem na drodze do gospodarki zeroemisyjnej

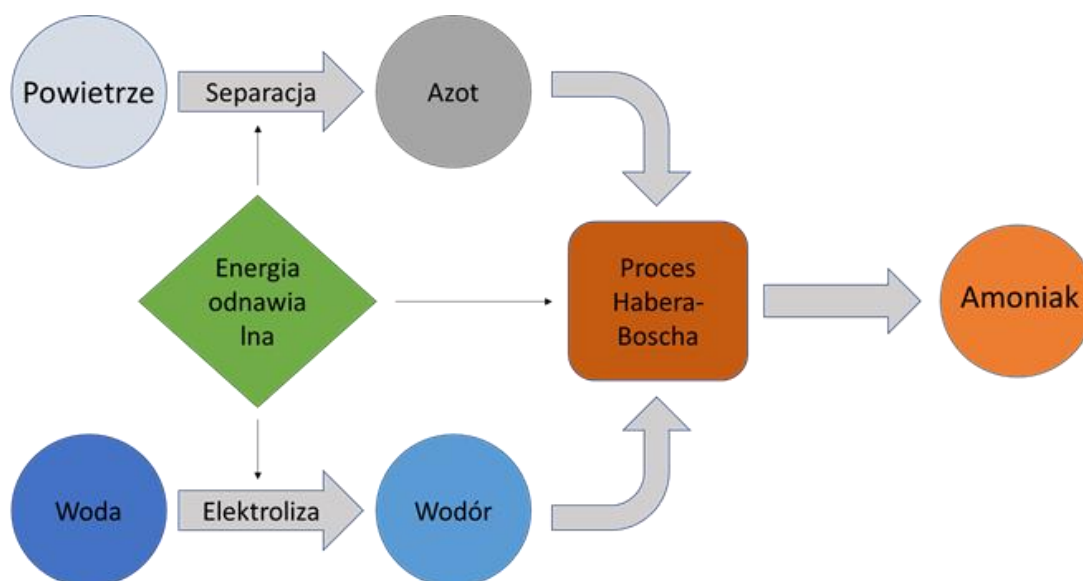
Produkcja zielonego amoniaku

Produkcja zielonego amoniaku oparta jest na technologii elektrolizy wody, która została opisana w niniejszej analizie. Wykorzystanie do produkcji amoniaku zielonego wodoru pozwala na olbrzymią redukcję emisji z zakładów produkcyjnych amoniaku. Do produkcji amoniaku wciąż jest potrzebny azot, ale separacja azotu z powietrza atmosferycznego odpowiada tylko za ok. 3% energii zużywanej podczas procesu. Uproszczony schemat procesu produkcji zielonego amoniaku został przedstawiony na Rysunek 56.

184 G. Collodi et al. Techno-Economic Evaluation of Deploying CCS in SMR Based Merchant H₂ Production with NG as Feedstock and Fuel 2017

185 Hydrogen in a low-carbon economy, Committee on Climate Change 2018

186 Future of hydrogen],



Rysunek 56 Schemat produkcji zielonego amoniaku

Rozpowszechnienie tej ścieżki produkcji amoniaku wymagać będzie szerokiego dostępu do źródeł energii odnawialnej, a także obniżenia kosztów zielonej energii. W tym momencie energia elektryczna potrzebna do produkcji wodoru jest zdecydowanie droższa niż gaz ziemny, a odpowiada za 85% kosztów produkcji amoniaku. Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej (IRENA) szacuje, że koszty produkcji wodoru z OZE będą dynamicznie spadać i na przestrzeni 5-10 lat powinny konkurować z produkcją wodoru z reformingu parowego, co pozwala ocenić szybkość ewentualnych wdrożeń [187]. Ceny zielonej energii elektrycznej będą najszybciej się zmieniać w miejscach, gdzie warunki dla OZE są najlepsze. Dotyczy to głównie Afryki, Ameryki Południowej i Australii. Zastosowanie elektrolizy do produkcji amoniaku może być w pierwszym etapie opłacalne zatem w krajach o wysokim potencjale OZE, lub z zapewnionym dostępem do taniego zielonego wodoru np. z importu.

Aktualnie najbardziej ambitne plany budowy dużych instalacji demonstracyjnych są realizowane przez Australię. W roku 2020 Australia i Nowa Zelandia ogłosiły finansowanie dla dwóch jednostek produkcyjnych zielonego amoniaku. Australijska agencja ARENA przyznała firmie Yara i ENGIE 600 tys. USD na oparty o panele słoneczne pilotażowy układ w Yara Pilbara. W Nowej Zelandii (Kapuni) przeznaczono ok 11,3 mln USD na ich fabrykę amoniaku zasilaną wiatrem. Ponadto w Stanach Zjednoczonych CF Industries (jeden z największych producentów amoniaku na świecie) zadeklarowało potężne inwestycje w jeden ze swoich największych kompleksów produkcyjnych w Donaldsonville (Louisjana). Pilotażowa instalacja ma produkować 20 000 ton zielonego amoniaku rocznie. Kolejne demonstracyjne projekty wielkoskalowych instalacji produkcji zielonego amoniaku oparte na technologii elektrolizy będą raczej powstawać w lokalizacjach z dobrym dostępem do OZE.

Ograniczenie kosztów inwestycyjnych układów mało-skalowych wiąże się z potrzebą opracowania reaktorów realizujących procesy Habera-Boscha w skali poniżej 1 MW. Rozwiązanie to może się jednak charakteryzować niższą efektywnością, a także wzrasta ryzyko wystąpienia potencjalnych problemów związanymi z pracą katalizatorów w innych warunkach ciśnienia lub temperatury. Obecnie pracuje kilka takich małych (20-30 kg

187 IRENA 2019, Hydrogen: A renewable Energy perspective. Report prepared for the 2nd Hydrogen Energy Ministerial Meeting Japan

amoniaku/dzień) instalacji demonstracyjnych np. w Rutherford Appleton Laboratory w Oxfordshire [188], czy w japońskiej Fukushima. Amoniak produkowany przez małe instalacje może być zagospodarowany lokalnie np. zużywany na bieżąco jako nawóz lub transportowany do większych magazynów energii.

Magazynowanie wodoru jest także możliwe z wykorzystaniem metod chemicznych, a w szczególności metod wytwarzania amoniaku (NH_3), zawierającego ok. 18% wag. wodoru. Dekompozycja amoniaku np. na drodze krakingu termicznego pozwala uzyskać paliwo zawierające 75%_{mol.} wodoru. Wodór do syntezy amoniaku pochodzi obecnie głównie z reformingu gazu ziemnego, ale może być wytwarzany z wody za pomocą elektrolizy zasilanej energią elektryczną, np. OZE. W ten sposób można uzyskiwać "zielony amoniak", wytwarzany bezemisyjnie lub niskoemisyjnie. Nazwą Power-to-Ammonia określa się cały proces, w którym strumieniami wejściowymi są woda, powietrze i energia elektryczna, a strumień wyjściowy stanowi amoniak.

Amoniak jest substancją stosowaną powszechnie w przemyśle nawozowym. Polska znajduje się obecnie w pierwszej dwudziestce pod względem ilości wytwarzanego amoniaku rocznie [189]. W odniesieniu do paliw omówionych powyżej (metan i metanol), amoniak (NH_3) nie posiada węgla w strukturze, co oznacza zerową emisję w przypadku jego wykorzystania jako paliwo. Zawartość wodoru w ciekłym amoniaku w porównaniu do wodoru skroplonego jest wyższa o 40%. Uwzględniając poza samą naturą cieczy także konstrukcję zbiornika i elementy peryferyjne, przewaga amoniaku jest jeszcze bardziej znacząca. Jedną z dużych zalet amoniaku jest to, że nie jest on gazem cieplarnianym. Ewentualna emisja amoniaku do atmosfery skutkuje powstawaniem powietrza zasadowego, którego wpływ środowiskowy jest nadal przedmiotem badań na świecie [190].

Amoniak jest substancją silnie toksyczną i korozyjną, co musi być brane pod uwagę na każdym etapie wykorzystania energetycznego tego związku. Przechowywanie i transport amoniaku są bardzo przystępne ekonomicznie, pomimo konieczności zachowania odpowiednich środków bezpieczeństwa. Magazynowanie amoniaku realizowane jest przemysłowo w formie ciekłej w dwóch rodzajach zbiorników:

- zbiorniki ciśnieniowe - 8 atmosfer dla temperatury pokojowej,
- zbiorniki kriogeniczne, o temperaturze -33°C , w ciśnieniu zbliżonym do atmosferycznego.

Istotnym aspektem magazynowania amoniaku jest bezpieczeństwo przeciwybuchowe. Granice wybuchowości amoniaku wynoszą DGW: 15% i GGW: 28% (dla porównania wodór 4%÷75%). Amoniak należy do grupy wybuchowości IIA T1, a więc w grupie substancji wybuchowych klasyfikuje się w najbezpieczniejszej kategorii, i posiada maksymalną dozwoloną temperaturę powierzchni 450°C , a więc ułatwioną współpracę z urządzeniami gorącymi [191].

Amoniak jest przemysłowo transportowany rurociągami, zarówno w Europie, w tym w Polsce, jak i na świecie. Imponujące osiągnięcia posiadają na tym polu Amerykanie, posiadając sieć

188 <https://www.siemens-energy.com/uk/en/offerings-uk/green-ammonia.html>

189 <https://www.indexmundi.com/minerals/?product=ammonia&graph=production>

190 <https://royalsocietypublishing.org/doi/10.1098/rsta.2019.0315>

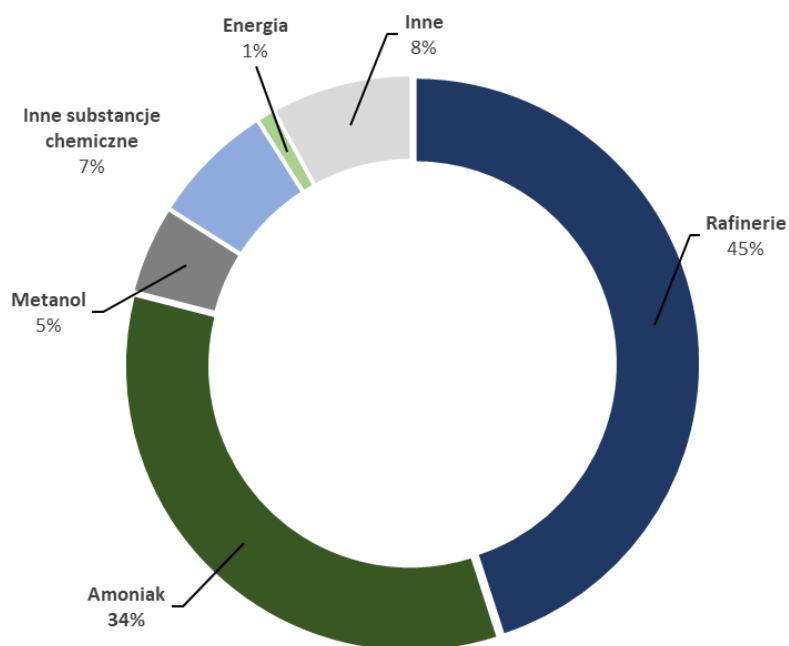
191 https://www.draeger.com/library/content/9045993_explosion_protection_gds_br_pl_maly.pdf

rurociągów amoniaku (bezwodnego), przecinającą 6 stanów, a także liczne rurociągi i sieci pomniejsze. W Polsce przykładem rurociągu amoniaku jest rurociąg Stokaz - Mijanka, o długości kilkunastu kilometrów w pobliżu Polic.

v) w innych gałęziach przemysłu

Wodór jest obecnie używany w wielu gałęziach przemysłu i szacuje się zastosowanie go w coraz szerszym zakresie, m.in. zastępując technologie węglowe wykorzystywane dotychczas.

Obecne wykorzystanie wodoru ze względu na zastosowanie zostało przedstawione na Rysunek 57.



Rysunek 57 Zapotrzebowanie na wodór według zastosowania [192]

Gałęzie przemysłu, niewymienione we wcześniejszych rozdziałach, w których wykorzystuje się wodór:

Przemysł rafineryjny

Kwestie dotyczące wodoru w procesach rafineryjnych zostały poruszone w rozdziale II.a podpunkt V niniejszej analizy, skupiały się jednak na produkcji pierwiastka jako produktu ubocznego. Jeśli chodzi o zużycie wodoru w przemyśle rafineryjnym, największe następuje podczas hydrokrakingu, czyli procesu służącego zmniejszeniu masy cząsteczkowej składników surowca i zmianie proporcji w jakich występują. Proces prowadzony jest w temperaturze 250-450°C, pod ciśnieniem wodoru 5-30 Mpa, w obecności katalizatorów i zużywa około 300 Nm³H₂/t produktu [193]. Stosuje się go w celu uzyskania paliw silnikowych, gazu płynnego oraz surowców do dalszych procesów katalitycznych. Drugim procesem, który

192 Hydrogen roadmap europe

193 FCH observatory Chapter_2_Hydrogen_Molecule_Market

zużywa duże ilości wodoru jest hydrowodnia, na którą składa się m.in. uwodornienie i kilka działań, mających na celu oczyszczenie produktu z zanieczyszczeń: hydroodsiarczanie, hydrodenitryfikacja i hydrodemetanizacja. Proces hydrowodniania zużywa od 20 do 50 Nm³H₂/t produktu [193]. Całkowite zapotrzebowanie na wodór w rafineriach w Europie wyniosło 3,7 Mt w 2018 roku.

Jedną z możliwości dekarbonizacji rafinerii jest zastąpienie wodoru szarego, wykorzystywanego obecnie, wodorem niebieskim lub zielonym [194]. Zużycie wodoru podczas rafinacji ropy naftowej w Polsce wynosi około 250 tys. ton rocznie [193].

Przemysł chemiczny

Oprócz wykorzystania wodoru do produkcji amoniaku, który został omówiony w innym rozdziale, wodór wykorzystuje się także w przemyśle chemicznym do produkcji wielu substancji m.in. metanolu, cykloheksanu, aniliny, kaprolaktamu, nadtlenu wodoru (potocznie zwanym wodą utlenioną), alkoholi oxo, kwasu adypinowego, kwasu chlorowodorowego i tetrahydrofuran. Zużycie wodoru w branży chemicznej, wyłączając produkcje amoniaku wyniosło około 45 tys. ton wodoru w Polsce w 2018 roku [193].

Przemysł metalurgiczny

Wodór w przemyśle metalurgicznym wykorzystywany jest na kilka sposobów:

1. przy obróbce metali (gł. w stopach metali), np. jako gaz inertny podczas wyżarzania,
2. do spawania atomowego (ang. *Atomic Hydrogen Welding - AHW*),
3. przy produkcji stali, w tym do bezpośredniej redukcji rudy żelaza w metodzie DRI-EAF

Ostatni z wymienionych sposobów uważany jest za przyszłościowe rozwiązanie w procesie produkcji stali. Obecnie odpowiada za 7% całkowitej pierwotnej produkcji stali na świecie. Szacuje się jednak szybkie rozpowszechnienie tej metody, co może podnieść jej udział w globalnej produkcji do 20% do 2030 roku, a w dalszej perspektywie możliwe całkowicie zastąpić inne metody [195].

Metoda bezpośredniej redukcji rudy żelaza połączona z piecem łukowym (DRI-EAF ang. *direct reduction of iron-electric arc furnace*), polega na wykorzystaniu wodoru jako czynnika redukującego. Powstałe w ten sposób żelazo kierowane jest do pieca łukowego, zasilanego energią elektryczną, gdzie w połączeniu ze złomem tworzy stal [196]. Analogicznie jak w przypadku innych zastosowań, wykorzystanie zielonego lub niebieskiego wodoru w tym procesie, znacząco obniża generację gazów cieplarnianych w porównaniu do obecnie stosowanej metody produkcji stali przy wykorzystaniu węgla i jego pochodnych.

Przemysł elektroniczny

Najczęściej wodór wykorzystywany jest przy produkcji półprzewodników, wyświetlaczy i fotowoltaiki:

194 FCH Opportunities for Hydrogen Energy Technologies considering the National Energy and Climate Plans - Poland Brchure

195 Future of hydrogen, IEA

196 FCH Opportunities for Hydrogen Energy Technologies considering the National Energy and Climate Plans

1. jako gaz ochronny i nośny
2. w procesach osadzania
3. do czyszczenia
4. do trawienia
5. w procesach redukcyjnych

Przemysł szklarski

W przemyśle szklarskim wodór wykorzystuje się jako gaz obojętny lub ochronny przy produkcji szkła płaskiego (szyb), lub przy polerowaniu płomieniowym.

Przemysł spożywczy

Wodór jest używany do zamiany tłuszczów nienasyconych w oleje i tłuszcze nasycone, w tym uwodornione oleje roślinne, takie jak margaryna i masło do smarowania.

Przemysł medyczny

1. do produkcji nadtlenu wodoru (H_2O_2)
2. w ostatnim czasie zaczęto badać go jako gaz terapeutyczny pomocny w szeregu chorób [197].

Przemysł energetyczny

Oprócz wykorzystania wodoru jako paliwa, omówionego we wcześniejszym rozdziale, wykorzystuje się go m.in. do:

1. do chłodzenia generatorów,
2. do zapobiegania korozji w rurociągach elektrowni

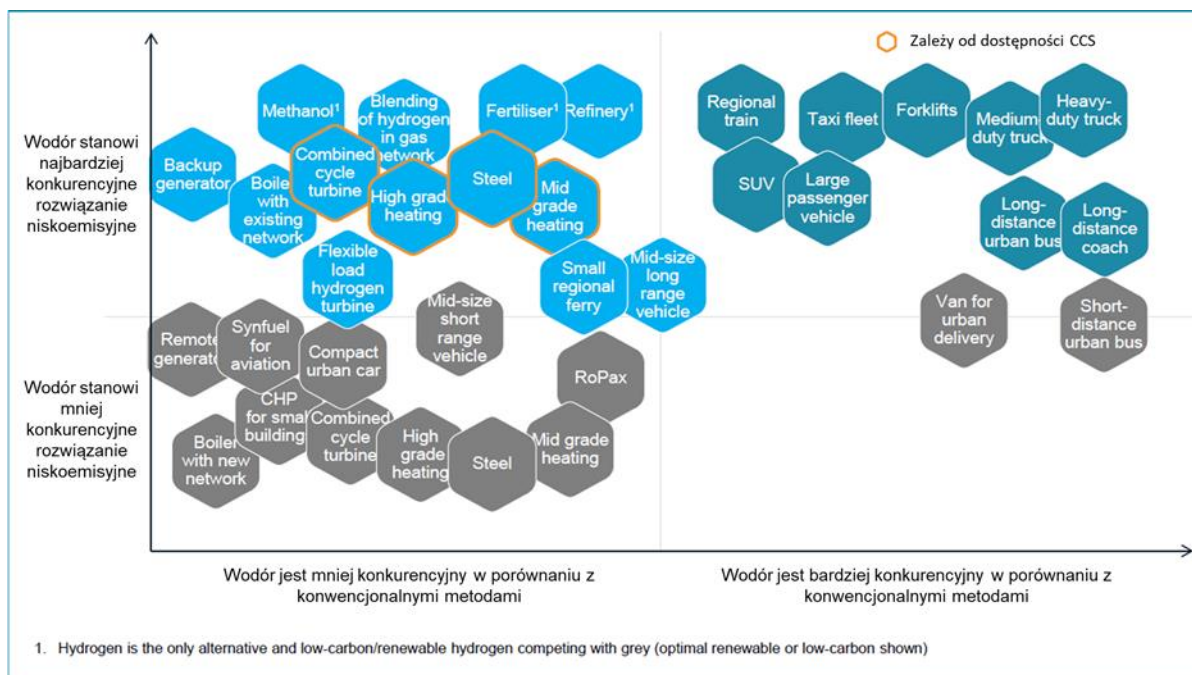
Ciepło przemysłowe

Obecnie do wytwarzania ciepła przemysłowego wykorzystuje się paliwa kopalne w tym: 65% węgla, 20% gazu ziemnego i 10% ropy naftowej, wodór może w tej kwestii stanowić alternatywne źródło ciepła, służące celowi dekarbonizacji przemysłu [198]. Elektryfikacja uznawana jest za najbardziej obiecującą technologią wytwarzania ciepła niskiej i średniej jakości ($<100^{\circ}C$ i $100-500^{\circ}C$) [199]. Natomiast w przypadku wytwarzania ciepła wysokiej jakości ($>500^{\circ}C$) wodór może stanowić konkurencyjną alternatywę. Energia elektryczna wykorzystywana jest obecnie m.in. w łukowych piecach wykorzystywanych w metalurgii i grzałkach oporowych np. przy produkcji włókna węglowego. Istnieją jednak trudne do zelektryfikowania procesy wykorzystujące znaczne pokłady energii np. w rafineriach i przemyśle cementowym, w których spalanie wodoru może stanowić przyszłościowe rozwiązanie, w celu zapewnienia potrzebnego ciepła [198].

197 Molecular hydrogen as a preventive and therapeutic medical gas: Initiation, development and potential of hydrogen medicine

198 Future of hydrogen IEA

199 Hydrogen roadmap Europe



(Methanol – metanol, Blending of hydrogen in gas network – wtlaczanie wodoru do sieci gazowej, Fertiliser – nawóz, rafineria – rafineria, regional train – pociąg regionalny, taxi fleet – flota taxi, forklifts – wózki widłowe, duty trucks – samochody ciężarowe, Backup generator – generator rezerwowy, Boiler with existing network – kocioł z istniejącą siecią, combined cycle turbine – układ gazowo-parowy, high grade heat – ciepło wysokotemperaturowe, steel – stal, passenger vehicle – samochód osobowy, flexible load hydrogen turbine – elastyczna turbina zasilana wodorem, ferry – prom, urban bus – autobus, coach – autokar, remote generator – generator, synfuel for aviation – paliwo syntetyczne dla lotnictwa, CHP – układ kogeneracyjny.)

Rysunek 58 Konkurencyjność cenowa technologii wodorowych w porównaniu z alternatywnymi metodami niskoemisyjnymi [200]

Obecnie realizowane są projekty mające na celu demonstrację gotowości technicznej technologii wodorowych służących dekarbonizacji przemysłu. Projekt REFHYNE polega na integracji 10 MW elektrolizera dostarczającego wodór do rafinerii znajdującej się w Niemczech, instalacja będzie stanowiła jednocześnie jednostkę bilansującą zarówno wewnętrzną sieć elektroenergetyczną rafinerii, jak i sieć krajową. Wpływy ze sprzedaży wodoru i roli bilansującej tworzą model uzasadniony finansowo, co ma zostać udowodnione podczas 2 lat pracy instalacji [201]. Kolejnym projektem w skali przemysłowej jest H2FUTURE, który polega na integracji 6MW elektrolizera z hutą stali zlokalizowaną w Austrii [202].

Projekt GrInHy realizowany w latach 2016 – 2019 polegał na integracji odwracalnego stałotlenkowego elektrolizera z hutą żelaza i stali. Wykorzystanie wysokotemperaturowej elektrolizy jako źródła wodoru potrzebnego w instalacji jest korzystne ze względu na wykorzystanie ciepła odpadowego z instalacji, co obniża pobór mocy elektrycznej, a tym samym podwyższa sprawność układu. Instalacja o mocy 150 kW_{ac} przepracowała 10 000 godzin, dostarczając wodór o parametrach wymaganych w procesie obróbki stali. Kolejnym projektem, bazującym na doświadczeniach zebranych podczas pracy poprzedniej instalacji, jest GrInHy 2.0. Celem projektu jest implementacja stałotlenkowego elektrolizera o mocy 720 kW_{ac}, w układzie analogicznym do pierwszej edycji projektu. Układ przewidziany jest na

200 Path to hydrogen competitiveness: a cost perspective

201 <https://refhyne.eu/>

202 <https://www.h2future-project.eu/>.

pracę ponad 13 000 godzin i ma wyprodukować 100 ton zielonego wodoru, osiągając sprawność przynajmniej 84% [203].

W niniejszym rozdziale przedstawiono gałęzie przemysłu, w których wykorzystywany jest wodór, zmiana obecnie dominującego sposobu wytwarzania wodoru na metody zero lub nisko emisyjne jest pierwszym sposobem na dekarbonizację przemysłu. Drugim sposobem jest wykorzystanie wodoru w procesie produkcji stali, zamiast wykorzystywanego do tej pory węgla. Trzecim zastosowaniem wodoru w przemyśle jest wytwarzanie ciepła wysokiej jakości potrzebnego w wielu procesach.

Niemiecka strategia wodorowa wymaga podjęcia dialogu z przemysłem chemicznym, celem wsparcia przemysłu metalurgicznego w procesie wdrażania wykorzystania wodoru do redukcji rud żelaza, w szczególności na drodze bezpośredniej redukcji (DRI) [204]. Podobne możliwości wykorzystania wodoru w Polsce wymienia opracowanie [205], które dodatkowo zwraca uwagę na zmianę paliw kopalnych na odnawialny wodór przy wytwarzaniu wysokiej jakości ciepła przemysłowego.

203 <https://www.green-industrial-hydrogen.com/project/grinhy-project>

204 Nationale Wasserstoffstrategie – Germany National Hydrogen Strategy

205 FCH Opportunities for Hydrogen Energy Technologies considering the National Energy and Climate Plans - Poland Brochure

Rozdział III- Zapotrzebowanie

Założenia do projekcji zapotrzebowania H₂ jako paliwa w sektorze energetycznym, ciepłowniczym i przemysłowym – trzy scenariusze

Prognoza zapotrzebowania na wodór w gospodarce narodowej na rok 2030 oraz perspektywa na rok 2040 w trzech scenariuszach:

- a) **Pierwszy scenariusz:** *business as usual* - scenariusz zakładający rozwój gospodarki wodorowej bez wsparcia, specjalnych bodźców i wdrożenia rekomendacji zawartych w przygotowywanej strategii wodorowej Polski,
- b) **Drugi scenariusz:** wejście w życie strategii w projektowanym (bądź zmodyfikowanym) kształcie,
- c) **Trzeci scenariusz:** przyśpieszonej transformacji energetycznej UE (zagregowany cel redukcji emisji gazów cieplarnianych GHG 50 – 55% do 2030 roku oraz uzyskanie neutralności klimatycznej w roku 2050).

III.a. Sektor energetyczny i ciepłowniczy z uwzględnieniem mikro-instalacji

Sektor energetyczny

Zapotrzebowanie na energię elektryczną rośnie i będzie rosło z rozwojem gospodarki. Obecnie zapotrzebowanie to wynosi około 176 TWh oraz moc maksymalna jest na poziomie 25,5 GW. W 2030 r. zapotrzebowanie na energię elektryczną będzie wynosiło 201,2 TWh, a zapotrzebowanie na moc wzrośnie o 18% - do 30,2 GW. [206]

Więcej niż 55% energii elektrycznej w 2030 r. będzie pochodziło z elektrowni i elektrociepłowni na węgiel, około 10% z jednostek gazowych i około 32% z OZE. Tabela poniżej przedstawia strukturę produkcji energii elektrycznej:

Tabela 38 Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce w 2030 r. [206]

	Energia elektryczna, TWh
<i>Elektrownie na węgiel</i>	92,6
<i>Elektrociepłownie na węgiel</i>	20,4
<i>Elektrownie na paliwa gazowe</i>	10,2
<i>Elektrociepłownie na paliwa gazowe</i>	10,5
<i>Elektrownie na biomasa, biogaz</i>	15,5
<i>Elektrownie wiatrowe</i>	38,3
<i>Elektrownie fotowoltaiczne</i>	6,8
<i>Pozostałe</i>	6,9

W 2040 r. zapotrzebowanie na moc maksymalną wzrośnie o 14% i będzie wynosiło 34,5 GW. Popyt na energię elektryczną będzie na poziomie 225,8 TWh i zostanie pokryty na 40% energią z OZE, na 14% - z elektrowni jądrowych, 28% - z węglowych jednostki i około 17% - gazowe.

Sektor ciepłowniczy

Obecnie produkcja energii ciepłej w ciepłowniach i elektrociepłowniach (CHP) wynosi 290 PJ, z czego 70% jest wytwarzana w CHP. W 2030 r. produkcja będzie wynosiła 259,6 PJ z 79% udziału CHP, a w perspektywie na 2040r. udział elektrociepłowni wzrośnie do 82%, a produkcja energii ciepłej nieznacznie spadnie do 258,7 PJ. [207]

Ciepłownictwo indywidualne obecnie wynosi około 747 PJ. Z czego 47,7% energii powstaje z użycia węgla, 31,1% z użycia gazu, co wynosi 24-26 mln t węgla/rocznie i 4,5 mld m³ gazu/rocznie i powoduje emisję CO₂ na poziomie 68 mln ton [208]. Żeby zdekarbonizować ten sektor do 2030r. należy zrezygnować z użycia węgla w miastach, a po 2040r. zabronić węgiel w całym sektorze mieszkalnym poprzez elektryfikację sektora ciepłowniczego i wykorzystanie energii odnawialną i pochodzącą z odpadów.

Obecnie dekarbonizacja ciepłownictwa jest zbyt wolna. Aby osiągnąć cel 2050 r. dotyczący neutralności klimatycznej, sektor ciepłowniczy musi zacząć zmieniać się i przejść na systemy niskoemisyjne i w przyszłości na zeroemisyjne. Dziś sieci ciepłone i energetyczne pracują niezależne od siebie, co powoduje nieefektywne i więcej emisyjne wykorzystanie paliw kopalnych. Jednym z kluczowych rozwiązań dekarbonizacji ciepłownictwa jest integracja sektorów. Technologia *Power-to-Heat* pozwoli zagospodarować nadwyżki prądu z OZE i stabilizować system elektroenergetyczny.

Kolejną zmianą na rzecz dekarbonizacji jest zastąpienie węglowych ciepłowni na gazowe CHP. Pozytywnie wpłynie to na bezpieczeństwo energetyczne. Potencjał rozwoju od 7,5 do 10 GW (ARE). Szybki rozwój kogeneracji sprawi, że klasyczne ciepłownie będą stopniowo likwidować. Rząd spodziewa się, że do 2040 r. produkcja ciepła w nich spadnie o połowę w stosunku do obecnego poziomu (KPEiK, 2019). Rozwój krajowej kogeneracji do końca obecnej dekady ma bazować na gazie, którego znaczenie dla całej gospodarki będzie rosło. Według rządowych szacunków zużycie gazu w elektrowniach i elektrociepłowniach do 2036 r. wzrośnie do 13,4 mld m³ z obecnych 4,2 mld m³ (Ministerstwo Klimatu).

Gaz jest paliwem przejściowym – jednakże bez tego kroku osiągnięcie neutralności klimatycznej będzie niemożliwe. Optymalnym rozwiązaniem będzie inwestowanie w infrastrukturę gazową w taki sposób, aby surowiec ten można było „zazielenić”, wykorzystując do tego biogaz, a w przyszłości - wodór. Przyszłością ciepłownictwa jest wodór wytwarzany z odnawialnych źródeł energii. Jego zastosowanie pozwoli zastąpić gaz i umożliwi w dłuższej perspektywie ograniczenie emisji w sektorze do zera. Wodór odnawialny lub niskoemisyjny może zastąpić obecne wykorzystanie gazu ziemnego. Ogółem prawie 60% zapotrzebowania na ciepło jest zaspokajane dzięki wykorzystaniu paliw kopalnych, przy czym

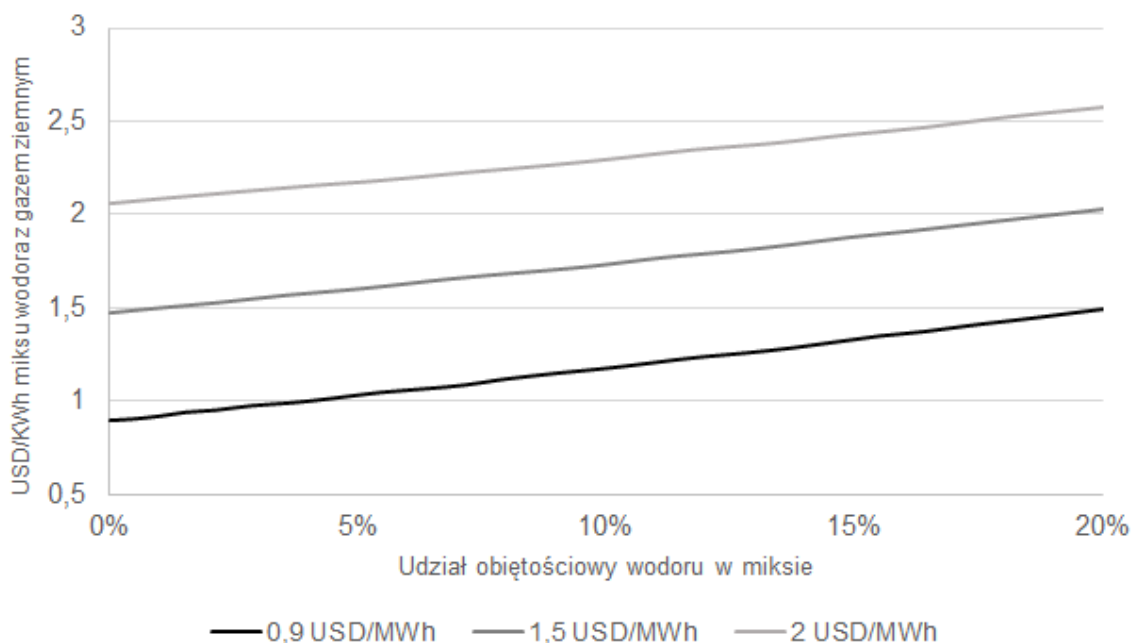
207 PEP40 - Załącznik nr 1: Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora energetycznego

208 Ciepłownictwo w Polsce. Edycja 2019, Forum Energii, Warszawa 2019

najważniejszym paliwem jest węgiel. W średnim i długim okresie wodór mógłby być jednym z rozwiązań zastępujących wykorzystanie węgla w polskim sektorze ciepłowniczym [209].

Pierwszym krokiem jest tzw. „blendowanie” czyli mieszanie wodoru z gazem ziemnym w istniejącej sieci. Możliwe jest mieszanie niewielkich udziałów wodoru w istniejących systemach z niewielkimi zmianami w infrastrukturze, wyposażeniu i większości urządzeń użytkownika końcowego, jeśli zmiany są w ogóle potrzebne. Potrzebne byłyby pewne nowe inwestycje w instalacje do załączania wodoru do sieci, ale generalnie mieszanie na bezpiecznym poziomie zapewnia stosunkowo szybki i łatwy sposób przesyłania wodoru do użytkowników końcowych, o ile produkcja wodoru jest dobrze zlokalizowana w pobliżu sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej.

Koszty związane z mieszaniem zależą od kosztów wodoru i kosztów gazu ziemnego. Przy przeważających kosztach gazu ziemnego wynoszących 1,5 USD/MWh, mieszanka 5% (objętościowo) wodoru kosztująca 4 USD/kgH₂ zwiększyłaby koszty dostarczonego gazu o około 8%, ale wpływ w zakresie produkcji na większą skalę i wydajności powinien obniżyć koszty wodoru w przyszłości.



Rysunek 59 Koszty związane z mieszaniem wodoru z gazem ziemnym [210]

Powyżej 20% domieszki wodoru koszty modyfikacji wyposażenia użytkownika końcowego i samej sieci mogą być uzasadnione jedynie hurtowym przejściem na 100% wodór. Dwa główne sposoby wykorzystania wodoru w sieci gazowej - mieszanie wodoru z gazem ziemnym i przekształcanie sieci w 100% wodór. [210]

Dodatkowo stacjonarne ogniwa paliwowe stają się alternatywą do wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej w ramach mikrosystemów skojarzonego wytwarzania ciepła i energii (micro-CHP – combined heat and power). Według badania COGEN Europe [211] mikro-CHP mają szereg zalet oraz oferuje potencjał równoważenia odnawialnych źródeł energii,

209 Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking (FCH 2 JU) Study on Opportunities arising from the inclusion of Hydrogen Energy Technologies in the National Energy & Climate Plans

210 IEA, The future of Hydrogen

211 http://www.cogeneurope.eu/medialibrary/2015/05/19/d6648069/micro-CHP%20study_merged.pdf

dekarbonizacji produkcji energii elektrycznej i ciepła, i ma pozytywny wpływ na bezpieczeństwo energetyczne. Ponadto mikro-CHP z ogniwami paliwowymi mają niski stosunek ciepła do mocy, co oznacza, że jest dobrze dostosowany do zmieniającego się trendu w budynkach w kierunku większego zużycia energii elektrycznej i niskiego zapotrzebowania na ogrzewanie pomieszczeń. Korzyści te podkreślono również w niedawnym badaniu przeprowadzonym przez wspólne przedsięwzięcie na rzecz ogniw paliwowych i wodoru [212], w którym przedstawiono ścieżkę komercjalizacji stacjonarnych ogniw paliwowych w wytwarzaniu rozproszonym w całej Europie.

III.b. sektor przemysłowy

Scenariusze modernizacji sektora przemysłowego w Polsce muszą uwzględniać regulacje Unii Europejskiej, które definiują cele i działania jakie powinny być podejmowane przez poszczególne kraje członkowskie. 28 listopada 2020 r [213]. Komisja Europejska wyznaczyła długoterminowy cel, jakim jest osiągnięcie neutralności klimatycznej w 2050 r. Europejski Zielony Ład [214] zawiera plan działań, których celem jest transformacja w kierunku czystej gospodarki o obiegu zamkniętym. Poczynania w kierunku przeciwdziałania utracie różnorodności biologicznej i zmniejszeniu poziomu zanieczyszczeń będą wsparte Mechanizmem Sprawiedliwej Transformacji, aby transformacja była sprawiedliwa i rekompensowała negatywne skutki dla tych, którzy najbardziej je odczują.

W przypadku sektora przemysłowego, dyrektywy, rozporządzenia i decyzje organów Unii Europejskiej, jednoznacznie wskazują na konieczność znaczącej redukcji emisji CO₂. W kontekście planowanych zmian, kluczem do sukcesu będzie pozytywne wdrożenie koncepcji "łączenia sektorów" (z ang. Sector Coupling) przy wykorzystaniu energii ze źródeł odnawialnych i jednoczesnej redukcji zależności od paliw kopalnych. Z uwagi na zmienność warunków pogodowych energia ta cechuje się znaczącą nieregularnością wytwarzania, co negatywnie wpływa na stabilność sieci przesyłowych oraz możliwości pokrycia szczytowego zapotrzebowania na energię. Jednym z rozwiązań powyższego problemu jest wykorzystanie wodoru - nośnika energii, którego technologie wytwarzania i magazynowania umożliwiają łączenie sektorów oraz szybką adaptację do chwilowego zapotrzebowania na energię.

Sektor przemysłowy posiada wszelkie predyspozycje do bycia największym odbiorcą zielonego wodoru z uwagi na prognozy utrzymania wysokich cen gazu ziemnego oraz dalszego wzrostu obciążeń finansowych z tytułu rosnących cen certyfikatów CO₂. BloombergNEF przewiduje, że po 2030 roku z uwagi na powyższe trendy, elektroliza z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii będzie rozwiązaniem konkurencyjnym rynkowo dla wybranych procesów i produktów. Jednostkowy koszt energii elektrycznej jest kluczowym parametrem, wpływającym na efektywność ekonomiczną procesu produkcji wodoru

212 Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking;

https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCHJU_FuelCellDistributedGenerationCommercialization_0.pdf

213 28/11/2018 - COM (2018) 773 - Czysta planeta dla wszystkich – Europejska długoterminowa wizja strategiczna dobrze prosperującej, nowoczesnej, konkurencyjnej i neutralnej dla klimatu gospodarki

Szczegółowa analiza towarzysząca komunikatowi

214 Komunikat Komisji Europejskiej Zielony Ład (COM/2019/640 final)

w procesie elektrolizy. Niektóre prognozy wskazują, że aby inwestycja była opłacalna powinien on wynieść nawet ~10-20 EUR/MWh [215].

PROGNOZA ROZWOJU SEKTORA PRZEMYSŁOWEGO W POLSCE

Przemysł chemiczny

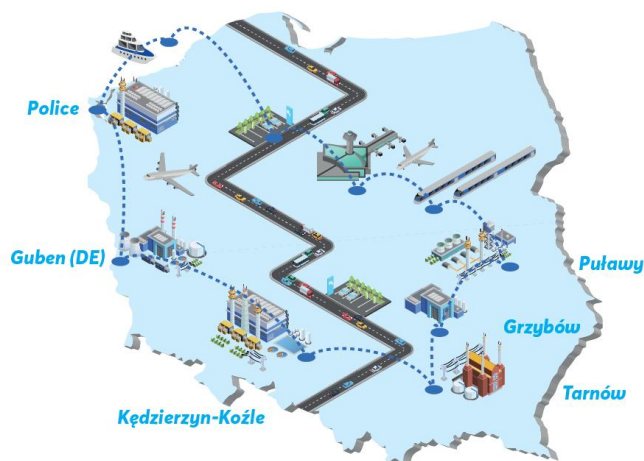
Na dzień dzisiejszy głównym wytwórcą wodoru w Polsce jest przemysł nawozów azotowych. Podstawowym półproduktem w ich produkcji jest amoniak, który jest wytwarzany przez krajowych producentów nawozów mineralnych w ilości przekraczającej 2 mln ton. Oprócz dwóch największych udziałowców rynku nawozów mineralnych, tj. Grupy Kapitałowej Grupa Azoty oraz firmy Anwil S.A. (przynależnej do Grupy Orlen), w Polsce wyróżnia się także takie firmy, jak: ZCh Siarkopol, Luvena oraz Fosfan.

Grupa Azoty rocznie wytwarza ok. 420 tys. ton wodoru, natomiast Anwil S.A. ok. 88 tys. ton. W 2022 roku ma zostać oddany do użytku nowoczesny kompleks infrastrukturalny o nazwie projektowej „Polimery Police”, który przyczyni się do dalszego wzrostu łącznej skali produkcji wodoru w Grupie Azoty. Skala i moce produkcyjne dostosowane są do potrzeb własnych koncernów z tym, że istnieje możliwość ich relatywnie szybkiej rozbudowy i dostosowania do potrzeb rynku.

Warto zaznaczyć w tym miejscu, że Grupa Azoty odnotowuje stały wzrost zapotrzebowania na wodór przez podmioty zewnętrzne, głównie na potrzeby procesów chemicznych, takich jak redukcja wodorem. Aktualnie na rynku handluje się przede wszystkim wodorem technicznym o czystości 95-99%. Ze względu na stosowanie wodoru w przemyśle spożywczym Grupa Azoty PUŁAWY posiada także certyfikat systemu FSSC 22 000. Obecnie (dane z 2020 r.) sprzedaż jest na poziomie ok 600 tys. ton rocznie. Wodór, w tym także ten spełniający normy jakościowe sektora automotive, sprzedają spółki Grupa Azoty Puławy i Grupa Azoty Kędzierzyn. Planowane jest zwiększenie zdolności produkcyjnych w tych dwóch lokalizacjach oraz w dalszej perspektywie budowę najpierw instalacji pilotażowej, a potem pełnowymiarowej instalacji produkującej energię elektryczną z wodoru. Grupa Azoty analizuje także plany rozwoju transporty bezemisyjnego w Polsce i tworzy scenariusze rozwoju rynku paliwa na potrzeby transportu wodorowego.

215 Kacejko P., Krupa K., Moskwik K., Roszkowski M., Wasilewska O., Wróbel P., Łączenie sektorów zielonej energii. Co to oznacza dla Polski? Elektryfikacja, Decentralizacja, Digitalizacja, Warszawa czerwiec 2020

Grupa Azoty a program rozwoju dla transportu wodorowego.



Rysunek 60 Program rozwoju dla transportu wodorowego Grupy Azoty [216]

Polska Chemia posiadająca 17% udział w polskim przemyśle jest świadoma stojących przed nią wyzwań, spośród których największym są rosnące ceny gazu i energii elektrycznej. Stanowią one około 70 proc. całkowitych kosztów produkcji nawozów więc bezpośrednio wpływają na podwyżki cen produktów. Plany Grupy Azoty, drugiej co do wielkości europejskiej firmy produkującej nawozy azotowe, wpisują się w założenia i cele europejskiego Zielonego Ładu „Green Deal”, którego intencją jest ograniczenie zużycia paliw kopalnych i tym samym emisji CO₂. Stopniowe wdrożenie nowych technologii produkcji wodoru, takich jak elektrolizery zasilane zieloną energią, pozwoli przejść na produkcję niskoemisyjną a docelowo w dłuższej perspektywie na zeroemisyjną. Wyższe nakłady inwestycyjne związane z modernizacją parku technologicznego pozwolą w przyszłości utrzymać koszty produkcji na akceptowalnym poziomie, przy jednoczesnym utrzymaniu wysokiej jakości oraz konkurencyjnej ceny docelowego produktu. Przykładowo, największa europejska firma azotowa - firma Yara we współpracy z duńską firmą Orsted, dąży do wybudowania na terenie swoich zakładów w Holandii elektrolizera o mocy 100 MW, zasilanego energią z farm wiatrowych na morzu.

Komisja Europejska równolegle dąży do ograniczenia strat składników pokarmowych o co najmniej 50% oraz zatrzymania procesu degradacji żyzności gleby. Plany zakładają zmniejszenie skali stosowania nawozów o co najmniej 20% do 2030 r. Z uwagi na specyfikę rynku rolnictwa w Polsce (rozdrobiony model, w którym stosuje się wyspecjalizowane nawozy w tym nawozy ekologiczne) przewiduje się, że zmiany te w niewielkim stopniu wpłyną na rozwój rynku nawozów azotowych. W konserwatywnej prognozie przewiduje się utrzymanie w najbliższych latach zbliżonego rynku zbytu i skali produkcji amoniaku na obecnym poziomie, tj. ~2 mln ton rocznie. Prognozy średnioterminowe mówią o wzroście konsumpcji azotu do blisko 2,5 mln ton rocznie.

Przemysł petrochemiczny, rafineryjny

Porównując wolumeny produkcji wodoru w Polsce drugim sektorem po przemyśle azotowym jest przemysł rafineryjny. W sektorze petrochemicznym wodór wykorzystywany jest do produkcji paliw ciekłych i surowców rafineryjnych. Na potrzeby procesu wytwarzany jest głównie z gazu ziemnego z zastosowaniem procesu reformingu parowego metanu. Dodatkowe

ilości wodoru odzyskuje się z gazowych produktów przetwarzania ropy naftowej oraz dzięki przeprowadzeniu częściowego utleniania pozostałości rafinacyjnych [217].

Uwodornianie i obróbka wodorem

Obróbka wodorem stosowana jest do usuwania zanieczyszczeń (siarka, azot, tlen, halogenki, metale śladowe: nikiel, wanad, krzem ołów) oraz w procesie krakingu cięższych cząsteczek na lżejsze. Hydrokraking jest procesem rafineryjnym, konwertującym wszystkie frakcje, od atmosferycznych olejów gazowych do olejów resztkowych (odasfaltowanych), na produkty o niższej masie cząsteczkowej niż wsad.

Tabela 39 Wsad i produkty procesów hydrokrakingu [218]

Wsad	Produkty
Benzyzny ciężkie	LPG
Atmosferyczne oleje gazowe	Benzyna ciężka
Pozostałości atmosferyczne	Diesel
Próżniowe oleje gazowe	LPG
	Bezyna ciężka
	Wsad etylenowy (LVOC)
	Kerosen/paliwo odrzutowe
	Diesel
	Olej smarowy
Pozostałości próżniowe	LPG
	Bezyna ciężka
	Kerosen
	Olej gazowy
	Olej smarowy
Smoły i asfalty pochodne (zaw. metali <500 ppm)	

Z uwagi na duże zapotrzebowanie hydrokrakingu na wodór koniecznym jest posiadanie w rafinerii instalacji jego wytwarzania. Tabela 40 zawiera przybliżone zużycie wodoru w obu katalitycznych procesach w zależności od zastosowanego wsadu. Natomiast Tabela 41 przedstawia zapotrzebowanie na media w tym wodoru dla procesu uwodorniania. Na potrzeby zgrubnej kalkulacji przyjmuje się, że uwodornienie:

- benzyny ciężkiej wymagane jest 0,05% H₂,
- destylatu wymagane jest 0,3 H₂,
- uwodornianie pozostałości 1,3 H₂.

217 Surygala J.: Wodór jako paliwo, Warszawa, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, 2008, s. 34.

218 Dokument referencyjny BAT dla rafinacji ropy naftowej i gazu, Unia Europejska, 2015 ISBN 978-92-79-46198-9

Tabela 40 Dane dotyczące zużycia wodoru [218]

Proces (zużycie chemiczne)	% S w/w w ropie	% S w/w we wsadziei	Nm ³ H ₂ na tonę wsadu
Głęboka konwersja pozostałości atmos.	1-2	2-3,5	260-500
Hydrokraking próżniowego oleju gaz.	0,5-0,8	2-3	260-400
Hydrogeneracja oleju	0,3	3	370
Obróbka wodorem			
Benzyna ciężka z inst. FCC/koksownia	0,05-0,01	1	110
Keresen	0,1-0,02	0,1	11
Surowa benzyna ciężka	0,01	0,05	4
Hydroodsiarczenie			
Olej gazowy z inst. FCC/koksownia	0,1	1	130
Olej gazowy o wys. zaw. S do 0,05% S	0,05	0,35	200
Olej gazowy o wys. zaw. S do 0,2% S	0,04	0,3	44
Olej gazowy o wys. zaw. S do 0,05% S	0,04	0,15	17
Olej gazowy o wys. zaw. S do 0,2% S	0,3	0,1	13
Hydrokonwersja		zaw. metali <500ppm	

Tabela 41 Zapotrzebowanie na media dla różnych procesów uwodornienia [218]

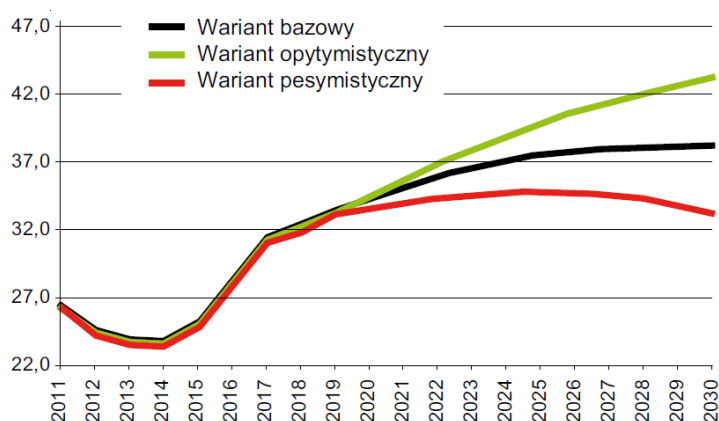
	Paliwo (MJ/t)	E _{elektr.} (kWh/t)	Zużyta para (kg/t)	Woda chłodząca (m ³ /t, ΔT=10°C)	Woda spłukująca (kg/t)	H ₂ (kg/t)
Przetworzona benzyna ciężka	200-300	5-10	10-60	2-3	40-50	1-15
Przetworzony destylat	300-500	10-20	60-150	2-3	30-40	1-15
Przetworzone pozostałości	300-800	10-30	60-150	2-3	30-40	10-100

Brytyjski koncern BP prognozuje, że w dłuższej perspektywie do 2050 roku zapotrzebowanie na ropę naftową będzie malało [219]. Trend ten będzie uzależniony od stopnia i szybkości elektryfikacji transportu, transformacji energetycznej, która ma na celu odejście od paliw kopalnych. BP przeprowadziło analizę dla dwóch prognoz, w których założyło spadek konsumpcji o 50% i 80% do 2050 roku. Najbardziej optymistyczne scenariusze zakładają, że

popyt co najwyżej utrzyma się przez następne dwie dekady na poziomie porównywalnym do obecnego, tj. po kryzysie spowodowanym przez pandemię koronawirusa (Covid-19).

Tymczasem w Polsce zużycie ropy naftowej wzrasta na przestrzeni ostatnich 5 lat. W 2019 roku przetworzono jej 27.2 mln ton, czyli 1% więcej w odniesieniu do 2018 roku [220]. Polska Organizacja Przemysłu i Handlu Naftowego (POPiHN) [220] przygotowała w najnowszym raporcie z 2019 roku trzy scenariusze popytu na paliwa płynne do 2030 roku:

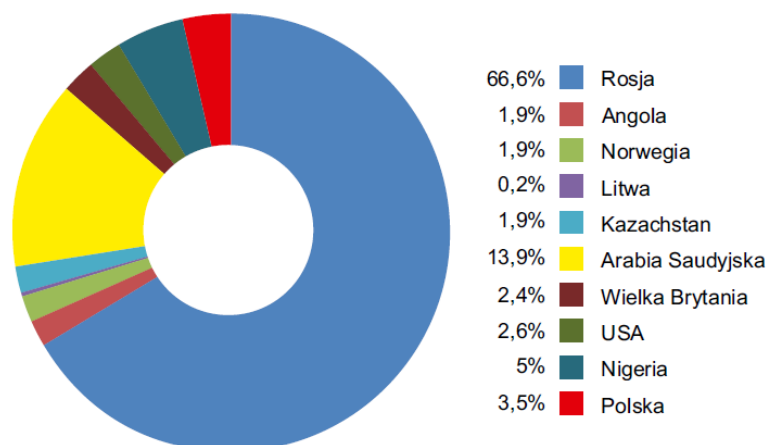
- *Bazowy*
- *Optymistyczny*
- *Pesymistyczny*



Rysunek 61 Scenariusz zapotrzebowania na paliwa płynne w latach 2019-2030 (mln m³) [220]

Wariant podstawowy zakłada, że w kolejnych latach utrzymany zostanie trend wzrostowej konsumpcji, aczkolwiek po 2022 roku tempo wzrostu zwolni. POPiHN przewiduje, że zmniejszenie zapotrzebowania na produkty z rafinacji ropy naftowej nastąpi później w porównaniu do krajów zachodnioeuropejskich. Scenariusz podstawowy zakłada, że przy utrzymaniu krajowego PKB na poziomie 4% w 2030 roku zapotrzebowanie na paliwa płynne wyniesie ~38 mln m³. W wariacie optymistycznym przyjęto rozwój polskiej gospodarki na poziomie 5% PKB oraz obniżenie poziomu notowań ropy o ~20% w odniesieniu do scenariusza podstawowego. W tej sytuacji zapotrzebowanie rynku krajowego na paliwa płynne przewiduje się na poziomie ~43 mln m³. Natomiast w wariacie pesymistycznym przyjęto PKB na poziomie 3%, wzrost inflacji krajowej, destabilizację sytuację międzynarodową. W tym scenariuszu popyt w 2030 roku powinien wynieść ~33,5 mln m³.

Warto zaznaczyć, że pomimo prognozy stabilnego wzrostu w najbliższych latach rynku paliwowego jednym z motywów fuzji Lotosu oraz Orlenu było stworzenie multienergetycznego koncernu, który będzie lepiej przygotowany do nadchodzącej w Europie transformacji energetycznej, zmian otoczenia biznesowego, sytuacji międzynarodowej oraz wyzwań mających na celu dalszą dywersyfikację dostaw paliw. Na dzień dzisiejszy głównym dostawcą ropy naftowej do Polski jest bowiem nadal Rosja, skąd pokrywane jest ~67% zapotrzebowania kraju.



Rysunek 62 Udział w dostawach ropy naftowej do rafinerii krajowych w 2019 r. (%) [220]

Przemysł hutniczy (obróbka cieplna stali, spawanie-palniki tlenowo-wodorowe, produkcja szkła)

Kolejny wysoce emisyjny polski przemysł stalowy posiadał w 2019 roku ~6% udział w produkcji stali (9 Mt) w Unii Europejskiej (158 Mt) [221]. Zgodnie z opracowaniem firmy konsultingowej McKinsey [222] na przestrzeni lat od 2017 do 2050 dalszy rozwój przemysłu krajowego spowoduje wzrost emisji gazów cieplarnianych o ~19% w odniesieniu do roku 2019, kiedy emisja na poziomie 91 MtCO_{2e} była odpowiedzialna za 22% całkowitej krajowej emisji. Dla porównania, produkcja paliw w sektorze petrochemicznym ma 36% udział w przemysłowej emisji, przemysł chemiczny 13% a przemysł stalowy 9%.

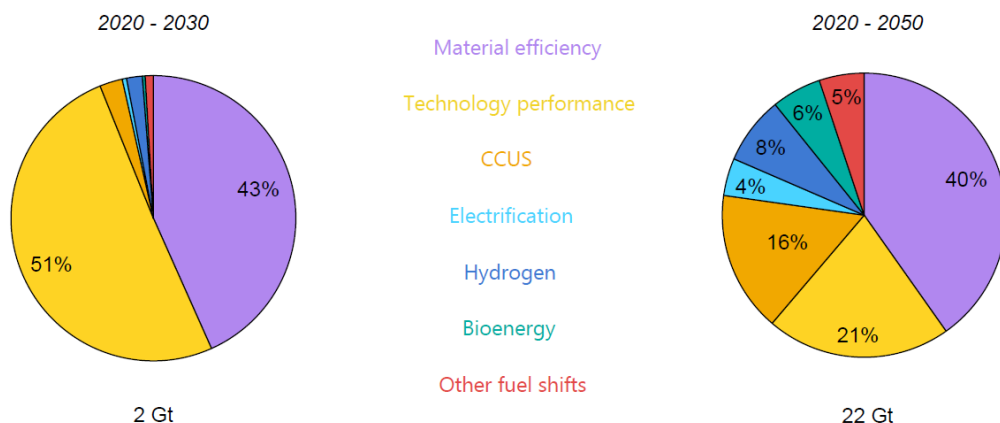
Międzynarodowa Agencja Energetyczna IEA (z ang. International Energy Agency) zaprezentowała w październiku 2020 roku mapę drogową dla przemysłu stalowego [223], gdzie jednoznacznie wskazuje na konieczność przeprowadzenie szeroko rozumianej modernizacji tego sektora. (Material efficiency-efektywność materiałowa, Technology performance-wydajność technologii, CCSU, Electrification-elektryfikacja, Hydrogen-wodór, Bioenergy-bio-energia, Other fuel shifts-inne paliwa)

Rysunek 63 prezentuje cały wachlarz działań, jakie należy podjąć, aby sprostać wymaganiom środowiskowym do 2050 roku. Jako kluczowe technologie wskazane zostały procesy wykorzystujące wodór oraz wychwytyjące a następnie utylizujące/magazynujące dwutlenek węgla (CO₂).

221 World Steel Association

222 McKinsey&Company, Carbon-neutral Poland 2050, 2020

223 IEN, Iron and Steel Technology Roadmap, Technology Report – October 2020



(Material efficiency-efektywność materiałowa, Technology performance-wydajność technologii, CCSU, Electrification-elektryfikacja, Hydrogen-wodór, Bioenergy-bio-energia, Other fuel shifts-inne paliwa)

Rysunek 63 Strategie działań w przemyśle stalowym, w celu dostosowania go do wymogów środowiskowych UE w latach 2030-3050 [224]

Na dzień dzisiejszy koks jest wykorzystywany w wytopie żelaza w wielkich piecach i hutach, gdzie pełni funkcje paliwa energetycznego i reduktora. Przyjmuje się, że każda tona wyprodukowanej stali, generuje 1,83 tony CO₂. Zastosowanie wodoru jako środka redukującego, umożliwi w krótkiej perspektywie zmniejszenie emisji CO₂ a w dłuższej całkowitej jej wyeliminowanie. Firma konsultingowa Roland Berger przedstawiła w swoim opracowaniu z maja 2020 roku szczegółowe dane dotyczące rozwoju i strategii transformacji sektora stalowego w Unii Europejskiej [225]. W oparciu o kryteria:

- koszt
- dojrzałość technologiczna
- możliwość szybkiej adaptacji od aktualnie wykorzystywanego procesu

Wykazano, że optymalnymi technologiami są procesy bezpośredniej redukcji rudy żelaza DRI (z ang. Direct Reduced Iron) przy wykorzystaniu wodoru w:

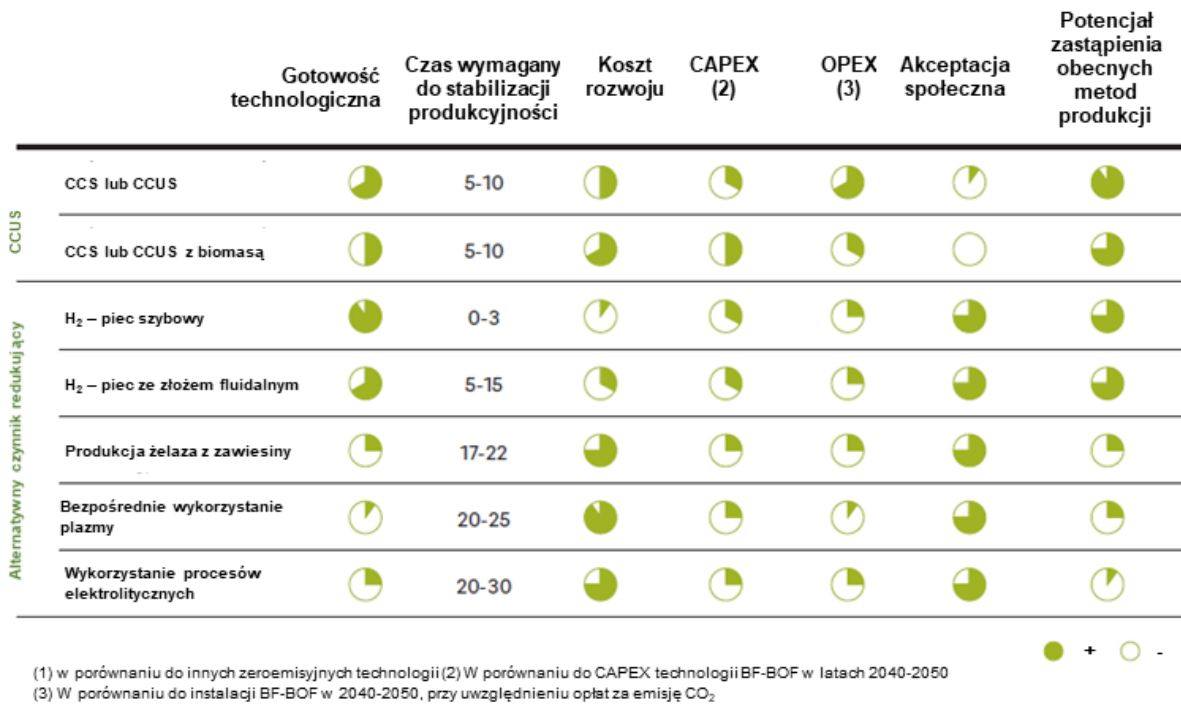
- wielkim piecu (szybowym)
- reaktorze ze złożem fluidalnym.

Niewątpliwą zaletą wariantu A jest możliwość szybkiej adaptacji technologii DRI w obecnie powszechnie stosowanym procesie produkcji stali przy wykorzystaniu węgla/koksu. W pierwszym etapie stanowiłaby integralny jej element a w kolejnej dłuższej perspektywie możliwe byłoby w miarę płynne przejście na zeroemisyjną produkcję stali przy wykorzystaniu wodoru, pieca szybowego oraz elektrycznego pieca łukowego EAF (z ang. Electric Arc Furnance). Wariant B w odróżnieniu do Wariantu A wymaga stosowania rudy żelaza w postaci proszku, który zasila reaktor ze złożem fluidalnym. W obu przypadkach zapotrzebowania na zielony wodór jest ogromne. Zastosowanie proszka rud żelaza obniża koszty produkcyjne,

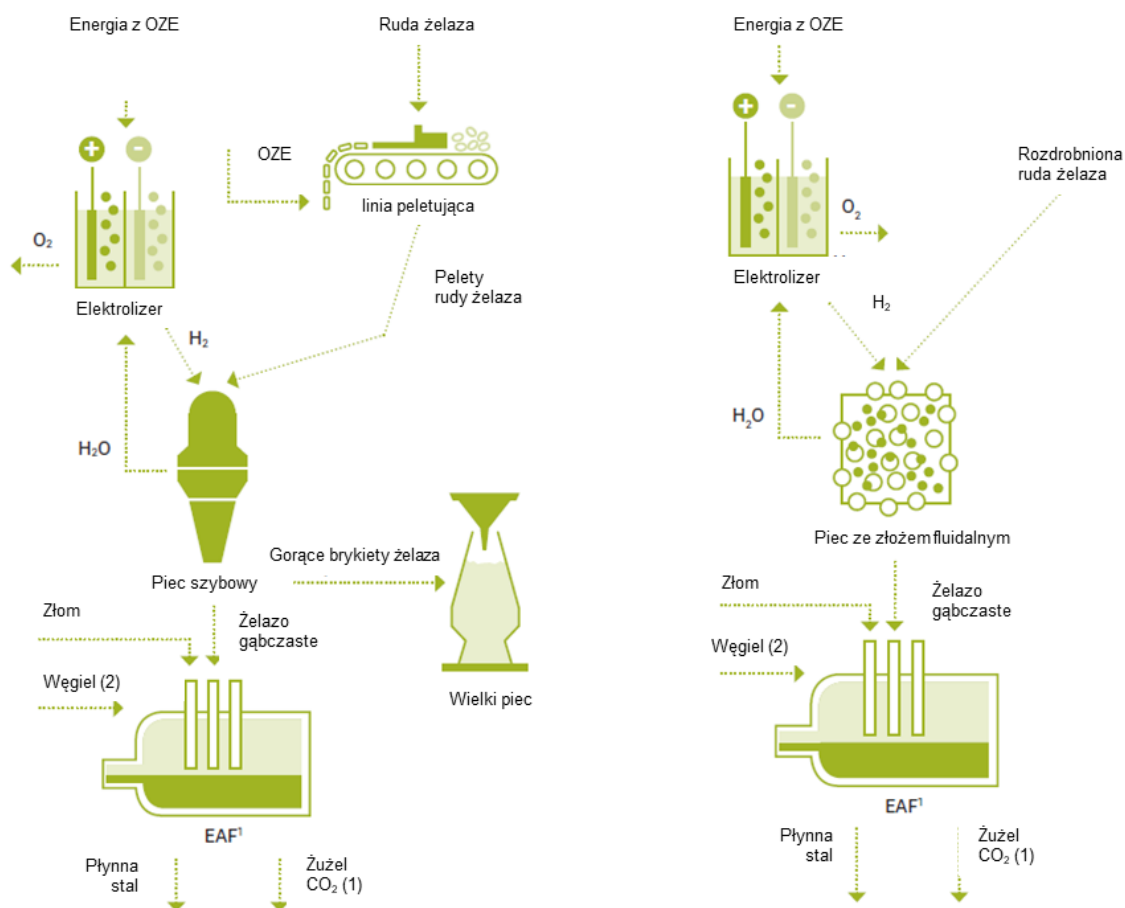
224 IEA, Iron and Steel Technology Roadmap, Towards more sustainable steelmaking, webinar the 8th of October 2020

225 Roland Berger, The future of steelmaking – How the European steel industry can achieve carbon neutrality, Focus, 05.2020

z uwagi na brak konieczności granulowania rud żelaza, podawanych do pieca szybowego. Koszty inwestycyjne są za to wyższe, gdyż technologia jest mniej dojrzała.



Rysunek 64 Porównanie potencjału techniczno-ekonomicznego nowych, innowacyjnych technologii produkcji stali [225]



(1) Zawartość węgla w zakresie od 0,002% do 2,14%

Rysunek 65 Technologie produkcji stali przy wykorzystaniu wodoru (po lewej – technologia z piecem szybowym, po prawo – technologia z piecem ze złożem fluidalnym) [225]

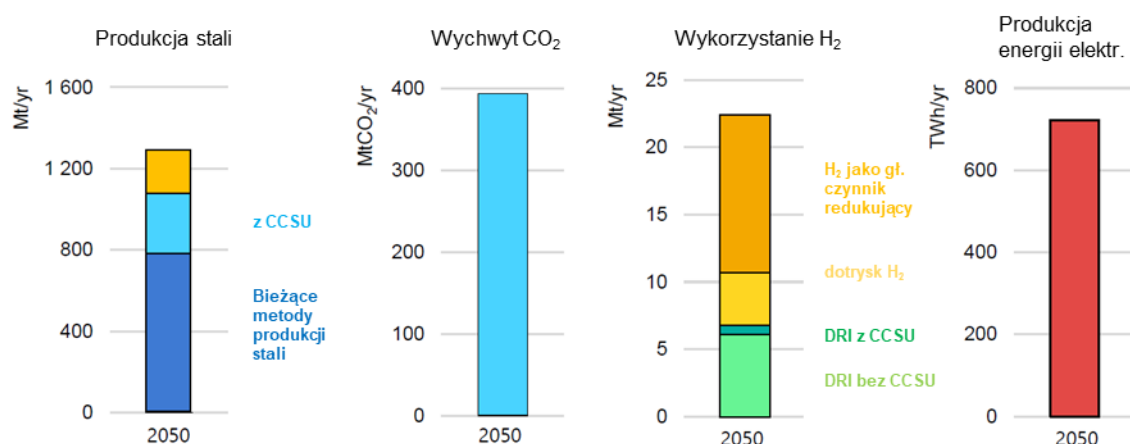
Niemieckie Stowarzyszenie Gospodarcze Stal podaje, że do osiągnięcia do 2050 r. neutralności emisyjnej przy produkcji stali z zastosowaniem zielonego wodoru niezbędne są inwestycje o łącznej wartości 30 mld euro [226]. ArcelorMittal, największy na świecie producent stali zadeklarował redukcję emisji CO₂ w swojej działalności w Europie o 30 proc. do 2030 r. w stosunku do 2018 r. (1,6 t CO₂ na tonę surowej stali) i dojście do neutralności emisyjnej do 2050 r. W swoim raporcie [227] prognozuje, że całkowity koszt inwestycyjny związany z przejściem na zeroemisyjną produkcję stali w oparciu o zielony wodór i technologię DRI wyniesie go do 2050 roku od 40-200 bilionów EUR. Produkcja 100 mln ton stali w warunkach zeroemisyjnych wymaga nakładów inwestycyjnych rzędu 100 bln EUR [225].

We wszystkich opracowaniach, dotyczących prognoz dalszego rozwoju przemysłu stalowego podkreślana jest konieczność zapewnienia dostępu do taniej energii ze źródeł odnawialnych, ponieważ potrzeby energetyczne przemysłu stalowego wymagają skoordynowanych działań międzysektorowych (wytwarzanie i przesył), wsparcia rządowego oraz ochrony w formie cła, którego wysokość uzależniona będzie od skali negatywnego wpływu na środowisko danego procesu wytwórczego. W przeciwnym razie zmaterializuje się duże ryzyko upadłości hut i przeniesienia produkcji stali poza granice Unii Europejskiej. Najświeższe prognozy z roku

226 Der Beitrag der Stahlindustrie zu einer klimaneutralen Wirtschaft in 2050, op. cit

227 Climate Action in Europe. Our carbon emissions reduction roadmap: 30% by 2030 and carbon neutral by 2050

2020, wskazują, że aby produkcja stali przy wykorzystaniu H₂ była opłacalna jednostkowy koszt wytworzenia wodoru powinien wynosić <2 EUR/tona_{H2} [225]. Skalę przedsięwzięcia oraz zapotrzebowanie na technologie oraz energię doskonale obrazuje zestawienie przygotowane przez Międzynarodową Agencję Energetyczną IEA (Rysunek 66).



Rysunek 66 Skala i struktura inwestycji w przemysł stalowy, celem jego dekarbonizacji [228]

Koncern ArcelorMittal już teraz rozpoczął przygotowania do produkcji z obniżonym śladem węglowym wdrażając u siebie system certyfikacji stali. Wzorem sektora energetycznego pojawią się zielone certyfikaty. W pierwszej kolejności wprowadzona zostanie globalna marka XCarb dla stali z niskim śladem węglowym, dzięki wykorzystaniu biowęgla lub gazu koksowniczego. Zakup przez klientów stali certyfikowanej umożliwi obniżyć ślad węglowy wytwarzanych przez nich produktów. Oprócz niewątpliwych korzyści środowiskowych stwarza to możliwość uzyskiwania w przyszłości korzyści finansowych lub rekompensat z tytułu stosowania droższych lecz przyjaznych środowisku technologii, materiałów. Jednym z takich działań jest budowa gazociągu pomiędzy Zakładem w Zdzeszowicach a hutą w Dąbrowie Górniczej, celem wykorzystania w wielkich piecach gaz koksowniczego bogatego w wodór. Na dzień dzisiejszy tylko 1% produkcji koncernu ArcelorMittal to tzw. zielona stal. Koncern planuje w przeciągu kilku następnych lat zwiększyć ten udział do 10% co jest tożsame z wyprodukowaniem 6 mln ton niskoemisyjnej stali.

SCENARIUSZE

Scenariusz I. Bussines as usual

- Z uwagi na liczne bariery ekonomiczne, technologiczne i administracyjne mimo zachęt politycznych, legislacyjnych i finansowych technologia elektrolizerów pozostaje w fazie demonstracji, instalacji pilotażowych.
- Lokalna produkcja wodoru na potrzeby własne.
- Reforming parowy metanu jest nadal podstawową technologią produkcji wodoru

Tabela 42 Prognoza zapotrzebowania na wodór w gospodarce narodowej na rok 2030 - scenariusz „Bussines as usual”

Bussines as usual	Ilość wykorzystanego wodoru [t/r]
Produkcja energii elektrycznej	-
Ciepłownictwo	-
Transport kołowy	-
pojazdy osobowe	375,00
lekkie pojazdy dostawcze	307,50
pojazdy ciężarowe	1 365,00
autobusy	3 600,00
Transport kolejowy	500,00
Transport wodny	122,60
Transport wew. wózki widłowe	150,00
Produkcja paliw syntetycznych	-
Przemysł chemiczny, petrochemiczny	103,65
Przemysł stalowy	-
Suma	6 523,75

Scenariusz I. Wdrożenie celów Polskiej Strategii Wodorowej w projektowanym kształcie

- Uruchomienie instalacji ko- i poligeneracyjnych, np. elektrociepłowni średniej wielkości (50 MWt), gdzie głównym paliwem będzie wodór (zapotrzebowanie ok. 580 GWh rocznie).
- Rozpoczęcie wykorzystania wodoru jako magazynu energii – ok. 4 700 MWh wytworzonej energii elektrycznej przy wkładzie 11 GWh energii.
- Instalacja układów ko- i poligeneracyjnych dla bloków mieszkalnych, małych osiedli oraz obiektów użyteczności publicznej od 10 kW do 250 kW z wykorzystaniem ogniw paliwowych.

- Wytwarzanie paliw syntetycznych w reakcji wodoru z CO, CO₂, N₂ (zapotrzebowanie ok. 237 GWh rocznie).
- Powstanie co najmniej 5 dolin wodorowych ze znaczącym elementem infrastruktury przesyłowej wodoru (rurociągi).
- Wykorzystanie mocy zainstalowanej w OZE dla potrzeb produkcji wodoru i paliw syntetycznych w oparciu o proces elektrolizy; zainstalowana moc elektrolizerów sięgnie 2 GW, co pozwoli wytworzyć ok. 6 415 GWh, tj. 193,643 ton wodoru rocznie, co stanowi ok. 20% całkowitej obecnej produkcji wodoru w Polsce.

Tabela 43 Prognoza zapotrzebowania na wodór w gospodarce narodowej na rok 2030 - scenariusz „Cele Polskiej Strategii Wodorowej”

Wdrożenie celów Polskiej Strategii Wodorowej w projektowanym kształcie	Ilość wykorzystanego wodoru [t/r]
Produkcja energii elektrycznej	17 401,79
Ciepłownictwo	9 700,00
Transport kołowy	-
pojazdy osobowe	3 832,20
lekkie pojazdy dostawcze	3 033,00
pojazdy ciężarowe	6 500,00
autobusy	7 200,00
Transport kolejowy	1 250,00
Transport wodny	245,20
Transport wew. wózki widłowe	450,00
Produkcja paliw syntetycznych	7 053,57
Przemysł chemiczny, petrochemiczny	138 200,00
Przemysł stalowy	-
Suma	194 865,76

Scenariusz I. Przyspieszona transformacja UE

- Wykorzystanie mocy zainstalowanej w OZE dla potrzeb produkcji wodoru i paliw syntetycznych w oparciu o proces elektrolizy; zainstalowana moc elektrolizerów sięgnie 3-4 GW.
- Wytwarzanie paliw syntetycznych w reakcji wodoru z CO, CO₂, N₂ (zapotrzebowanie ok. 711 GWh rocznie).
- Trzykrotny wzrost produkcji energii elektrycznej z wodoru oraz energii zmagazynowanej w wodorze w odniesieniu do scenariusza 2.
- Bardzo dobrze rozwinięta sieć dystrybucyjna wodoru oraz przesyłowa zielonej energii z OZE.

- Następuje duża i gwałtowna popularyzacja technologii wodorowych, wywołana impulsem politycznym, legislacyjnym, szybkim rozwojem technologicznym i w efekcie spadkiem kosztów CAPEX, OPEX.

Tabela 44 Prognoza zapotrzebowania na wodór w gospodarce narodowej na rok 2030 - scenariusz „Przyspieszona transformacja UE”

Przyspieszona transformacja UE	Ilość wykorzystanego wodoru [t/r]
Produkcja energii elektrycznej	52 205,36
Ciepłownictwo	19 400,00
Transport kołowy	-
pojazdy osobowe	13 762,50
lekkie pojazdy dostawcze	7 611,00
pojazdy ciężarowe	20 410,00
autobusy	14 400,00
Transport kolejowy	1 445,00
Transport wodny	613,00
Transport wew. wózki widłowe	1 200,00
Produkcja paliw syntetycznych	21 160,71
Przemysł chemiczny, petrochemiczny	207 300,00
Przemysł stalowy	29 100,00
Suma	388 607,57

Perspektywa 2040

Założenia:

- W pierwszej fazie rozwoju następować będzie testowanie technologii z poszczególnych sektorów gospodarki oraz przygotowanie ich do masowego wykorzystania (od kilku do kilkunastoprocentowego udziału w poszczególnych sektorach rynku).
- Liderem wdrożeń w Prognozie 1 i 2 jest sektor przemysłowy przy rosnącym udziale w sektorze energetycznym i ciepłowniczym. Obie te Prognozy zakładają, że z uwagi na wysoki koszt inwestycyjny, konieczność budowy rozbudowanej infrastruktury transportowej oraz zobowiązania unijne w zakresie ograniczenia emisji gazów cieplarnianych główny rozwój technologii wodorowych będzie realizowany lokalnie (doliny wodorowe, huby gazowe, klastry technologiczne).
- Bardzo dobrze rozwinięta sieć dystrybucyjna wodoru oraz przesyłowa zielonej energii z OZE.

- Następuje duża i gwałtowna popularyzacja technologii wodorowych, wywołana impulsem politycznym, legislacyjnym, szybkim rozwojem technologicznym i w efekcie spadkiem kosztów CAPEX, OPEX.
- Liderem wdrożeń w Prognozie 3 jest sektor transportowy, który już dzisiaj intensywnie się rozwija i oferuje już gotowe produkty. W Prognozie 3 przyjęto optymistyczne założenia w zakresie:
 - szybkiej budowy sieci stacji tankowania,
 - uruchomienia produkcji taniego wodoru,
 - wprowadzanych dedykowanych regulacji prawnych na poziomie krajowym oraz unijnym.
- Wykorzystanie mocy zainstalowanej w OZE dla potrzeb produkcji wodoru i paliw syntetycznych w oparciu o proces elektrolizy; zainstalowana moc elektrolizerów sięgnie w prognozie:
 - (1) 3-5 GW,
 - (2) 5-7 GW,
 - (3) 10-15 GW.
- Przyjęto, że przemysł bazujący w głównej mierze na węglu (hutnictwo, przemysł stalowy) po 2030 roku będzie modernizowany w kierunku produkcji zeroemisyjnej. W Prognozie 3 założono wykorzystanie wodoru, które umożliwiłoby w ok. 50% dekarbonizację obecnej, rocznej produkcji stali w Polsce przez koncern Arcelor Mittal.
- Wytwarzanie paliw syntetycznych w reakcji wodoru z CO, CO₂, N₂ wymaga intensywnego rozwoju elementów gospodarki wodorowej i dużej skali produkcji dlatego też założono zapotrzebowanie roczne na poziomie:
 - ok. 711 GWh w Prognozie 1 (analogiczne do wariantu „Przyspieszonej transformacji UE” dla roku 2030,
 - ok. 830 GWh w Prognozie 2,
 - ok. 1 760 GWh w Prognozie 3.

Tabela 45 Perspektywa w trzech scenariuszach zapotrzebowania na wodór w gospodarce narodowej na rok 2040

Pespektywa 2040 roku	Prognoza 1	Prognoza 2	Prognoza 3
Produkcja energii elektrycznej	69 607,14	139 214,29	313 232,14
Ciepłownictwo	48 500,00	97 150,00	213 400,00
Transport	44 160,00	215 248,00	807 455,00
Produkcja paliw syntetycznych	21 160,71	24 687,50	52 400,00
Przemysł chemiczny, petrochemiczny	297 130,00	345 500,00	414 600,00
Przemysł stalowy	29 100,00	48 680,00	148 500,00
Suma [tona/r]	509 657,86	870 479,79	1 949 587,14

III.c. Prognoza zapotrzebowania na wodór jako paliwo w sektorze transportowym

1. Założenia do projekcji zapotrzebowania H₂ jako paliwa w sektorze transportowym – trzy scenariusze

W raporcie przyjęto do analizy trzy potencjalne scenariusze rozwoju rynku pojazdów wykorzystujących wodór jako paliwo.

1. Pierwszy z nich, **Business as usual**, jest najbardziej pesymistyczny i zakłada rozwój rynku bez wsparcia i specjalnych bodźców, a także brak realizacji założeń przyjętych w planach rządowych oraz strategiach europejskich.
2. Drugi scenariusz, **Wejście w życie strategii w projektowanym (bądź zmodyfikowanym) kształcie**, jest najbardziej neutralny – zakłada rozwój rynku w kierunku wytyczonym przez plany rządowe i strategie europejskie, ale w oparciu o obecny stan rozwoju rynku, ale również gotowość technologiczną i ekonomiczną do upowszechnienia pojazdów FCEV w każdym z obszarów transportu.
3. Trzeci scenariusz, **Przyspieszonej transformacji energetycznej UE**, jest najbardziej optymistyczny i zakłada rozwój rynku w bardzo szybkim tempie, wyznaczonym w planach rządowych i strategiach europejskich, w kierunku osiągnięcia neutralności klimatycznej w 2050 r.

2. Prognoza zapotrzebowania na H₂ w sektorze transportowym – zestawienie scenariuszy

Tabela 46 Prognoza zapotrzebowania w sektorze transportowym – zestawienie scenariuszy

Scenariusz I.										
Rok	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Transport drogowy - samochody osobowe	3,75	18,75	33,75	52,5	75	105	150	210	285	375
Transport drogowy - lekkie samochody dostawcze	0	1,5	7,5	16,5	31,5	52,5	82,5	127,5	187,5	307,5
Transport drogowy - samochody ciężarowe	0	0	0	0	65	195	390	650	975	1365
Transport drogowy - autobusy miejskie	0	72	216	432	720	1080	1548	2124	2808	3600
Transport kolejowy	0	50	50	100	100	200	250	350	400	500
Transport wodny	0	0	0	0	0	98	105,8	122,6	122,6	122,6
Transport wewnętrzny - wózki widłowe	0	0	0	3	9	18	33	54	90	150
Razem [ton H ₂]	3,8	142,3	307,3	604,0	1000,5	1748,5	2559,3	3638,1	4868,1	6420,1
Scenariusz II.										
Rok	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Transport drogowy - samochody osobowe	3,75	22,5	52,5	112,5	232,5	457,5	832,5	1432,5	2332,5	3832,5
Transport drogowy - lekkie samochody dostawcze	0	3	12	33	93	333	693	1233	1983	3033
Transport drogowy - samochody ciężarowe	0	0	65	195	520	975	1625	2600	4225	6500
Transport drogowy - autobusy miejskie	0	144	504	1044	1764	2484	3384	4464	5760	7200
Transport kolejowy	0	50	100	200	300	400	550	750	1000	1250
Transport wodny	0	0	0	0	0	98	105,8	220,6	228,4	245,2
Transport wewnętrzny - wózki widłowe	0	0	3	9	24	45	75	150	270	450

Razem [ton H ₂]	3,8	219,5	736,5	1593,5	2933,5	4792,5	7265,3	10850,1	15798,9	22510,7
Scenariusz III.										
Rok	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Transport drogowy - samochody osobowe	18,75	112,5	262,5	487,5	1012,5	1762,5	3262,5	5512,5	8512,5	13762,5
Transport drogowy - lekkie samochody dostawcze	0	6	21	51	171	411	1011	2211	4611	7611
Transport drogowy - samochody ciężarowe	0	0	65	260	910	2210	4810	8710	13910	20410
Transport drogowy - autobusy miejskie	0	360	1080	2160	3600	5040	6840	9000	11520	14400
Transport kolejowy	0	27,4	41,1	54,8	109,5	219,0	404,6	679,9	1031,3	1445
Transport wodny	0	0	0	0	0	98	203,8	326,4	465,8	613,0
Transport wewnętrzny - wózki widłowe	0	3	9	24	45	75	150	300	600	1200
Razem [ton H ₂]	18,8	531,5	1537,5	3182,5	6038,5	10096,5	17277,3	27559,9	41869,3	60996,5

Tabela 47 Liczba pojazdów w podziale na scenariusze

Scenariusz I.										
Rok	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Transport drogowy - samochody osobowe	50	125	225	350	500	700	1000	1400	1900	2500
Transport drogowy - lekkie samochody dostawcze	0	5	25	55	105	175	275	425	625	1025
Transport drogowy - samochody ciężarowe	0	0	0	0	10	30	60	100	150	210
Transport drogowy - autobusy miejskie	0	10	30	60	100	150	215	295	390	500
Transport kolejowy	0	1	1	2	2	4	5	7	8	10
Transport wodny	0	0	0	0	0	2	3	5	5	5
Transport wewnętrzny - wózki widłowe	0	0	0	10	30	60	110	180	300	500
Scenariusz II.										
Rok	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Transport drogowy - samochody osobowe	50	150	350	750	1550	3050	5550	9550	15550	25550
Transport drogowy - lekkie samochody dostawcze	0	10	40	110	310	1110	2310	4110	6610	10110
Transport drogowy - samochody ciężarowe	0	0	10	30	80	150	250	400	650	1000
Transport drogowy - autobusy miejskie	0	20	70	145	245	345	470	620	800	1000
Transport kolejowy	0	1	2	4	6	8	11	15	20	25
Transport wodny	0	0	0	0	0	2	3	7	8	10
Transport wewnętrzny - wózki widłowe	0	0	10	30	80	150	250	500	900	1500
Scenariusz III.										
Rok	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Transport drogowy - samochody osobowe	250	750	1750	3250	6750	11750	21750	36750	56750	91750
Transport drogowy - lekkie samochody dostawcze	0	20	70	170	570	1370	3370	7370	15370	25370
Transport drogowy - samochody ciężarowe	0	0	10	40	140	340	740	1340	2140	3140

Transport drogowy - autobusy miejskie	0	50	150	300	500	700	950	1250	1600	2000
Transport kolejowy	0	1	2	4	6	10	20	30	45	60
Transport wodny	0	0	0	0	0	2	5	10	17	25
Transport wewnętrzny - wózki widłowe	0	10	30	80	150	250	500	1000	2000	4000

3. Plany rozwoju rynku pojazdów zeroemisyjnych, w tym z ogniwem paliwowym

Za pierwszą sprecyzowaną inicjatywę Unii Europejskiej, dotyczącą rozwoju nisko i zeroemisyjnego transportu, można uznać opublikowaną w 2016 roku inicjatywę *Czysta energia dla wszystkich Europejczyków*. Dało to początek pracom w kierunku przekształcenia dyrektywy o odnawialnych źródłach energii. Zmieniona dyrektywa o odnawialnych źródłach energii weszła w życie w 2018 roku (2018/2001/EU). W ramach tej dyrektywy przyjęto porozumienie dotyczące sektora transportowego: wszystkie państwa członkowskie muszą wymagać od dostawców paliw, aby do 2030 roku, co najmniej 14% energii wykorzystywanej w transporcie drogowym i kolejowym było wytwarzanych w OZE [229]. Dodatkowo, rynek pojazdów osobowych i lekkich pojazdów dostawczych jest regulowany w UE w zakresie maksymalnych dopuszczalnych emisji CO₂ przez nowo rejestrowane pojazdy, odpowiednio od 2009 i 2011 roku. Aktualizacja przepisów stanowi coraz bardziej rygorystyczne limity dla nowo rejestrowanych pojazdów w UE, a najnowsza dyrektywa weszła w życie w 2019 roku (EU) 2019/631. W ramach przyjętej inicjatywy promocji pojazdów zero i niskoemisyjnych (ZLEV), przyjęto sprecyzowane cele (w ramach systemu zachęt) dla producentów samochodowych [230]. Jako ZLEV uznaje się pojazd, którego emisja CO₂ znajduje się w zakresie od 0 do 50 g/km. **Od 2025 roku, min. 15% wszystkich produkowanych przez koncerny motoryzacyjne samochodów osobowych mają stanowić pojazdy zero i niskoemisyjne, a od 2030 roku ma być to min. 35%. W przypadku lekkich pojazdów dostawczych (van), udział pojazdów ZLEV w liczbie wszystkich nowo produkowanych pojazdów na rok 2025 przyjęto również na poziomie 15%, a na rok 2030 na poziomie 30%.** W 2019 roku weszła również pierwsza dyrektywa odnosząca się do redukcji emisji CO₂ w sektorze transportu ciężarowego (EU) 2019/1242. **W ramach inicjatywy stymulującej wykorzystanie pojazdów ciężarowych zero i niskoemisyjnych przyjęto cel udziału tych pojazdów w liczbie wszystkich produkowanych pojazdów ciężarowych na poziomie ok. 2%, zaczynając od 2025 roku** [231]. Limit emisji CO₂ na km nie został jeszcze sprecyzowany, ze względu na niewystarczającą liczbę takich pojazdów dostępnych na rynku. Wytyczne mają zostać zmodyfikowane dla roku 2030, ale będą one zależały od rozwoju rynku pojazdów ciężarowych zero i niskoemisyjnych w latach 2019-2024.

Najważniejszym dokumentem unijnym odnoszącym się do planów rozwoju niskoemisyjnego systemu transportu w UE jest przyjęta w 2020 roku *strategia na rzecz zrównoważonej i*

229 <https://ec.europa.eu/jrc/en/jec/renewable-energy-recast-2030-red-ii>

230 https://ec.europa.eu/clima/policies/transport/vehicles/regulation_en

231 https://ec.europa.eu/clima/policies/transport/vehicles/heavy_en

inteligentnej mobilności [232] (COM/2020/789). Strategia w sposób bezpośredni wskazuje konkretne cele rozwoju niskoemisyjnego transportu w jego poszczególnych obszarach. **W przypadku transportu drogowego zakłada się, że do 2030 roku na europejskich drogach poruszało się będzie co najmniej 30 mln bezemisyjnych pojazdów, w tym 80 tys. samochodów ciężarowych. Od 2050 roku, prawie wszystkie nowo rejestrowane pojazdy osobowe, dostawcze, ciężarowe i autobusy mają być zeroemisyjne. W przypadku transportu morskiego, strategia zakłada pojawienie się na rynku pierwszych zeroemisyjnych dużych statków morskich do 2030 roku. Ambitny cel wskazano również w odniesieniu do transportu lotniczego – pierwsze duże bezemisyjne samoloty mają być gotowe do wprowadzenia na rynek do 2035 roku.** Poza konkretnymi mierzalnymi celami, przyjęta strategia zakłada konsekwentne zmniejszanie emisji szkodliwych substancji we wszystkich obszarach transportu, w tym rozwój szybkiego transportu kolejowego oraz kolejowego transportu towarowego, a także upowszechnienie na dużą skalę transportu zautomatyzowanego [233].

Tabela 48 Rejestracje nowych samochodów w UE w 2019 roku (łącznie z Wielką Brytanią) [234]

	Samochody osobowe	Lekkie samochody dostawcze	Samochody ciężarowe	Autobusy	Suma
UE	15 317 634	2 116 191	336 273	35 362	17 805 460
Polska	553 997	67 908	28 634	860	583 491

Według danych IEA [235] w 2019 roku w całej Europie zarejestrowanych było 1,7 mln samochodów elektrycznych, a liczba nowych rejestracji w 2019 roku wyniosła 562 tys. szt. pojazdów (do statystyk wliczają się również takie państwa jak Norwegia, w której sprzedaż pojazdów elektrycznych jest na bardzo wysokim poziomie). Oznacza to jednak, że w celu realizacji unijnych planów, przez następne 10 lat, do 2030 roku, na europejskich drogach powinno przybyć 28-29 mln nowych zeroemisyjnych samochodów.

Zakładając roczną rejestrację nowych pojazdów w Unii Europejskiej na poziomie 17,8 mln szt., przez następne 10 lat zostanie zarejestrowanych ok. 178 mln pojazdów, z czego 29 mln (16,29%) powinny stanowić pojazdy nisko/zeroemisyjne – elektryczne samochody bateryjne (BEV), niskoemisyjne elektryczne typu plug-in (PHEV) oraz te z ogniwem paliwowym (FCEV). **W przypadku, gdyby procentowy udział nowo rejestrowanych pojazdów w Polsce w liczbie wszystkich nowo rejestrowanych pojazdów w UE utrzymał się do 2030 roku na stałym poziomie ok. 3,28% i liczba wszystkich planowanych, nowych aut zeroemisyjnych rozłożyła się proporcjonalnie we wszystkich krajach UE, do 2030 roku w Polsce musiałyby zostać zarejestrowanych ok. 950 tys. pojazdów zeroemisyjnych. Podobne liczby zakłada prognoza rozwoju rynku Polskiego Stowarzyszenia Paliw**

232 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX%3A52020DC0789>

233 https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_20_2330

234 ACEA, <https://www.acea.be/statistics/tag/category/by-country-registrations>

235 IEA, Global EV Outlook 2020

Alternatywnych (PSPA) w opracowaniu *Polish EV Outlook 2020* [236]. W scenariuszu realistycznym zakładającym wsparcie rozwoju rynku pojazdów niskoemisyjnych, np. poprzez zachęty natury podatkowej, park pojazdów BEV (opracowanie nie uwzględnia samochodów FCEV) w Polsce w 2030r. może wynosić ok. 900 tys. pojazdów. Większość wszystkich pojazdów zeroemisyjnych zdecydowanie stanowiłyby bateryjne samochody elektryczne, jednak wraz z dużym wsparciem politycznym i regulacyjnym dla technologii wodorowych liczba pojazdów FCEV może zacząć dynamicznie rosnąć, stanowiąc realną alternatywę dla elektrycznych samochodów bateryjnych. Mimo, że strategia UE jest bardzo ambitna i trudna do realizacji [237], pokazuje ona skalę przedsięwzięcia i potencjalnej liczby pojazdów zeroemisyjnych, które mogą się pojawić w Polsce w przypadku realizacji ambitnego scenariusza *przyspieszonej transformacji energetycznej Unii Europejskiej*.

Tabela 49 Prognoza rozwoju rynku pojazdów elektrycznych w Polsce wg. PSPA (2020r.) [238]

	Park BEV 2025	Park BEV 2030
Scenariusz podstawowy	140 tys.	b.d.
Scenariusz realistyczny	280 tys. (+ 160 tys. PHEV)	900 tys. (+ 570 tys. PHEV)

Potencjał wodoru w różnych obszarach transportu

Potencjalny rozwój rynku wodorowego transportu w perspektywie najbliższych lat w Europie został poddany analizie w raporcie *Hydrogen Roadmap Europe. A sustainable pathway for the European energy transition* z 2019 roku, przygotowanym przez Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU) [239]. Według autorów raportu, ze względu na większą gęstość energii wodoru niż baterii (zarówno pod względem objętości jak i masy), pojazdy z ogniwem paliwowym, w pewnym obszarach transportu, mogą zapewnić znacznie większy zasięg i ładowność pojazdów niż bateryjne pojazdy elektryczne. Wskazywane obszary transportu, w których technologie wodorowe powinny być najbardziej optymalnym zeroemisyjnym rozwiązaniem, to przede wszystkim transport ciężki, gdzie zapotrzebowanie na energię jest duże – duże samochody, samochody dostawcze i ciężarowe oraz autobusy. W przypadku małych samochodów osobowych, pojazdy BEV będą preferowane w najbliższych latach. W przypadku dużych pojazdów osobowych oraz pojazdów dostawczych, wybór optymalnego pojazdu pomiędzy BEV a FCEV będzie zależał od kilku czynników, takich jak rozwój technologiczny obu napędów, cena pojazdów, prywatny lub komercyjny cel wykorzystania pojazdu, indywidualne zapotrzebowanie na krótkie lub długie podróże, itp.

Zastosowanie napędów wodorowych jest również najefektywniejszym rozwiązaniem dekarbonizacji transportu kolejowego oraz morskiego. W transporcie morskim napędy alternatywne mają bardzo mały udział, a technologia wodorowa oraz gazowa oferują najbardziej obiecujące parametry techniczne umożliwiające pełne zastąpienie napędów dieslowych, przy czym wodór jest jedyną potencjalną opcją zeroemisyjną i stąd preferowaną

236 <https://www.kierunekenergetyka.pl/artukul,76136,najnowsza-prognoza-rozwoju-elektromobilnosci-w-polsce.html>

237 <https://www.acea.be/news/article/transition-to-zero-emission-mobility-requires-the-full-range-of-powertrain>

238 <https://www.kierunekenergetyka.pl/artukul,76136,najnowsza-prognoza-rozwoju-elektromobilnosci-w-polsce.html>

239 https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Hydrogen%20Roadmap%20Europe_Report.pdf

do upowszechnienia w długim terminie. W przypadku transportu kolejowego, technologią wiodącą jest napęd elektryczny, jednak koszt elektryfikacji (modernizacji) starych linii trakcyjnych jest bardzo duży, co daje szansę lokomotywowi i zespołom trakcyjnym z napędem wodorowym na zastąpienie lokomotyw z napędem diesela na liniach niezelektryfikowanych.

FCH JU w 2019 roku zaproponowało konkretne, możliwe do realizacji cele upowszechnienia pojazdów wodorowych w transporcie, przy założeniu realizacji scenariusza *przyspieszonej transformacji energetycznej Unii Europejskiej*. **Do 2030 roku możliwe jest, aby 1 na 22 nowo rejestrowane samochody osobowe w Europie miały napęd wodorowy (FCEV), a w przypadku lekkich samochodów dostawczych (do 3,5t dmc), 1 na 12 nowo rejestrowanych pojazdów. Europejska flota pojazdów FCEV w tym scenariuszu osiągnęłaby w 2030 roku 3,7 mln samochodów osobowych oraz 500 tys. lekkich samochodów dostawczych. W obszarze transportu ciężarowego i autobusowego wskazano możliwość pojawienia się na europejskich drogach do 2030r. 45 tys. pojazdów, a w obszarze transportu kolejowego, według FCH JU, do 2030r. pociągi wodorowe mają szansę zastąpić 570 pociągów z napędem diesela.**

Zestawiając szacunki FCH JU oraz założenia strategii Unii Europejskiej, w scenariuszu *przyspieszonej transformacji energetycznej UE* w 2030 roku po europejskich drogach poruszało się będzie 30 mln pojazdów zeroemisyjnych, z czego pojazdy wodorowe mogą stanowić 4,25 mln – około 14% wszystkich pojazdów elektrycznych.

Tabela 50 Zestawienie celów KE przyjętych w strategii z 2020 roku oraz opracowania FCH JU z 2019 roku

Typ pojazdu	Zeroemisyjne	w tym FCEV
Samochody osobowe	30 mln (KE)	3,7 mln (FCH JU)
Lekkie samochody dostawcze LCV		0,5 mln (FCH JU)
Samochody ciężarowe	80 tys. (KE)	45 tys. (FCH JU)
Autobusy	b.d.	
Kolej	b.d.	ok. 570 (FCH JU)
Transport morski	Pierwszy duży statek morski napędzany wodorem do 2030r.	b.d.

Źródło: Opracowanie własne

Duża część planowanych pojazdów wodorowych w Europie, ze względu m.in. na wysoką cenę oraz duży koszt budowy infrastruktury ładowania/tankowania pojazdów, podobnie jak w przypadku bateryjnych pojazdów elektrycznych, będzie się jednak prawdopodobnie pojawiała w pierwszej kolejności na zamożnych rynkach, takich jak Niemcy, Norwegia, Wielka Brytania, Niderlandy, Francja, Szwecja, Szwajcaria oraz Islandia.

Krajowe cele upowszechnienia pojazdów wodorowych

Rząd Japonii w 2019 roku opublikował trzecią wersję strategicznego planu rozwoju gospodarki wodorowej, pod nazwą *Strategic Roadmap for Hydrogen and Fuel Cells*²⁴⁰ (pierwszy dokument przygotowano w 2014 roku). W zakresie mobilności wodorowej strategia zakłada kilka celów. Po pierwsze, pojawienie się na drogach 200 tys. pojazdów wodorowych do 2025 roku oraz 800 tys. do 2030 roku. Koszt produkcji pojazdów wodorowych miałby zbliżyć się do kosztu produkcji pojazdów hybrydowych w 2025r. Po drugie, stworzenie sieci stacji tankowania wodoru, do 2025 roku ma powstać 320 stacji, a do 2030 roku 900 stacji. Po trzecie, wykorzystanie 1200 autobusów wodorowych do 2030 roku. Po czwarte, do 2030 roku eksploatacja 10 tys. wodorowych wózków widłowych. W ramach wszystkich przyjętych celów transportowych Japończycy zakładają znaczny spadek kosztów produkcji i cen poszczególnych podzespołów technologii wodorowych [241].

W Holandii w strategii wodorowej z 2019r., w celu realizacji celów przyjętych w National Climate Agreement [242], prognozuje się powstanie do 2025 roku 50 stacji tankowania wodoru, 15 tys., pojazdów FCEV osobowych i lekkich dostawczych oraz 3 tys. samochodów ciężarowych, a do 2030 roku sumaryczna liczba pojazdów z ogniwem paliwowym ma osiągnąć ok. 300 tys. szt. [243].

Francuski plan wykorzystania wodoru w transformacji energetycznej kraju został zawarty w strategii wodorowej oraz w NECP (National Energy and Climate Plans), jako załącznik do strategii energetycznej państwa na lata 2019-2028 (PPE2 [244]). Do 2030 roku francuski rząd planuje pojawienie się na drogach od 20 do 50tys. lekkich samochodów dostawczych FCEV oraz 800-2000 samochodów ciężarowych. Liczba planowanych stacji tankowania H₂ wynosi od 400 w scenariuszu podstawowym, do 1 000 w scenariuszu optymistycznym.

Plan rozwoju gospodarki wodorowej przyjęła również Hiszpania. W sektorze mobilności, do 2030r. rząd Hiszpanii planuje osiągnąć flotę 150 autobusów FCEV, 5000 lekkich i ciężkich samochodów oraz dwie komercyjne linie kolejowe napędzane odnawialnym wodorem wraz z odpowiednią siecią tankowania. Dodatkowo, w 5 portach morskich oraz w portach lotniczych ma działać co najmniej 100 maszyn przeładunkowych napędzanych wodorem [245].

Niemiecka strategia wodorowa *The National Hydrogen Strategy* została przyjęta w 2020 roku [246]. Nie zawiera ona jednak konkretnych celów liczbowych w zakresie rejestracji pojazdów wodorowych, aczkolwiek można zakładać, że cele te są zbieżne z przyjętą europejską strategią rozwoju wodorowej mobilności.

Strategia wodorowa Wielkiej Brytanii została zapowiedziana na pierwszy kwartał 2021 roku [247].

240 https://www.meti.go.jp/english/press/2019/0312_002.html

241 https://www.meti.go.jp/english/press/2019/pdf/0312_002a.pdf

242 <https://www.government.nl/topics/climate-change/climate-policy>

243 <https://www.government.nl/documents/publications/2020/04/06/government-strategy-on-hydrogen>

244 Programmation Pluriannuelle de l'énergie

245 <https://fuelcellworks.com/news/the-spanish-government-approves-the-hydrogen-roadmap-a-commitment-to-renewable-hydrogen/>

246 <https://www.bmw.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/the-national-hydrogen-strategy.html>

247 <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/electric-power/102320-uk-hydrogen-strategy-to-be-launched-in-q1-itms-cooley>

Tabela 51 Szacunkowe plany rozwoju transportu wodorowego wybranych państw do 2030r.

Typ pojazdu	Francja	Holandia	Japonia	Hiszpania
Suma pojazdów FCEV	-	300 tys.	800 tys.	-
Lekkie samochody dostawcze	20 – 50 tys.	-	-	min. 5 000
Samochody ciężarowe	800 – 2 000	-	-	
Autobusy	-	-	1 200	min. 150
Kolej	-	-	-	2 komercyjne linie
Inne	-	-	-	100 maszyn przeładunkowych (porty morskie i lotnicze)
Stacje tankowania H₂	400-1 000	50 (do 2025r.)	900	-

Źródło: Opracowanie własne na podstawie krajowych planów i strategii wodorowych

W ramach projektu prognozy rozwoju gospodarki wodorowej w krajach europejskich, FCH JU oszacowało w 2020r. potencjał Polski w zakresie upowszechnienia transportu wodorowego do roku 2030r. W planie przyjęto dwa scenariusze prognozowania rozwoju transportu wodorowego – podstawowy oraz optymistyczny. W scenariuszu optymistycznym założono możliwość pojawienia się w Polsce ponad 160 tys. pojazdów FCEV do 2030 r. Szczegółowe liczby wynikające z analizy zaprezentowano w tabeli poniżej.

Tabela 52 Szanowany potencjał transportu wodorowego w Polsce do 2030r. (FCH JU, 2020r.) [248]

Typ pojazdu	Scenariusz podstawowy (szt.)	Scenariusz optymistyczny (szt.)
Samochody osobowe	70 200	140 500
Autobusy	630	1 260
Lekkie pojazdy dostawcze	10 900	21 800
Samochody ciężarowe	1 240	2 480
Pociągi	10	42
Stacje tankowania H ₂	150	291

248 FCH JU, Poland, Opportunities for Hydrogen Energy Technologies Considering the National Energy & Climate Plans, 2020

Plany koncernów motoryzacyjnych w zakresie produkcji pojazdów wodorowych

Hyundai, jako jeden z nielicznych producentów motoryzacyjnych, opublikował oficjalne cele produkcyjne dla pojazdów wodorowych. Obecnie koreański koncern Hyundai jest jednym z głównych (obok Toyoty) liderów na rynku pojazdów FCEV. W 2021 roku w swojej ofercie ma dwa samochody osobowe napędzane H₂ oraz jako pierwszy producent od 2020 roku dostarcza na rynek seryjnie produkowany samochód ciężarowy FCEV – Hyundai XCIENT fuel cell. **Przedsiębiorstwo do 2025 roku zamierza sprzedawać 670 000 pojazdów elektrycznych rocznie, a w tym 110 000 pojazdów elektrycznych z ogniwami paliwowymi [249].** W grudniu 2018 roku, Hyundai Motor Group ogłosiła długoterminowy plan *Fuel Cell Vision 2030*. **W ramach tego planu, Hyundai Motor Group zamierza do 2030 roku dostarczać rocznie 700 000 sztuk systemów ogniw paliwowych. Ogniwa te mają być wykorzystywane do zasilania samochodów, a także statków, pociągów, dronów i agregatów prądotwórczych.**

Poza planami rozwoju technologii wodorowych w transporcie poszczególnych koncernów motoryzacyjnych, tworzone są również koalicje branżowe, w celu przyspieszenia eksploatacji pojazdów wodorowych. Jedną z takich koalicji jest porozumienie opublikowane przez Hydrogen Europe, którego celem jest dostarczenie na rynek 100 tys. pojazdów ciężarowych do 2030r. oraz budowa 1500 stacji tankowania H₂ do obsługi tych pojazdów. Chęć uczestnictwa w koalicji zadeklarowały 62 przedsiębiorstwa rynku motoryzacyjnego i energetycznego [250].

Tempo wzrostu rynku pojazdów elektrycznych jako punkt odniesienia w prognozowaniu rozwoju rynku pojazdów wodorowych

Za początek dynamicznego rozwoju rynku pojazdów elektrycznych na rynku światowym można uznać rok 2010. Rynek pojazdów BEV oraz PHEV rozwijał się stabilnie rok do roku, a gwałtowny wzrost sprzedaży samochodów elektrycznych miał miejsce szczególnie w ostatnich trzech latach poprzedniej dekady. Według danych IEA, w 2019 roku rynek pojazdów elektrycznych (baterijnych i hybrydowych plug-in) osiągnął 7,2 mln pojazdów²⁵¹. Prawie połowa globalnej floty w 2019 roku znajdowała się w Chinach (47% parku), na drugim miejscu znalazła się Europa – 1,7 mln pojazdów (24% parku), a na trzecim USA (21% parku). Wśród państw o największym udziale pojazdów elektrycznych w całej flocie w 2019 roku bezwzględnym liderem była Norwegia (13% całego parku pojazdów). Następne w kolejności były Islandia (4,4%), Niderlandy (2,7%), Szwecja (2%) oraz Chiny (1,6%).

W Europie (UE27 + Islandia, Norwegia i Wielka Brytania) liczba nowych rejestracji pojazdów BEV + PHEV wzrosła z 700 szt. w 2010 roku do ok. 534 tys. w 2019 roku (z czego 341 tys. to samochody BEV, 193 tys. to PHEV)²⁵². Udział pojazdów elektrycznych w całkowitej sprzedaży w 2019 roku wyniósł ok. 3,46%. Wstępne dane za rok 2020 pokazują olbrzymi wzrost sprzedaży pojazdów zelektryfikowanych w Europie, do poziomu ok. 1,4 mln

249 <https://www.hyundai.news/pl/marka/hyundai-xcient-fuel-cell-pierwsza-na-swiecie-ciezarowka-na-wodor/>

250 https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH%20Docs/201215_Coalition%20Statement%20on%20deployment%20of%20FCH%20trucks%20in%20Europe.pdf

251 IEA, Global EV Outlook 2020

252 <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/proportion-of-vehicle-fleet-meeting-5/assessment>

pojazdów²⁵³. Sprzedaż wzrosła znacząco we wszystkich europejskich krajach, ale najbardziej istotny wzrost (wolumenowo) zanotował największy rynek pojazdów w Europie – niemiecki, który w rezultacie stał się 2 największym rynkiem pojazdów elektrycznych na świecie po Chinach²⁵³.

Zdecydowana większość nowych pojazdów elektrycznych rejestrowana jest w krajach zamożnych. W Europie, pod względem dużej liczby rejestracji nowych pojazdów elektrycznych, wyraźnie wyróżniają się takie kraje, jak Niemcy, Norwegia, Wielka Brytania, Niderlandy, Francja, Szwecja, Szwajcaria oraz Islandia. Nowe rejestracje pojazdów BEV w 2019r. w trzech państwach – Niemczech, Norwegii oraz Holandii, odpowiadały za ok. 50% liczby wszystkich rejestracji pojazdów BEV w Europie²⁵².

Porównując liczbę nowych rejestracji pojazdów wodorowych w Europie, która w 2019 r. wyniosła ok. 2000 samochodów [254], z liczbą rejestracji nowych pojazdów elektrycznych na wczesnym etapie rozwoju rynku, można stwierdzić, że rynek pojazdów z FCEV znajduje się obecnie w miejscu, w którym rynek BEV+PHEV znajdował się w 2010 roku. Mimo różnic w charakterystyce funkcjonowania obu rynków (różny sposób ładowania/tankowania pojazdów, inna charakterystyka techniczna pojazdów, itp.), rozwój rynku pojazdów elektrycznych w okresie 10 lat pokazuje, jak nowy rodzaj napędu (w tym przypadku FCEV) może się rozwinąć w perspektywie do 2030 roku. Tempo rozwoju rynku pojazdów FCEV może być bardziej dynamiczne niż pierwsze 10 lat rozwoju rynku pojazdów BEV i PHEV. Kluczowy wpływ na ten aspekt będzie miała m.in. polityka UE oraz krajów członkowskich w zakresie promowania technologii wodorowych, a w tym realizowane wsparcie finansowe projektów inwestycyjnych. Rynek pojazdów FCEV korzystał będzie również z doświadczeń ponad 10-letniego rozwoju rynku pojazdów bateryjnych, które zapoczątkowały zmiany na rynku motoryzacyjnym, w tym przede wszystkim dały początek drastycznej zmianie kierunku rozwoju sektora transportu w stronę napędów niskoemisyjnych.

W 2021 roku (po ok. 10 letnim rozwoju rynku) europejska flota pojazdów elektrycznych (BEV+PHEV) wynosi ok. 3 mln pojazdów. Można więc zakładać, że szacunki FCH JU z 2019 roku zakładające pojawienie się w Europie ok. 4,25 mln samochodów FCEV do 2030r. są realistyczne. Istnieje duża szansa, że w przypadku realizacji europejskich planów rozwoju transportu niskoemisyjnego do 2030 roku, liczba pojazdów z ogniwem paliwowym w 2030r. będzie wynosiła od 3 do 5 mln szt.

Rynek pojazdów elektrycznych w Polsce

Według danych Polskiego Stowarzyszenia Paliw Alternatywnych, w 2020 roku w Polsce zarejestrowanych było łącznie 18 875 samochodów osobowych z napędem elektrycznym, z czego 10 041 to samochody BEV a pozostałe 8 834 to samochody PHEV. W 2020 roku liczba rejestracji nowych samochodów elektrycznych znacząco wzrosła – o 140% więcej niż w 2019, osiągając liczbę 9 879 sztuk. Bardzo duży przyrost nowych rejestracji zaobserwowano na rynku autobusów. W 2020 roku w eksploatacji było 430 elektrycznych autobusów, z czego liczba nowych rejestracji w 2020r. wyniosła 201 szt. (o 253% więcej niż w 2019r.). Wzrost liczby rejestracji miał miejsce również na rynku elektrycznych samochodów dostawczych i ciężarowych. **Warto podkreślić szybkie tempo rozwoju rynku pojazdów EV w ostatnich**

253 <http://www.ev-volumes.com>

254 <https://www.eafo.eu/vehicles-and-fleet/overview>

5 latach (2015-2020). W 2015 roku po polskich drogach poruszało się jedynie kilkaset samochodów elektrycznych (osobowych i dostawczych), a roczna liczba nowych rejestracji samochodów BEV oraz PHEV wyniosła jedynie 316 szt. [255]

Tabela 53 Park pojazdów elektrycznych, hybrydowych oraz gazowych w Polsce 2020 [256]

Rodzaj pojazdu	Park pojazdów 2020	Liczba rejestracji 2020	Liczba rejestracji 2019	% zmiana rejestracji rok do roku
Samochody osobowe EV	18 875 (10 041 BEV + 8834 PHEV)	9 879 (4879 BEV + 5009 PHEV)	4 123 (2326 BEV + 1797 PHEV)	+ 140%
Samochody dostawcze i ciężarowe EV	839	322	284	+ 13%
Autobusy EV	430	201	57	+ 253%
Motocykle i motorowery EV	8 941	2761	3146	- 12%
Mikro pojazdy i inne EV	367	54	120	- 56%
Hybrydowe samochody osobowe i dostawcze	191 596	68 015	46 809	+ 45%
Samochody osobowe i dostawcze CNG/LNG	4 921	340	416	- 18%

Porównanie do rynku niemieckiego - lidera EV w Europie

Rejestracja w pełni elektrycznych pojazdów BEV na rynku niemieckim w 2020 r. wyniosła ponad 194 tys., w porównaniu do ok. 5 tys. w Polsce [257]. Rok 2020 był przełomowy, a liczba rejestracji EV potroiła się względem 2019 r., mimo spadku o 20% liczby rejestracji wszystkich pojazdów spowodowanej pandemią covid-19 [258]. W grudniu 2020 r. udział samochodów BEV w liczbie wszystkich rejestracji wyniósł aż 14%.

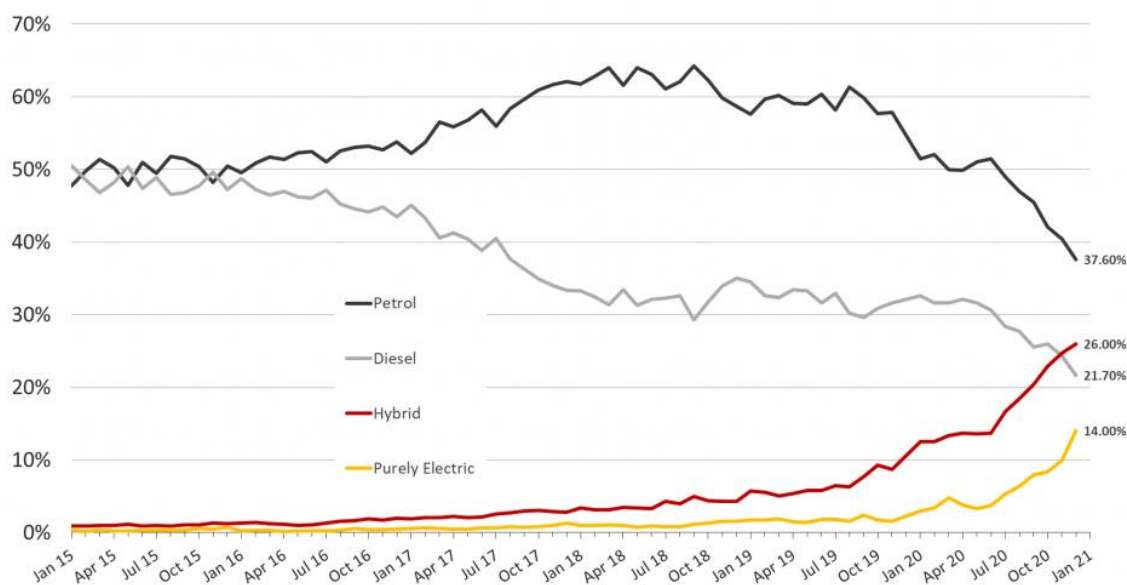
255 <https://www.bankier.pl/moto/za-5-lat-liczba-elektrykow-w-polsce-moze-przekroczyc-280-tys-sztuk-7345/>

256 PSPA, <https://pspa.com.pl/2021/informacja/licznik-elektromobilnosci-rok-2020-rekordowy-na-polskim-rynku-samochodow-elektrycznych/>

257 <https://www.reuters.com/article/us-germany-electricvehicles-idUSKBN29B2QL>

258 <https://www.cleanenergywire.org/news/2020-records-show-e-mobility-has-entered-mainstream-germany-motor-authority>

Według danych Reuters ze stycznia 2021r., rząd Niemiec wyznaczył cel rejestracji od 7 do 10 mln elektrycznych pojazdów do 2030 r., który przy utrzymaniu obecnego trendu wzrostowego rejestracji nowych pojazdów EV ma duże szanse realizacji.



Rysunek 67 Udział pojazdów elektrycznych w liczbie nowych rejestracji w Niemczech 2015-2020 (kolor żółty BEV, kolor czerwony HEV, kolor granatowy benzyna, kolor szary diesel) [259]

Stacje tankowania wodoru jako niezbędny element rozwoju transportu wodorowego

Budowa stacji tankowania wodoru jest kluczowym elementem do pojawienia się na drogach pierwszych pojazdów z ogniwem paliwowym. W aspekcie tankowania/ładowania pojazdów, bateryjne pojazdy elektryczne mają nieznaczną przewagę nad pojazdami z ogniwem paliwowym. Rozwój rynku BEV w początkowej fazie był możliwy dzięki zdolności do ładowania prądem (mimo, że w mniej efektywny sposób) z tradycyjnej sieci elektrycznej – tzw. „gniazdka”, bez istnienia dedykowanej sieci stacji ładowania. W tym zakresie rozwój rynku pojazdów wodorowych jest ściśle zależny od budowy dedykowanych stacji tankowania H₂, których konstrukcja stanowi nie tylko wyzwanie techniczne, ale także duże wyzwanie finansowe.

Na koniec 2019 roku globalnie w eksploatacji było 470 stacji tankowania wodoru [260], a wzrost liczby stacji w porównaniu do 2018 roku wyniósł 20%. Najwięcej stacji znajdowało się w Japonii (113), Niemczech (81) oraz Stanach Zjednoczonych (64). Na następnych miejscach uplasowały się Chiny, Korea Płd. i Francja.

Według danych FCH JU, w 2019 roku europejska sieć stacji tankowania wodoru liczyła ok. 120 stacji [261]. Potwierdzono również plany budowy do 2025 roku ponad 750 nowych stacji. W ramach *Planu odbudowy dla Europy UE* oraz *Instrumentu na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności* – głównego elementu Next Generation UE [262], przewiduje się budowę 500 stacji

259 <https://www.cleanenergywire.org/news/2020-records-show-e-mobility-has-entered-mainstream-germany-motor-authority>

260 <https://www.iea.org/reports/hydrogen>

261 https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Hydrogen%20Roadmap%20Europe_Report.pdf

262 <https://www.consilium.europa.eu/pl/press/press-releases/2020/10/09/covid-19-council-agrees-its-position-on-the-recovery-and-resilience-facility/>

tankowania H₂ do 2025r. oraz 1000 stacji do 2030r., z wyznaczonych środków na ożywienie sytuacji gospodarczej w Europie po kryzysie związanym z pandemią COVID-19 [263].

Najnowsze dane za rok 2020 informują o liczbie ok. 550 stacji tankowania wodoru na świecie [264]. Według danych H2stations.org, w 2020 roku na świecie otwarto 107 nowych stacji. W Europie funkcjonowało ok. 200 stacji, z czego 100 znajduje się w Niemczech, 34 we Francji (w której realizują się plany budowy kolejnych 38 stacji), a duża liczba planowanych stacji ma powstać w niedługim czasie również w Holandii – 23 szt.

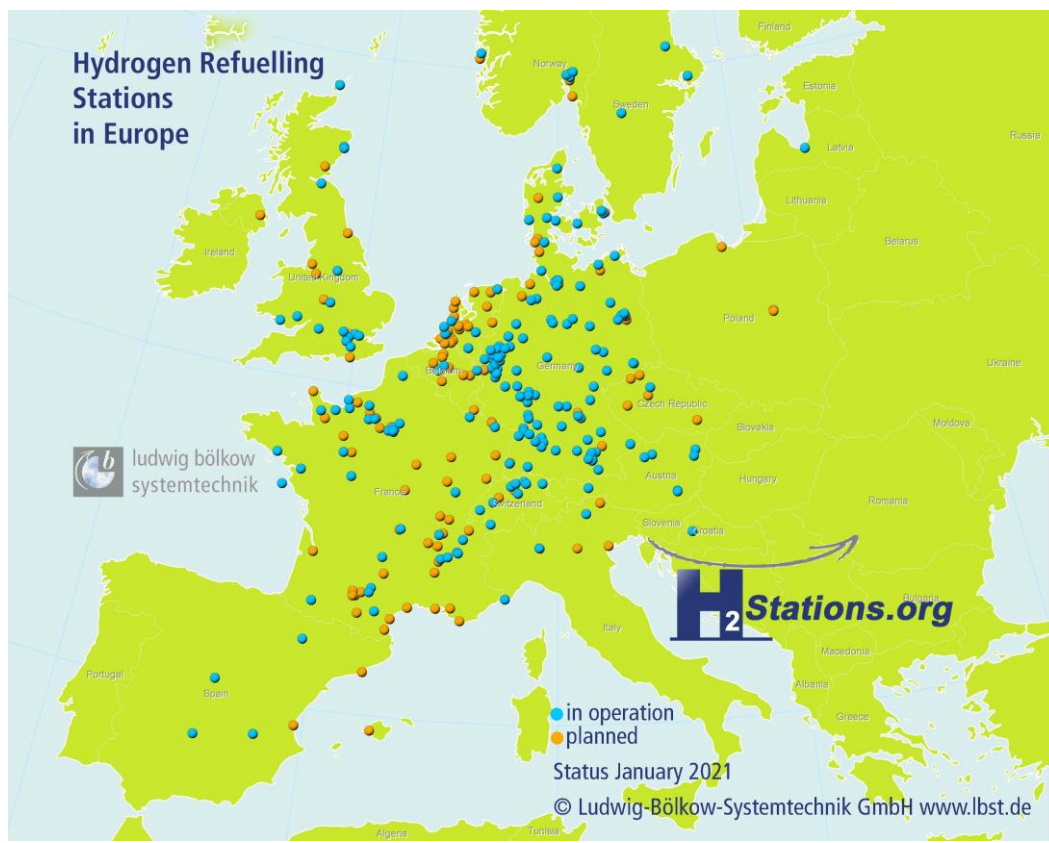
Szacunki FCH JU wskazują, że realizacja ambitnych planów przemiany transportu w kierunku zeroemisyjności do 2050 roku i gwałtowny przyrost pojazdów wodorowych na rynku będzie wymagał ok. 3 700 stacji tankowania H₂ do 2030 roku, a docelowo 15 000 stacji do 2050 roku. Koszt budowy 3 700 stacji do 2030 r. oszacowano na 8,2 mld euro. W ten ambitny scenariusz wpisują się również plany i koalicje zawiązywane w poszczególnych branżach transportowych. Przykładem jest koalicja interesariuszy rynku transportu ciężkiego z 2020 roku, w której 62 przedsiębiorstwa przyjęły cel dostarczenia na europejski rynek do 2030 roku 100 tys. wodorowych samochodów ciężarowych oraz budowę 1 500 stacji tankowania H₂ na potrzeby obsługi tych pojazdów [265].

W Polsce, *Projekt Polskiej Strategii Wodorowej do roku 2030 z perspektywą do 2040 r.* zakłada budowę sieci 32 stacji tankowania wodoru do 2025 roku oraz dalszy rozwój infrastruktury tankowania w następnych latach.

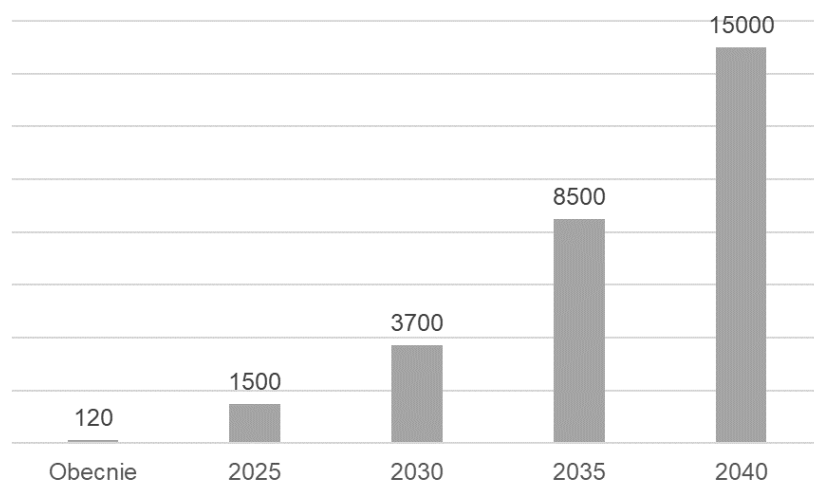
263 https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/3_en_document_travail_service_part1_v3_en_0.pdf

264 <https://www.h2stations.org/press-release-2021-record-number-of-newly-opened-hydrogen-refuelling-stations-in-2020/>

265 <https://www.petroplaza.com/news/26059>



Rysunek 68 Mapa lokalizacji stacji tankowania wodoru obecnie funkcjonujących i planowanych w Europie i na świecie (stan na styczeń 2021r.) [266]



Rysunek 69 Stacje tankowania wodoru w Europie – perspektywa rozwoju [267]

267 FCH JU, Hydrogen Roadmap Europe. A sustainable pathway for the European energy transition, 2019

4. Pogłębiona analiza poszczególnych sektorów transportu

i. sektor kolejowy

Najważniejszym celem modernizacji transportu kolejowego jest elektryfikacja linii kolejowych. Pociągi wodorowe mają szansę pełnić alternatywę dla napędów spalinowych na trasach nieelektryfikowanych, których elektryfikacja w najbliższych latach jest utrudniona. Projekt Polskiej Strategii Wodorowej zakłada do 2025r. powstanie pierwszych pociągów/lokomotyw wodorowych, które zastąpią ich spalinowe odpowiedniki na trudnych do zelektryfikowania trasach, a do 2030r. stopniowe zastępowanie pociągów spalinowych pociągami wodorowymi.

Duża część planowanych inwestycji modernizacji kolei w latach 2021-2027 finansowana będzie ze środków pochodzących z unijnej polityki spójności i Funduszu na Rzecz Sprawiedliwej Transformacji. Duża kwota przeznaczona na projekty infrastrukturalne stanowi szansę na realizację bardzo potrzebnych inwestycji na kolei. Poza elektryfikacją linii, potrzebna jest również wymiana taboru. Według danych Urzędu Transportu Kolejowego z 2020r., przewoźnicy musieliby kupić 1700 wagonów pasażerskich, prawie 900 elektrycznych zespołów trakcyjnych i 245 lokomotyw, żeby przed 2030 r. zastąpić tabor, którego wiek przekracza 40 lat [268]. Koszt odnowienia taboru Urząd szacuje na kwotę nawet 30 mld zł.

Tabor kolejowy w Polsce

Tabela 54 Długość linii kolejowych według zarządcy infrastruktury (2018r.) [269]

Długość – 19 347 km													
PKP PLK	PKP LHS	KP Kotlarnia	Infra Silesia	Jastrzębska Spółka Kolejowa	CTL Maczki-Bór	WKD	PKP SKM	DSDiK we Wrocławiu	PKM	Cargator	Euroterminal Stawków	PMT Linie Kolejowe	UBB Polska
18 536 km	394,7 km	102,4 km	60,1 km	40,6 km	29,8 km	38,5 km	32,7 km	31,9 km	18,3 km	11,4 km	9,6 km	40,6 km	1,4 km

Tabela 55 Podstawowe dane dotyczące eksploatowanych linii kolejowych (2018r.) [269]

268 <https://www.rp.pl/Koleje/310089896-Pociagi-na-wodor-coraz-blizej-polskich-torow.html>

269 Zmieniamy Polską Kolej, Broszura wydana przez Centrum Unijnych Projektów Transportowych we współpracy z Ministerstwem Infrastruktury

Struktura według stopnia elektryfikacji	Struktura według znaczenia	Struktura według rozstawu szyn
11 903,9 km – długość linii kolejowych zelektryfikowanych	12 613 km – linie o znaczeniu państwowym	18 806 km – normalnotorowe
7 442,1 km – długość linii kolejowych niezelektryfikowanych	6 734 km – pozostałe linie kolejowe	541 km - szerokotorowe

Duża część polskiego taboru kolejowego znajduje się w eksploatacji znacznie ponad 40 lat i wymaga wymiany. Według danych Urzędu Transportu Kolejowego z 2019r., średni wiek lokomotyw dla przewoźników pasażerskich wyniósł ok. 42 lata dla lokomotyw spalinowych oraz ok. 35 lat dla lokomotyw elektrycznych. W przypadku przewoźników towarowych, tabor jest nieznacznie młodszy – średni wiek lokomotyw spalinowych wyniósł ok. 39 lat, a lokomotyw elektrycznych ok. 36 lat. Analizując liczbę wszystkich eksploatowanych lokomotyw spalinowych widać wyraźną dysproporcję pomiędzy taborom przewoźników pasażerskich a towarowych – zdecydowana większość lokomotyw spalinowych eksploatowana jest w transporcie towarowym – 2146 szt. (dane 2019r.).

Tabela 56 Struktura pojazdów trakcyjnych będących w dyspozycji polskich przewoźników [270]

Pojazdy trakcyjne	Rok								
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Przewoźnicy pasażerscy normalnotorowi									
Lokomotywy elektryczne	380	412	394	363	332	322	320	314	313
Lokomotywy spalinowe	174	145	140	145	152	119	109	109	108
Wagony silnikowe elektryczne	8	8	8	8	8	2	2	2	2
Wagony silnikowe spalinowe	66	70	71	87	77	75	79	77	75
Zespoły trakcyjne elektryczne	1 248	1 216	1 256	1 321	1 341	1 268	1 279	1 250	1 192
Zespoły trakcyjne spalinowe	154	157	167	149	177	177	187	192	196
Przewoźnicy towarowi									

Lokomotywy elektryczne	1 456	1 431	1 491	1 388	1 475	1 502	1 419	1 445	1 509
Lokomotywy spalinowe	2 226	2 194	2 166	2 095	2 121	2 130	2 032	2 061	2 146
Przewoźnicy kolei wąskotorowych									
Lokomotywy parowe	b.d.	b.d.	b.d.-	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	14
Lokomotywy spalinowe	b.d.	b.d.	b.d.-	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	73
Spalinowe wagony silnikowe	b.d.	b.d.	b.d.-	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	16
Drezyny	b.d.	b.d.	b.d.-	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	10

Tabela 57 Średni wiek lokomotyw w roku 2019 [270]

	Przewoźnicy pasażerscy	Przewoźnicy towarowi
Lokomotywy spalinowe	42,35	39,08
Lokomotywy elektryczne	35,24	36,28

Potencjał wodoru na kolei

W opracowaniach międzynarodowych największa gotowość technologiczna implementacji pociągów wodorowych wskazywana jest dla zespołów trakcyjnych²⁷¹. Wzrost liczby projektów pilotażowych, w ramach których rozpocznie się eksploatacja lokomotyw manewrowych oraz liniowych, wskazywany jest w opracowaniu FCH JU oraz Shift2Rail JU na rok 2023.

Najbardziej zaawansowany projekt wodorowych zespołów trakcyjnych, Corandia iLint marki Alstom, rozwijany jest od 2014 roku [272]. Zgodnie z informacją prasową ze stycznia 2021 r., Alstom otrzymał już zamówienia na ok. 50 swoich wodorowych pociągów [272]. Jednocześnie ww. artykuł przytacza wypowiedź wiceprezesa Alstom, który wskazał duży potencjał implementacji technologii wodorowych na kolei w związku z pilną potrzebą wymiany 5 400 szt. lokomotyw spalinowych eksploatowanych w krajach Europy Zachodniej do 2035 roku.

Wykorzystanie wodorowego taboru kolejowego w Polsce

W Polsce projekt pilotażowy budowy lokomotywy wodorowej prowadzony jest przez przedsiębiorstwo Pesa Bydgoszcz we współpracy z grupą Orlen [273]. Polskie przedsiębiorstwo pracuje nad wodorową lokomotywą od 2019r. Pierwsza wodorowa lokomotywa manewrowa ma zostać zaprezentowana w 2021r., a certyfikacja i homologacja powinna zostać uzyskana w 2022r. Docelowo Pesa Bydgoszcz ma również w planach

271 <https://www.fch.europa.eu/news/new-study-shows-good-potential-hydrogen-powered-trains-europe>

272 <https://www.railtech.com/rolling-stock/2021/01/04/first-alstom-hydrogen-trains-go-into-serial-production-in-2021/?gdpr=deny&gdpr=deny>

273 <https://www.bankier.pl/wiadomosc/Prezes-Pesy-Uruchomienie-pierwszej-lokomotywy-napedzanej-wodorem-pod-koniec-roku-8072376.html>

produkcję wodorowego zespołu trakcyjnego przeznaczonego do przewozu pasażerskiego [274]

Potencjalnym nabywcą wodorowego zespołu trakcyjnego jest PKP Intercity, którego przedstawiciele deklarują zainteresowanie taką lokomotywą [275]. Wymieniony we wcześniejszej części raportu Alstom, również deklaruje gotowość dostarczenia wodorowych lokomotyw na polski rynek [276].

Tabela 58 Potencjał implementacji pojazdów wodorowych na kolei w perspektywie do 2028-2030r. [277]

Kraje o największym potencjale (frontrunners)			
Scenariusz	Pesymistyczny	Umiarkowany	Optymistyczny
Zespoły trakcyjne	150	273	569
Lokomotywy manewrowe	12	25	50
Lokomotywy liniowe	10	20	40
Pociągi o napędzie elektryczno-dieslowym	951	805	465
Suma	1 123	1 123	1 123
Kraje o średnim potencjale (newcomers)			
Scenariusz	Pesymistyczny	Umiarkowany	Optymistyczny
Zespoły trakcyjne	10	21	41
Lokomotywy manewrowe	15	29	58
Lokomotywy liniowe	3	8	17
Pociągi o napędzie elektryczno-dieslowym	497	467	409
Suma	525	525	525
Kraje o najniższym potencjale (later adopters)			
Scenariusz	Pesymistyczny	Umiarkowany	Optymistyczny
Zespoły trakcyjne	7	15	30
Lokomotywy manewrowe	9	19	37
Lokomotywy liniowe	4	8	15
Pociągi o napędzie elektryczno-dieslowym	419	398	357
Suma	439	439	439

274 <https://www.rynek-kolejowy.pl/wiadomosci/strategiczna-wspolpraca-pesy-i-orlenu-przy-technologie-wodorowej-94764.html>

275 <https://logistyka.rp.pl/transport/11854-intercity-kupi-wodorowe-pociagi>

276 <https://biznes.gazetaprawna.pl/artykuly/8090618,alstom-pociagi-i-tramwaje-chorzow-wroclaw.html>

277 FCH JU oraz Shift2Rail, Study on the use of fuel cells and hydrogen in the railway environment, 2019



* Kolor ciemnoniebieski – kraje o największym potencjale (frontrunners), kolor jasnoniebieski kraje o średnim potencjale (newcomers), kolor ciemnoszary kraje o najniższym potencjale (later adopters)

Rysunek 70 Potencjał implementacji pojazdów wodorowych na kolei w perspektywie do 2028-2030r. w podziale na kraje według FCH JU oraz Shift2Rail [277]

W opracowaniu FCH JU oraz Shift2Rail z 2019 roku oszacowany został potencjał krajów europejskich w zakresie wykorzystania pociągów wodorowych w perspektywie do 2028-30r. Przytoczone liczby zaprezentowane zostały na powyższym rysunku. Przedstawione szacunki należy ocenić jako bardzo ambitne i trudne do realizacji, m.in. ze względu na bariery technologiczne/podażowe, ale jednocześnie obrazujące bardzo duże wyzwanie wymiany taboru spalinowego na nisko/zeroemisyjny.

Założenia do projekcji zapotrzebowania H₂ jako paliwa w sektorze kolejowym

- W transporcie kolejowym wykorzystywane są różne rodzaje pociągów (lokomotywy liniowe, manewrowe, zespoły trakcyjne, itd.), zależnie od przeznaczenia pociągu – transport pasażerski i towarowy, ale również uwarunkowań lokalnych – długość obsługiwanej linii kolejowej, długość linii i obciążenie lokomotywy w porcie/rafinerii, itp.
- Ze względu na dojrzałość technologiczną pociągów napędzanych wodorem, w pierwszym etapie uruchomione zostaną programy pilotażowe lokomotyw manewrowych H₂ oraz zespołów trakcyjnych H₂.
- Z powodu dużych różnic w zapotrzebowaniu na wodór poszczególnych pociągów w zależności od ich indywidualnego modelu eksploatacji, w prognozie przyjęto założenia uśredniające wartości konsumpcji wodoru.

Obliczenia rocznego zużycia H₂ wykonano w oparciu o trzy źródła:

1. Średni roczny przebieg lokomotyw – Urząd Transportu Kolejowego, *Tabor kolejowy 2019*
 2. Szacowane wykorzystanie wodoru przez poszczególne rodzaje pociągów – Shift2Rail [277]
 3. Dane pozyskane w przeprowadzonych wywiadach pogłębionych z ekspertami rynkowymi
- Średnią roczną wartość konsumpcji wodoru przez jeden pociąg przyjęto na poziomie 50 ton H₂

Założenia do prognozy – scenariusze

1. **Scenariusz I** – do 2030r. eksploatowanych jest **10** pociągów wodorowych
2. **Scenariusz II** – do 2030r. eksploatowanych jest **25** pociągów wodorowych
3. **Scenariusz III** – do 2030r. eksploatowanych jest **60** pociągów wodorowych

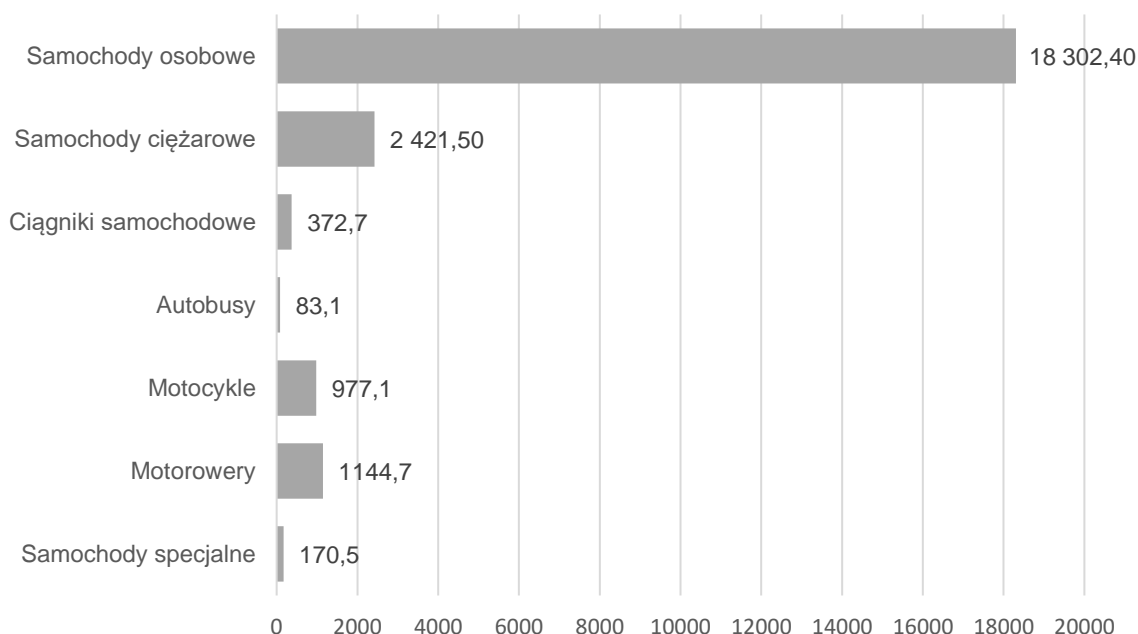
Tabela 59 Transport kolejowy – zestawienie scenariuszy

Założenia do modelu	Uśredniona roczna konsumpcja wodoru (ton H ₂)									
	50									
SCENARIUSZ I.										
Rok	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Liczba nowych rejestracji w danym roku	0	1	0	1	0	2	1	2	1	2
Kumulatywna liczba pojazdów	0	1	1	2	2	4	5	7	8	10
Szacowane roczne zapotrzebowanie na H ₂ [ton]	0	50	50	100	100	200	250	350	400	500
SCENARIUSZ II.										
Rok	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Liczba nowych rejestracji w danym roku	0	1	1	2	2	2	3	4	5	5
Kumulatywna liczba pojazdów	0	1	2	4	6	8	11	15	20	25
Szacowane roczne zapotrzebowanie na H ₂ [ton]	0	50	100	200	300	400	550	750	1000	1250
SCENARIUSZ III.										
Rok	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Liczba nowych rejestracji w danym roku	0	1	1	2	2	4	10	10	15	15
Kumulatywna liczba pojazdów	0	1	2	4	6	10	20	30	45	60
Szacowane roczne zapotrzebowanie na H ₂ [ton]	0	50	100	200	300	500	1000	1500	2250	3000

ii. sektor drogowy – samochody osobowe

Pojazdy osobowe w Polsce

Liczba zarejestrowanych pojazdów silnikowych w Polsce rośnie nieprzerwalnie od ponad 5 lat. W 2019 roku wyniosła 32 037 300, z czego największą grupę stanowiły samochody osobowe – 24 370 100, odpowiadając za 76,1% wszystkich pojazdów silnikowych [PZPM, 2020]. Część pojazdów z tych statystyk nie była zgłaszana do Centralnej Ewidencji Pojazdów od ponad 6 lat. Można więc założyć, że pojazdy w wieku ponad 10 lat, które nie były wpisane do rejestru CEP w ciągu ostatnich 6 lat, nie są faktycznie użytkowane na drogach. Park pojazdów silnikowych zaktualizowany o liczbę ww. pojazdów wyniósł w 2019 roku **23 878 800**. W porównaniu do roku 2018, **przyrost aktywnie użytkowanych pojazdów silnikowych** na polskich drogach wyniósł **5,3%**. Wśród zaktualizowanych pojazdów liczba samochodów osobowych wyniosła **18 302 400 (76,6% wszystkich pojazdów)**, a wzrost liczby rok do roku wyniósł **5,4%**. Średni roczny przyrost liczby zarejestrowanych samochodów osobowych w Polsce w ostatnich 5 latach wynosi **4,75%**.



Rysunek 71 Park pojazdów silnikowych w Polsce (tys. szt.) [278]

Średni wiek samochodu osobowego w 2019 roku (w części aktualizowanej) wynosił **14,1 roku (o 0,2 roku więcej niż w 2018 roku)**, natomiast **mediana sięgała piętnastu lat** (o rok więcej w stosunku do wcześniejszego roku). Samochody osobowe 4-letnie lub młodsze stanowiły na koniec 2019 roku 12,6 proc. parku pojazdów osobowych, to jest o 0,5 punktu proc. więcej niż na koniec 2018 roku. Samochody osobowe w wieku od pięciu do dziesięciu lat stanowiły 16,7 proc. parku, zaś auta liczące od jedenastu do dwudziestu lat – 52,7 proc. Na najstarsze, ponad 20-letnie, przypadło 17,9 proc. Starzejący się od wielu lat park samochodowy zasilany jest głównie przez import z wtórnego rynku innych krajów, w którym przeważają auta, które mają ponad 10 lat. **Rosnąca liczba samochodów osobowych w Polsce związana jest więc nie**

tylko z rosnącą liczbą rejestracji nowych pojazdów, ale również w dużym stopniu z rosnącą liczbą rejestracji starszych pojazdów importowanych do kraju.

Według statystyk PZPM opracowanych na podstawie danych CEP, w 2019 roku urzędy w Polsce zarejestrowały 625 470 nowych samochodów osobowych i dostawczych o dmc do 3,5 tony – o 4,1 proc. więcej niż rok wcześniej. Osiągnięty wzrost był o 5,7 punktów proc. niższy niż w 2018 roku. **W grupie samochodów osobowych liczba rejestracji na koniec 2019 roku wyniosła 555 598 i była o 4,5 proc. większa niż w poprzednim roku.** Nabywcy indywidualni kupili 162,9 tys. aut, o 10,5 proc. więcej w stosunku do roku wcześniejszego. Ich udział w całości rejestracji wzrósł do 29,3 proc., o 1,6 punktu proc. więcej niż rok wcześniej.

Tabela 60 Rejestracja nowych samochodów osobowych w Polsce według napędu [278]

	2018	2019	Zmiana %
Benzyna	368 000	391 900	+ 6,5%
Wysokoprężny	130 700	110 600	- 15,4%
LPG i CNG/LNG	7 500	8 100	+ 7,9%
Elektryczny i hybrydy plug-in	1 400	2 700	+ 95,3%
Hybryda	24 300	41 900	+ 72,6%
Inny	0	400	-
Razem	531 900	555 600	+ 4,5%

Rozwój rynku niskoemisyjnych samochodów osobowych w UE

Podobnie jak w Polsce, w krajach Unii Europejskiej sprzedaż samochodów osobowych napędzanych benzyną rośnie rok do roku, a liczba nowych rejestracji samochodów z napędem diesela maleje. Rynek tzw. pojazdów niskoemisyjnych rozwija się dynamicznie, a ich sprzedaż przyspieszyła szczególnie w roku 2018 i 2019. Wśród tej grupy pojazdów największy udział w 2019 miały samochody z napędem hybrydowym. Nowe auta z napędem elektrycznym zanotowały bardzo wyraźny wzrost w 2019 roku, osiągając liczbę nowych rejestracji na poziomie ok. 459 000. Wzrost rok do roku wyniósł aż 52,84%. **W 2019 roku w UE 10,6% wszystkich nowo zarejestrowanych pojazdów osobowych stanowiły auta z napędem niskoemisyjnym (osiągając wzrost rok do roku na poziomie 7,5%).** Statystyki z rynku polskiego osiągają zbliżony poziom do średniej unijnej. **W 2019 roku 9,56% wszystkich nowych rejestracji pośród aut osobowych posiadało napęd niskoemisyjny, a wzrost w porównaniu do roku 2018 wyniósł 6,24%.** Udział osobowych samochodów z napędem alternatywnym w całym parku pojazdów UE jest w dalszym ciągu symboliczny. Samochody elektryczne odpowiadają za 0,3% wszystkich pojazdów osobowych poruszających się po drogach UE, 0,7% to hybrydy, 0,4% napędzanych jest gazem ziemnym CNG, a 2,4% innymi paliwami np. LPG oraz E85. Rynek pojazdów osobowych z ogniwem paliwowym znajduje się na bardzo wczesnym etapie rozwoju. W 2019 roku we wszystkich państwach UE zarejestrowano 535 szt. takich pojazdów. Według danych EAFO [279], kumulatywna liczba

279 <https://www.eafo.eu/vehicles-and-fleet/m1>

pojazdów osobowych napędzanych wodorem zarejestrowanych w latach 2013-2020 w UE wynosi ok. 1500 pojazdów.

Tabela 61 Nowe rejestracje samochodów osobowych w UE wg typu paliwa [280]

	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Benzyna	5 358 452	6 036 564	6 800 116	7 563 739	8 521 418	8 964 034
Diesel	6 599 462	7 039 611	7 175 630	6 617 051	5 402 079	4 650 558
Elektryczne	69 958	148 027	155 634	218 083	300 258	458 915
– bateryjne	37 517	59 165	63 479	97 667	147 428	284 812
– hybrydy plug-in	32 441	88 862	92 155	120 416	152 830	174 103
Hybrydy	176 525	218 755	278 729	426 769	598 462	896 785
Ogniwa paliwowe	38	176	123	253	266	535
Gaz ziemny (CNG)	97 214	78 511	57 609	49 553	65 023	68 581
Inne (LPG + E85)	141 452	140 321	118 430	156 710	164 270	187 378
Razem	12 443 101	13 661 965	14 586 271	15 032 158	15 051 776	15 226 786

Rynek pojazdów osobowych z ogniwem paliwowym

Porównując rozwój rynków elektrycznych (bateryjnych oraz plug-in) samochodów osobowych oraz samochodów osobowych napędzanych wodorem w Europie, trzeba zauważyć, że rynek pojazdów H₂ znajduje się w początkowej fazie rozwoju. Pierwsze rejestracje seryjnych samochodów osobowych z ogniwem paliwowym w UE miały miejsce dopiero w 2013 roku. W 2019 roku rejestracje nowych pojazdów wodorowych w UE wyniosły 535 szt. Wśród państw, najwięcej aut osobowych z napędem FCEV zarejestrowano w Niemczech (210 szt.), Holandii (156 szt.), Wielkiej Brytanii (68 szt.), Francji (63 szt.) oraz Austrii (19 szt.). Pod względem liczby zarejestrowanych pojazdów, Niemcy są liderem dla wszystkich kategorii nowych pojazdów zelektryfikowanych (elektrycznych, hybrydowych i FCEV). W całej UE w 2019 roku rejestracja samochodów osobowych z ogniwem paliwowym stanowiła zaledwie 0,04% wszystkich nowych rejestracji.

Według danych IEA [281], park wszystkich pojazdów z ogniwami paliwowymi na świecie w 2019 roku liczył 25 210 pojazdów, a liczba nowych rejestracji w samym 2019 roku wyniosła 12 350 samochodów. Liczba zarejestrowanych pojazdów w 2019 roku była ponad dwukrotnie większa niż w 2018 roku (5800 szt.). Światowym liderem pod względem posiadanej floty pojazdów H₂ są Stany Zjednoczone. W 2019 roku liczba nowych rejestracji w USA wyniosła 2 100 szt., a cała flota w 2019 roku stanowiła ok. 1/3 wszystkich pojazdów wodorowych będących w eksploatacji na świecie. Dynamicznie rozwijającym się rynkiem pojazdów wodorowych jest Azja. W głównej mierze odpowiadają za to 3 państwa – Japonia, Chiny i Korea Płd. W 2019 roku szczególnie dużą liczbę nowych rejestracji odnotowano w Chinach (4 400 szt.) oraz Korei Płd. (4 100 szt.). Biorąc pod uwagę rozwój technologiczny i gospodarczy tych państw oraz zapowiedzi związane z ambitnymi planami rozwoju technologii wodorowych,

280 PZPM na podstawie ACEA, W kierunku zeroemisyjnej mobilności Raport 2020. Czynniki determinujące rozwój napędów alternatywnych w samochodach osobowych i dostawczych w Unii Europejskiej

281 <https://www.iea.org/reports/hydrogen>

należy się spodziewać, że rynek azjatycki w najbliższych latach będzie rynkiem wiodącym dla pojazdów typu FCEV.

Konkurencyjność pojazdów osobowych FCEV oraz bariery rozwoju rynku w UE

Jedną z głównych barier w rozwoju pojazdów napędzanych wodorem w Unii Europejskiej jest bardzo mała liczba stacji tankowania H₂. Według danych EAFO [282], w 2020 roku w UE funkcjonowały 125 stacje tankowania wodoru. Zdecydowana większość znajdowała się na terytorium Niemiec (84 stacje), znacząca liczba zlokalizowana była również na terenie Francji (15 stacji), Danii (8 stacji), Szwecji (5 stacji) oraz Austrii (5 stacji). W Polsce do 2020 roku nie funkcjonowała ani jedna stacja tankowania H₂. Zgodnie z zapowiedziami medialnymi, istnieje szansa, że pierwsza stacja tankowania wodoru zostanie otwarta w 2021 roku. Różne podmioty gospodarcze wyraziły zainteresowanie budową stacji tankowania H₂ w Polsce, w tym PGNIG we współpracy z koncernem Toyota [283] oraz koncern energetyczny ZE PAK [284]. W projekcie uchwały Rady Ministrów w sprawie przyjęcia „Polskiej Strategii Wodorowej do 2030 roku z perspektywą do 2040r.” przyjęte zostało postanowienie stworzenia w Polsce sieci bazowej, poprzez budowę 32 stacji tankowania wodoru.

Kolejną barierą rozwoju rynku pojazdów FCEV jest bardzo mała liczba dostępnych pojazdów oferowanych przez producentów samochodowych. W 2020 roku na rynku europejskim, w całym eksploatowanym parku samochodów osobowych FCEV, zarejestrowanych w latach 2013-2020 było tylko 5 modeli aut [285]. Zapowiedzi producentów samochodowych oraz ich plany inwestycyjne wskazują, że oferta samochodów z ogniwem paliwowym będzie się w najbliższych latach powiększała, jednak największe inwestycje dokonywane są dla pojazdów hybrydowych i elektrycznych. Wąska oferta pojazdów wodorowych oraz dynamicznie powiększająca się oferta pojazdów z innymi napędami alternatywnymi sugeruje, że segment samochodów osobowych FCEV w najbliższych 5-10 latach nie będzie liderem wśród pojazdów z napędem alternatywnym. Ze względu na znacznie szerszą ofertę, funkcjonującą infrastrukturę ładowania oraz konkurencyjność cenową, osobowe pojazdy FCEV będą się rozwijały w cieniu aut elektrycznych (baterijnych i plug-in). Sytuacja może zacząć się zmieniać w perspektywie 10 lat, wraz z budową infrastruktury tankowania H₂ oraz rosnącą liczbą dostępnych modeli aut FCEV. Bardzo istotną rolę odegrają w tym aspekcie strategiczne plany rozwoju rynku motoryzacyjnego i energetycznego oraz zmiany legislacyjne, zarówno w ramach Unii Europejskiej jak i na poziomie krajowym. Tempo rozwoju aut FCEV w najbliższych 10 latach będzie ściśle zależne od siły stymulacji rozwojowej – w tym zmian legislacyjnych obejmujących ograniczanie emisji szkodliwych substancji do środowiska naturalnego, zachęt finansowych i podatkowych wspomagających niwelację barier kupna i eksploatacji pojazdów FCEV (obniżenie relatywnie wysokiej ceny zakupu oraz zachęt podatkowych w zakresie kosztów eksploatacji) oraz skali wsparcia innych obszarów gospodarki wodorowej (w tym m.in. produkcji zielonego wodoru).

Podsumowując, rozwój rynku samochodów osobowych FCEV w Polsce będzie zależny od kilku strategicznych czynników. Zaliczają się do nich: rozwój sieci stacji tankowania H₂ (w tym oddanie do użytku w 2021 roku pierwszej stacji H₂), możliwość kupna samochodów

282 <https://www.eafo.eu/alternative-fuels/hydrogen/filling-stations-stats>

283 <http://pgnig.pl/aktualnosci/-/news-list/id/toyota-i-pgnig-beda-wspolnie-rozwijac-technologie-wodorowa-w-polsce/newsGroupId/10184>

284 <https://www.gramzielone.pl/wodor-01/104023/ze-pak-kupuje-stacje-tankowania-wodorem-za-32-mln-euro>

285 <https://www.eafo.eu/vehicles-and-fleet/m1>

osobowych z ogniwem paliwowym w Polsce (do 2020 roku żaden z producentów nie oferował takiej możliwości; W 2021 roku pierwszym modelem FCEV powszechnie dostępnym na polskim rynku będzie Toyota Mirai [286]) oraz globalny rozwój gospodarki wodorowej wraz z technologiami wodorowymi ze wszystkich obszarów gospodarki (w tym produkcji i dystrybucji H₂). W przypadku spełnienia wszystkich powyższych warunków oraz w wyniku popularyzacji samochodów osobowych FCEV w najbliższych latach, liczba rejestracji nowych pojazdów w Polsce ma szansę zauważalnie przyspieszyć po 2025 roku, chociaż przynajmniej do 2030 roku będzie znacząco mniejsza niż liczba rejestracji pojazdów z innymi napędami alternatywnymi.

Dostępne samochody osobowe FCEV – podstawowe informacje

Na europejskich drogach w latach 2013-2020 zarejestrowano tylko 5 seryjnie produkowanych modeli samochodów FCEV [287]. Były to Toyota Mirai, Hyundai Nexo, Hyundai ix35 FCEV, Mercedes GLC F-Cell oraz Honda Clarity FCEV. Najwięcej pojazdów stanowiły auta Hyundai Nexo (670 szt.), na drugim miejscu znalazła się Toyota Mirai (473 szt.), a na trzecim miejscu Hyundai ix35 FCEV (370 szt.). Moc napędów wahała się w przedziale od 100 kW (Hyundai ix35 FCEV) do 147 kW (Mercedes GLC F-Cell). Pojemność instalowanych zbiorników na wodór również była dość zbliżona w każdym z analizowanych modeli i wahała się od 4,4kg do 6,33kg. Taka pojemność zbiorników ma, według deklaracji producentów, zapewniać zasięg od 437km w przypadku Mercedesa GLC F-Cell ze zbiornikiem 4,4kg, do nawet 756 km w przypadku Hyundaia Nexo ze zbiornikiem 6,33 kg. Średnie spalanie wodoru przez samochody osobowe FCEV oscyluje w okolicach 1 kg wodoru na 100 km. Pojazdy marki Hyundai w Europie kosztują ok. 65 000 euro (ix35 FCEV) oraz 69 000 euro (Nexo [288]). Cena zakupu Toyoty Mirai II generacji wynosi ok. 64 000 euro i jest ona wyraźnie niższa niż w przypadku poprzedniej, pierwszej generacji tego modelu (ok. 78 000 euro). Należy zauważyć, że wśród oferowanych modeli brakuje aut miejskich o mniejszych gabarytach. Wszystkie dostępne modele kwalifikują się do segmentu sedan lub SUV.

Tabela 62 Dane techniczne pojazdów osobowych FCEV

Model samochodu FCEV	Spalanie wodoru [kg/100km]	Moc silnika	Pojemność zbiornika	Deklarowany zasięg
Toyota Mirai	0,71 - 1	114 kW	5 kg	500 km-700 km
Hyundai Nexo	0,84 - 0,95	120 kW	6,33 kg	666-756 km
Hyundai ix35 FCEV	0,95	100 kW	5,64 kg	594 km
Mercedes GLC F-Cell	0,97	147 kW	4,4 kg	437 km
Honda Clarity FCEV	0,85	130 kW	5 kg	589 km
Toyota Mirai II gen.*	0,76	137 kW	5,6 kg	650 km
Średnia	0,88	124,67 kW	5,33 kg	596,83 km

* nowy model dostępny od 2021 roku

Źródło: Opracowanie własne na podstawie <https://h2.live/en/wasserstoffautos>

286 <https://www.benchmark.pl/aktualnosci/toyota-mirai-2-auto-na-wodor-do-kupienia-w-polsce.html>

287 <https://www.eafo.eu/vehicles-and-fleet/m1>

288 <https://h2.live/en/wasserstoffautos>

Założenia do projekcji zapotrzebowania H₂ jako paliwa przez samochody osobowe

1. **Scenariusz I** – znikome tempo rozwoju rynku, auta FCEV wyłącznie jako samochody luksusowe/eksperymentalne
 2. **Scenariusz II** – rozwój podobny do rynku BEV+PHEV w Polsce w latach 2010-2020. Do 2025 roku 1500 szt., do 2030r. około 25 tys.
 3. **Scenariusz III** – W całej dekadzie następuje dynamiczny rozwój rynku samochodów osobowych zeroemisyjnych – BEV oraz FCEV, których potencjalna liczba na koniec 2030r., zgodnie z analizami rynkowymi, wynosi w Polsce ok. 900 tys. pojazdów, z czego liczba samochodów FCEV stanowi 10% wszystkich pojazdów zeroemisyjnych – 90 tys. pojazdów. Osiągnięcie takiej liczby pojazdów FCEV jest również skutkiem realizacji wytycznych UE w zakresie produkcji aut zeroemisyjnych od 2025r. (15% wszystkich produkowanych samochodów).
- **Założenie:** Pierwsze pojazdy osobowe FCEV pojawiają się w Polsce w drugiej połowie 2021r., generując pierwszy popyt na paliwo (Toyota Mirai II gen.). I i II scenariusz zakłada pojawienie się w okresie lipiec – grudzień 2021 roku 50 szt., a III scenariusz 250 szt.

Tabela 63 Średni roczny dystans pokonywany pojazdami osobowymi w Europie w 2019 roku [289]

Kraj	Austria	Belgia	Chorwacja	Dania	Finlandia	Francja	Węgry	Łotwa	Holandia	Szwecja
Średni roczny dystans	13 900	14 770	12 542	15 882	15 101	11 900	17 000	14 679	12 984	11 710

- Średnia dla państw europejskich, dla których informacje dotyczące średniego rocznego dystansu pojazdów były zidentyfikowane przez ACEA, wynosi 14 047km. **W celu projekcji szacowanego zużycia H₂ jako paliwa przez samochody osobowe w Polsce jako roczny przebieg przyjęto 15 000 km.**
- Średnie zużycie wodoru na 100 km przez pojazdy osobowe FCEV dostępne na rynku europejskim według kalkulacji, na podstawie deklarowanych danych producentów, wynosi 0,88 kg/100km. W rzeczywistości dane prezentowane przez producentów samochodowych mogą nieznacznie odbiegać od danych katalogowych. Dodatkowo chwilowe zużycie paliwa zależne jest od dynamiki jazdy, obciążenia pojazdu i innych czynników. **Dla celów kalkulacji przyjęto zużycie H₂ przez osobowe pojazdy FCEV na poziomie 1kg/100km.**

Tabela 64 Samochody osobowe – zestawienie scenariuszy

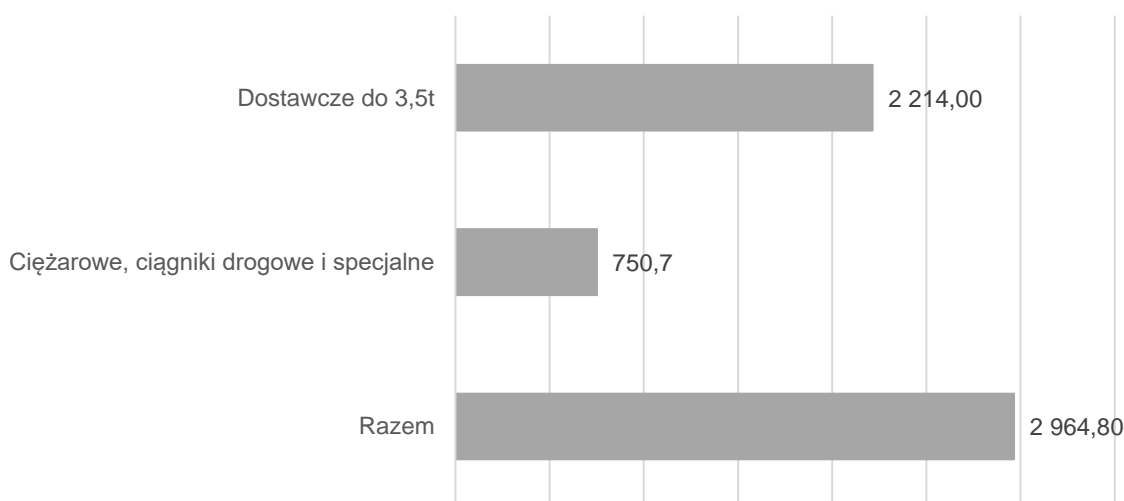
Założenia do modelu	Średnie spalanie (kg/100km)		Średni roczny przebieg [km]		Roczne zapotrzebowanie jednego pojazdu na H ₂ [kg]					
	1		15 000		150					
SCENARIUSZ I.										
Rok	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Liczba rejestracji w danym roku	50	75	100	125	150	200	300	400	500	600
Kumulatywna liczba pojazdów	50	125	225	350	500	700	1 000	1 400	1 900	2 500
Szacowane roczne zapotrzebowanie na H ₂ [ton]	3,75	18,75	33,75	52,5	75	105	150	210	285	375
Przybliżony % nowych rejestracji (R _{zero} =550tys.)	0,01%	0,01%	0,02%	0,02%	0,03%	0,04%	0,05%	0,07%	0,09%	0,11%
SCENARIUSZ II.										
Rok	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Liczba rejestracji w danym roku	50	100	200	400	800	1 500	2 500	4 000	6 000	10 000
Kumulatywna liczba pojazdów	50	150	350	750	1 550	3 050	5 550	9 550	15 550	25 550
Szacowane roczne zapotrzebowanie na H ₂ [ton]	3,75	22,5	52,5	112,5	232,5	457,5	832,5	1 432,5	2 332,5	3 832,5
Przybliżony % nowych rejestracji (R _{zero} =550tys.)	0,01%	0,02%	0,04%	0,07%	0,15%	0,27%	0,45%	0,73%	1,09%	1,82%
SCENARIUSZ III.										
Rok	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Liczba rejestracji w danym roku	250	500	1 000	1 500	3 500	5 000	10 000	15 000	20 000	35 000
Kumulatywna liczba pojazdów	250	750	1 750	3 250	6 750	11 750	21 750	36 750	56 750	91 750
Szacowane roczne zapotrzebowanie na H ₂ [ton]	18,75	112,5	262,5	487,5	1 012,5	1 762,5	3 262,5	5 512,5	8 512,5	13 762,5
Przybliżony % nowych rejestracji (R _{zero} =550tys.)	0,05%	0,09%	0,18%	0,27%	0,64%	0,91%	1,82%	2,73%	3,64%	6,36%

* R_{zero}=550tys. – Do kalkulacji procentowego udziału pojazdów FCEV w liczbie wszystkich nowych rejestracji samochodów osobowych przyjęto liczbę wszystkich rejestracji na poziomie 550 tys. pojazdów rocznie (całkowita liczba nowych rejestracji z 2019r., dane raport roczny PZPM 2020)

iii. sektor drogowy - towarowy

Transport dostawczy do 3,5t DMC i ciężarowy

Polski Związek Przemysłu Motoryzacyjnego w przygotowywanym raporcie rocznym nt. rynku motoryzacyjnego w Polsce, podobnie jak w przypadku pojazdów osobowych, w statystykach rynkowych nie uwzględnia pojazdów, które nie były zgłaszane do Centralnej Ewidencji Pojazdów od ponad 6 lat (zakładając, że pojazdy w wieku ponad 10 lat, które nie były wpisane do rejestru CEP w ciągu ostatnich 6 lat nie są faktycznie użytkowane na drogach). **W 2019 roku liczba zaktualizowanych pojazdów dostawczych, ciężarowych, ciągników drogowych i pojazdów specjalnych wyniosła w sumie 2 964 800**, z czego 2 214 000 to lekkie samochody dostawcze do 3,5 t dmc, a 750 700 to pozostałe pojazdy ciężarowe. Udział ww. pojazdów w całości parku pojazdów silnikowych w Polsce w 2019 roku zmalał w stosunku do 2018 roku o 0,1 punktu proc. i stanowił 12,4 proc.



Rysunek 72 Park zarejestrowanych pojazdów dostawczych, ciężarowych, specjalizowanych i ciągników drogowych w Polsce w 2019 roku (tys. szt.) [290]

Samochody dostawcze do 3,5t dmc

Na koniec 2019 roku w części aktualizowanej, zarejestrowanych było w Polsce **2 214,0 tys.** lekkich samochodów dostawczych o dmc do 3,5 tony, **o 4,4 proc. więcej niż w 2018 roku.** Niemal połowa z zarejestrowanych aut dostawczych (46 proc.) liczyła od jedenastu do dwudziestu lat. Najmłodsze - liczące do czterech lat samochody, stanowiły 14 proc. tego parku. Udział najstarszej grupy, pojazdów ponad 20-letnich, wyniósł aż 18 proc.

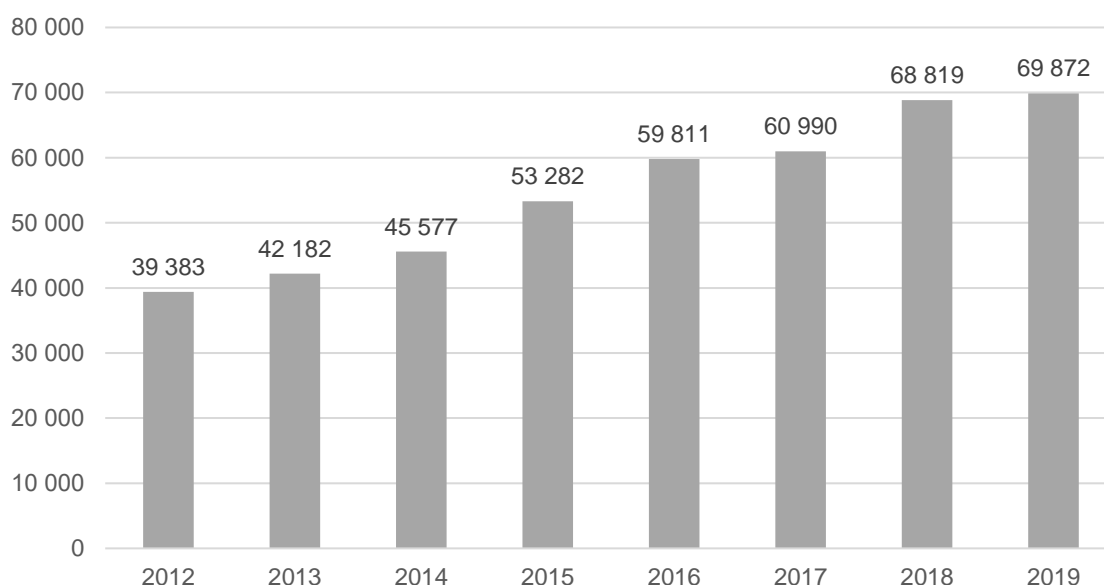
Wśród pojazdów dostawczych zdecydowanie najpopularniejszy jest napęd wysokoprężny. W takie silniki wyposażone było aż 86 proc. pojazdów, w jednostki benzynowe 8 proc., zaś

trzecim najpopularniejszym typem pojazdów były te przystosowane do spalania LPG – 5 proc. Znacznie mniejszy procent stanowią inne napędy alternatywne. W napęd gazowy CNG/LNG wyposażone było 1,7 tys. pojazdów, liczba aut elektrycznych wynosi 496 szt., a hybrydowych 185 szt. (dane za 2019r.).

Tabela 65 Zarejestrowane samochody dostawcze do 3,5t dmc w Polsce według napędu - udział procentowy, dane za 2019r. [290]

	Procentowo	Szt.
Benzyna	8%	ok. 177 120
Wysokoprężny	86%	ok. 1 904 040
LPG	5%	ok. 110 700
CNG/LNG	<1%	1 700
Elektryczny i hybrydy plug-in	<1%	496
Hybryda	<1%	185
Razem	100%	2 214 000

Zdecydowana większość lekkich pojazdów dostawczych jest wykorzystywana przez użytkowników indywidualnych (w tym prowadzących działalność gospodarczą) – 75,3% całego parku pojazdów dostawczych do 3,5 t dmc. Podmioty instytucjonalne posiadają pozostałe 24,7% parku. **Widoczna jest zależność w tym zakresie ze względu na wiek wykorzystywanych pojazdów – podmioty instytucjonalne odpowiadają w znaczącej większości za zakup nowych pojazdów dostawczych (do 4 lat), a auta ponad 20-letnie są użytkowane w 93,6% przez osoby fizyczne.** Analizując potencjalną możliwość zakupu nowych, wodorowych pojazdów dostawczych, ze względu na wysoką cenę główną, grupą odbiorców byłyby prawdopodobnie podmioty instytucjonalne. **Średni wiek samochodu dostawczego do 3,5t. w aktualizowanej części całego parku na koniec 2019 roku sięgnął 13,6 roku, a mediana wyniosła 13 lat.**



Rysunek 73 Nowe rejestracje samochodów dostawczych do 3,5t dmc w Polsce w 2019 r. (szt.) [290]

Starzejący się park pojazdów LCV (Light Commercial Vehicle), a w tym duża liczba pojazdów powyżej 10 lat oraz wzrost zapotrzebowania na lekkie pojazdy dostawcze (wzrost całkowitej liczby zarejestrowanych aut o 4,4% rok do roku) odzwierciedla się w szybko rosnącej liczbie nowych pojazdów. W 2019 roku rynek nowych samochodów dostawczych o dmc do 3,5 ton odnotował 1,5-procentowy wzrost w stosunku do poprzedniego roku i osiągnął liczbę 69,9 tys. nowych rejestracji.

Rozwój rynku niskoemisyjnych lekkich samochodów dostawczych w UE

W Unii Europejskiej sprzedaż lekkich pojazdów dostawczych nieprzerwanie rośnie, a w 2019 roku wyniosła 2 107 366 szt. W ciągu ostatnich sześciu lat struktura rynku samochodów dostawczych wg typu paliwa pozostawała dość stabilna. Pojazdy LCV z napędem wysokoprężnym zdominowały rynek i chociaż ich udział w liczbie wszystkich zarejestrowanych pojazdów w 2019 roku nieznacznie zmalał (92,8% w porównaniu do 93,9% w 2018r.) to liczba rejestracji aut z silnikiem diesela cały czas rośnie – w 2019 roku zarejestrowano o ponad 45 tys. takich aut więcej niż w 2018 roku. Modele z silnikiem benzynowym stanowiły 4,4% wszystkich nowych rejestracji, a liczba nowych rejestracji wzrosła w latach 2014-2019 ponad trzykrotnie do 93 373 pojazdów w 2019r. Udział pojazdów z napędami alternatywnymi utrzymuje się na znikomym poziomie. W 2019 roku ich udział w liczbie wszystkich nowych rejestracji wyniósł zaledwie 2,8%. Wśród napędów alternatywnych tylko pojazdy elektryczne uzyskały powyżej 1% udziału w rynku nowych pojazdów (1,2%), na drugim miejscu znalazł się napęd gazowy CNG (0,7%), następnie pojazdy inne – w tym LPG i E85 (0,6%) oraz hybrydowe (0,2%). W 2019 roku zarejestrowano tylko jeden pojazd z tej kategorii z ogniwem paliwowym. Pomimo niskiego udziału pojazdów niskoemisyjnych w całej liczbie nowych rejestracji samochodów dostawczych do 3,5t dmc w UE, widać nieznaczny wzrost popularności tych pojazdów. W porównaniu do 2018 roku, wzrost ten wyniósł 0,7% – w 2018 roku udział pojazdów z napędem alternatywnym wynosił 2,1%, a w 2019 roku 2,8%.

Tabela 66 Nowe rejestracje lekkich pojazdów dostawczych w UE wg typu paliwa [291]

	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Benzyna	30 711	27 959	31 695	41 208	81 277	93 373
Diesel	1 404 653	1 445 525	1 575 001	1 605 232	1 909 835	1 956 004
Elektryczne	7 601	8 705	11 202	14 187	21 204	26 106
– bateryjne	7 601	8 705	11 202	14 187	21 112	25 844
– hybrydy plug-in	0	0	0	0	92	262
Hybrydy	28	2 438	251	50	1 762	4 577
Ogniwa paliwowe	0	0	0	0	38	1
Gaz ziemny (CNG)	8 438	8 212	10 163	8 247	10 608	14 169
Inne (LPG + E85)	2 396	3 570	9 378	6 086	9 829	13 136
Razem	1 453 827	1 496 409	1 637 690	1 675 010	2 034 553	2 107 366

Lekkie samochody dostawcze z ogniwem paliwowym

291 PZPM na podstawie ACEA, W kierunku zeroemisyjnej mobilności Raport 2020. Czynniki determinujące rozwój napędów alternatywnych w samochodach osobowych i dostawczych w Unii Europejskiej

Rynek lekkich pojazdów dostawczych z ogniwem paliwowym jest na bardzo wczesnym etapie rozwoju. Według danych ACEA, w latach 2018-2019 w całej UE zarejestrowano jedynie 39 takich pojazdów. Z kolei EAFO wskazuje, że europejska flota pojazdów LCV napędzanych wodorem w 2020 roku liczyła 305 pojazdów [292], jednak w statystyki włączane są pojazdy, które można nazwać mianem hybrydowych. Wykorzystują one bateryjne magazyny energii o dość dużej pojemności (w porównaniu do innych pojazdów z ogniwem paliwowym), które uzupełniane są poprzez ogniwa paliwowe. Kilkaset takich pojazdów stworzonych zostało przez przedsiębiorstwo Symbio [293]. Zdecydowana większość aut z napędem elektrycznym, których zasięg został zwiększony poprzez dodanie ogniw paliwowych (ang. *fuel cell range-extender*), to Renault Kangoo ZE H₂.

W styczniu 2021 roku żaden producent w UE nie oferuje samochodów dostawczych do 3,5 t dmc z wyłącznie napędem wodorowym, produkowanych seryjnie. Wielu producentów, na podstawie programów badawczych i pilotażowych przeprowadzonych w ostatnich latach, zapowiada jednak wprowadzenie do swojej oferty pojazdów dostawczych FCEV w najbliższych latach. Renault kontynuując współpracę z Symbio oraz, rozwijając opracowany napęd hybrydowy, na początku 2020 roku potwierdziło sprzedaż dwóch nowych modeli oznakowanych jako Z.E. hydrogen – Kangoo oraz Master [294]. Oprócz międzynarodowych planów rozwoju dostawczych pojazdów napędzanych wodorem, prowadzone są również projekty krajowe, które potencjalnie mogą dostarczyć rozwiązania wodorowe na polski rynek. Przykładem jest przedsięwzięcie e-Van Narodowego Centrum Badań i Rozwoju, którego celem jest opracowanie elektrycznych (EV) i wodorowych (FCEV) pojazdów dostawczych do 3,5t dmc oraz technologii poprawiających ich parametry.

Tabela 67 Dane techniczne koncepcyjnych LCV z ogniwem paliwowym

Model samochodu FCEV	Spalanie H ₂ [kg/100 km]	Moc silnika	Pojemność zbiornika	Deklarowany zasięg	Dodatkowa bateria
VW Crafter HyMotion 295 ²⁹⁵ 296	1,5 kg	100 kW	7,5 kg	500 km	13,1 kWh
Hyundai H350 FCEV ²⁹⁷	1,67 kg	100 kW	7,05 kg	422 km	24 kWh
Mercedes Sprinter f-cell ²⁹⁸	1,5 kg	147 kW	4,5 kg	300 km	b.d.
Renault Kangoo ZE H ₂ ²⁹⁴	0,9 kg	44 kW	1,78 kg	350 km	33 kWh
Renault Master ZE H ₂ ²⁹⁴	b.d.	57 kW	4,18 kg	320 km	33 kWh

Źródło: Opracowanie własne

W związku z brakiem seryjnej produkcji lekkich samochodów dostawczych z ogniwem paliwowym, ceny pojazdów nie są znane. W przypadku jedyne go szerzej dostępnego na rynku

292 <https://www.eafo.eu/vehicles-and-fleet/n1>

293 <https://www.symbio.one>

294 <https://easyelectriclife.groupe.renault.com/en/vehicules/kangoo-z-e-hydrogen-and-master-z-e-hydrogen/>

295 <https://www.vwpress.co.uk/en-gb/releases/3481>

296 <https://www.greencarcongress.com/2018/09/20180919-vcv.html>

297 <https://www.hyundai.news/eu/model-news/hyundai-motor-to-unveil-h350-fuel-cell-concept-at-the-2016-iaa-hanover/>

298 <https://www.electrive.com/2018/07/02/mercedes-benz-vans-presents-fuel-cell-sprinter-concept/>

europejskim modelu Renault Kangoo ZE hydrogen, cena wynosi 48 300 euro i jest wyższa od elektrycznego odpowiednika o 10 000 euro [299]. Ta na europejskim rynku wynosi ok. 38 000 euro [300]. Opisanego modelu nie można traktować jednak jako przykład różnicy ceny dla wszystkich pojazdów dostawczych napędzanych wodorem, ponieważ w tym przypadku pojazd został wyposażony w baterie o nadzwyczajnie dużej pojemności, jak na pojazd z ogniwem paliwowym. Należy się jednak spodziewać, że tak jak w przypadku pojazdów osobowych, ceny samochodów FCEV będą wyższe od cen pojazdów elektrycznych bateryjnych, szczególnie przez pierwsze 5-10 lat od początku popularyzacji aut napędzanych wodorem na dużą skalę.

Konkurencyjność lekkich pojazdów dostawczych FCEV wobec pojazdów wyposażonych w inny napęd alternatywny jest duża, analizując parametry takie jak zasięg czy ładowność, które są większe niż w przypadku np. bateryjnych pojazdów elektrycznych. Jednak pełne porównania techniczne i ekonomiczne pomiędzy poszczególnymi modelami niskoemisyjnymi będą możliwe dopiero w momencie pojawienia się na rynku seryjnie produkowanych pojazdów z ogniwem paliwowym, co powinno nastąpić w następnych 2-3 latach.

Polskim wątkiem w zakresie produkcji lekkich pojazdów dostawczych z ogniwem paliwowym jest konkurs e-Van prowadzony przez NCBR [301]. W pierwszym etapie konkursu na opracowanie dostawczego pojazdu elektrycznego (BEV lub FCEV) do 3,5t dmc zostały zgłoszone również wnioski z projektem pojazdu z ogniwem paliwowym [302]. Konkurs ten pokazuje, że mimo braku wielkoseryjnej produkcji pojazdów osobowych i dostawczych przez polskie przedsiębiorstwa, istnieje pewien potencjał instytutów badawczych i podmiotów gospodarczych w zakresie implementacji technologii wodorowych w sektorze motoryzacyjnym.

Założenia do projekcji zapotrzebowania H₂ jako paliwa przez lekkie pojazdy dostawcze

- W styczniu 2021 roku żaden producent w UE nie oferuje samochodów dostawczych do 3,5t dmc z napędem wodorowym, produkowanych seryjnie. Są zapowiedzi koncernów odnośnie wprowadzenia na rynek takich pojazdów w najbliższych latach (np. Renault Master Z.E. Hydrogen, zgodnie z zapowiedziami prasowymi z 2019r., miał być dostępny w sprzedaży w 2020/2021 r.)
 - Analizując potencjalną możliwość zakupu nowych, wodorowych pojazdów dostawczych, ze względu na wysoką cenę główną, grupą odbiorców będą prawdopodobnie podmioty instytucjonalne, **w tym mające zdolność do zarządzania flotami**
1. **Scenariusz I** – do 2030r. rynek lekkich samochodów dostawczych (LCV) FCEV ze względu na wysoką cenę i niską konkurencyjność wobec pojazdów BEV rozwija się w bardzo powolnym tempie, **park pojazdów w 2030 r. osiąga liczbę 1 tys.**

299 <https://www.electrive.com/2019/10/22/renault-puts-fuel-cell-system-in-light-utility-vehicles/>

300 <https://ev-database.org/car/1101/Renault-Kangoo-Maxi-ZE-33>

301 <https://archiwum.ncbr.gov.pl/programy/nowe-formuly-b-r/e-van-uniwersalny-pojazd-dostawczy-o-napedzie-elektrycznym-kat-n1/>

302 <https://wysokienapiecie.pl/35259-polskie-elektryczne-wodorowe-samochody-dostawcze-z-12-mln-zl-z-e-van/>

2. **Scenariusz II** – rynek pojazdów wodorowych LCV rozwija się intensywnie po 2025r., ale konkurencyjność pojazdów BEV jest większa, co przekłada się na liczbę nowych rejestracji. **Park pojazdów FCEV w 2030 r. osiąga liczbę 10 tys.**
 3. **Scenariusz III** – lekkie pojazdy dostawcze FCEV są konkurencyjne dla BEV, po roku 2025 konkurencyjność LCV FCEV znacząco rośnie, a **park pojazdów w 2030r. osiąga liczbę 25 tys.**
- Bazując na danych konsumpcji wodoru przez koncepcyjne lekkie pojazdy dostawcze FCEV przedstawione w tabeli w podrozdziale raportu, dotyczącym lekkich pojazdów dostawczych, do prognozy przyjęto spalanie H₂ na poziomie 1,5kg na 100 km.
 - Średni roczny przebieg został przyjęty na poziomie 20 000 km. Roczny przebieg lekkich pojazdów dostawczych różni się w zależności od wielu czynników. Dane literaturowe wskazują średnie wartości w poszczególnych europejskich krajach od 14 000 km rocznie [303],[304] do ponad 20 000 km [305].

303https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/801483/road-traffic-estimates-2018-vans.pdf

304https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/transport/vehicles/docs/ldv_mileage_improvement_en.pdf

305https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/CE_Delft_4L06_Van_use_in_Europe_def.pdf

Tabela 68 Lekkie samochody dostawcze – zestawienie scenariuszy

Założenia do modelu	Średnie spalanie (kg/100km)		Średni roczny przebieg [km]		Roczne zapotrzebowanie jednego pojazdu na H ₂ [kg]					
	1,5		20000		300					
SCENARIUSZ I.										
Rok	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Liczba rejestracji w danym roku	0	5	20	30	50	70	100	150	200	400
Kumulatywna liczba pojazdów	0	5	25	55	105	175	275	425	625	1 025
Szacowane roczne zapotrzebowanie na H₂ [ton]	0	1,5	7,5	16,5	31,5	52,5	82,5	127,5	187,5	307,5
Przybliżony % nowych rejestracji (R _{zero} =70 tys.)	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%	0,01%	0,01%	0,02%	0,03%	0,04%	0,07%
SCENARIUSZ II.										
Rok	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Liczba rejestracji w danym roku	0	10	30	70	200	800	1 200	1 800	2 500	3 500
Kumulatywna liczba pojazdów	0	10	40	110	310	1 110	2 310	4110	6 610	10 110
Szacowane roczne zapotrzebowanie na H₂ [ton]	0	3	12	33	93	333	693	1 233	1 983	3 033
Przybliżony % nowych rejestracji (R _{zero} =70 tys.)	0,00%	0,00%	0,01%	0,01%	0,04%	0,15%	0,22%	0,33%	0,45%	0,64%
SCENARIUSZ III.										
Rok	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Liczba rejestracji w danym roku	0	20	50	100	400	800	2 000	4 000	8 000	10 000
Kumulatywna liczba pojazdów	0	20	70	170	570	1 370	3 370	7 370	15 370	25 370
Szacowane roczne zapotrzebowanie na H₂ [ton]	0	6	21	51	171	411	1011	2211	4611	7611
Przybliżony % nowych rejestracji (R _{zero} =70tys.)	0,00%	0,03%	0,07%	0,14%	0,57%	1,14%	2,86%	5,71%	11,43%	14,29%

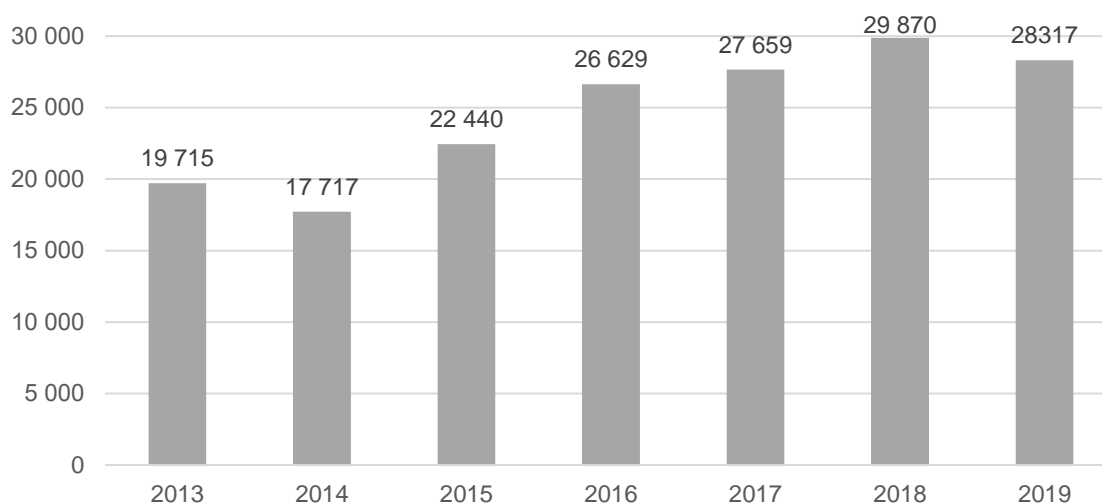
* $R_{zero}=70$ tys. – Do kalkulacji procentowego udziału pojazdów FCEV w liczbie wszystkich nowych rejestracji lekkich samochodów dostawczych przyjęto liczbę wszystkich rejestracji na poziomie 70 tys. pojazdów rocznie (całkowita liczba nowych rejestracji z 2019r., dane raport roczny PZPM 2020)

Samochody dostawcze o dmc powyżej 3,5 tony, specjalne, ciężarowe oraz ciągniki drogowe, w tym siodłowe

Na koniec 2019 roku park zarejestrowanych pojazdów ciężarowych o dmc powyżej 3,5 tony, według zaktualizowanych danych PZMP, wynosił **750 700 samochodów, o 6,1% więcej niż w poprzednim roku 2018**. Wśród tych pojazdów największy udział miały ciągniki siodłowe – 372 700, samochodów na podwoziach ciężarowych było 284 700, a samochodów specjalnych 93 300. Dużą część parku stanowią pojazdy starsze. Najstarsze, ponad 20 letnie stanowiły 21% całej floty, samochody od 10 do 20 lat aż 39% parku pojazdów, w przedziale od 5 do 10 lat 21%. Najmłodsze pojazdy mające do 4 lat miały 19% udział w całości parku. Średni wiek tej grupy pojazdów wyniósł w 2019 roku 13,4 roku, a mediana 12 lat. Ponad połowa wszystkich samochodów ciężarowych o dmc powyżej 3,5 tony (54,5%) należy do osób indywidualnych, a 45,5% do firm.

Wśród paliw alternatywnych, największy udział miał sprężony gaz ziemny (CNG) – 2,5 tys. oraz LPG – 1,9 tys. samochodów. Wśród całej floty pojazdów liczącej ponad 750 tys. pojazdów jest to jednak niewielka liczba. Pojazdy na CNG i LPG odpowiadają za ok. 0,59% wszystkich zarejestrowanych pojazdów ciężarowych w Polsce.

Liczba nowych rejestracji samochodów ciężarowych o dmc powyżej 3,5t w 2019 roku wyniosła 28 317 pojazdów i była nieznacznie mniejsza niż liczba rejestracji w 2018 roku. Spadek rejestracji w 2019 roku przerwał tendencję wzrostową, która miała miejsce od 2014 do 2018 roku. Liczba rejestracji nowych samochodów w latach 2013-2019 została zaprezentowana na wykresie poniżej.



Rysunek 74 Nowe rejestracje samochodów ciężarowych o dmc powyżej 3,5t w Polsce (szt.) [306]

W liczbie ponad 750 tys., zdecydowaną większość stanowiły pojazdy tzw. ciężkie (o dmc powyżej 16 ton). Liczba takich pojazdów ciężkich zarejestrowanych w Polsce w 2019 wyniosła 567 300 szt., o 7,5% więcej niż w roku poprzednim. Liczba ciągników siodłowych w zaktualizowanej części parku wyniosła 372 700. Duża część tej floty to pojazdy młode, do 4 lat w 2019 roku odpowiadały za 30% liczby wszystkich pojazdów. Ciągniki w wieku od 5 do 10 lat stanowiły również 30% floty, najliczniejszą grupą było ciągniki w wieku od 10 do 20 lat – 35%, a najstarsze – powyżej 20 lat stanowiły tylko 5%. W kluczowym dla polskiego rynku segmencie samochodów ciężarowych o dmc równym lub większym od 16 ton, nowe rejestracje wyniosły 25 418 sztuk, o 7,4 proc. mniej niż w 2018 roku.

Pojazdy ciężarowe z napędem alternatywnym w UE

Park wszystkich pojazdów ciężarowych o dmc powyżej 3,5t w UE, według danych ACEA [307] za rok 2019, liczył 6 229 282 samochodów (statystyki nie uwzględniają już Wielkiej Brytanii). Polska posiada największy park pojazdów ciężarowych w Unii Europejskiej. Polskie samochody ciężarowe stanowią ok. 18,47% całego europejskiego parku (według danych ACEA, w Polsce w 2019 roku było 1 150 493 samochodów ciężarowych; W odróżnieniu od omawianych statystyk, PZPM uwzględniają liczbę wszystkich zarejestrowanych pojazdów bez aktualizacji o pojazdy nieaktualizowane w rejestrze CEP w przeciągu ostatnich 6 lat).

Tabela 69 Pojazdy ciężarowe w UE w podziale wg rodzaju wykorzystywanego paliwa [307]

Benzyna	Diesel	BEV	PHEV	Hybryda	Gaz ziemny	LPG	Inne	Nieznane
1,3%	97,8%	0%	0%	0%	0,4%	0,2%	0%	0,2%

Praktycznie cała europejska flota pojazdów ciężarowych o dmc powyżej 3,5t posiada napęd wysokoprężny. Tylko 1,3% pojazdów wykorzystuje benzynę. **Wśród paliw alternatywnych najpopularniejsze są napędy gazowe – gaz ziemny oraz LPG, mimo że łącznie odpowiadają jedynie za 0,6% całkowitej liczby pojazdów ciężarowych.**

Pojazdy ciężarowe z ogniwem paliwowym

Pierwszym seryjnie produkowanym samochodem ciężarowym z ogniwem paliwowym jest Hyundai XCIENT fuel cell [308]. W październiku 2020 roku koreański producent dostarczył pierwsze pojazdy do Szwajcarii [309]. Do 2025 roku na szwajcarski rynek, w ramach porozumienia z Hyundaiem, trafić ma aż 1600 pojazdów ciężarowych napędzanych wodorem. Wynika to z projektu joint venture Hyundai Motor Company ze szwajcarską firmą H2Energy, wskutek którego w 2019 roku powołano do życia Hyundai Hydrogen Mobility (HHM)³¹⁰. Projekt zakłada wynajmowanie samochodów operatorom ciężarówek komercyjnych na zasadzie

307 ACEA, Vehicles in use Report 2021

308 <https://www.hyundai.news/pl/marka/hyundai-xcient-fuel-cell-pierwsza-na-swiecie-ciezarowka-na-wodor/>

309 <https://www.reuters.com/article/hyundai-switzerland-hydrogen-trucks-idUSKBN26S1FM>

opłaty za użytkowanie, co oznacza, że nie ma opłaty początkowej dla klientów flotowych. Hyundai wybrał Szwajcarię jako punkt wyjścia dla swojego przedsięwzięcia biznesowego z różnych powodów [310]. Jednym z nich jest szwajcarski podatek drogowy LSVA od pojazdów użytkowych, z którego zwolnione są pojazdy bezemisyjne. Dzięki temu koszty transportu na kilometr dla ciężarówki z ogniwami paliwowymi są na podobnym poziomie, w porównaniu do zwykłej ciężarówki z silnikiem Diesla.

Hyundai XCIENT fuel cell posiada silnik Siemens o mocy 350kW. Zamontowane zbiorniki wodoru mają pojemność 32,09 kg H₂ i są wspomagane baterią o pojemności 73,2kWh. Zasięg zależy od obciążenia i konfiguracji pojazdu, producent szacuje go na 400 km dla ciężarówki z napędem 4x2 w konfiguracji z naczepą chłodniczą o masie całkowitej 34 ton. Dopuszczalna masa całkowita ciągnika z naczepą to 36 ton, a dopuszczalna masa całkowita podwozia z zabudową 19 ton. Prędkość maksymalna pojazdu wynosi 85km/h. Jednocześnie Hyundai deklaruje, że trwają prace rozwojowe nad ciągnikiem siodłowym z ogniwem paliwowym mogącym pokonać ponad 1000 km [310]. Planowane zdolności produkcyjne Hyundai XCIENT fuel cell mają wynosić 2000 pojazdów rocznie, zaczynając od 2021 roku [309].

Pozostali producenci również pracują nad samochodami ciężarowymi z ogniwem paliwowym. Daimler we wrześniu 2020 roku zaprezentował prototyp swojej ciężarówki o nazwie Mercedes-Benz GenH2 Truck [311]. Pojazd ma trafić na testy do klientów w 2023 roku, a produkcja masowa ma się rozpocząć po 2025 roku. Samochód ciężarowy ma mieć zasięg zbliżony do 1000 km na jednym tankowaniu. Tak duży zasięg mają umożliwić zbiorniki o pojemności 80 kg H₂ oraz bateria o pojemności 70 kWh, uzupełniająca ogniwo paliwowe. Silniki mają osiągać chwilową maksymalną moc 660 kW. Całkowita dopuszczalna masa pojazdu ma wynosić 40 ton. Kolejnym koncernem motoryzacyjnym, który planuje test wodorowego pojazdu ciężarowego w najbliższych latach, jest Toyota [312]. W 2022 roku mają rozpocząć się testy samochodu ciężarowego opracowanego przez kilka przedsiębiorstw. Pojazd ma powstać na bazie modelu Hino Profia FR1AWHG. Maksymalna masa dopuszczalna pojazdu wynosi 25 ton, a według wstępnych pomiarów zasięg na jednym tankowaniu ma wynosić ok. 600 km. Wśród producentów motoryzacyjnych zawiązały się również inicjatywy mające na celu uruchomienie w najbliższej dekadzie masowej produkcji wodorowych pojazdów ciężarowych. Jedną z takich inicjatyw jest zapoczątkowana w 2020 roku H2accelerate, której członkowie to Daimler Truck, Iveco, OMV, Shell oraz Volvo Group [313]. Plany w ramach porozumienia zakładają produkcję samochodów ciężarowych FCEV po 2025 roku na poziomie ponad 10 000 pojazdów rocznie.

Założenia do projekcji zapotrzebowania H₂ jako paliwa przez pojazdy ciężarowe

- Z uwagi na rozwijającą się infrastrukturę, bodźce regulacyjne i środowiskowe oraz wysoką gotowość technologiczną rozwiązań, relatywnie szybko będzie się rozwijał rynek napędów LNG. Według danych PSPA (licznik elektromobilności grudzień 2020r.), liczba samochodów osobowych i dostawczych z napędem CNG oraz LNG wynosiła na koniec

310 <https://www.hyundai.news/pl/marka/hyundai-xcient-fuel-cell-pierwsza-na-swiecie-ciezarowka-na-wodor/>

311 <https://www.daimler-truck.com/innovation-sustainability/efficient-emission-free/mercedes-benz-genh2-fuel-cell-truck.html>

312 <https://www.toyota.gorzow.pl/articles/2020/wielkogabarytowe-ciezarowki-na-wodor>

313 <https://www.electrive.com/2020/12/15/h2accelerate-founded-for-h2-fuel-cell-trucks-in-europe/>

2020 r. w sumie 4 921 pojazdów. Szacowana liczba pojazdów ciężarowych LNG wynosi więc w 2021 r. ok. 1 000 szt. Według danych IVECO, całkowity koszt posiadania (TCO) modelu Stralis NP 460 napędzanego LNG jest do 9% niższy w porównaniu z samochodem z silnikiem wysokoprężnym, przy lepszej dynamice i osiąгах (460 KM, moment obrotowy 2 000 Nm, zasięg 1 600 km) – dane ORPA, Gazomobilność w segmencie pojazdów ciężarowych, 03.07.2020. Rozwój segmentu pojazdów ciężarowych z napędem gazowym wpłynie w pewnym stopniu na tempo popularyzacji pojazdów ciężarowych z ogniwem paliwowym.

- Średnie spalanie przyjęte zostało na poziomie 10 kg/100 km
 - Średni roczny przebieg samochodu ciężarowego na podstawie przeglądu literaturowego przyjęty został na poziomie 130 000 km³¹⁴:³¹⁵. W prognozie założono, że połowa liczby tankowań paliwa będzie odbywała się w Polsce (przed realizacją trasy międzynarodowej), a połowa poza obszarami Polski, co przełoży się bezpośrednio na zgłaszany w Polsce popyt na H₂ jako paliwo.
1. **Scenariusz I** – Pierwsze pojazdy, zgodnie z zapowiedziami koncernów, pojawiają się od 2025 r. Liczba nowych rejestracji pozostaje na niewielkim poziomie, a do 2030 r. w PL jest ok. 200 pojazdów
 2. **Scenariusz II** – Testowe pojazdy pojawiają się już od 2023 r., a liczba rejestracji do 2030 r. wynosi 1 000 szt.
 3. **Scenariusz III** – tempo rozwoju rynku jest podobne do rozwoju rynku pojazdów ciężarowych z napędem CNG oraz zgodne z regulacjami i planami UE, które zakładają, że od 2025 r. 2% nowo produkowanych samochodów ciężarowych jest zeroemisyjna (głównie FCEV), co przełoży się na liczbę nowo rejestrowanych pojazdów FCEV. Liczba rejestracji do 2030 r. wynosi ok. 3 000 pojazdów

314 https://theicct.org/sites/default/files/publications/ICCT_EU-HDV-tech-2025-30_20180116.pdf

315 https://www.researchgate.net/publication/330921964_Fuel_Switch_to_LNG_in_Heavy_Truck_Traffic

Tabela 70 Samochody ciężarowe – zestawienie scenariuszy

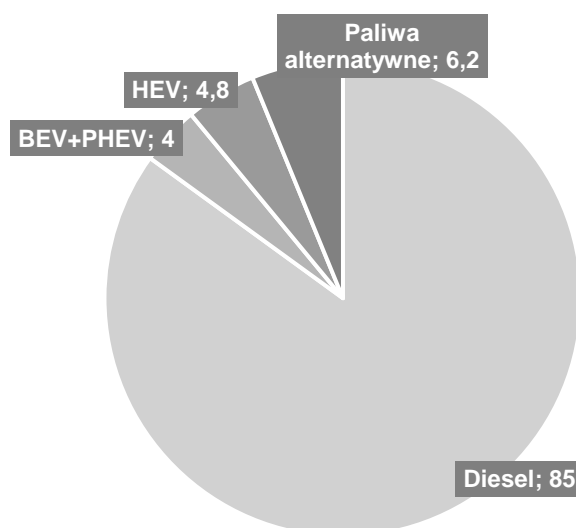
Założenia do modelu	Średnie spalanie (kg/100km)		Średni roczny przebieg [km]		Roczne zapotrzebowanie jednego pojazdu na H ₂ [kg] w Polsce					
	10		65 000 km w PL, 130 000km ogółem		6500					
SCENARIUSZ I.										
Rok	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Liczba rejestracji w danym roku	0	0	0	0	10	20	30	40	50	60
Kumulatywna liczba pojazdów	0	0	0	0	10	30	60	100	150	210
Szacowane roczne zapotrzebowanie na H ₂ [ton]	0	0	0	0	65	195	390	650	975	1 365
Przybliżony % nowych rejestracji (R _{zero} =30 tys.)	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,03%	0,07%	0,10%	0,13%	0,17%	0,20%
SCENARIUSZ II.										
Rok	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Liczba rejestracji w danym roku	0	0	10	20	50	70	100	150	250	350
Kumulatywna liczba pojazdów	0	0	10	30	80	150	250	400	650	1 000
Szacowane roczne zapotrzebowanie na H ₂ [ton]	0	0	65	195	520	975	1 625	2 600	4 225	6 500
Przybliżony % nowych rejestracji (R _{zero} =30 tys.)	0,00%	0,00%	0,03%	0,07%	0,17%	0,23%	0,33%	0,50%	0,83%	1,17%
SCENARIUSZ III.										
Rok	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Liczba rejestracji w danym roku	0	0	10	30	100	200	400	600	800	1000
Kumulatywna liczba pojazdów	0	0	10	40	140	340	740	1 340	2 140	3 140
Szacowane roczne zapotrzebowanie na H ₂ [ton]	0	0	65	260	910	2 210	4 810	8 710	13 910	20 410
Przybliżony % nowych rejestracji (R _{zero} =30 tys.)	0,00%	0,00%	0,03%	0,10%	0,33%	0,67%	1,33%	2,00%	2,67%	3,33%

* $R_{zero}=30$ tys. – Do kalkulacji procentowego udziału pojazdów FCEV w liczbie wszystkich nowych rejestracji samochodów ciężarowych przyjęto liczbę wszystkich rejestracji na poziomie 30 tys. pojazdów rocznie (całkowita liczba nowych rejestracji z 2019r., dane raport roczny PZPM 2020)

iv. sektor drogowy - transport zbiorowy – pojazdy komunikacji miejskiej

Rejestracje napędów alternatywnych w Unii Europejskiej

W 2019 roku 85% wszystkich nowo rejestrowanych autobusów w UE powyżej 3,5 t dmc posiadało napęd diesela, a udział autobusów napędzanych benzyną był bliski zera [316]. 15% nowo rejestrowanych autobusów posiadało napęd alternatywny, z czego 4% stanowiły bateryjne autobusy elektryczne ładowane z sieci, 4,8% autobusy hybrydowe, a 6,2% autobusy z innym napędem alternatywnym (prawie wszystkie w tej grupie napędzane były gazem ziemnym). Pierwsze dane dotyczące rynku autobusów w 2020 r. wskazują, że liczba nowych rejestracji autobusów elektrycznych wzrosła do ok. 2 000 [317].



Rysunek 75 Rejestracje nowych autobusów w UE w 2019 roku w podziale na napędy (procent %) [318]

Tabela 71 Rejestracje nowych autobusów w UE w podziale na napędy (2019r.) [318]

Typ napędu	Diesel	Benzyna	EV	HEV	Inne alternatywne	SUMA
Liczba (szt.)	34 123	8	1 607	1 918	2 504	40 160

316 <https://www.acea.be/press-releases/article/fuel-types-of-new-buses-diesel-85-hybrid-4.8-electric-4-alternative-fuels-6>

317 <https://www.sustainable-bus.com/news/electric-bus-market-europe-2020-record-on-track/>

318 ACEA, <https://www.acea.be/press-releases/article/fuel-types-of-new-buses-diesel-85-hybrid-4.8-electric-4-alternative-fuels-6>

W publikowanych oficjalnych statystykach brakuje informacji na temat dokładnej liczby nowych rejestracji autobusów z ogniwem paliwowym. Można jednak założyć, że **park autobusów wodorowych poruszających się po europejskich drogach liczy od 100 do 200 pojazdów – według danych EAFO 64 szt. [319], a według danych Hydrogen Europe 91 szt. [320].**

Autobusy w komunikacji miejskiej w Polsce

Tabela 72 Liczba autobusów w komunikacji miejskiej w Polsce [321]

2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
12 098	12 110	11 956	11 518	11 514	11 795	11 973	12 118	12 058	12 129

Liczba autobusów wykorzystywanych w komunikacji miejskiej w Polsce w ostatniej dekadzie była stabilna i wynosiła ok. 12 tysięcy (dane GUS). Wskaźnik wykorzystania autobusów w taborze dla całego kraju, wyrażany jako udział wozów w ruchu do wozów w inwentarzu, wyniósł w 2019r. 82%. **Średni przebieg autobusów komunikacji miejskiej w 2019r. wyniósł 72 590 km, co stanowi ok. 200 km dziennie [322].**

W 2019 roku w Polsce zarejestrowano 1032 sztuk nowych autobusów miejskich (dane PZPM323), o 9,9% mniej niż w 2018r. (1145). 287 autobusów posiadało napęd alternatywny (28% wszystkich autobusów), z czego najpopularniejsze były autobusy z napędem CNG (182 szt.), a pozostałe miały napęd elektryczny (54 szt.) oraz hybrydowy (51 szt.). W segmencie autobusów miejskich w 2019 roku na pierwszym miejscu znalazł się Solaris (42,1% udziału w rynku), na drugim MAN (25,9%), na trzecim Mercedes.

Oprócz rejestracji nowych autobusów miejskich, corocznie rejestruje się również autobusy używane. W 2018r. liczba rejestracji używanych autobusów miejskich w Polsce wyniosła 361 szt., a w 2019r. 411 szt. (dane PZPM).

Według danych PSPA liczba rejestracji autobusów elektrycznych w 2020 roku wzrosła do 201 szt. (względem 54 szt. w 2019 roku), a cały park autobusów elektrycznych na koniec 2020 roku liczył 430 pojazdów. Udział autobusów elektrycznych w całym taborze 12 tys. pojazdów na koniec 2020 roku wynosił zatem ok. 3,5%.

Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych

Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych z 11 stycznia 2018 roku zobowiązuje JST, których liczba mieszkańców przekracza 50 tys. mieszkańców, do świadczenia usług komunikacji miejskiej z wykorzystaniem autobusów zeroemisyjnych. Wskazany w ustawie udział autobusów zeroemisyjnych w całym taborze operatorów wynosi 5% od 1 stycznia 2021 r., 10% od 1 stycznia 2023 r., 20% od 1 stycznia 2025 r. oraz 30% od 1 stycznia 2028 r.

319 <https://www.eafo.eu/vehicles-and-fleet/m2-m3>

320 <https://hydrogeneurope.eu/cleaner-urban-transport-hydrogen-buses>

321 GUS, Bank Danych Lokalnych

322 <https://bdl.stat.gov.pl/BDL/metadane/cechy/3365>

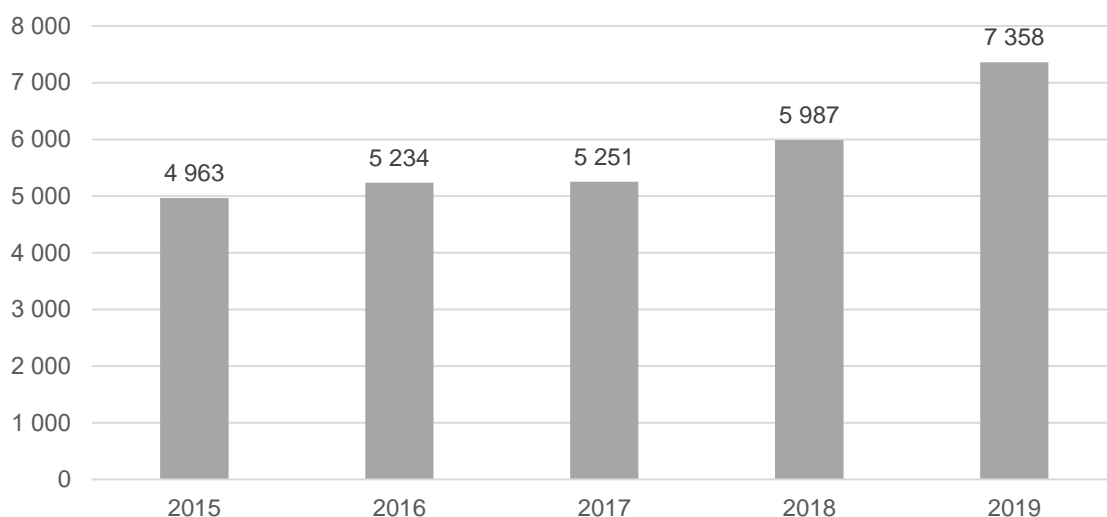
323 PZMP, Branża Motoryzacyjna Raport 2020/2021

Odnosząc przyjęte cele procentowe w Ustawie do całego taboru autobusów miejskich w Polsce (ze względu na brak informacji o liczbie autobusów w taborze wyłącznie miast zobligowanych do wymiany floty), można uzyskać przybliżoną potencjalną liczbę autobusów zeroemisyjnych, które mogą się pojawić w najbliższych latach w parku autobusowym.

- 5% od 2021r. * 12 000 = 600
- 10% od 2023r. * 12 000 = 1 200
- 20% od 2025r. * 12 000 = 2 400
- 30% od 2028r. * 12 000 = 3 600

W celu realizacji zobowiązań Ustawy, do 2028r. w taborze operatorów znajdować się powinno ok. 3 600 autobusów zeroemisyjnych – BEV lub FCEV. Większość tej liczby prawdopodobnie stanowią będą autobusy BEV (ze względu na gotowość producentów do dostarczenia dużej liczby takich autobusów na rynek, szczególnie do 2025r.). Autobusy z ogniwem wodorowym, wraz ze wzrostem dostępności tego typu pojazdów na rynku, będą jednak odpowiadały za coraz większą liczbę nowych rejestracji.

Produkcja autobusów w Polsce



Rysunek 76 Produkcja autobusów w Polsce do przewozu co najmniej 10 osób (szt.) – 2019r. [324]

W 2019 roku produkcja wszystkich pojazdów do transportu publicznego wyniosła w Polsce 7358 szt., o 22,9 proc. więcej niż w 2018 roku. Liderem produkcji był MAN, na drugim miejscu znalazł się Solaris, na trzecim Volvo Polska.

Tabela 73 Produkcja pojazdów do transportu publicznego w Polsce w podziale na producentów, 2019

Producent	Liczba autobusów
MAN	2 032 + 1 435 samojezdnych podwozi
Solaris	1 487
Volvo Polska	1 350
Scania Production Słupsk	720 + 537 podwozi
Autosan	100
Ursus Bus	10

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PZMP

Polska jest jednym z liderów produkcji autobusów elektrycznych w Europie. Szacuje się, że ok. 1/3 wszystkich autobusów elektrycznych produkowanych w Europie pochodzi z Polski [325]. W klasyfikacji producentów autobusów elektrycznych, liderem jest Solaris. W pierwszych trzech kwartałach 2020 r. Solaris dostarczył na europejski rynek 242 autobusy elektryczne, co stanowiło ok. 25% wśród wszystkich autobusów elektrycznych zarejestrowanych w Europie od stycznia do września 2020 (ok. 1 000 szt.).

Kontrakty na autobusy wodorowe w Europie i Polsce

JIVE, JIVE2, MEHRLIN [326]

- Programy JIVE oraz JIVE2 otrzymały wsparcie finansowe FCH JU w ramach grantu No 735582 i 779563. FCH JU otrzymuje wsparcie ze środków UE Horyzont 2020 (research and innovation programme) oraz Hydrogen Europe i Hydrogen Europe Research
- Program MEHRLIN jest współfinansowany ze środków UE z instrumentu „Łącząc Europę” (Connecting Europe Facility)

W ramach programów JIVE oraz JIVE2 (działających od 2017 i 2018r.), **w latach 2020-25 rozpocznie się eksploatacja 300 autobusów wodorowych w 22 europejskich miastach znajdujących się w 10 państwach (Dania, Francja, Niemcy, Islandia, Włochy, Łotwa, Norwegia, Szwecja, Holandia oraz Wielka Brytania)**

W ramach programu MEHRLIN, **do 2020r. uruchomiono 7 stacji tankowania H₂ w Wielkiej Brytanii, Holandii, Włoszech oraz Niemczech.**

H2BUS [327] - konsorcjum przedsiębiorstw *Everfuel, Wrightbus, Ballard Power Systems, Hexagon Composites, Nel Hydrogen* oraz *Ryse Hydrogen*

Celem konsorcjum jest dostarczenie na europejski rynek 1000 autobusów wodorowych. **W pierwszej fazie do 2023r. konsorcjum planuje dostarczenie 600 autobusów FCEV.**

325 <https://www.dw.com/en/polish-built-electric-buses-take-over-the-european-market/a-55778652>

326 Ulotka informacyjna programów JIVE, JIVE2, MEHRLIN.
https://www.fuelcellbuses.eu/sites/default/files/documents/JIVE_JIVE2_MEHRLIN_leaflet.pdf

327 H2bus, <https://h2bus.eu/about>

Przedsięwzięcie to dostało dofinansowanie w kwocie 40 mln euro ze środków UE (Connecting Europe Facility)

SOLARIS

Autobus z ogniwem paliwowym marki Solaris został zaprezentowany w czerwcu 2019r. Solaris Urbino 12 hydrogen jest obecnie jedynym pojazdem wodorowym oferowanym przez polskich producentów, który jest gotowy do seryjnej produkcji w 2021 roku. Zgodnie z informacją na stronie internetowej Solaris z 27 stycznia 2021r. przedsiębiorstwo otrzymało zamówienia na łącznie 69 autobusów Urbino 12 hydrogen. Za zamówienia odpowiadają operatorzy komunikacji z Holandii, Niemiec, Włoch oraz Szwecji [328].

Case study Arriva, Holandia

Jedno z najnowszych zamówień ze stycznia 2021r. pochodzi od holenderskiego operatora Arriva Netherlands. Zgodnie z kontraktem, Solaris dostarczy w 2021r. dziesięć autobusów Urbino 12 hydrogen, które mają trafić do eksploatacji w grudniu 2021r. w regionie Achterhoek oraz miastach Zutphen i Apeldoorn. Operator Arriva zobowiązał się do postawienia stacji tankowania wodoru do grudnia 2021r. Całe przedsięwzięcie jest wspierane w ramach europejskiego programu JIVE2, który wspiera popularyzację pojazdów wodorowych, m.in. poprzez dotację do zakupu autobusów FCEV w wysokości 148 000 euro. Warunkiem realizacji projektu JIVE2 jest to, że w okresie od grudnia 2021 do grudnia 2024, każdy autobus wodorowy przejedzie co najmniej 50 000 kilometrów rocznie. Arriva i prowincja Geldria stawiają sobie za cel pokonanie 100 000 kilometrów w ciągu roku.

11 lutego 2021r. poinformowano o kolejnym zamówieniu pochodzącym z Austrii³²⁹. Solaris podpisał trzy umowy ramowe z operatorem Österreichische Postbus AG (ÖBB-Postbus) na wyłączne dostawy 182 autobusów dla różnych regionów Austrii. W tej liczbie ma się znaleźć 40 autobusów Urbino 12 hydrogen, których dostawa przewidziana jest na okres 2021-2023.

Podsumowując, według dostępnych informacji na luty 2021r., Solaris Bus&Coach otrzymał zamówienia na łączną liczbę 109 wodorowych autobusów, których pierwsze dostawy mają być zrealizowane już w 2021 roku.

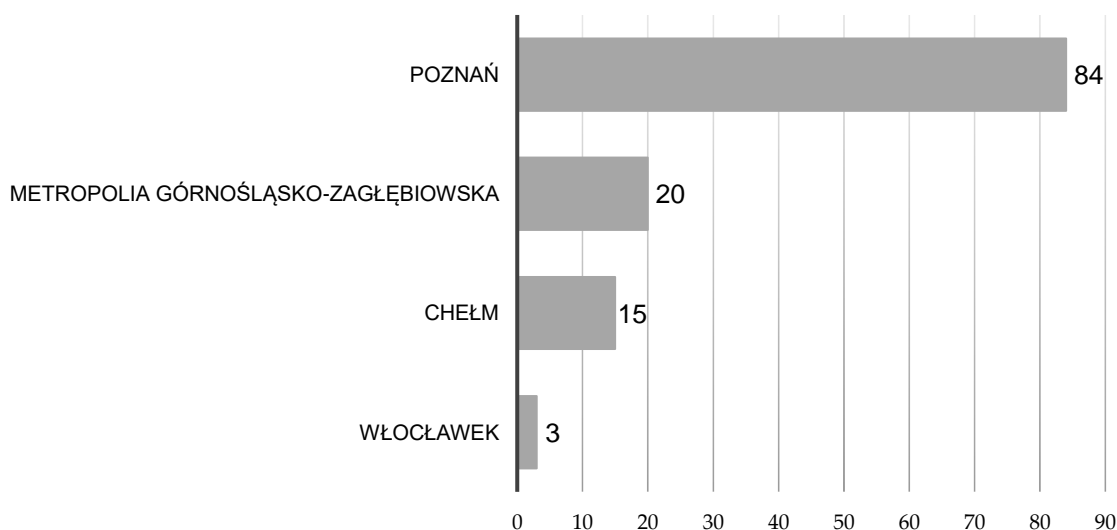
Autobusy wodorowe w Polsce - plany

W ramach Zielonego Transportu Publicznego realizowanego przez NFOŚiGW, w styczniu 2021 r. miasta złożyły w sumie 45 wniosków o dotację lub pożyczkę zakupu w sumie 302 autobusów elektrycznych, 122 wodorowych oraz 7 trolejbusów. Na zabiegi o dofinansowanie inwestycji w tabor wodorowy zdecydowało się 4 aplikujących. Były to: MPK Poznań, MPK Włocławek, Górnośląsko-Zagłębiowska Metropolia oraz Miasto Chełm. Jednocześnie w ramach programu odnotowano deklaracje wybudowania dwóch stacji tankowania wodoru.

328 <https://www.solarisbus.com/pl/biuro-prasowe-solaris-bus-coach-sp-z-o-o/kolejne-wodorowe-solarisy-w-niderlandach-1454>

329 <https://www.fuelcellbuses.eu/public-transport-hydrogen/solaris-supply-austrias-largest-bus-operator-40-hydrogen-powered-buses>

Według wypowiedzi przedstawicieli MPK w Poznaniu, w przypadku realizacji planu autobusy pojawiłyby się w przedsiębiorstwie w latach 2022-2025 [330].



Rysunek 77 Miasta planujące zakup autobusów wodorowych w ramach Zielonego Transportu Publicznego [331]

Dodatkowo, przedstawiciele kilku miast w Polsce wyrazili zainteresowanie autobusami wodorowymi poprzez utworzenie klastra wodorowego i podpisanie listów intencyjnych. List intencyjny, w sprawie dostaw wodoru i związanej z tym infrastruktury tankowania miejskich autobusów, Grupa Lotos podpisała z Gdynią, Wejherowem, Tczewem i Rzeszowem. Ponadto, MPK w Krakowie oraz Krakowski Holding Komunalny podpisały podobny list intencyjny z PKN Orlen. Gdańsk, Gdynia, Tczew i Wejherowo utworzyły również Pomorski Klastr Wodorowy [332], który uzyskał wsparcie europejskiej inicjatywy FCH Regions EU. W sumie, w czterech miastach zaplanowano eksploatację 50 autobusów wodorowych.

Kolejnym miastem rozważającym zakup autobusów wodorowych jest Bielsko-Biała [333]. Lokalne MKP przygotowuje plan rzeczowo-finansowy, który ma umożliwić wystąpienie o dofinansowanie zakupu autobusów wodorowych w 2022r. Zainteresowanie 10 autobusami wstępnie wyrażono również w Warszawie.

330 <https://www.rp.pl/Transport-drogowy/302039868-Miasta-przymierzaja-sie-do-wodorowych-autobusow.html>

331 <https://www.rp.pl/Transport-drogowy/302039868-Miasta-przymierzaja-sie-do-wodorowych-autobusow.html>;
<https://www.transport-publiczny.pl/wiadomosci/zielony-transport-publiczny-samorzady-mierza-wysoko-67564.html>

332 <https://orpa.pl/cztery-pomorskie-miasta-planuja-wdrozyc-wodorowe-autobusy/>

333 <https://bielskobiala.naszemiasto.pl/autobusy-o-napedzie-wodorowym-w-bielsku-bialej/ar/c15-8116419>

Konkurencyjność autobusów wodorowych

Tabela 74 Porównanie pojazdów Solaris Urbino 12 hydrogen oraz electric

	Solaris Urbino 12 hydrogen	Solaris Urbino 12 electric
Data prezentacji	czerwiec 2019 r.	2013
Pojemność zbiorników wodoru/baterii	ok. 35kg H ₂ + bateria trakcyjna 30 kWh	różne warianty do max. 240 kWh
Zasięg	350 km	gwarantowany zasięg 150 km
Cena	ok. 2,8 mln PLN (kontrakt Wuppertal 2020); ok. 4,6 mln PLN (kontrakt Bolzano 2019)	ok. 2,3 – 3 mln PLN

Źródło: Opracowanie własne na podstawie publikacji prasowych

Ceny autobusów, zarówno z ogniwem paliwowym jak i wyłącznie bateryjnych, różnią się w zależności od zakresu kontraktu oraz daty złożenia zamówienia. Różnice przedstawione w tabeli wynikają z różnego zakresu kontraktów i obejmują np. wieloletni serwis pojazdów (Bolzano, 8 lat) czy szkolenie kierowców. Jednocześnie umowa Solarisa z Bolzano była pierwszym zamówieniem autobusów wodorowych dla Solarisa (przedpremierowym). Cena uzyskana w 2020r. w kontrakcie z Wuppertal jest znacznie niższa i zbliżona do ceny odpowiednika wyposażonego wyłącznie w akumulatory bateryjne.

Szacowany według Hydrogen Europe koszt produkcji 12-metrowych autobusów wodorowych, powinien w 2020 r. wynosić ok. 450 000 euro (ok. 2 mln PLN), a do 2030 r. ok. 350 000 euro (ok. 1,6 mln PLN) [334].

Podsumowanie analizy sektora autobusów miejskich i założenia do prognozy

Największą barierą szybkiego upowszechnienia autobusów wodorowych jest brak stacji tankowania H₂ w Polsce oraz ograniczona podaż pojazdów. Rozwój tego segmentu uzależniony jest m.in. od pojawienia się na rynku zróżnicowanej oferty autobusów, w tym m.in. większych, 18-metrowych, by w pełni zastępowały one obecnie eksploatowane pojazdy.

1. Analizując listę polskich miast, które do teraz zgłosiły zainteresowanie na autobusy wodorowe, liczbę autobusów FCEV zgłoszonych do Zielonego Transportu Publicznego, liczbę autobusów wodorowych poruszających się obecnie po europejskich drogach oraz możliwości produkcyjne producentów wraz z gotowymi do wdrożenia na rynek produktami, **można założyć, że w realistycznym scenariuszu do 2025r. w Polsce pojawić się może około 250 autobusów FCEV (scenariusz II.)** Biorąc pod uwagę ograniczoną dostępność autobusów FCEV na rynku, brak sieci tankowania H₂ w Polsce oraz założenia strategii innych wysoko rozwiniętych państw (np. Japonia), **realistyczna liczba nowych rejestracji przy realizacji planów szybkiej popularyzacji autobusów wodorowych wyniesie ok. 1000 szt. do 2030 roku (scenariusz II.)**

334 <https://hydrogeneurope.eu/hydrogen-buses>

2. Rejestracja 2000 autobusów FCEV do 2030r., zgodnie z planem projektu Polskiej Strategii Wodorowej, jest możliwa, ale trudna do realizacji. **W prognozie przyjęto liczbę 2000 autobusów FCEV do 2030r. jako wariant optymistyczny (scenariusz III.)**
3. Zgodnie z danymi GUS (Bank danych lokalnych) oraz zidentyfikowanymi danymi technicznymi dostępnymi autobusów wodorowych, w prognozie przyjęto następujące założenia:
- średni roczny przebieg: 72 000 km
 - średnie spalanie H₂: 10 kg/100km

Tabela 75 Autobusy miejskie – zestawienie scenariuszy

Założenia do modelu	Średnie spalanie (kg/100km)		Średni roczny przebieg [km]		Roczne zapotrzebowanie 1 pojazdu na H ₂ [kg]					
	10		72 000		7 200					
SCENARIUSZ I.										
Rok	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
• Liczba rejestracji w danym roku	0	10	20	30	40	50	65	80	95	110
• Kumulatywna liczba pojazdów	0	10	30	60	100	150	215	295	390	500
• Szacowane roczne zapotrzebowanie na H ₂ [ton]	0	72	216	432	720	1 080	1 548	2 124	2 808	3 600
• Przybliżony udział w całym taborze	0,0%	0,1%	0,3%	0,5%	0,8%	1,3%	1,8%	2,5%	3,3%	4,2%
• Przybliżony % nowych rejestracji (R _{zero} =1000)	0,0%	1,0%	2,0%	3,0%	4,0%	5,0%	6,5%	8,0%	9,5%	11,0%
SCENARIUSZ II.										
Rok	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
• Liczba rejestracji w danym roku	0	20	50	75	100	100	125	150	180	200
• Kumulatywna liczba pojazdów	0	20	70	145	245	345	470	620	800	1 000
• Szacowane roczne zapotrzebowanie na H ₂ [ton]	0	144	504	1 044	1 764	2 484	3 384	4 464	5 760	7 200
• Przybliżony udział w całym taborze	0,0%	0,2%	0,6%	1,2%	2,0%	2,9%	3,9%	5,2%	6,7%	8,3%
• Przybliżony % nowych rejestracji (R _{zero} =1000)	0,0%	2,0%	5,0%	7,5%	10,0%	10,0%	12,5%	15,0%	18,0%	20,0%
SCENARIUSZ III.										
Rok	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
• Liczba rejestracji w danym roku	0	50	100	150	200	200	250	300	350	400

• Kumulatywna liczba pojazdów	0	50	150	300	500	700	950	1 250	1 600	2 000
• Szacowane roczne zapotrzebowanie na H₂ [ton]	0	360	1 080	2 160	3 600	5 040	6 840	9 000	11 520	14 400
• Przybliżony udział w całym taborze	0,0%	0,4%	1,3%	2,5%	4,2%	5,8%	7,9%	10,4%	13,3%	16,7%
• Przybliżony % nowych rejestracji (R _{zero} =1000)	0,0%	5,0%	10,0%	15,0%	20,0%	20,0%	25,0%	30,0%	35,0%	40,0%

* R_{zero}=1000 – Do kalkulacji procentowego udziału pojazdów FCEV w liczbie wszystkich nowych rejestracji autobusów miejskich przyjęto liczbę wszystkich rejestracji na poziomie 1000 pojazdów rocznie (całkowita liczba nowych rejestracji z 2019r., dane raport roczny PZPM 2020)

v. sektor wodny (rzeczny i morski)

Tabela 76 Polska flota morska i śródlądowa, stan na koniec 2019r.

Żegluga morska i przybrzeżna		Żegluga śródlądowa	
Typ jednostki pływającej	Liczba (szt.)	Typ jednostki pływającej	Liczba (szt.)
Statki do przewozu ładunków stałych	74	Pchacze i holowniki	179
Zbiornikowce	4	Barki z własnym napędem	80
Promy	9	Barki bez własnego napędu	402
Statki pasażerskie	2	Statki pasażerskie	130
Jachty morskie	5	Lodołamacze	25
Przybrzeżna flota transportowa	42		
Trawlery rybackie	2		
Kutry rybackie	124		
Łodzie rybackie	701		
Holowniki portowe i morskie	37		

Źródło: Opracowanie własne na podstawie:

1. Flota morska – GUS, *Rocznik Statystyczny Gospodarki Morskiej 2020*
2. Flota śródlądowa – GUS, *Transport wodny śródlądowy w Polsce w 2019r.*
3. Holowniki portowe i morskie – <https://eurotugowners.com/wp-content/uploads/2020/02/Final-report-Economic-impact-of-the-European-Towage-sector.pdf>
4. Lodołamacze – <https://www.wody.gov.pl/aktualnosci/1607-ida-mrozy-lodolamacze-w-gotowosci>

Potencjalne obszary, w których może pojawić się w Polsce wodny transport wodorowy do 2030r.

- Zapotrzebowanie na wodór polskiej floty morskiej i śródlądowej będzie do 2030 r. niewielkie – od kilku do kilkunastu małych jednostek, głównie holowniki/pchacze/barki oraz pilotażowe małe jednostki pasażerskie
 - W przypadku dużego transportu morskiego, w pierwszej kolejności potencjalne zapotrzebowanie na paliwo będzie zgłaszane przez statki armatorów zagranicznych. Do 2030r. prawdopodobnie brak / bardzo niewielkie zapotrzebowanie – pierwsze duże statki wykorzystujące wodór mają trafić do eksploatacji pod koniec dekady, a duże kontenerowce i statki transportowe po 2030r.
- Największy potencjał realizacji projektów pilotażowych dotyczy transportu morskiego, szczególnie powiązanego z obsługą morskich farm wiatrowych oraz obsługą portów w Gdyni i Gdańsku (holowniki portowe, małe jednostki transportu wewnątrzportowego lub pomiędzy portami), m.in. ze względu na potencjał pomorskiej doliny wodorowej, lokalizację dużych inwestycji farm offshore powiązanych z gospodarką wodorową, itp.
- Potencjał implementacji technologii H₂ w transporcie wodnym śródlądowym również jest wysoki, jednak stan obecny i bariery rozwoju całego segmentu żeglugi śródlądowej i transportu rzeczno-jeziornego w Polsce sprawiają, że przypuszczalnie większe prawdopodobieństwo realizacji ma, w pierwszej kolejności, rozwój jednostek morskich H₂.

1. Transport wodny morski

- Małe statki pasażerskie w morskim transporcie przybrzeżnym
- Holowniki portowe i morskie
- Szybkie, małe statki do transportu załogi obsługującej farmy wiatrowe

2. Transport wodny śródlądowy

- Holowniki /pchacze /barki z napędem wodorowym – transport towarowy
- Małe statki pasażerskie w transporcie śródlądowym
- Istnieje pewien potencjał wykorzystania wodoru do 2030r. w eksperymentalnych projektach w prywatnym transporcie wodnym – wycieczkowym (łódzie motorowe), jednak ze względu na niewielką skalę zapotrzebowania na H₂ oraz wiele barier rozwoju segmentu, nie został on uwzględniony w prognozie zapotrzebowania na H₂ jako paliwo

Ograniczenia prognozy – potencjalne zużycie wodoru przez poszczególne jednostki pływające

- Ograniczenia prognozy – ze względu na niewystarczający poziom technologiczny jednostek pływających napędzanych wodorem w momencie prowadzenia analizy w 2021 r. oraz niepełne informacje o potencjalnym zużyciu wodoru w programach pilotażowych, prognoza obarczona jest marginesem błędów i ma na celu pokazanie skali zapotrzebowania na wodór w 3 scenariuszach popularyzacji napędu wodorowego w transporcie wodnym w Polsce
- W prognozie przyjmuje się uogólnione zużycie dla analizowanych jednostek pływających

- Faktyczne zużycie wodoru każdego typu jednostek będzie ściśle zależne od budowy i mocy konkretnej jednostki pływającej oraz modelu eksploatacyjnego

Potencjalne zużycie wodoru przez poszczególne jednostki pływające – opracowanie własne na podstawie przeglądu informacji prasowych o pilotażowych aplikacjach napędu wodorowego w transporcie wodnym

1. Szybkie, małe statki do transportu załogi obsługującej farmy wiatrowe

- Średnie zużycie dzienne 170 kg H₂
- Praca 365 dni w roku
- Roczne zużycie 62 tony H₂

2. Małe statki pasażerskie w morskim transporcie przybrzeżnym

- Średni pokonywany dystans dzienny 120 km (3 rejsy „tam i z powrotem” na przykładowej trasie Trójmiasto-Hel)
- Praca 300 dni w roku
- 1kg/1km konsumpcji wodoru. Dzielne zużycie wodoru 120 kg,
- Roczne zużycie 36 ton H₂

3. Małe statki pasażerskie w transporcie śródlądowym

- Średni pokonywany dystans dzienny 50 km
- Praca 180 dni w roku
- 1kg/1km konsumpcji wodoru. Dzielne zużycie wodoru 50 kg,
- Roczne zużycie 9 ton H₂

4. Holowniki portowe i morskie

- Zużycie H₂ 150 kg tygodniowo,
- Roczne zużycie 7,8 ton H₂

5. Holowniki /pchacze /barki z napędem wodorowym – transport towarowy

- Pchacz wyposażony w ogniwa paliwowe o mocy 400kW oraz mobilny zbiornik o pojemności 300 kg CH₂. Pchacz wykorzystywany na potrzeby transportu portowego
- Zapotrzebowanie 150 kg H₂ tygodniowo
- Roczne zużycie 7,8 ton H₂

Założenia do prognozy

1. **Scenariusz I.** – Scenariusz zakłada pojawienie się do 2030r.:
 - **1 szt.** pilotażowego małego statku pasażerskiego w morskim transporcie przybrzeżnym,
 - **1 szt.** pilotażowego holownika portowego lub morskiego,
 - **1 szt.** pilotażowego statku pasażerskiego w transporcie śródlądowym,
 - **1 szt.** pilotażowego holownika/pchacza/barki w transporcie śródlądowym, oraz
 - **1 szt.** pilotażowego statku do transportu załogi obsługującej morskie farmy wiatrowe.
2. **Scenariusz II.** – Scenariusz zakłada pojawienie się do 2030r.:
 - **2 szt.** małych statków pasażerskich w morskim transporcie przybrzeżnym,
 - **2 szt.** holowników portowych lub morskich,
 - **2 szt.** statków pasażerskich w transporcie śródlądowym,
 - **2 szt.** holowników/pchaczy/barek w transporcie śródlądowym, oraz
 - **2 szt.** statków do transportu załogi obsługującej morskie farmy wiatrowe.
3. **Scenariusz III.** – Scenariusz zakłada pojawienie się do 2030r.:
 - **5 szt.** małych statków pasażerskich w morskim transporcie przybrzeżnym,
 - **5 szt.** holowników portowych lub morskich,
 - **5 szt.** statków pasażerskich w transporcie śródlądowym,
 - **5 szt.** holowników/pchaczy/barek w transporcie śródlądowym, oraz
 - **5 szt.** statków do transportu załogi obsługującej morskie farmy wiatrowe.

Tabela 77 Szacowane roczne zużycie wodoru przez analizowane jednostki pływające

Założenia do modelu	Statki w transporcie przybrzeżnym [ton H ₂]	Holowniki portowe [ton H ₂]	Statki w transporcie śródlądowym [ton H ₂]	Barki/pchacze [ton H ₂]	Statki obsługujące farmy offshore [ton H ₂]
	36	7,8	9	7,8	62

Źródło: Opracowanie własne na podstawie przeglądu informacji prasowych o programach pilotażowych

Tabela 78 Transport wodny – zestawienie scenariuszy

SCENARIUSZ I.										
Rok	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Statki pasażerskie w morskim transporcie przybrzeżnym						1				
Holowniki portowe lub morskie							1			
Statki pasażerskie w transporcie śródlądowym								1		
Holowniki/pchacze/barki w transporcie śródlądowym								1		
Statki do transportu załogi obsługującej morskie farmy wiatrowe						1				
Kumulatywna liczba pojazdów	0	0	0	0	0	2	3	5	5	5
Szacowane roczne zapotrzebowanie na H₂ [ton]	0	0	0	0	0	98	105,8	122,6	122,6	122,6
SCENARIUSZ II.										
Rok	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Statki pasażerskie w morskim transporcie przybrzeżnym						1		1		
Holowniki portowe lub morskie							1		1	
Statki pasażerskie w transporcie śródlądowym								1		1
Holowniki/pchacze/barki w transporcie śródlądowym								1		1
Statki do transportu załogi obsługującej morskie farmy wiatrowe						1		1		
Kumulatywna liczba pojazdów	0	0	0	0	0	2	3	7	8	10
Szacowane roczne zapotrzebowanie na H₂ [ton]	0	0	0	0	0	98	105,8	220,6	228,4	245,2
SCENARIUSZ III.										
Rok	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Statki pasażerskie w morskim transporcie przybrzeżnym						1	1	1	1	1
Holowniki portowe lub morskie							1	1	1	2
Statki pasażerskie w transporcie śródlądowym								1	2	2
Holowniki/pchacze/barki w transporcie śródlądowym								1	2	2
Statki do transportu załogi obsługującej morskie farmy wiatrowe						1	1	1	1	1
Kumulatywna liczba pojazdów	0	0	0	0	0	2	5	10	17	25
Szacowane roczne zapotrzebowanie na H₂ [ton]	0	0	0	0	0	98	203,8	326,4	465,8	613

vi. sektor wewnętrzny (pozagrowy)

Globalny rynek wózków widłowych

Globalny rynek wózków widłowych rozwija się nieprzerwanie w ostatnich latach. Jednym z czynników stymulujących wzrost rynku jest szybki rozwój e-commerce i powiązane z tym liczne inwestycje infrastrukturalne. W 2020 roku wartość światowego rynku szacowana jest na ok. 50 mld USD [335],[336]. W najbliższych latach prognozowany jest dalszy, stabilny rozwój rynku.

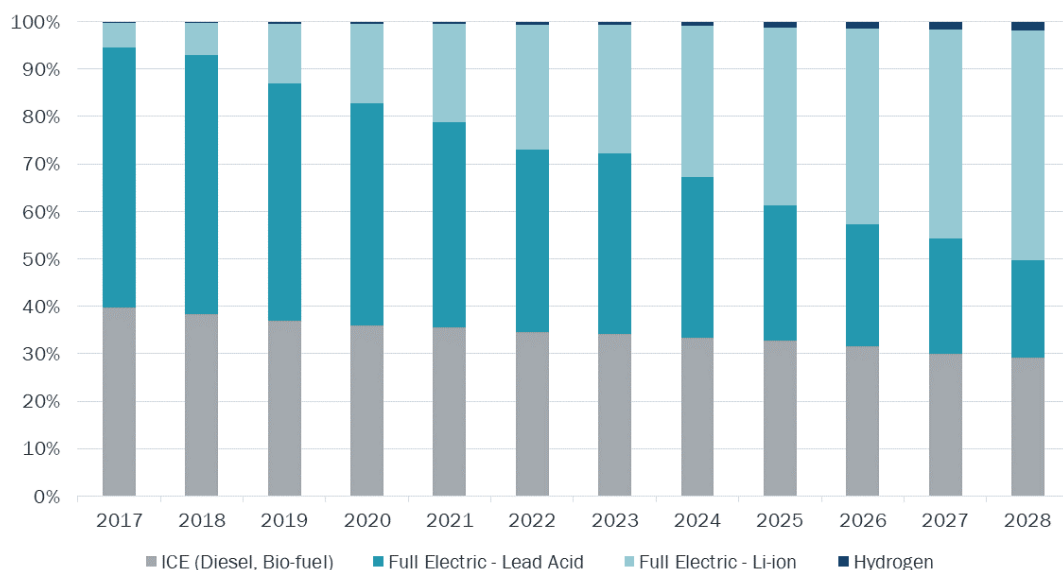
W 2020 roku około 60% wszystkich wózków widłowych posiadało napęd elektryczny, a 40% tradycyjny napęd spalinowy. Zdecydowana większość wózków elektrycznych wyposażona była w akumulatory kwasowo-ołowiowe. W obecnej dekadzie spodziewana jest wymiana znacznej części floty wózków spalinowych oraz elektrycznych z akumulatorami kwasowo-ołowiowymi na wózki elektryczne wykorzystujące akumulatory litowo-jonowe. Do 2028r. udział pojazdów Li-ion w całym sektorze ma wynosić ok. 50% [337]. Prognozowany jest również istotny wzrost sprzedaży wózków napędzanych wodorem, jednak w perspektywie do 2030r. ich udział w rynku będzie znikomy, nieprzekraczający kilku procent.

Dużym trendem na rynku wózków widłowych jest również automatyzacja. Oczekuje się, że w najbliższych latach popularyzacja urządzeń/pojazdów autonomicznych będzie przyspieszać. Skala tego zjawiska ma być zależna przede wszystkim od dwóch czynników. Po pierwsze, lokalnej dostępności kadry pracowniczej i możliwości stałej pracy bez ograniczeń czasowych (wykorzystanie maszyn autonomicznych jako częściowe zabezpieczenie przed brakami kadrowymi oraz zjawiskami nieprzewidywalnymi, np. Covid-19). Po drugie, rosnącej presji na zwiększenie tempa oraz terminowości dostaw przy rosnącej liczbie zamówień, a co za tym idzie, poszukiwanie sposobów na poprawę efektywności procesów logistycznych.

335 <https://www.grandviewresearch.com/industry-analysis/forklift-market>

336 <https://www.globenewswire.com/news-release/2020/07/28/2068778/0/en/Forklift-Truck-Market-to-Generate-81-39-Billion-by-2027-at-7-3-CAGR-AMR.html>

337 <https://www.interactanalysis.com/global-forklift-market-2020-infographic/>



Rysunek 78 Prognoza udziału różnych napędów w segmencie wózków widłowych w latach 2017-2028 według Interact Analysis (2020r.) [338]

Rynek wózków widłowych w Polsce

Popyt na wózki widłowe jest ściśle zależny od liczby i wielkości centrów przemysłowych i magazynowych zlokalizowanych w kraju. W związku z dużą liczbą nowych inwestycji realizowanych w tym obszarze na terenie Polski, w ostatnich latach liczba eksploatowanych wózków widłowych dynamicznie rośnie. W latach 2015-2017 całkowita liczba zarejestrowanych pojazdów tej kategorii wzrosła z ok. 155 tysięcy do 180 tysięcy [339]. Według danych raportu *Rynek wózków widłowych w Polsce „Widlak list 2020”*, flota wózków widłowych będących w eksploatacji w Polsce liczyła w 2019r. 237 715 szt. Jednocześnie liczba nowych rejestracji w 2019 roku wyniosła 29 109 szt. Na rynku widać wyraźną tendencję wzrostową rejestracji nowych wózków z napędem elektrycznym, w 2019r. zarejestrowano 11 669 szt., o 7% więcej niż w roku poprzedzającym. Nowych wózków z napędem spalinowym zarejestrowano 9 906 szt., co stanowiło spadek o 6% w porównaniu do 2018r. W transporcie wewnętrznym wykorzystuje się również wózki z napędem gazowym. Z całkowitej liczby nowo zarejestrowanych wózków w Polsce w 2019r. (29 109szt.), ok. 72% stanowiły wózki nowe, a 28% wózki używane.

W podziale na wielkość wózków widłowych oraz ich maksymalny udźwig, najpopularniejsze są wózki najmniejsze, o udźwigu do 2 ton. Liczba wózków maleje wraz ze wzrostem ich maksymalnego udźwigu. Liczba wózków o udźwigu większym niż 6 ton jest znikoma (w 2018 r. udział tego segmentu w całym parku wynosił ok. 1,8%) [340].

Wartość całego rynku wózków widłowych w Polsce szacowana jest na 20 mld złotych, z czego wartość zakupionych pojazdów w 2019r. wyniosła ok. 3249,71 mln zł (w tym nieużywane do tej pory pojazdy – 2519,09 mln zł) [341].

338 <https://www.wozki-widlowe.net.pl/rynek-wozkow-widlowych-w-czasie-pandemii-covid-19/>

339 <https://dzwignice.info/baza-wiedzy/artykuly/rynek-wozkow-widlowych-w-polsce-w-latach-2015-2017>

340 <https://log4.pl/widlak-list-2019,379,17557.htm>

341 *Rynek wózków widłowych w Polsce „Widlak list 2020”*

Tabela 79 Flota wózków widłowych w Polsce oraz liczba rejestracji fabrycznie nowych wózków w latach 2015-2019 [szt.]

	2015	2016	2017	2018	2019
Całkowita flota w Polsce	155 914	167 326	180 094	b.d.	237 715
Liczba rejestracji fabrycznie nowych pojazdów	9 990	10 476	12 302	b.d.	ok. 21 000

Źródło: Opracowanie własne na podstawie:

1. <https://dzwignice.info/baza-wiedzy/artykuly/rynek-wozkow-widlowych-w-polsce-w-latach-2015-2017>
2. *Rynek wózków widłowych w Polsce „Widlak list 2020”*

Wózki widłowe z napędem wodorowym

Popularyzacja wózków widłowych z napędem wodorowym następuje powoli. Według specjalistów z Interact Analysis, udział napędu wodorowego w 2028 roku z dużym prawdopodobieństwem nie przekroczy bariery 5% [342]. Obecnie wózki widłowe z ogniwem paliwowym eksploatowane są przede wszystkim w Stanach Zjednoczonych. Ich liczba w 2019 roku przekroczyła 30 000 szt. [343] W Japonii, kraju będącym jednym z liderów wdrażania technologii wodorowych, w 2020r. eksploatowano ok. 500 wózków widłowych napędzanych wodorem. W japońskiej strategii wodorowej wyznaczono cel zwiększenia tej liczby do 10 000 w perspektywie do 2030r. [344] Wśród przedsiębiorstw, które z powodzeniem wdrażają pojazdy z tym napędem wyróżnia się Walmart oraz Amazon w USA, a także Carrefour we Francji [342].

Do głównych producentów wodorowych wózków widłowych zalicza się [345]: Plug Power Inc., Hyster-Yale Materials Handling, Inc., Toyota Industries Corporation, STILL GmbH, Oorja Corporation, Hydrogenics Corporation, Beijing SinoHytec Co., Ltd., NEL ASA, and Linde Material Handling.

Konsumpcja wodoru przez wózek widłowy z ogniwem paliwowym wynosi ok. 0,15 kg na godzinę pracy [346]. Przeciętny roczny przebieg wózka widłowego szacowany jest na 1500-2 000 motogodzin [347],[348].

342 <https://biznes.newseria.pl/biuro-prasowe/transport/rynek-wozkow-widlowych,b474522615>

343 <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/cn/Documents/finance/deloitte-cn-fueling-the-future-of-mobility-en-200101.pdf>

344 https://www.meti.go.jp/english/press/2017/pdf/1226_003a.pdf

345 <https://www.verifiedmarketresearch.com/product/hydrogen-fuel-cell-forklift-market/>

346 https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH%20Docs/171121_FCH2JU_Application-Package_WG2_Material%20handling%20equipment%20%28ID%202910567%29%20%28ID%202911653%29.pdf

347 <https://nikoalex.pl/na-co-zwrocic-uwage-kupujac-uzywane-wozki-widlowe/>

348 <https://www.wozekuzywany.pl/wozki-widlowe-20>

Założenia do projekcji zapotrzebowania H₂ jako paliwa przez wózki widłowe

4. **Scenariusz I** – wodorowe wózki widłowe wykorzystywane są wyłącznie w projektach pilotażowych, krajowy **park pojazdów w 2030 r. osiąga liczbę 500 szt.**
 5. **Scenariusz II** – wodorowe wózki widłowe wykorzystywane są głównie w projektach pilotażowych, krajowy **park pojazdów w 2030 r. osiąga liczbę 1 500 szt.**
 6. **Scenariusz III** – wodorowe wózki widłowe wykorzystywane są sukcesywnie w coraz większym stopniu, stanowiąc realną alternatywę dla wózków wyposażonych w napęd bateryjny, krajowy **park pojazdów w 2030 r. osiąga liczbę 4 000 szt.**
- Roczna konsumpcja wodoru przez jeden wózek widłowy przyjęta została na poziomie 300 kg (roczny przebieg 2000 motogodzin, godzinna konsumpcja 0,15 kg H₂)

Inne pojazdy transportu wewnętrznego

Wodór ma potencjał implementacyjny w większości typów pojazdów, w tym w obszarze transportu wewnętrznego. Do bardzo obiecujących segmentów należą m.in. maszyny i pojazdy rolnicze. Po pierwsze, wodór ma potencjalny pozytywny wpływ na ograniczenie zanieczyszczeń przy produkcji żywności i może stanowić realną alternatywę dla maszyn wykorzystujących w większości napęd konwencjonalny. Po drugie, obszary rolnicze postrzegane są jako potencjalne miejsce produkcji wodoru, co umożliwiłoby wykorzystanie wodoru w pojazdach na własny użytek producenta, pomijając kosztowne etapy transportu i dystrybucji paliwa. Na dzień obecny pojazdy wodorowe wykorzystywane są w rolnictwie jedynie w projektach eksperymentalnych i w najbliższej perspektywie do 2030 r., szansa na ich upowszechnienie w Polsce jest niewielka. Przykładowy ciągnik rolniczy wykorzystujący napęd hybrydowy (diesel-wodór) został zaprezentowany w Holandii w 2020r. [349] W wykorzystywanej mieszance paliwa wodór stanowi od 30 do 60%, w zależności od obciążenia ciągnika. Dużą barierą upowszechnienia napędu wodorowego jest koszt układu dwupaliwowego, który podwyższa cenę konwencjonalnej wersji pojazdu o 70 000 euro [350].

Kolejnym obszarem, który ma potencjał do implementacji pojazdów z napędem wodorowym jest sektor pojazdów specjalistycznych (maszyny budowlane, portowe, itp.). Napęd wodorowy może być wykorzystywany w różnych rodzajach pojazdów, takich jak: wózki wysokiego składowania, ciągniki portowe, dźwigi portowe, itp. [351] Do przykładowych projektów realizowanych w tym obszarze w Europie należy *H2 Ports*. Przedsięwzięcie obejmuje wykorzystanie wodorowego wózka wysokiego składowania oraz ciągnika portowego w porcie w Walencji [352].

Mimo dużego potencjału wykorzystania pojazdów wodorowych w sektorze transportu wewnętrznego i maszyn specjalistycznych, poziom komercjalizacyjny tych pojazdów w 2021 roku jest niski. Ze względu na liczne bariery rozwoju tego segmentu i transportu H₂,

349 <https://h2dualpower.com/en>

350 <https://fuelcellsworks.com/news/the-first-hydrogen-tractor-in-the-netherlands/>

351 <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/10/f68/fcto-h2-at-ports-workshop-2019-viii3-steele.pdf>

352 <https://h2ports.eu/about/>

w perspektywie do 2030r. w Polsce w tym obszarze realizowane będą wyłącznie projekty pilotażowe i badawcze, które nie wpłyną znacząco na krajowe zużycie wodoru jako paliwa.

Tabela 80 Transport wewnętrzny – zestawienie scenariuszy

Założenia do modelu	Średnie spalanie (kg/godzinę pracy)		Średni roczny przebieg [motogodzin]		Roczne zapotrzebowanie 1 pojazdu na H ₂ [kg]					
	0,15		2 000		300					
SCENARIUSZ I.										
Rok	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Liczba rejestracji w danym roku	0	0	0	10	20	30	50	70	120	200
Kumulatywna liczba pojazdów	0	0	0	10	30	60	110	180	300	500
Szacowane roczne zapotrzebowanie na H ₂ [kg]	0	0	0	3 000	9 000	18 000	33 000	54 000	90 000	150 000
Szacowane roczne zapotrzebowanie na H ₂ [ton]	0	0	0	3	9	18	33	54	90	150
SCENARIUSZ II.										
Rok	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Liczba rejestracji w danym roku	0	0	10	20	50	70	100	250	400	600
Kumulatywna liczba pojazdów	0	0	10	30	80	150	250	500	900	1500
Szacowane roczne zapotrzebowanie na H ₂ [kg]	0	0	3000	9000	24000	45000	75000	150000	270000	450000
Szacowane roczne zapotrzebowanie na H ₂ [ton]	0	0	3	9	24	45	75	150	270	450
SCENARIUSZ III.										
Rok	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Liczba rejestracji w danym roku	0	10	20	50	70	100	250	500	1000	2000
Kumulatywna liczba pojazdów	0	10	30	80	150	250	500	1000	2000	4000
Szacowane roczne zapotrzebowanie na H ₂ [kg]	0	3000	9000	24000	45000	75000	150000	300000	600000	1200000
Szacowane roczne zapotrzebowanie na H ₂ [ton]	0	3	9	24	45	75	150	300	600	1200

Perspektywa 2040

Założenia

- Transport drogowy – samochody osobowe

W prognozowaniu popytu na H₂ w 2040 roku przyjęto kumulatywną liczbę samochodów osobowych FCEV w scenariuszu pierwszym na poziomie 50 000 szt., w scenariuszu drugim na poziomie 150 000 szt., a w scenariuszu trzecim na poziomie 600 000 szt.

- Transport drogowy – lekkie samochody dostawcze

W prognozowaniu popytu na H₂ w 2040 roku przyjęto kumulatywną liczbę lekkich samochodów dostawczych FCEV w scenariuszu pierwszym na poziomie 25 000 szt., w scenariuszu drugim na poziomie 100 000 szt., a w scenariuszu trzecim na poziomie 350 000 szt.

- Transport drogowy – samochody ciężarowe

W prognozowaniu popytu na H₂ w 2040 roku przyjęto kumulatywną liczbę samochodów ciężarowych FCEV w scenariuszu pierwszym na poziomie 1 000 szt., w scenariuszu drugim na poziomie 10 000 szt., a w scenariuszu trzecim na poziomie 50 000 szt.

- Transport drogowy – autobusy miejskie

W prognozowaniu popytu na H₂ w 2040 roku przyjęto kumulatywną liczbę autobusów miejskich FCEV w scenariuszu pierwszym na poziomie 2 000 szt., w scenariuszu drugim na poziomie 5 000 szt., a w scenariuszu trzecim na poziomie 8 000 szt.

- Transport kolejowy

W prognozowaniu popytu na H₂ w 2040 roku założono brak zmian w strukturze linii kolejowych niezelektryfikowanych i zelektryfikowanych oraz liczbę wykorzystywanych lokomotyw na poziomie z 2019 roku. Przyjęto procentowe zastąpienie obecnie eksploatowanego taboru spalinowego w 2040r. w scenariuszu pierwszym na poziomie 5%, w scenariuszu drugim na poziomie 15%, a w scenariuszu trzecim na poziomie 30%. Założono uśrednione roczne zużycie wodoru przez jedną lokomotywę w wysokości 50 ton.

- Transport wodny

W prognozowaniu popytu na H₂ w 2040 roku przyjęto kumulatywną liczbę małych jednostek pływających FCEV w scenariuszu pierwszym na poziomie 15 szt., w scenariuszu drugim na poziomie 30 szt., a w scenariuszu trzecim na poziomie 100 szt. Dodatkowo uwzględniono zużycie H₂ poprzez duże jednostki morskie (kontenerowce, zbiornikowce, wycieczkowce, itp.) w postaci liczby bunkrowań w scenariuszu pierwszym na poziomie 0 razy w roku, w scenariuszu drugim 20 razy w roku, w scenariuszu trzecim 50 razy w roku. Przyjęto uśrednione zużycie wodoru przez małą jednostkę pływającą w wysokości 40 ton H₂ rocznie, a uśrednione jednorazowe bunkrowanie dużej jednostki w wysokości 50 ton H₂.

- Transport wewnętrzny

W prognozowaniu popytu na H₂ w 2040 roku przyjęto kumulatywną liczbę wózków widłowych FCEV w scenariuszu pierwszym na poziomie 3 000 szt., w scenariuszu drugim na poziomie 20 000 szt., a w scenariuszu trzecim na poziomie 50 000 szt.

- Transport lotniczy

W prognozowaniu popytu na H₂ w 2040 roku wykorzystano informacje odnośnie szacowanego, rocznego zapotrzebowania wodoru przypadającego na jedno lotnisko w 2040 roku, przedstawione w analizie *Hydrogen-powered aviation. A fact-based study of hydrogen technology, economics, and climate impact by 2050* [353]. W scenariuszu pierwszym założono brak wykorzystania napędu wodorowego w lotnictwie przed 2040r., w scenariuszu drugim przyjęto symboliczne zapotrzebowanie na H₂ w lotnictwie przed jednostki pilotażowe na poziomie 8 000 ton rocznie, a w scenariuszu trzecim przyjęto zużycie wodoru przypadające na jedno lotnisko w podziale na lotniska duże (40 000 ton H₂ rocznie) oraz lotniska regionalne (5 000 ton H₂ rocznie). Założono możliwość wykorzystania samolotów napędzanych wodorem w kraju na jednym dużym lotnisku oraz sześciu lotniskach regionalnych.

- **Uzupełniająca kategoria +10%**

W kategorii uzupełniającej uwzględniono popyt na H₂ w transporcie przez pojazdy nieuwzględnione w analizowanych segmentach oraz popyt na paliwo zgłaszany przez pojazdy zagraniczne w poszczególnych kategoriach transportu.

Tabela 81 Szacowane zużycie wodoru w transporcie w 2040 roku, w 3 scenariuszach (ton H₂)

Rok	Scenariusz 1	Scenariusz 2	Scenariusz 3
Transport drogowy - samochody osobowe	3 750	22 500	90 000
Transport drogowy - lekkie samochody dostawcze	7 500	30 000	105 000
Transport drogowy - samochody ciężarowe	6 500	65 000	325 000
Transport drogowy - autobusy miejskie	14 400	36 000	57 600
Transport kolejowy	6 495	25 980	64 950
Transport wodny	600	2 200	6 500
Transport wewnętrzny	900	6 000	15 000
Transport lotniczy	0	8 000	70 000
+10%	4 014,5	19 568	73 405
Razem [ton H₂]	44 160	215 248	807 455

5. Podsumowanie

- W pierwszej fazie rozwoju rynku pojazdów napędzanych wodorem (w latach 2021-2030) następować będzie testowanie pojazdów wodorowych w każdym z sektorów transportu, rozwój i doskonalenie technologii oraz przygotowanie do ich wykorzystania na masową skalę (w kierunku ich kilku/kilkunastoprocentowego udziału w poszczególnych sektorach rynku). Pod koniec dekady praktyczna wiedza na temat wykorzystania pojazdów wodorowych w transporcie będzie duża, co w przypadku pozytywnych doświadczeń eksploatacyjnych skutkować będzie popularyzacją tych pojazdów na masową skalę po roku 2030.

353 McKinsey & Company dla Clean Sky 2 oraz FCH JU, Hydrogen-powered aviation. A fact-based study of hydrogen technology, economics, and climate impact by 2050, Maj 2020

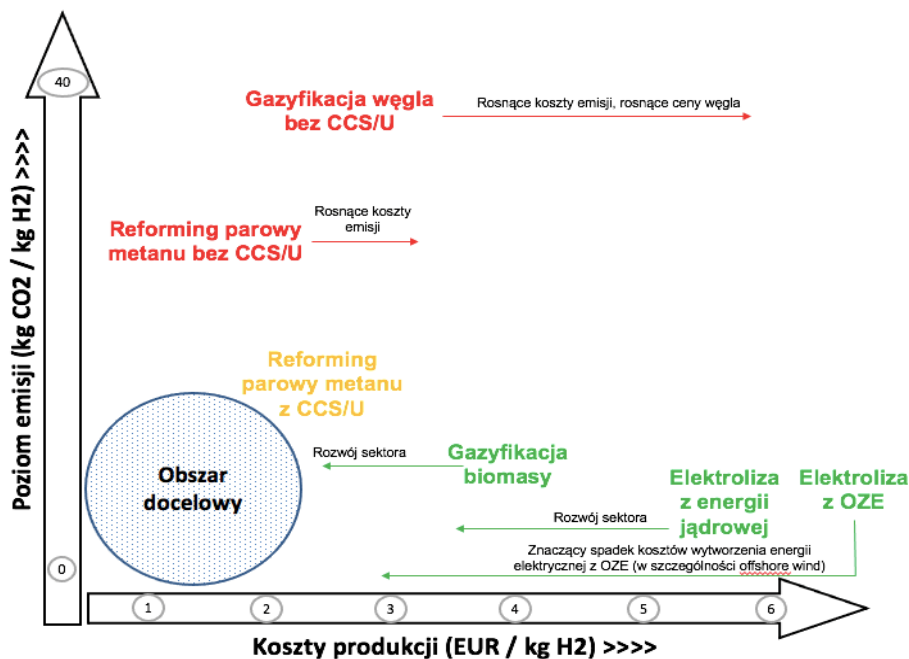
- Liderem wdrożeń będzie sektor automotive, dysponujący dziś sprawdzonym produktem produkowanym w coraz większych seriach.
- Kluczowym kryterium upowszechnienia transportu wodorowego jest szybka budowa sieci stacji tankowania oraz uruchomienie produkcji taniego wodoru
- Rozwój rynku pojazdów nisko i zeroemisyjnych zależeć będzie od wprowadzanych dedykowanych regulacji prawnych na poziomie krajowym oraz unijnym (itp. nowych, bardziej restrykcyjnych norm emisji spalin), ale również możliwości podaźowych które do 2025 r. z dużym prawdopodobieństwem będą niewielkie, w odniesieniu do całkowitej liczby nowo produkowanych pojazdów. Znaczny wzrost rejestracji pojazdów wodorowych spodziewany jest na koniec dekady, tj. lata 2028-2030.
- W przypadku realizacji optymistycznego scenariusza III., roczny popyt na H₂ jako paliwo w transporcie w 2030 r. wyniesie ok. 60 tys. ton H₂, co stanowi wyraźnie wyższą liczbę niż, wskazane w projekcie PSW, 32 462 ton H₂.

Rozdział IV- Koszty produkcji i transportu

IV.a. Koszty produkcji wodoru i paliw syntetycznych

1.1 Charakterystyka wybranych metod produkcji wodoru

Produkcja wodoru może odbywać się przy zastosowaniu różnych metod, charakteryzujących się odmiennymi poziomami emisji gazów cieplarnianych. Dokonując analizy rynkowej, należy uwzględnić zarówno metody wysoce skomercjalizowane, jak i te o mniejszej dojrzałości rynkowej, lecz o dużym potencjale rozwojowym i optymalizacyjnym – por. Rysunek 79.



Źródło: opracowanie własne

Rysunek 79 Schemat metod produkcji w zależności od kosztów produkcji i poziomu emisji

W ramach przeprowadzonych badań, w analizie kosztowej uwzględniono następujące metody produkcji:

- **Reforming parowy metanu** – proces produkcji wodoru w tej reakcji polega na przerobieniu węglowodorów w obecności katalizatora, z parą wodną w temperaturze około 700-1 000°C oraz przy ciśnieniu wartości 3-25 barów. Do przeprowadzenia reakcji użyte mogą być następujące surowce: metan, propan - butan, metanol lub gaz ziemny. W dalszej kolejności, w wyniku reakcji tlenku węgla z parą wodną, gaz syntezowy zostaje rozdzielony, co pozwala uzyskać dalszy wzrost H₂.
- **Gazyfikacja węgla kamiennego i brunatnego** – najstarsza metoda produkcji wodoru. W reakcji podgrzewania węgla do temperatury około 900°C, węgiel zostaje zamieniony w gaz, a następnie, w obecności katalizatora, najczęściej niklu, następuje jego zmieszanie z parą wodną.

- **Elektroliza z OZE** – przeprowadzenie reakcji elektrolizy umożliwia otrzymanie wodoru o bardzo wysokiej czystości, przekraczającej 99,9%. Metoda polega na rozdzieleniu cząsteczki wody (H_2O) na dwa podstawowe elementy – wodór i tlen, dzięki dostarczeniu energii elektrycznej. Koszt wytworzenia jednego kilograma wodoru w procesie elektrolizy składa się w ponad 70% z ceny energii elektrycznej pozyskanej do całego procesu, a elektroliza jest niestety metodą energochłonną.
- **Elektroliza z energii jądrowej** – przeprowadzenie reakcji elektrolizy umożliwia otrzymanie wodoru o bardzo wysokiej czystości, przekraczającej 99,9%. Metoda polega na rozdzieleniu cząsteczki wody (H_2O) na dwa podstawowe elementy – wodór i tlen, dzięki dostarczeniu energii elektrycznej z bloków jądrowych. Główną składową kosztu produkcji wodoru z energii jądrowej drogą elektrolizy będzie koszt energii elektrycznej. Można zakładać, że dla pierwszych bloków energetycznych (2033 r.) osiągnięta cena energii elektrycznej nie będzie pozwalać na rentowną produkcję wodoru.
- **Gazyfikacja biomasy** – to dojrzała ścieżka technologiczna, w której w kontrolowanym procesie wykorzystującym ciepło, parę i tlen, bez spalania dochodzi do przekształcania biomasy w wodór i inne produkty. Uprawa roślinności energetycznej, używanej do produkcji biomasy, pochłania dwutlenek węgla z atmosfery, dlatego też w perspektywie długoterminowej emisje netto węgla z tej metody mogą być niskie, zwłaszcza w połączeniu z wychwytywaniem, wykorzystaniem i składowaniem dwutlenku węgla. Charakterystyka kosztowa tej metody zależy w głównej mierze od dostępu do taniego surowca, czyli biomasy i kosztu produkcji biogazu. Z tego też względu, do rentownej produkcji biowodoru wymagana jest większa skala rynku biogazowni w Polsce.
- **Fermentacja biomasy** – jest procesem beztlenowym, który rozkłada glukozę zawartą w materiałach organicznych. Jest to seria reakcji chemicznych, które przekształcają cukry w alkohol lub kwas. Do biomasy dodawane są drożdże lub bakterie, które żywiąc się cukrami, wytwarzają metan i dwutlenek węgla. W dalszych procesach fizykochemicznych można otrzymać biogaz.
- **Pyroliza gazu ziemnego** – jest obróbką termochemiczną gazu ziemnego. W procesie tym gaz ziemny poddawany jest działaniu wysokiej temperatury, a przy braku tlenu ulega chemicznemu i fizycznemu rozdzieleniu na poszczególne cząsteczki. Rozkład odbywa się dzięki ograniczonej stabilności termicznej wiązań chemicznych materiałów, co pozwala na rozpad pod wpływem ciepła. Produkty pyrolizy zawsze wytwarzają substancje stałe, ciekłe i gazy niekondensujące (H_2 , CH_4 , C_nH_m , CO , CO_2 i N). Proces jest wysoce emisyjny i, zważywszy na rosnące ceny uprawnień EU ETS, będzie generował istotne koszty emisji.
- **DMG** – proces przerobu tworzyw sztucznych i biomasy w wysokiej temperaturze ($800^\circ C$), którego produktami są: energia elektryczna, ciepło oraz wodór o wysokiej czystości dla ogniw paliwowych. Metoda ta charakteryzuje się stosunkowo niskim poziomem emisji, porównywalnym do SMR z CCS.
- **Wytwarzanie wodoru z alkoholi z wykorzystaniem grafenu jako fotokatalizatora** – proces, w którym elektrony swobodne reagują z cząsteczkami etanolu i zachodzą procesy dehydrogenacji etanolu oraz powstawania aldehydu octowego. Jednym z produktów reakcji jest wodór o wysokiej czystości. Metoda jest obecnie na niskim poziomie TRL, wymaga dalszych badań naukowych i laboratoryjnych.

Obecnie najczęściej wykorzystywanymi metodami są te, bazujące na przerobie paliw kopalnych, czyli reforming parowy metanu, gazyfikacja węgla oraz odpad z procesów przerobu ropy naftowej. Na ich popularność, w dużej mierze wpływa pełna dojrzałość rynkowa, a co za tym idzie, niższe jednostkowe koszty produkcji wodoru. Metody produkcji wodoru bazujące na przerobie gazu ziemnego odpowiadają za około 48% struktury rynkowej, te bazujące na przerobie ropy naftowej - za około 30%, natomiast te bazujące na obróbce węgla, za około 18%.

Pozostałą wyodrębnioną metodą jest elektroliza, której dotychczasowy udział w globalnej produkcji wodoru oscyluje wokół 4% [354]. W kolejnych dekadach struktura metod produkcji będzie podlegała gruntownym przemianom, bowiem z rynku wypierane będą metody emisyjne oparte na przerobie paliw kopalnych, na rzecz metod nisko- i zeroemisyjnych, jak np. elektroliza czy gazyfikacja biomasy. Procesy zmiany proporcji w strukturze produkcji wynikać będą z coraz większej presji dekarbonizacyjnej, wywieranej przez unijny mechanizm handlu emisjami – EU ETS, a także z ograniczonego dostępu do preferencyjnych metod finansowania – wyłącznie dla metod nisko- i zeroemisyjnych. Szacuje się, że przy uwzględnieniu generowanych kosztów jednostkowych i poziomów emisji, najszybciej wyparte z rynku zostaną metody oparte o przerób węgla i ropy naftowej. W okresie przejściowym (najbliższa dekada), gdy dokonywane będą optymalizacje kosztowe dla metody pozyskiwania wodoru w procesie elektrolizy, wodór w większości produkowany będzie z gazu ziemnego w procesie reformingu – docelowo z urządzeniami do wychwytywania i składowania dwutlenku węgla. Opisana powyżej, stopniowa transformacja metod i surowców używanych do produkcji wodoru jest zbieżna z polityką unijną i strategiami energetycznymi krajów członkowskich, gdzie następuje odejście od przerobu węgla, gaz ziemny staje się paliwem przejściowym, a finalnie dąży się do przeprowadzania procesów zeroemisyjnych z wykorzystaniem zielonej energii. Wodór wyprodukowany w reakcji reformingu lub gazyfikacji wymaga dalszego oczyszczenia do zastosowań transportowych i spalania w ogniach paliwowych. Metodą, którą charakteryzuje bardzo niski poziom emisji i wysoka czystość wyjściowego wodoru jest elektroliza. Jej ceny są w chwili obecnej wyższe od konwencjonalnych sposobów produkcji. W ostatniej dekadzie obserwuje się jednak trend spadkowy jednostkowych cen wodoru z elektrolizy, głównie z powodu malejących cen energii elektrycznej z OZE oraz kluczowych podzespołów, jak elektrolizery czy ogniwa paliwowe, które stanowią podstawę systemów produkcji „czystego wodoru”. Należy wspomnieć, że sposób produkcji wodoru będzie bezpośrednio wpływał na długość całego łańcucha wartości; Jeżeli produkcja będzie przebiegać z wykorzystaniem metod konwencjonalnych i emisyjnych, powstający nieoczyszczony wodór będzie wykorzystywany w dużej mierze na potrzeby energetyki, nie będą też wymagane rozwinięte technologie magazynowania ani dystrybucji wodoru, co znacznie skróci łańcuch wartości. Zeroemisyjne technologie produkcji wodoru, jak elektroliza, będą wykorzystywane do otrzymywania czystego wodoru jako paliwa do spalania w ogniach paliwowych dla różnych zastosowań (transport, rynek bilansujący, magazynowanie energii). Magazynowanie, dystrybucja i oczyszczanie wodoru będzie wymagało wydłużenia łańcucha wartości, co w konsekwencji przełoży się także na wzrost cen wodoru.

354 *Hydrogen applications and research activities in its production routes through catalytic hydrocarbon conversion*, University of Canterbury, 2017

1.2 Charakterystyka kosztowa wybranych metod produkcji wodoru

Reforming parowy metanu

Tabela 82 Koszt wyprodukowania 1 kg wodoru z reformingu parowego metanu (SMR)

Źródło	Wodór szary (SMR bez CCS)	Wodór niebieski (SMR z CCS)
ING, 2020	2,5 EUR/kg	1,5 EUR/kg
Aurora Energy Research, 2020	2 EUR/kg	1,6 EUR/kg
S&P Global Platts, 2019	1,31 EUR/kg	1,24 EUR/kg
IEA, 2020	-	1 EUR/kg
Esperis, 2020	-	1,5 EUR/kg
Statista, 2021	1,32 EUR / kg	0,82 EUR / kg
PwC (Strategy&), 2018	1,9 EUR / kg	1,2 EUR / kg
Średnia	1,8 EUR / kg	1,25 EUR / kg

Dane światowe z rynków o zróżnicowanym poziomie technologicznym, komercjalizacji wodoru i cenach surowców energetycznych (węgiel, gaz ziemny, energia elektryczna).

Źródło: zestawienie własne

Zasadnym wydaje się zakwalifikowanie reformingu parowego metanu jako dominującej – w najbliższej dekadzie bądź dwóch – metody produkcji wodoru w Polsce. Obecnie reforming parowy metanu pozwala na produkcję wodoru po najniższym koszcie, w stosunku do innych wymienianych metod, co związane jest bezpośrednio z niższym poziomem emisji niż przy przerobie węgla oraz z wysokim poziomem komercjalizacji i penetracji rynkowej tej technologii. W państwach, które posiadają lokalne złoża gazu ziemnego (jak np. Rosja, USA), cena tego surowca jest niższa, co przekłada się też na niższe koszty produkcji wodoru z reformingu. Kraje bez dostępu do własnych złóż charakteryzują się wyższymi kosztami produkcji wodoru z gazu ziemnego, zarówno z, jak i bez urządzeń sekwestracji dwutlenku węgla. W regionach o bogatych złożach gazu ziemnego, najniższe osiągnięte koszty produkcji wodoru z reformingu parowego metanu z CCS/CCU szacuje się na około 1-1,2 EUR/kg [355]. Dla takich państw jak Polska, należy spodziewać się kosztów na poziomie powyżej 1,5 EUR/kg, z jednoczesnym maksymalnym pułapem kosztowym na poziomie 2,5 EUR/kg.

Warto podkreślić, że reforming parowy metanu jest metodą emisyjną, a instalacje tego typu będą obciążone również kosztami emisji w ramach systemu EU ETS. Przy założeniu dalszych gwałtownych wzrostów cen uprawnień do emisji (ponad 100 EUR za EUA po 2030 r.), przemysłowy przerób gazu ziemnego po 2030/2040 roku może okazać się nieopłacalny ekonomicznie – także w zakresie produkcji wodoru. Dlatego też wątpliwe jest, żeby w perspektywie długoterminowej udało się uzyskać niższe koszty z tej metody niż w państwach posiadających własne złoża gazu ziemnego i nie podlegających europejskim regulacjom klimatycznym. Aby nie doszło do przenoszenia produkcji wodoru, np. z reformingu parowego

355 Evaluation of the economic efficiency of hydrogen production by lignite gasification, PAN, 2019

metanu do krajów o innej strukturze regulacyjnej i surowcowej, Unia Europejska wprowadzi tzw. cło węglowe (CBAM), które będzie zapobiegać ucieczce emisji poza granice Wspólnoty. Wydaje się, że reforming parowy metanu będzie pomostową metodą produkcji wodoru w dążeniu do zeroemisyjności, dopóki wódór zielony nie osiągnie efektów skali i pełnej rentowności. Optymalizacja kosztów produkcji wodoru z reformingu parowego metanu może nastąpić dzięki dywersyfikacji dostaw i obniżeniu cen gazu ziemnego (rozbudowa terminala LNG w Świnoujściu, *Baltic Pipe*, terminal FSRU Gdańsk). Dla długoterminowej i rentownej produkcji wodoru z reformingu parowego metanu kluczowa będzie także redukcja kosztów i zwiększenie efektywności działania systemów CCS/CCU.

Gazyfikacja węgla kamiennego i brunatnego

Tabela 83 Koszt wyprodukowania 1 kg wodoru z gazyfikacji węgla kamiennego

Źródło	Wodór niebieski (gazyfikacja z CCS)	Wodór szary (gazyfikacja bez CCS)
AGH,2020 (analiza dla rynku PL)	2,8 EUR/kg	> 3 EUR/kg
IEA, 2019	1,9 EUR/kg	1,75 EUR/kg
Elsevier, 2019	1,3 EUR/kg	1 EUR/kg
Asian Development Bank Institute, 2020	1,9 EUR/kg	1,2 EUR/kg
Imperial College London, ETH Zurich, 2020	1,85 EUR/kg	1,2 EUR/kg
Średnia	1,95 EUR/kg	1,6 EUR/kg

Dane światowe z rynków o zróżnicowanym poziomie technologicznym, komercjalizacji wodoru i cenach surowców energetycznych (węgiel, gaz ziemny, energia elektryczna)

Źródło: zestawienie własne

Należy zaznaczyć, że rynek węgla kamiennego i brunatnego w Polsce jest wysoce zdeterminowany przez ceny uprawnień do emisji oraz wysoki stopień wyczerpania złóż. Surowiec ten jest bardzo istotnym elementem polskiego mixu energetycznego, zapewniającym stabilność działania systemu elektroenergetycznego. Jednak w związku z presją dekarbonizacyjną i pojawiającymi się nowymi, taniejącymi technologiami zeroemisyjnymi, przerób węgla, zwłaszcza dla produkcji wodoru, będzie nieopłacalny, wraz z towarzyszącą mu perspektywą spadku rentowności³⁵⁶. Dla rynku polskiego, koszty produkcji wodoru z gazyfikacji węgla, bez sekwestracji CO₂ z węgla kamiennego i brunatnego **będą przekraczały próg 3 EUR/kg**. Wysokie koszty generować będą: zakup uprawnień do emisji oraz wysokie, jak na skalę całej UE, koszty surowca. Dla metod wykorzystujących węgiel brunatny, koszt wytworzenia wodoru może nawet przekroczyć 4 EUR/kg [357].

³⁵⁶ Economic Conditions for Developing Hydrogen Production Based on Coal Gasification with Carbon Capture and Storage in Poland, MDPI, 2020

³⁵⁷ Evaluation of the economic efficiency of hydrogen production by lignite gasification, PAN, 2019

Elektroliza z OZE

Tabela 84 Koszt wyprodukowania 1 kg wodoru z elektrolizy z OZE

Źródło	Rodzaj OZE: offshore/onshore /PV
Hydrogen Europe, 2021	4,5 EUR /kg
Aurora Energy Research, 2020	3,2 EUR / kg
S&P Global Platts, 2019	3,5 EUR / kg
Esperis, 2020	4,2 EUR / kg
PwC (Strategy&),	3,2 EUR / kg
Bloomberg New Energy Finance, 2020	4,3 EUR / kg
Średnia	3,8 EUR / kg

Dane światowe z rynków o zróżnicowanym poziomie technologicznym, komercjalizacji wodoru i cenach surowców energetycznych (węgiel, gaz ziemny, energia elektryczna)

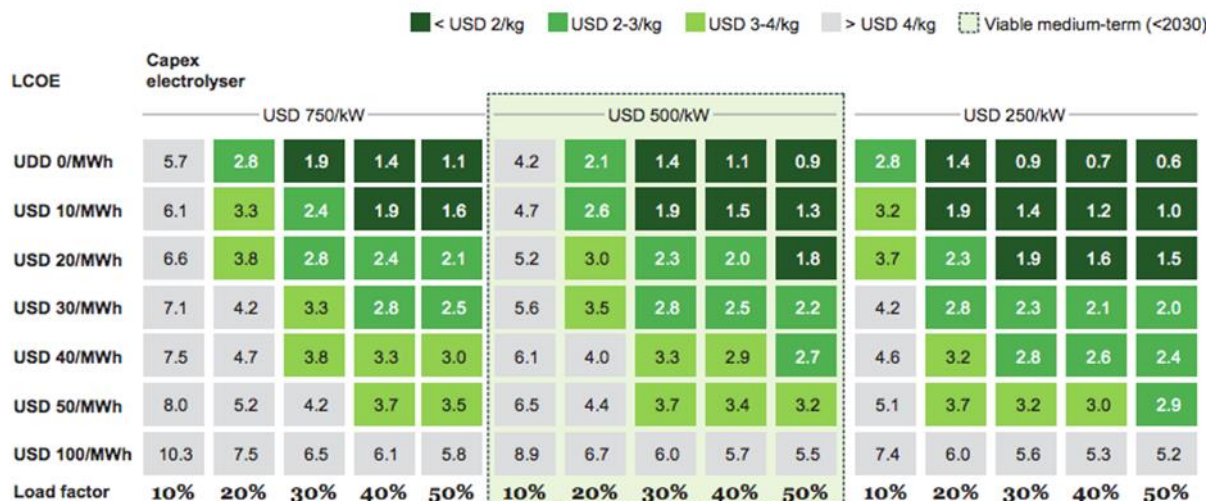
Źródło: zestawienie własne

Elektroliza jest jedną z najbardziej przyszłościowych metod produkcji wodoru, a koszty jej wykorzystania istotnie spadają na przestrzeni ostatnich lat. Przyjmuje się, że koszt wytworzenia zielonego wodoru z elektrolizy przy użyciu energii z OZE zrówna się z kosztem wodoru z reformingu parowego metanu po 2030 r. Będą to prawdopodobnie dwie najbardziej konkurujące ze sobą metody produkcji wodoru w dużej skali. Należy zaznaczyć, że proces elektrolizy jest wysoce energochłonny i dla osiągnięcia rentowności i konkurencyjności rynkowej wymaga dostępu do taniej energii elektrycznej z OZE. Uwzględniając polskie warunki geograficzno-pogodowe oraz otoczenie regulacyjne, należy przyjąć, że produkcja zielonego wodoru najszybciej osiągnie rentowność przy wykorzystaniu energii elektrycznej z morskich farm wiatrowych. Perspektywa rozwoju sektora *offshore wind* w UE jest duża, co w konsekwencji powinno wygenerować znaczne redukcje cen energii elektrycznej z tej technologii po 2030 r. Ponadto morskie farmy wiatrowe charakteryzują się stosunkowo wysokim współczynnikiem efektywności działania w ciągu roku (tzw. *Capacity Factor*), która w polskiej strefie Morza Bałtyckiego oscyluje w granicach 45-50%. Jeżeli w II fazie aukcyjnej, dla morskich farm wiatrowych w Polsce po 2030 r. osiągalne będą ceny energii elektrycznej poniżej 250 zł/MWh, możliwa będzie konkurencyjna cenowo produkcja zielonego wodoru z elektrolizy (przy uwzględnieniu rosnącego - na skutek wzrostu cen emisji - kosztu reformingu parowego metanu). Częściowym składnikiem kosztu całkowitego produkcji zielonego wodoru są także elektrolizery – jako element CAPEX, jednak dominującym czynnikiem kosztowym jest OPEX – ceny zakupu energii elektrycznej, przekładające się na około 70% finalnego kosztu wytworzenia 1 kg wodoru [358]. Należy przyjąć, że dla rynku polskiego produkcja zielonego wodoru w dużej skali z lądowych farm wiatrowych i fotowoltaiki będzie **mało perspektywiczna, z uwagi na małe możliwości redukcji kosztów**. Zgodnie z PEP 2040, większość instalacji fotowoltaicznych będzie prosumenckich, a moce przyłączeniowe w energetyce wiatrowej na lądzie będą od 2030 r. stopniowo zmniejszane. Ewentualny model biznesowy, w którym wodór w Polsce może być produkowany przy użyciu lądowych OZE, stanowią klastry energetyczne i wspólnoty, w ramach których dokonane będzie lokalne bilansowanie energetyczne i magazynowanie energii. Mimo, że wodór w tego typu modelu nadal może być stosunkowo drogi, to korzyścią będzie tworzenie niezależnych

358 *Path to hydrogen competitiveness. A cost perspective*, Hydrogen Council, 2020

i rozproszonych systemów energetycznych, oddzielonych od przeciążonego krajowego systemu elektroenergetycznego. Obecnie koszty produkcji wodoru z lądowych farm wiatrowych i fotowoltaiki przekraczają w Polsce **6 – 10 EUR/kg** [359], bez perspektywy istotnych redukcji w przyszłości – dla optymalizacji kosztowej wymagane byłyby głębokie zmiany regulacyjne (np. liberalizacja ustawy 10H, budowa nowych źródeł wiatrowych na lądzie).

Cost of renewable hydrogen with varying LCOE and load factors USD/kg H₂



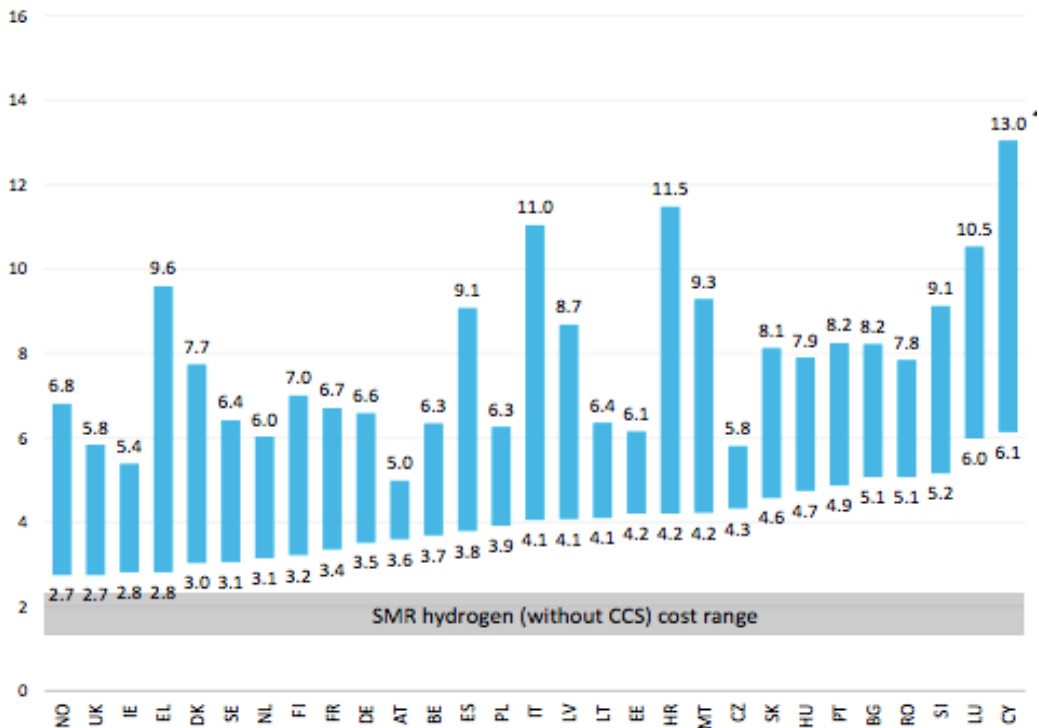
Rysunek 80 Koszty produkcji 1 kilograma wodoru w zależności od cen kosztu energii elektrycznej, efektywności działania źródła oraz kosztów elektrolizerów. (USD) [Path to hydrogen competitiveness, McKinsey, 2020]

Powyższa macierz obrazuje koszty produkcji 1 kilograma wodoru z odnawialnych źródeł energii, w zależności od kosztu energii elektrycznej z danego źródła (LCOE), efektywności działania źródła (Load Factor) oraz kosztu elektrolizera.

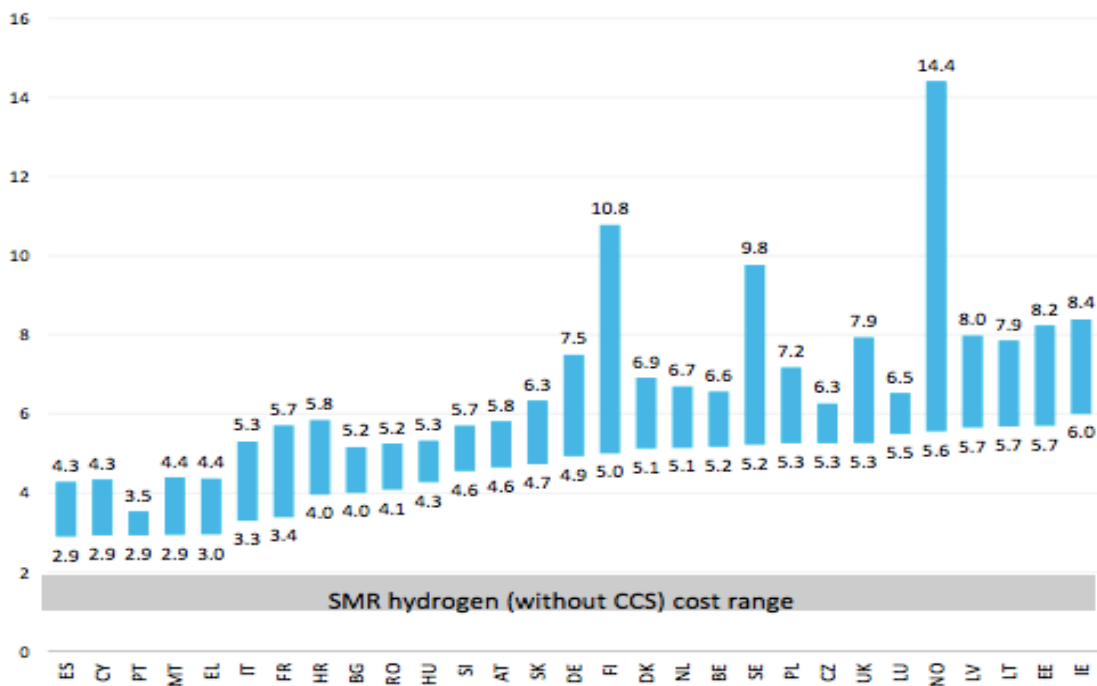
Podane koszty elektrolizera są stosunkowo niskie i należy wziąć pod uwagę, że takie poziomy CAPEX elektrolizerów będą możliwe do osiągnięcia bliżej 2030 roku.

Należy jednak zauważyć, że koszt wytworzenia 1 kilograma wodoru charakteryzuje się największą wrażliwością na koszty energii elektrycznej oraz efektywnością pracy źródła. Ceny elektrolizera mają mniejszy wpływ na finalne koszty produkcji wodoru.

Wobec powyższych kalkulacji można stwierdzić, że w Polsce największy potencjał redukcji kosztu energii elektrycznej posiada morska energetyka wiatrowa, która to na dodatek charakteryzuje się wysoką efektywnością działania, która to może rosnać wraz ze wzrostem wysokości turbin wiatrowych.



Rysunek 81 Koszty produkcji 1 kilograma wodoru w krajach UE dla morskich i lądowych turbin wiatrowych (EUR) [Hydrogen Europe, 2020]



Source: Hydrogen Europe

Rysunek 82 Koszty produkcji 1 kilograma wodoru w krajach UE z fotowoltaiki (EUR)

Powyższe wykresy bazują na analizach Hydrogen Europe i obrazują koszty produkcji 1 kilograma wodoru, przy uwzględnieniu dwóch metod dostarczania energii elektrycznej –

z turbin wiatrowych (ceny energii uśrednione łącznie dla morskich i lądowych turbin wiatrowych) oraz z fotowoltaiki. W dolnej części wykresów znajduje się obszar oznaczony szarym kolorem, będący zakresem kosztowym dla reformingu parowego metanu bez CCSU.

Wnioski z wykresów:

- produkcja wodoru za pomocą energii z fotowoltaiki generuje obecnie koszty wodoru na poziomie 5,3-7,2 EUR/kg
- produkcja wodoru za pomocą energii z turbin wiatrowych (dla Polski będą to wyłącznie turbin lądowe) generuje obecnie koszty wodoru na poziomie 3,9-6,3 EUR/kg
- dla szerokości geograficznej Polski, obecnie najbardziej opłacalną metodą produkcji zielonego wodoru jest ta przy użyciu lądowych turbin wiatrowych, a wynika to z niskich cen energii elektrycznej z turbin lądowych. Najkorzystniejsze scenariusze wskazują LCOE z turbin lądowych na poziomie poniżej 180 zł / MWh.
- obecnie trudno oszacować koszty produkcji 1 kg wodoru z morskich farm wiatrowych, jednak należy spodziewać się, że będzie to najbardziej opłacalna metoda produkcji zielonego wodoru w Polsce w perspektywie około 2030 r., przy uwzględnieniu braku możliwości produkcji wodoru z lądowych turbin wiatrowych (tzw. ustawa 10H).

Elektroliza z energii jądrowej

Koszt produkcji wodoru z energii jądrowej przy wykorzystaniu procesu elektrolizy będzie w Polsce istotnie zależny od osiągniętych poziomów kosztów produkcji energii elektrycznej z planowanych bloków atomowych, przyłączanych do sieci od 2033 r. Należy zauważyć, że koszty produkcji energii elektrycznej z atomu są mocno zróżnicowane w zależności od kraju, skali mocy przyłączeniowych oraz stopnia komercjalizacji w danym regionie. Stosunkowo niskie koszty wytworzenia energii elektrycznej z tej technologii można obserwować w krajach azjatyckich, takich jak Japonia czy Korea Południowa. Na rynku europejskim, atom jest dobrze skomercjalizowany we Francji. Jednak na nowych rynkach, gdzie inwestycje w bloki atomowe są pierwszymi w historii, ceny energii elektrycznej z tej technologii są kilkukrotnie wyższe. Przełomowe inwestycje generują wyższe koszty już na etapie przygotowania, występują też mniejsze zdolności wejścia w łańcuch dostaw, a do tego konieczne jest pozyskanie inwestorów zagranicznych. Zróżnicowanie to, widoczne w poszczególnych krajach, wyraźnie wpłynie na koszt produkcji wodoru, gdyż jak już wspomniano, ceny energii elektrycznej są główną składową kosztu wytworzenia wodoru.

Ceny energii elektrycznej z bloków atomowych dla wybranych państw³⁶⁰:

Koszt wytworzenia energii elektrycznej z atomu w Korei Płd. = **30 - 40 EUR/MWh**,

Koszt wytworzenia energii elektrycznej z atomu we Francji = **50 - 60 EUR/MWh**,

Koszt wytworzenia energii elektrycznej z atomu w Wielkiej Brytanii = **80 - 90 EUR/MWh**,

Koszt wytworzenia energii elektrycznej z nowej elektrowni atomowej na mało rozwiniętym rynku, np. w Polsce (prognoza szacunkowa)

= powyżej 120 EUR/MWh

360 IEA, 2019

Należy przyjąć, że produkcja fioletowego wodoru będzie opłacalna na rynkach o **wysokim stopniu penetracji technologii jądrowych**, gdzie **poprzez efekty skali** osiągnięto znaczną **optymalizację kosztów produkcji energii elektrycznej**. Na rynkach, gdzie technologie jądrowe są mniej skomercjalizowane, opłacalność produkcji fioletowego wodoru będzie znacząco niższa, prawdopodobnie niższa niż wodoru zielonego. Występuje wysokie prawdopodobieństwo, że **na rynku polskim po 2030 r. wodór fioletowy będzie znacząco droższy od wodoru zielonego**. Związane jest to z odmiennością faz rozwoju analizowanych źródeł produkcji energii elektrycznej dla założonych ram czasowych, a więc różnymi poziomami kosztów wytworzenia energii elektrycznej dla atomu, jak i OZE po 2030 r.

Gazyfikacja biomasy [361]

Zgazowanie biomasy to proces technologiczny wykorzystujący kontrolowaną reakcję, obejmującą ciepło, parę wodną i tlen, do przekształcenia biomasy w wodór i inne produkty bez spalania. Ponieważ roślinność używana do produkcji biomasy usuwa podczas wzrostu dwutlenek węgla z atmosfery, emisja netto węgla w tej metodzie może być niska, zwłaszcza jeśli w perspektywie długoterminowej połączy się ją z wychwytywaniem, utylizacją i składowaniem dwutlenku węgla. Do zasilania bloków biomasowych najczęściej wykorzystuje się: zrębki drzewne, rzepak, kukurydzę oraz odpady organiczne.

Kalkulacje ekonomiczne wskazują, że gazyfikacja biomasy może być opłacalną metodą produkcji niskoemisyjnego wodoru. Finalne koszty produkcji 1 kg wodoru w dużej mierze zależą od stopnia komercjalizacji biomasy na danym rynku i efektów skali. Do przeprowadzenia analizy ekonomicznej uwzględniono dwa bloki gazyfikacji biomasy, odpowiednio o mocy 1 MWe oraz 50 MWe. Ich dane techniczne znajdują się w tabelach poniżej.

Tabela 85 Koszt wyprodukowania 1 kg wodoru z biomasy 1MWe

Instalacja gazyfikacji biomasy 1 MWe	
CAPEX	5,5 mln EUR
OPEX	1 mln EUR/r
Cena zrębków drewna	0,09 EUR/kg
Zużycie biomasy (kg/h)	657 kg/h
Czas pracy operacyjnej (rocznie)	8 000 h
Cena energii elektrycznej	0,08 EUR/kWh
IRR	10%
Koszt wytworzenia 1 kg wodoru	5,49 EUR kg (NPV=0)

Źródło: Bioenergy, IEA, 2018

Tabela 86 Koszt wyprodukowania 1 kg wodoru z biomasy 50MWe

Instalacja gazyfikacji biomasy 50 MWe	
CAPEX	64,9 mln EUR
OPEX	23,38 mln EUR / rocznie
Cena zrębków drewna	0,09 EUR/kg
Zużycie biomasy (kg/h)	15 800 kg/h
Czas pracy operacyjnej (rocznie)	8 000 h
Cena energii elektrycznej	0,08 EUR/kWh
IRR	10%
Koszt wytworzenia 1 kg wodoru	2,7 EUR/kg (NPV=0)

Źródło: Bioenergy, IEA, 2018

Zaproponowane powyżej kalkulacje rentowności wyraźnie wskazują, że efekt skali generuje niższą finalną cenę produkcji 1 kg wodoru z instalacji gazyfikacji biomasy. Należy zaznaczyć, że na rynku polskim ceny hurtowe biomasy (zrębków drewna, pelletu, roślin energetycznych) są około 2-3 razy wyższe niż w analizowanym przykładzie. Produkcja wodoru z gazyfikacji biomasy wydaje się być perspektywiczną metodą dla Polski. Nasz kraj charakteryzuje się wysokim poziomem lesistości oraz znacznym potencjałem uprawy roślin energetycznych, co miałyby istotny wpływ na ewentualny rozwój tej technologii. Biogazownie, dzięki niskiemu poziomowi emisji, mogłyby także zapewnić dekarbonizację ciepłownictwa w polskich gminach. Główną przeszkodą dla rozwoju gazyfikacji biomasy w Polsce jest brak odpowiedniej stymulacji finansowej dla budowy biogazowni w kraju. Proponowane ceny referencyjne dla biogazowni w aukcjach OZE są zbyt niskie na początku funkcjonowania tego rynku. Ponadto, istotną rolę odegrałby efektywny system wsparcia uprawy roślinności energetycznej (sosna, rzepak, kukurydza) dla rolników. Obecnie instalacje biogazowe są w Polsce jeszcze stosunkowo drogie, głównie ze względu na małą skalę rynku, jednak istnieje wysokie prawdopodobieństwo, że produkcja wodoru z biomasy mogłaby być jedną z najtańszych metod na rynku, osiągając – przy uwzględnieniu odpowiedniej stymulacji regulacyjno – finansowej rynku biogazowni – koszt poniżej 2 EUR/kg [362].

Przerób tworzyw sztucznych i odpadów organicznych (metoda DMG)

Metoda ta bazuje na specjalnej instalacji do przerobu i utylizacji tworzyw sztucznych (polimerów) oraz resztek organicznych w różnym stopniu rozkładu. System jest modułowy i skalowalny. Przekształca on zmieszane, nienadające się do recyklingu odpady z tworzyw sztucznych oraz organikę w syngaz możliwy do wykorzystania do produkcji wodoru, ciepła i energii elektrycznej. Technologia DMG została opracowana przez brytyjską spółkę PowerHouse Energy PLC i certyfikowana przez DNV GL. Analiza DNV GL potwierdziła wykonalność techniczną projektu i wykazała, że technologia jest obecnie na etapie rozwoju min. TRL 8. Pojedynczy moduł jest wyposażony w generatory z silnikami gazowymi o maksymalnej mocy brutto 4,0 MWe, z docelowym eksportem energii elektrycznej na poziomie 2,4-2,7 MWe, z uwzględnieniem zapotrzebowania na energię na potrzeby własne

oraz z koprodukcją do 2t/d wodoru jako paliwa. Jeden moduł instalacji DMG zajmuje powierzchnię około jednego hektara. Zauważalną zaletą instalacji jest jej zdolność do przyjęcia różnego rodzaju paliwa (wsadu): każdej mieszanki polimerów (plastików, rozdrobnionych opon, kabli, części samochodowych etc.), a także mokrej organiki (odpadów organicznych, biomasy). Emisyjność instalacji jest zbliżona do metody SMR wraz z urządzeniami wychwytyjącymi dwutlenek węgla (CCS). Obliczone emisje CO₂ wynoszą 67,3 kg CO₂/kNm³, a wartość taka daje około 90% redukcję emisji w stosunku do reformingu parowego gazu ziemnego i porównywalne emisje do reformingu parowego z zastosowaniem CCS. Jednocześnie sam system DMG jest kompatybilny z technologią CCS, co może jeszcze bardziej obniżyć poziom emisyjności w przyszłości. Wstępne kalkulacje finansowe dla metody DMG wskazują, że w długim terminie może być ona konkurencyjna względem innych metod produkcji wodoru, w tym elektrolizy z OZE. Wodór produkowany w instalacji DMG powstaje z oczyszczonego syngazu z zastosowaniem adsorpcji zmiennociśnieniowej (PSA) i posiada jakość paliwa drogowego 99,(9)%. Ciepło oraz energia elektryczna są generowane w procesach kogeneracji. Planowane pierwsze wdrożenie tej technologii na terenie Polski ma nastąpić w Koninie w 2024 r. Szacunkowe nakłady inwestycyjne na jeden moduł instalacji DMG, zdolnej do produkcji 2 ton wodoru dziennie, to 24,7 mln EUR. Szacuje się, że przy realizacji budowy 10 modułów, osiągalna jest optymalizacja kosztowa na poziomie 15-20%. Koszt instalacji 10 modułów wynosi około 200 mln EUR. Należy zaznaczyć, że analizowana instalacja zapewnia możliwość generowania przychodów w zdywersyfikowany sposób, bazując na czterech ich źródłach: sprzedaży energii elektrycznej i ciepła, opłatach za odbiór odpadów i sprzedaży wodoru. Według wstępnych kalkulacji, dla pierwszych oraz przełomowych instalacji DMG na rynku, koszt produkcji 1 kg wodoru wyniesie 8-9 EUR/kg. Gdy technologia osiągnie efekty skali, możliwe będzie obniżenie kosztu produkcji wodoru do poziomu około 3 EUR/kg. Szczegółowy rozkład kosztów zaprezentowano na wykresie poniżej.

Tabela 87 Rozkład kosztów instalacji DMG

Element kosztowy instalacji DMG 4 MW	Kwota (EUR)
Moduł instalacji	15,70
Infrastruktura i budynki towarzyszące	2,91
Planowanie inżynierskie	0,59
Zarządzanie projektem	0,34
Wstępne uruchomienia	0,20
Przyłącze sieciowe	0,16
Uruchomienie finalne	0,13
Podłączenie do innych sieci komunalnych	0,36
Zabezpieczenia projektu	0,18
Koszty rozwoju projektu	1,93
Opłaty i podatki	2,70
SUMA	24,7

Źródło: Produkcja wodoru z odpadów sztucznych, 2021, SWECO

Pyroliza gazu ziemnego

Pyroliza gazu ziemnego to reakcja, w której pod wpływem wysokiej temperatury gaz ziemny zostaje bezpośrednio rozdzielony na wodór i dwutlenek węgla. W przeciwieństwie do reformingu parowego, w reakcji pyrolizy nie wykorzystuje się pary wodnej, lecz sam proces obróbki termicznej. Proces ten jest wysoce emisyjny i z tego względu będzie generował istotne koszty z tym związane. Koszty produkcji wodoru z pyrolizy metanu będą mocno zbliżone do kosztów produkcji wodoru z wykorzystaniem reformingu parowego, jednak szczegółowe koszty jednostkowe zależą od wielkości konkretnej instalacji i jej zdolności produkcyjnych. Sprecyzowanie średnich cen rynkowych jest trudne, gdyż proces ten jest znacznie mniej skomercjalizowany niż reforming parowy metanu.

Fermentacja biomasy

Beztlenowe procesy przerobu biomasy są obecnie w fazie badawczo – rozwojowej. Ich stan gotowości technologicznej szacuje się na **poziomie TRL 4-5**, w związku z czym metoda ta jest trudna do analizy kosztowej oraz biznesowej. Prawdopodobnie może być ona w przyszłości realną alternatywą dla gazyfikacji biomasy, jednak trudno oszacować koszty produkcji 1 kg wodoru tą metodą. Należy wskazać, że kalkulacje ekonomiczne będą bardziej przewidywalne, co do wysokości kosztów z chwilą pojawienia się w Polsce pierwszych aplikacji komercyjnych tej technologii.

1.3 Wnioski dla kosztów produkcji

- W ciągu najbliższych 5-10 lat najbardziej opłacalną metodą produkcji wodoru będzie reforming parowy gazu ziemnego (SMR), z kosztem produkcji na poziomie 2–3 EUR/kg
- Wodór zielony z OZE powinien stać się konkurencyjny kosztowo około 2030 roku, kiedy zostaną osiągnięte stosunkowo niskie koszty produkcji energii elektrycznej z OZE (offshore)
- Produkcja wodoru z węgla kamiennego i brunatnego nie będzie opłacalna (koszty węgla, wysoka emisja i rosnące jej koszty)
- Wysoce perspektywiczną i niskoemisyjną metodą produkcji wodoru może być gazyfikacja biomasy, jednak kluczowe dla tej metody jest zapewnienie odpowiedniego otoczenia regulacyjno – finansowego dla rozwoju rynku biogazowni oraz uprawy roślin energetycznych
- Wydaje się, że produkcja wodoru z energii jądrowej będzie kosztowo opłacalna dopiero, gdy atom stanie się dojrzałą technologią na rynku polskim. Dla pierwszych bloków atomowych rentowna produkcja fioletowego wodoru może być jednak nieopłacalna (stosunkowo wysokie koszty energii elektrycznej)

Rekomendacja strategiczna: główną składową kosztu produkcji wodoru są koszty operacyjne (OPEX), na które składają się ceny zakupu podstawowych surowców do przeprowadzenia reakcji: energii elektrycznej, węgla, gazu ziemnego, biomasy. Aby zapewnić opłacalną produkcję wodoru, należy dążyć do jak najtańszej produkcji lub importu ww. surowców, m.in. poprzez dynamiczny rozwój OZE, biogazowni, atomu, atrakcyjne kontrakty zakupu gazu.

- Ekonomiczna produkcja wodoru zależy od efektywności działania całego systemu energetycznego i tego, jakie generuje on koszty.
- Przy zapewnieniu dostępu do tanich surowców, kolejnym wyzwaniem będzie zwiększanie wolumenu produkcji i generowanie efektów skali.
- Po spełnieniu ww. punktów, na rynku w sposób samoistny nastąpi optymalizacja kosztów wzdłuż całego łańcucha wartości (cen elektrolizerów, reformerów, zbiorników, rurociągów, itd.).

Kluczowe zmiany regulacyjne dla optymalizacji kosztów produkcji wodoru:

- Stworzenie atrakcyjnego otoczenia regulacyjnego dla rozwoju umów typu cPPA, na potrzeby niezależnego zasilania elektrolizerów tanią energią elektryczną z OZE
- Zniesienie opłat przesyłowych dla elektrolizerów
- Wprowadzenie węglowych kontraktów różnicowych (CCfD), celem finansowego wspierania wdrażania wodoru w różnych sektorach gospodarki
- Złagodzenie ustawy odległościowej 10H w zakresie lądowej energetyki wiatrowej, która generuje obecnie najniższe LCOE na rynku polskim
- Wprowadzenie w ramach ustawy o morskich farmach wiatrowych rozporządzenia wykonawczego, które umożliwi wyprowadzenie mocy z offshore na potrzeby zasilania elektrolizerów i bilansowania morskich farm wiatrowych, docelowo dla produkcji zielonego wodoru
- Wprowadzenie możliwości rozliczania wskaźnika NCW (Narodowy Cel Wskaźnikowy) za pomocą wodoru, przy uwzględnieniu atrakcyjnych mnożników.
- Certyfikacja wodoru jako paliwa w transporcie.

Koszty produkcji paliw syntetycznych - Perspektywa kosztowa produkcji paliw syntetycznych

Paliwa syntetyczne będą odgrywać ważną rolę w dekarbonizacji sektora chemicznego, przemysłowego i części sektora transportu. Dla zapewnienia efektywności ekonomicznej, instalacje Power-to-gas i Power-to-liquid wymagają dostępu do **taniej energii odnawialnej i wysokiej liczby godzin pracy przy pełnym obciążeniu**. Nadmiar energii odnawialnej nie wystarczy do pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w produkcji paliw syntetycznych. Do ich produkcji niezbędne będą dedykowane aktywa dostarczające tanią energię odnawialną (np. elektrownie wiatrowe na morzu). Rozwój zakładów produkujących paliwa syntetyczne w krajach eksportujących ropę naftową i gaz ziemny dostarczyłby tym krajom post-kopalny model biznesowy. W początkowych fazach rozwoju rynku syntetyczny metan oraz liquid fuels (metanol, amoniak) będą kosztować **w Europie od 200 do 300 EUR za megawatogodzinę (MWh)**. **Koszty te mogą spaść do 50 EUR za megawatogodzinę do 2050 roku, jeśli światowa moc Power-to-Gas (PtG) i Power-to-Liquid (PtL) osiągnie około 100 gigawatów**. Dostęp do efektywnych źródeł OZE produkujących tanią energię elektryczną będzie mieć kluczowy wpływ na koszt wyprodukowania 1 MWh paliw

syntetycznych. Dla regionu północnej Europy oraz krajów bałtyckich, wiodącą technologią w produkcji energii elektrycznej na potrzeby paliw syntetycznych będą morskie farmy wiatrowe

1.2 Amoniak

Amoniak może być produkowany w sposób ekologiczny przy użyciu zielonego wodoru wytworzonego drogą elektrolizy z OZE. Proces ten jest niskoemisyjny i nie generuje śladu węglowego. Dla rentownej produkcji amoniaku z zielonego wodoru, niezbędne jest zapewnienie dostępu do taniej energii elektrycznej z OZE, będącej kluczowym czynnikiem kosztowym w tym modelu produkcji. Należy założyć, że opłacalna produkcja odnawialnego amoniaku będzie możliwa na obszarach, gdzie OZE są wysoce skomercjalizowane, osiągnęły dużą skalę rynkową oraz posiadają wysokie współczynniki efektywności, wynikające z odpowiednich warunków atmosferycznych. Szacuje się, że przy koszcie energii elektrycznej z najbardziej rozwiniętych OZE na poziomie 30 EUR/MWh, możliwa będzie produkcja zielonego wodoru w kwocie 2 EUR/kg, co według kalkulacji ekonomicznych powinno pozwolić na opłacalną produkcję odnawialnego amoniaku w koszcie 0,3 – 0,4 EUR/kg. Przyjęte koszty zakupu elektrolizerów wahają się w przedziale 250 – 450 EUR/kW. Wrażliwość kosztów produkcji odnawialnego amoniaku zależy w dużym stopniu od cen energii elektrycznej oraz w mniejszym stopniu, od kosztów CAPEX elektrolizerów. Należy zaznaczyć, że obecna hurtowa cena 1 kg amoniaku wynosi około 0,4 EUR/kg. Szacunki cen energii elektrycznej oraz cen elektrolizerów, które przekładają się na koszt wytworzenia amoniaku, są w podanym modelu wyjątkowo optymistyczne. W Polsce osiągalnym terminem dla powyższych kalkulacji jest najwcześniej trzecia lub – co bardziej prawdopodobne – czwarta dekada XXI wieku. Jednak do tego, by rynek paliw syntetycznych i odnawialnych mógł osiągnąć próg opłacalności, niezbędny będzie dynamiczny rozwój OZE oraz wodoru [363].

Tabela 88 Koszty produkcji odnawialnego amoniaku w zależności od poziomów CAPEX oraz cen energii elektrycznej [363]

Zakładany Niski CAPEX				
Cena energii elektrycznej z OZE	20 EUR/MWh	30 EUR/MWh	40 EUR/MWh	55 EUR/MWh
Koszt produkcji 1kg odnawialnego amoniaku	0,2 EUR/kg	0,3 EUR/kg	0,4 EUR/kg	0,55 EUR/kg
Zakładany Wysoki CAPEX				
Cena energii elektrycznej z OZE	20 EUR/MWh	30 EUR/MWh	40 EUR/MWh	55 EUR/MWh
Koszt produkcji 1 kg odnawialnego amoniaku	0,25 EUR/kg	0,35 EUR/kg	0,45 EUR/kg	0,6 EUR/kg

1.3 SNG – syntetyczny gaz ziemny (substytut gazu ziemnego)

Koszt produkcji SNG zależy od mocy instalacji (skali produkcji), kosztu elektrolizera, żywotności instalacji oraz kosztów energii elektrycznej. Tak samo jak w przypadku elektrolizy, instalacje SNG wykazują wyższą rentowność przy wzroście godzin pracy w pełnym obciążeniu. Istnieje potencjał produkcji SNG w koszcie 100 – 290 EUR/MWh w roku 2030, przy znacznych **redukcjach kosztowych w zakresie technologii oraz cen energii elektrycznej**

Tabela 89 Analiza kosztów produkcji SNG [364]

Kategoria	2015	2030
Moc instalacji	5 MW	50 MW
Typ elektrolizera	Alkaliczny	Alkaliczny
Koszt elektrolizera	600 – 2 500 EUR/kW	400 – 900 EUR/kW
Żywotność elektrolizera	60 000 – 90 000 h	60 000 – 100 000 h
Cena energii elektrycznej	>50 EUR/MWh	<50 EUR/MWh
Liczba godzin pracy pod pełnym obciążeniem	8750h	8750h
Koszt produkcji SNG EUR/MWh	120 – 650 EUR/MWh	100 – 290 EUR/MWh

1.4 Metanol [365]

Metanol jest kluczowym produktem w przemyśle chemicznym. Jest on wykorzystywany głównie do produkcji innych chemikaliów, takich jak formaldehyd, kwas octowy i tworzywa sztuczne. Rocznie produkuje się około 98 milionów ton metanolu, z czego prawie całość wytwarzana jest z paliw kopalnych (gazu ziemnego lub węgla). Popularność wykorzystania paliw kopalnych do produkcji metanolu wynika z opłacalności ekonomicznej. Najczęściej wykorzystywanymi metodami są reforming parowy metanu oraz gazyfikacja węgla, gdzie metanol powstaje w reakcji po stosownym oczyszczeniu. Amoniak może być także produkowany w sposób nisko lub zeroemisyjny przy wykorzystaniu gazyfikacji biomasy czy elektrolizy, jednak w tych przypadkach kluczowe znaczenie będą miały finalne ceny energii elektrycznej użytej w reakcjach. Obecnie trudno oszacować finalny koszt produkcji 1 kg metanolu dla metod bazujących na niskoemisyjnych procesach. Natomiast dla opłacalnej produkcji niskoemisyjnego metanolu, w pierwszej kolejności należy osiągnąć krytyczną skalę OZE. Niemniej, bazując na danych ogólnosiwiatowych, można wskazać przedziały kosztowe dla instalacji produkcji metanolu przy wykorzystaniu metod niskoemisyjnych.

364 Availability and costs of liquefied bio- and synthetic methane. The maritime shipping perspective, CE Delft, 2020

365 Innovation Outlook Renewable Methanol, Methanol Institute, 2021

Tabela 90 Przykładowych projektów – produkcja metanolu z gazyfikacji biomasy [366]

Lp.	Projekt	Status	Wolumen produkcji	CAPEX (USD)	CAPEX (USD/kW)	Źródło
1	Trans World Energy Florida (USA)	Uruchomienie Q2 2023	875 000 (t/r)	430 mln	710	TWE
2	ENI Rafineria (Włochy)	W eksploatacji	115 000 (t/r)	330 mln	4 280	NextChem
3	Low Land Methanol (Holandia)	Uruchomienie 2023	120 000 (t/r)	130 mln	1 620	Low Land Methanol
4	Sodra (Słowenia)	W eksploatacji	5 000 (t/r)	11 mln	3 230	Sodra
5	Enerrkem, Rotterdam (Holandia)	Na etapie rozwoju	215 000 (t/r)	580 mln	3 840	Enerkem

Tabela 91 Porównanie kosztów różnych niskoemisyjnych paliw bunkrowanych (2030 r.) [367]

Rodzaj paliwa	Koszt paliwa (USD/MMBtu)
Skroplony bio-metan (LBM)	21-48
Skroplony syntetyczny metan (LSM)	26-113
Skroplony wodór (LH ₂)	19-72
Skroplony amoniak (Liquid ammonia)	17-105
Skroplony gaz ziemny (LNG)	14-25

Należy zauważyć, że przedziały cenowe dla LSM i skroplonego amoniaku są wyraźnie szerokie, co prawdopodobnie odzwierciedla względnie wysoką niepewność technologiczną, jak również szeroki zakres założeń dotyczących rozpiętości cen energii elektrycznej. Oczekuje się, że na etapie bunkrowania w gazoporcie, najniższe będą koszty ciekłego amoniaku, następnie ciekłego wodoru i LBM, a najwyższe koszty wystąpią w przypadku LSM. Znacznie niższe koszty skraplania amoniaku mogą wyjaśniać różnicę kosztów między ciekłym amoniakiem a ciekłym wodorem, ale zakładana optymistyczna cena energii elektrycznej również może wpłynąć na szacunki. Pozytywne kalkulacje kosztów dla ciekłego wodoru, ciekłego amoniaku i LSM będzie można prawdopodobnie osiągnąć tylko wtedy, gdy wybrana lokalizacja będzie stwarzała korzystne warunki do produkcji taniej energii odnawialnej. Produkcja LBM nie będzie uzależniona od dostępności taniej energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, co też może umożliwić lokalną produkcję z użyciem biomasy w pobliżu dużych

366 Innovation Outlook Renewable Methanol, Methanol Institute, 2021

367 IEA, 2019

portów i w konsekwencji pozwolić na optymalizację na poziomie kosztów transportu paliwa bunkrowego [368].

Wnioski dla kosztów produkcji paliw syntetycznych

- Dla rentownej produkcji paliw syntetycznych niezbędna będzie możliwość pozyskania taniego zielonego wodoru, bowiem to cena wodoru ma kluczowy wpływ na finalny koszt wytworzenia paliwa syntetycznego.
- Dla produkcji paliw syntetycznych z wykorzystaniem wodoru i dwutlenku węgla niezbędna będzie poprawa efektywności działania i redukcja kosztów systemów CCUS.
- Rentowna produkcja paliw syntetycznych będzie możliwa przy stosunkowo niskich cenach energii elektrycznej – **poniżej 40-50 EUR/MWh** (zarówno do produkcji wodoru jaki i pracy instalacji produkcji paliwa).
- Kluczowe będzie także wygenerowanie efektów skali.
- Planowanie inwestycji w zakresie paliw syntetycznych powinno następować dopiero, gdy na danym rynku zostaną osiągnięte **niskie ceny energii elektrycznej oraz rentowna produkcja zielonego wodoru**. Są to niezbędne czynniki dla ekologicznej produkcji paliw syntetycznych, wobec czego perspektywa dla opłacalnej produkcji paliw syntetycznych w Polsce to najwcześniej rok 2040.
- Wobec powyższych rekomendacji, przy obecnym stanie zaawansowania technologicznego, stosunkowo trudno wskazać najbardziej optymalną metodę produkcji paliw syntetycznych. Należy jednak podkreślić, że metodą, która jako pierwsza osiągnie komercjalizację rynkową jest odnawialny amoniak. Wynika to z dużej dojrzałości rynkowej amoniaku jako podstawowego surowca w przemyśle chemicznym, a co za tym idzie, łańcuch dostaw tego surowca jest dobrze znany. Aby odnawialny amoniak był konkurencyjny wobec tradycyjnego, należy generować jak najniższe ceny energii elektrycznej z OZE i zwiększać skalę instalacji elektrolizy w kraju.

IV.b. Analiza metod produkcji wodoru pod kątem emisji gazów cieplarnianych - oraz ewentualnych - zanieczyszczeń

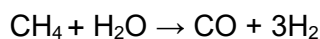
METODYKA REALIZACJI ZADANIA

- analiza metod produkcji wodoru pod kątem emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń; tlenki siarki SO_x, tlenki azotu NO_x, pył zawieszony PM_{2,5}, PM₁₀, pył całkowity, benzo(α)piren, i tlenek węgla CO. Oszacowanie jednostkowych wskaźników emisji w/w substancji dla badanych metod produkcji wodoru,
- analiza wpływu jednostkowych wskaźników emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń na koszty produkcji wodoru,
- podsumowanie – dyskusja wyników, wnioski i rekomendacje.

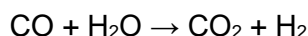
Reforming parowy metanu

Istota procesu

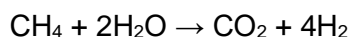
Proces katalitycznej produkcji wodoru przy użyciu takich substratów jak metan i para wodna, zachodzący w temperaturze 750 - 1000°C, dany równaniem (Demusiak 2012 [369]):



Towarzyszy mu konwersja parowa tlenku węgla:



Sumarycznie:



Emisje towarzyszące

W wyniku procesu z cząsteczki metanu powstaje cząsteczka dwutlenku węgla i cztery dwuatomowe cząsteczki wodoru. Masa molowa dwutlenku węgla CO₂ wynosi około 44 g/mol, natomiast masa molowa dwuatomowej cząsteczki wodoru wynosi 2 g/mol. W wyniku reformingu parowego metanu powstają cztery dwuatomowe cząsteczki wodoru. Z proporcji można określić więc, że wyprodukowaniu jednej tony wodoru towarzyszy emisja około 5,5 ton dwutlenku węgla CO₂. Źródłem dodatkowych emisji CO₂ jest spalanie gazu ziemnego w celu podgrzania pary wodnej. Dane na temat łącznej emisji dwutlenku węgla CO₂ towarzyszącej powstaniu jednej tony wodoru H₂ przedstawia

Tabela 92. Dane na temat emisji SO_x, NO_x, PM, benzo(α)pirenu i CO towarzyszących procesowi reformingu parowego metanu przedstawia Tabela 93 i Ramka 1.

369 G. Demusiak, Otrzymywanie paliwa wodorowego metodą reformowania gazu ziemnego dla ogniw paliwowych małej mocy, Nafta-Gaz, 10, (2012), 661– 673

Tabela 92 Emisje dwutlenku węgla CO₂ towarzyszące produkcji wodoru H₂ w procesie reformingu parowego metanu

Lp.	Źródło	Emisja [tona CO ₂ /tona H ₂]
1.	EPA 2008370	8,6
2.	IEA 2019371	10
3.	Naterer i inni 2010372	8,14
4.	Khojasteh i inni 2017373	10,0
5.	Chen i inni 2012374	≥ 9,28
6.	Roussanaly i inni 2020375	10,83

Tabela 93 Wartości jednostkowych wskaźników emisji dla różnych metod produkcji wodoru

Lp	Substancja	Wskaźnik emisji [kg/MWh H ₂]						
		RPM	RPM _{CCS} *	Elektro- liza wody	Gazyfi- kacja węgla	Gazyfi- kacja węgla _{CCS} **	Gazyfi- kacja biomasy	Elektro- liza wody EJ
1.	Dwutlenek węgla CO ₂	333	83,25	11,00	736,2	183,2	66,60	16,50
2.	Tlenki siarki (jako SO ₂)	0,0023	0,0025	0,0078	2,609	2,870	0,0443	0,0117
3.	Tlenki azotu (jako NO ₂)	0,2888	0,3234	0,0088	1,196	1,3158	0,0617	0,0132
4.	Pył PM10	0,0028	0,0032	0,0004	0,4309	0,4740	0,0013	0,0006
5.	Pył PM2,5	0,0028	0,0032	0,0003	0,3336	0,3669	0,0013	0,0004
6.	Pył całkowity	0,0028	0,0032	0,0004	0,4854	0,5339	0,013	0,0006
7.	Benzo(α)piren	4,62*10 ⁻⁹	5,17*10 ⁻⁹	-	7,79*10 ⁻⁸	8,57*10 ⁻⁸	5,55*10 ⁻⁸	-
8.	Tlenek węgla CO	0,1733	0,1941	0,0036	1,2461	1,3707	0,0304	0,0054

* Dla poziomu redukcji emisji dwutlenku węgla CO₂ równego 75% i przy założeniu wzrostu zapotrzebowania na energię o 12% w stosunku do reformingu parowego metanu bez CCS.

** Dla poziomu redukcji emisji dwutlenku węgla CO₂ równego 75% i przy założeniu wzrostu zapotrzebowania na energię o 10% w stosunku do gazyfikacji węgla bez CCS.

370 US Environmental Protection Agency (EPA), Office of Air and Radiation, Technical support document for hydrogen production: proposed rule for mandatory reporting of greenhouse gases (2008)

371 The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities, IEA (2019)

372 G.F. Naterer, O. Jaber, I. Dincer, Environmental impact comparison of steam-methane reforming and thermochemical processes of hydrogen production. [w] D. Stolten, T. Grube, (red.) 18th World Hydrogen Conference 2010, WHEC 2010 (2010)

373 Y. Khojasteh, B.A. Saville, H. MacLean, Techno-economic analysis and life cycle assessment of hydrogen production from natural gas using current and emerging technologies, International Journal of Hydrogen Energy, 42, (2017), 18894-18909

374 B. Chen, Z. Liao, J. Wang, H. You, Y. Yang, Exergy analysis and CO₂ emission evaluation for steam methane reforming, International Journal of Hydrogen Energy. 37, (2012), 3191-3200

375 S. Rousanaly, R. Anantharaman, C. Fu, Low-carbon footprint hydrogen production from natural gas: a techno-economic analysis of carbon capture and storage from steam-methane reforming, Chemical Engineering Transactions. Tom 81, (2020), 1015-1020

Ramka 1 **Jednostkowe wskaźniki emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń dla procesu produkcji wodoru za pomocą reformingu gazu ziemnego.** Metodę określania jednostkowych wskaźników emisji i wartości emisji w/w substancji w wyniku produkcji wodoru metoda reformingu parowego metanu przedstawiono w części Vb opracowania (Ramka 8, Tabela 141, Ramka 17, Tabela 149). Tabela 93, w drugiej kolumnie podaje oszacowane jednostkowe wskaźniki emisji gazów cieplarnianych i innych

Prognozowane koszty wodoru produkowanego metodą reformingu gazu ziemnego

Koszt wyprodukowania jednego kilograma wodoru metodą reformingu parowego metanu wynosi obecnie około 0,8-1,5 [USD/kg]³⁷⁶. Do głównych czynników wpływających na koszt produkcji wodoru metodą reformingu parowego metanu należą ceny gazu ziemnego na rynkach światowych oraz ceny uprawnień do emisji gazów cieplarnianych. W nadchodzących dekadach prognozuje się wzrost cen wodoru produkowanego metodą reformingu parowego metanu, przede wszystkim ze względu na przewidywany wzrost cen uprawnień do emisji gazów cieplarnianych [USD/t równoważnika CO₂]. Z uwagi na wysoką emisję dwutlenku węgla CO₂ towarzyszącą produkcji wodoru na drodze reformingu parowego metanu (około 10 t CO₂/t H₂), wzrost cen uprawnień do emisji gazów cieplarnianych będzie miał istotny wpływ na kształtowanie się kosztów produkcji wodoru szarego. Prognozując wzrost cen uprawnień do emisji i kształtowanie się cen gazu ziemnego na rynkach światowych można wyznaczyć dynamikę wzrostu cen wodoru szarego w horyzoncie 2050 (McKinsey 2021³⁷⁷, Rysunek 83 a). Określenie dynamiki wzrostu cen wodoru produkowanego metodą reformingu parowego metanu ma kluczowe znaczenia dla rozwoju niskoemisyjnej (docelowo zeroemisyjnej) gospodarki wodorowej ze względu na następujące uwarunkowania:

- Reforming parowy gazu ziemnego jest obecnie główną - obok gazyfikacji węgla - metodą otrzymywania wodoru w gospodarce światowej i w gospodarce Polski (Rogała 2021³⁷⁸). Rozwój niskoemisyjnej gospodarki wodorowej wymaga stopniowego zastępowania metod produkcji wykorzystujących paliwa kopalne i powodujących znaczne emisje gazów cieplarnianych, przez metody wykorzystujące odnawialne źródła energii,
- Rozwijająca się gospodarka wodorowa będzie wykorzystywać przede wszystkim wodór elektrolityczny wytworzony za pomocą energii pochodzącej ze źródeł OZE (IRENA 2019³⁷⁹; Komisja Europejska 2020³⁸⁰; McKinsey 2021³⁸¹;). Tempo i zakres wdrażania tej gospodarki zależy od kształtowania się cen wodoru elektrolitycznego w stosunku do cen wodoru konwencjonalnego, czyli w znacznej mierze wodoru szarego wytworzonego w procesie reformingu parowego metanu.

376 McKinsey & Company, Hydrogen insights. A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness (2021)

377 tamże

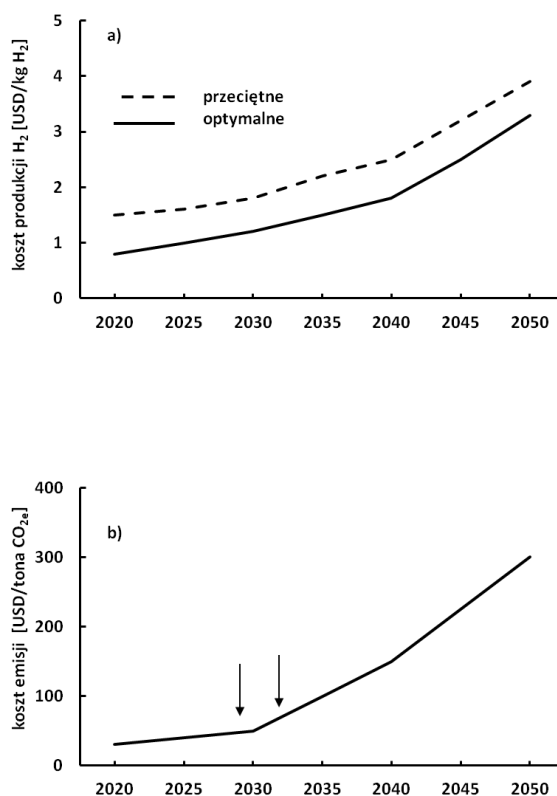
378 B. Rogala, Jak wytwórcy wodoru w Europie wdrażają nieskoemisyjne technologie produkcji, 300gospodarka, 21 marca 2012 r., dostęp: 22.04.2021

379 Hydrogen. A renewable energy perspective, International Renewable Energy Agency, IRENA, Abu Dhabi (2019)

380 Komisja Europejska, Strategia na rzecz wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu, COM(2020) 301 final, (2020)

381 McKinsey & Company, Hydrogen insights. A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness (2021)

Dynamika cen wodoru z reformingu parowego metanu jest w znacznej mierze zależna od cen uprawnień do emisji gazów cieplarnianych. Wraz ze wzrostem cen tych uprawnień stają się one dominującym składnikiem kosztów produkcji wodoru (Rysunek 83 b). Prognozowane koszty produkcji wodoru z reformingu i wodoru elektrolitycznego mogą zacząć się zrównywać już pod koniec obecnej dekady przy cenach uprawnień do emisji gazów cieplarnianych na poziomie 35-50 [USD/kg CO_{2e}] (McKinsey 2021 [382] i IRENA 2019 [383]). Przyjęcie przez państwa członkowskie UE nowych ambitniejszych celów redukcji emisji gazów cieplarnianych stanowi czynnik pobudzający wzrost cen uprawnień do emisji w systemie EU-UTS w horyzoncie 2030. Zgodnie z przewidywaniami przyjęcie scenariusza redukcji emisji gazów cieplarnianych o 55% w stosunku do roku bazowego (1990) skutkuje wzrostem cen uprawnień do emisji do poziomu 76 [EUR/tona CO_{2e}] w horyzoncie 2030, natomiast skromniejsza redukcja emisji w wysokości 50% prowadzi do wzrostu cen uprawnień do poziomu 52 EUR/t H₂, podczas gdy kontynuacja zmniejszania emisji gazów cieplarnianych zgodnie ze scenariuszem bazowym (redukcja emisji o 40%) daje w efekcie ceny uprawnień do emisji na poziomie 28 [EUR/tona H₂] (Pyrka i inni 2020 [384]).



Rysunek 83 Prognozowane koszty produkcji wodoru na drodze reformingu parowego metanu w horyzoncie 2050 (na podstawie McKinsey 2021 [385]);

382 tamże

383 Hydrogen. A renewable energy perspective, International Renewable Energy Agency, IRENA, Abu Dhabi (2019)

384 M. Pyrka, I. Tobiasz, J. Boratyński, R. Jeszke, P. Mzyk, Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych. Zmiana celów redukcyjnych oraz cen uprawnień do emisji wynikająca z komunikatu „Europejski zielony ład”, KOBIZE IOŚ-PIB, Warszawa (2020)

385 McKinsey & Company, Hydrogen insights. A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness (2021)

a) koszty produkcji wodoru H₂ [USD/kg H₂] w przeciętnych i optymalnych warunkach, b) koszt uprawnień do emisji gazów cieplarnianych [USD/tona CO_{2e}]. Strzałkami zaznaczono okres zrównywania się cen wodoru produkowanego na drodze reformingu (wodór szary) i wodoru elektrolitycznego (wodór zielony).

Reforming parowy metanu z wychwytem i gromadzeniem dwutlenku węgla CO₂

Technologia wychwytu i gromadzenia dwutlenku węgla (ang. *Carbon capture and storage* CCS) umożliwia zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych towarzyszących produkcji wodoru w procesie reformingu parowego metanu (wodór niebieski). W przeciwieństwie do reformingu parowego metanu technologia wychwytu i gromadzenia dwutlenku węgla (CO₂) nie jest powszechnie stosowana na skalę przemysłową - w 2019 r. działało na świecie 17 instalacji o łącznej zdolności wychwytu 31,5 mln ton CO₂ rocznie co stanowi niej niż 0,1% globalnych rocznych emisji gazów cieplarnianych (Fajardy i inni 2019 [386]). Uzupełnienie reformingu parowego metanu o technologię wychwytu i gromadzenia dwutlenku węgla zwiększa koszty produkcji wodoru (potrzeba budowy instalacji wychwytu, przesyłu i gromadzenia CO₂) i zużywa energię prowadząc do zmniejszenia sprawności produkcji wodoru. Kluczową rolę w ocenie tej technologii odgrywają takie parametry jak proporcja unikniętych emisji CO₂ i koszt produkcji wodoru. Tabela 94 przedstawia dane na temat proporcji dwutlenku węgla, która zostaje wychwycona i zgromadzona w wyniku zastosowania technologii CCS. Wychwyty i gromadzenie CO₂ zwiększa koszt wodoru produkowanego na drodze reformingu parowego metanu o około 50% - 1,8 EUR/kg H₂ wobec 1,25 EUR/kg H₂. Ramka 2 zawiera metodykę oszacowania względnych kosztów wodoru produkowanego za pomocą reformingu parowego metanu z technologią CCS, wyniki oszacowania przedstawia Tabela 95. Wyniki oszacowania względnych kosztów produkcji wodoru metodą reformingu parowego metanu z użyciem technologii CCS (wodór niebieski) wskazują na zrównywanie się cen wodoru niebieskiego (RPM z CCS) i szarego (RPM) przy cenach uprawnień do emisji gazów cieplarnianych na poziomie 100 USD/t CO₂ (Tabela 95). Zgodnie z prognozami, takie ceny uprawnień do emisji mogą wystąpić po roku 2030 (Pyrka i inni 2020³⁸⁷; McKinsey 2021³⁸⁸). Dla przykładu McKinsey (2021) [389] przewiduje wysokość cen uprawnień do emisji na poziomie 50 [USD/tona CO₂] w 2030 r. i 150 USD/t CO₂ w 2040 r.

386 M. Fajardy, A. Köberle, N. Mac Dowell, A. Fantuzzi, BECCS deployment: a reality check, Grantham Institute, Briefing paper No. 28, (2019)

387 M. Pyrka, I. Tobiasz, J. Boratyński, R. Jeszke, P. Mzyk, Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych. Zmiana celów redukcyjnych oraz cen uprawnień do emisji wynikająca z komunikatu „Europejski zielony ład”, KOBiZE IOŚ-PIB, Warszawa (2020)

388 McKinsey & Company, Hydrogen insights. A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness (2021)

389 tamże

Tabela 94 Stopień wychwytu dwutlenku węgla CO₂ w wyniku zastosowania technologii CCS w procesie produkcji wodoru metodą reformingu parowego metanu.

Lp.	Źródło	Stopień wychwytu CO ₂ [%]
1.	Roussanaly i inni 2020390	60 – 90
2.	Antonini i inni 2020391	55 – 90 (100)
3.	Cotton 2019392	95
4.	Collodi i inni 2017393	53 – 90

Tabela 95 Względne koszty produkcji wodoru za pomocą reformingu parowego metanu (RPM) z wychwytem i gromadzeniem dwutlenku węgla CO₂, w porównaniu z kosztami metanu z reformingu parowego metanu bez wychwytu i gromadzenia dwutlenku węgla CO₂

Lp.	Redukcja emisji CO ₂ [%]	Względny koszt produkcji wodoru RPM _{CCS}						
		Koszt uprawnień do emisji [USD/tona CO ₂]						
		30	50	100	150	200	250	300
1.	55,2	1,276	1,194	1,045	0,946	0,875	0,822	0,780
2.	60,0	1,268	1,182	1,026	0,922	0,848	0,792	0,749
3.	65,0	1,260	1,169	1,006	0,897	0,819	0,761	0,715
4.	70,0	1,251	1,157	0,986	0,872	0,791	0,730	0,682
5.	75,0	1,243	1,144	0,966	0,847	0,762	0,699	0,649
6.	80,0	1,235	1,132	0,946	0,823	0,734	0,667	0,616
7.	85,0	1,226	1,120	0,927	0,798	0,705	0,636	0,582
8.	90,0	1,218	1,107	0,907	0,772	0,677	0,605	0,549
9.	94,6	1,211	1,096	0,888	0,750	0,651	0,576	0,519

390 S. Rousanaly, R. Anantharaman, C. Fu, Low-carbon footprint hydrogen production from natural gas: a techno-economic analysis of carbon capture and storage from steam-methane reforming, Chemical Engineering Transactions, Tom 81 (2020), 1015-1020

391 C. Antonini, K. Treyer, A. Streb, M. van der Spek, C. Bauer, M. Mazzotti, Hydrogen production from natural gas and biomethane with carbon capture and storage – A techno-environmental analysis, Sustainable energy & fuels, 4, 2967 (2020)

392 B. Cotton, Clean Hydrogen, Part 1: Hydrogen from natural gas with cost-effective CO₂ capture, <https://www.thechemicalengineer.com/features/clean-hydrogen-part-1-hydrogen-from-natural-gas-through-cost-effective-co2-capture/>, 15 marca 2019 (dostęp: 25.04.2020)

393 G. Collodi, G. Azzaro, N. Ferrari, S. Santos, Techno-economic evaluation of deploying CCS in SMR merchant H₂ production unit with NG as feedstock and fuel, Energy Procedia, 114 (2017), 2690-2712

Ramka 2 **Oszacowanie względnych kosztów produkcji wodoru za pomocą reformingu parowego metanu z zastosowaniem wychwytu i gromadzenia dwutlenku węgla CO₂**. Celem oszacowania jest określenie kosztów produkcji wodoru metodą reformingu parowego metanu z technologią CCS w stosunku do prognozowanych kosztów wodoru otrzymywanego za pomocą reformingu parowego metanu, lecz bez zastosowania technologii CCS, przy uwzględnieniu rosnących kosztów praw do emisji gazów cieplarnianych (Rysunek 83) (McKinsey 2021394). Oszacowania dokonano w gradiencie unikniętych emisji gazów cieplarnianych, wyniki przedstawia Tabela 95. Założono, że średni koszt produkcji wodoru bez zastosowania technologii CCS i z jej użyciem wynosi odpowiednio 1,25 i 1,8 [EUR/kg H₂] (rozdział IV opracowania – przeźrocze 67 Reforming parowy metanu), oraz, że koszty te nie obejmują opłat za prawa do emisji gazów cieplarnianych. Aktualne kursy walut USD i EUR pobrano ze strony ^{NBP}395 Wzrost wydatków energetycznych instalacji CCS wynikający z konieczności zapewnienia energii na wychwyt, przesył i składowanie CO₂ określono na poziomie 12% (IPCC 2013396). Zakres redukcji emisji CO₂ oszacowano przyjmując wychwyt CO₂ w zakresie 60 – 95% (Tabela 94) i wspomniany powyżej wzrost zapotrzebowania na energię o 12%, otrzymując zakres redukcji emisji CO₂ 55,2 - 94,4%. Oszacowania dokonano dla następujących cen uprawnień do emisji gazów cieplarnianych - 30, 50, 100, 150, 200, 250 i 300 [USD/tona CO₂] i dla następujących poziomów redukcji emisji CO₂ 55,2, 60, 65, 70, 75, 80, 85, 90 i 94,6 [%] (Tabela 95). Warto zauważyć, że wzrost zapotrzebowania na energię przy zastosowaniu technologii wychwytu i gromadzenia dwutlenku węgla CO₂ pociąga za sobą wzrost emisji gazów cieplarnianych (z których CO₂ ulega w większości wychwytowi) i innych zanieczyszczeń. Tabela 93 w kolumnie drugiej podaje jednostkowe współczynniki emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń dla technologii reformingu parowego metanu z CCS, przyjmując średnią wartość redukcji emisji CO₂ z instalacji na poziomie 75% i wzrost zapotrzebowania na energię równy 12%.

Elektroliza wody

Istota procesu

Elektroliza wody to proces rozpadu cząsteczki wody pod wpływem energii elektrycznej (napięcia elektrycznego) przyłożonej do roztworu. W procesie dochodzi do przemieszczania się jonów do dwóch elektrod (anody – elektrody dodatniej, na której zachodzi utlenianie czyli oddawanie elektronów, katody – elektrody ujemnej, na której zachodzi redukcja czyli przyjmowanie elektronów). Reakcje w elektrolizerze alkalicznym są dane następującymi równaniami (Zaik 2020 [397]):

reakcja cząstkowa - anoda; $4\text{OH}^- \rightarrow 2\text{H}_2\text{O} + \text{O}_2 + 4\text{e}^-$

reakcja cząstkowa - katoda; $4\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^- \rightarrow 2\text{H}_2 + 4\text{OH}^-$

reakcja sumaryczna: $2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}_2 + \text{O}_2$

394 McKinsey & Company, Hydrogen insights. A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness (2021)

395 Kursy walut, Narodowy Bank Polski (NBP), NBP (dostęp: 25.04.2021)

396 IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change, [B. Metz, O. Davidson, H. C. de Coninck, M. Loos, and L. A. Meyer (red.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA (2005), ss. 442

397 K. Zaik, Wodór jako klucz do zrównoważonego rozwoju – przegląd oraz ocena metod produkcji, [w] M. Bogacka, K. Pikoń, (red.) Współczesne problemy ochrony środowiska i energetyki, Gliwice (2020)

Towarzyszące emisje gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń

Dane na temat metodyki określania emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń w wyniku produkcji wodoru metodą elektrolizy wody podaje Ramka 3, natomiast Tabela 93 zawiera oszacowane jednostkowe wskaźniki emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń towarzyszące produkcji wodoru metodą elektrolizy wody. Emisje gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń towarzyszących produkcji wodoru metodą elektrolizy wody i przy wykorzystaniu energii elektrycznej ze źródeł OZE, są stosunkowo niewielkie, o rząd wielkości mniejsze niż emisje wynikające z produkcji wodoru metodą reformingu parowego metanu (bez i z zastosowaniem technologii CCS). W horyzoncie 2030 można się spodziewać zmniejszenia jednostkowych wskaźników emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń towarzyszących produkcji wodoru w elektrolizerach zasilanych energią elektryczną ze źródeł OZE. Wynika to z następujących uwarunkowań: (i) zwiększenia sprawności procesu elektrolizy wody, (ii) zwiększenia w gospodarce proporcji energii odnawialnej w zużyciu energii końcowej oraz (iii) ze zwiększania sprawności samych źródeł OZE.

Ramka 3 Oszacowanie emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku produkcji wodoru w elektrolizerach za pomocą energii elektrycznej wytworzonej w źródłach OZE.

Metodykę określania jednostkowych wskaźników emisji i wartości emisji w/w substancji w wyniku produkcji wodoru w procesie elektrolizy przy wykorzystaniu energii elektrycznej ze źródeł OZE, zgodnie z założeniami scenariuszy wdrażania gospodarki wodorowej w Polsce, przedstawiono w części Vb opracowania (Ramka 8, Tabela 141, Ramka 17, Tabela 149). W obecnej ramce podsumowano czynniki mające wpływ na wartości jednostkowych wskaźników emisji (a poprzez to na wysokość samych emisji) w/w substancji, określono charakter ich wpływu w horyzoncie 2030 oraz oszacowano zmodyfikowane jednostkowe wskaźniki emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń dla procesu elektrolizy wody.

Wartości jednostkowych wskaźników emisji dla procesu produkcji wodoru za pomocą elektrolizy wody zależą od sprawności elektrolizerów, rodzaj źródeł wytwórczych OZE i stopnia wykorzystania energii odnawialnej w gospodarce. Sprawność elektrolizerów można określić jako iloraz energii zawartej w powstałym wodorze (wartość opałowa) i energii (elektrycznej) niezbędnej do wytworzenia danej ilości wodoru. Wraz ze wzrostem sprawności elektrolizerów maleją wartości jednostkowych wskaźników emisji (wyrażonych w kg/tona H₂), ponieważ maleje ilość energii elektrycznej niezbędnej do wytworzenia jednostki wodoru. Rodzaj źródeł wytwórczych OZE wykorzystanych do zasilania elektrolizerów w energię elektryczną ma istotny wpływ na emisje, z uwagi na to, że pracy różnych źródeł wytwórczych OZE (energia elektryczna) towarzyszą zróżnicowane emisje substancji. I tak, emisje gazów cieplarnianych towarzyszące wytwarzaniu energii elektrycznej w instalacjach fotowoltaicznych i w elektrowniach wiatrowych wynoszą odpowiednio 30 – 80 [g CO_{2eq}/kWh] (Arvizu i inni 2011 [398]; Hsu i inni 2012 [399], NREL 2012 [400]) oraz 8 – 20 [g CO_{2eq}/kWh] (Dolan i Heath

398 D. Arvizu, P. Balaya, L. Cabeza, T. Hollands, A. Jager-Waldau, M. Kondo, C. Konseibo, V. Meleshko, W. Stein, Y. Tamaura, H. Xu, R. Zilles, Direct Solar Energy, [w] IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlomer, C. von Stechow (red.)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom i New York NY, USA (2011)

399 D. H. Hsu, P. O'Donoghue, V. Fthenakis, G. A. Heath, H. C. Kim, P. Sawyer, J. K. Choi, D.E. Turney, Life cycle greenhouse gas emissions of crystalline silicon photovoltaic electricity generation. Journal of Industrial Research, 16 (1) (2012), 122-135

400 Life cycle greenhouse gas emissions from solar photovoltaics National Renewable Energy Laboratory (NREL) (2012)

2012 [401]; Wiser i inni 2011 [402]). Należy zaznaczyć, że do zasilania elektrolizerów przewiduje się często hybrydowe zespoły wytwórcze obejmujące zarówno instalacje fotowoltaiczne jak i elektrownie wiatrowe (Smaoui i inni 2015 [403]; Khalilnejad i inni 2018 [404]). Przyjęcie w niniejszym opracowaniu założenia o zasilaniu elektrolizerów wyłącznie za pomocą elektrowni wiatrowych prowadzi do otrzymania niższych jednostkowych wskaźników emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń towarzyszących produkcji energii elektrycznej na potrzeby elektrolizy wody (w stosunku do wskaźników dla instalacji mieszanych złożonych z modułów fotowoltaicznych i wiatrowych) z uwagi na zdecydowanie mniejszą emisję z instalacji wiatrowych niż z instalacji fotowoltaicznych. Emisje towarzyszące wytwarzaniu energii elektrycznej w instalacjach PV i wiatrowych powstają głównie podczas ich produkcji (ok. 70%), a w mniejszym stopniu w czasie eksploatacji czy demontażu (przetwarzania) (Ordway i Kille 2015 [405]). Ich wielkość zależy od stopnia wykorzystania energii odnawialnej w gospodarce – im jest on wyższy, tym, mniejsze są jednostkowe emisje gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń powodowane przez źródła OZE.

W trzeciej kolumnie (Tabela 93) podano wartości uśrednionych jednostkowych wskaźników emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń dla produkcji wodoru metodą elektrolizy wody przy wykorzystaniu energii OZE.

Koszty wodoru elektrolitycznego produkowanego za pomocą energii elektrycznej ze źródeł OZE

Obecnie cena wodoru produkowanego za pomocą elektrolizy wody z wykorzystaniem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych waha się w granicach 3,2 – 4,5 EUR/kg H₂ przy średniej wartości 3,8 EUR/kg H₂. W horyzoncie 2030 (w tendencji do 2050 r.) przewiduje się istotny spadek kosztów produkcji wodoru nawet do poziomu 1 EUR/kg H₂ w 2050 r. Największy wpływ, sięgający 80%, na potencjalną obniżkę kosztów produkcji wodoru mogą mieć: zmniejszenie wydatków inwestycyjnych związanych z produkcją elektrolizerów oraz obniżenie cen energii elektrycznej ze źródeł OZE (Rysunek 84) (IRENA 2020 [406]).

Gazyfikacja węgla

Istota procesu

Gazyfikacja węgla polega na przemianie węgla w gaz syntezowy, w skład którego wchodzi tlenek węgla CO (30 – 60%), wodór H₂ (25 – 30%), a także dwutlenek węgla CO₂, metan CH₄ oraz para wodna H₂O, z węgla i wody przy wykorzystaniu źródła tlenu (powietrze, czysty tlen).

401 S.L. Dolan, G. H. Heath, Life cycle greenhouse gas emissions of utility-scale wind power, *Journal of Industrial Ecology*, 16 (1), (2012), 136-154

402 R. Wiser, Z. Yang, M. Hand, O. Hohmeyer, D. Infied, P. H. Jensen, V. Nikolaev, M. O'Malley, G. Sinden, A. Zervos, *Wind Energy*, [w] IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlomer, C. von Stechow (red.)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom i New York, NY, USA (2011)

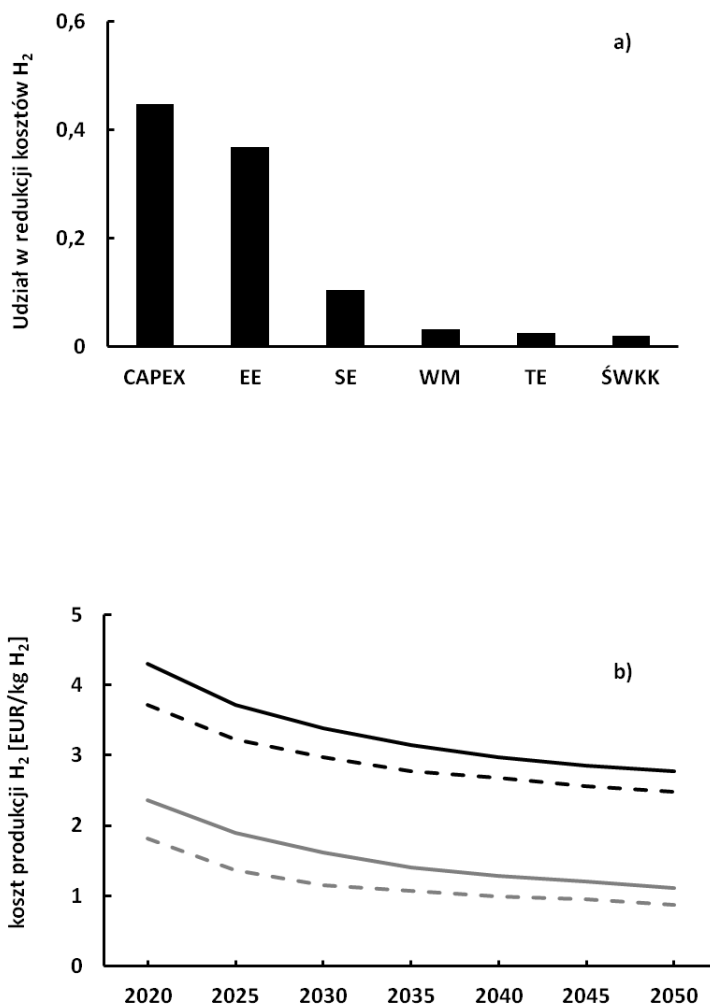
403 M. Smaoui, A. Abdelkafi, L. Krichen, Optimal sizing of stand-alone photovoltaic/wind/hydrogen hybrid system supplying a desalination unit, *Journal of Solar Energy* 120, (2015), 263-276

404 A. Khalilnejad, A. Sundararajan, A. I. Sarwat, Optima of hybrid wind/photovoltaic electrolyzer for maximum hydrogen production using imperialist competitive algorithm, *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 6(1), (2018), 40-49

405 D. M. Ordway, L. W. Kille, Lifecycle greenhouse gas emissions from solar and wind energy: A critical meta-survey, *The Journalist's Resource*, 28 listopad 2015, (dostęp: 02.04.2021)

406 Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal, International Renewable Energy Agency, IRENA, Abu Dhabi (2020)

Powstający tlenek węgla poprzez proces konwersji parowej przekształca się w wodór a produktem ubocznym jest dwutlenek węgla CO₂. Dodatkowym produktem gazyfikacji węgla jest koks i smoła pogazowa (Britannica [407]; NETL [408]). Proces gazyfikacji może być wykorzystywany przy produkcji energii elektrycznej, amoniaku, nawozów a także benzyny i oleju napędowego. Gazyfikacja węgla pozostaje głównym sposobem produkcji wodoru w niektórych państwach posiadających duże zasoby węgla jak np. Chiny.



Rysunek 84 Czynniki odpowiedzialne za prognozowaną obniżkę kosztów produkcji wodoru elektrolitycznego ze źródeł OZE w horyzoncie 2050 (przekształcone za IRENA 2020)

a) Udział poszczególnych czynników w prognozowanej obniżce kosztów produkcji wodoru - CAPEX - koszty inwestycyjne, EE - koszt energii elektrycznej ze źródeł OZE, SE - sprawność elektrolizy, WM - wykorzystanie mocy elektrolizerów, TE - trwałość elektrolizerów, ŚWKK - średni ważony koszt kapitału. Zmiana wartości w/w czynników w latach 2020-2050: CAPEX - obniżka o 80%, koszt energii elektrycznej z OZE - z 53 do 20 [USD/MWh], sprawność elektrolizerów - z 65 do 76 [%], trwałość elektrolizerów - z 10 do 20 [rok], średni ważony koszt kapitału - z 10 do 6 [%].

407 Coal gasification (coal processing), Encyclopaedia Britannica, coal gasification (dostęp: 01.05.2021)

408 Gasification introduction, National Energy Technology Laboratory NETL, Gasification Introduction (dostęp: 01.05.2021)

b) Prognozowany spadek kosztów produkcji wodoru - krzywe czarne - energia elektryczna w cenie 65 [USD/MWh], krzywe szare - energia elektryczna w cenie 20 USD/MWh, krzywe ciągłe - koszt elektrolizerów w 2020 r. 1 000 USD/kW, w 2050 r. 307 USD/kW, krzywe przerywane - koszt elektrolizerów w 2020 r. 650 USD/kW, w 2050 r. 130 USD/kW.

68% wodoru (Kopacz i inni 2019 [409]). Wytwarzanie wodoru na drodze gazyfikacji jest źródłem wysokich emisji dwutlenku węgla CO₂ i innych zanieczyszczeń, przy czym emisje te powstają przede wszystkim podczas przekształcania węgla podczas procesu gazyfikacji (ok. 80%), natomiast za pozostałą ich część odpowiedzialne jest głównie zużycie energii elektrycznej podczas procesu (Burmistrz i inni 2016 [410]). W zależności od zastosowanej technologii procesu i rodzaju paliwa węglowego wysokość emisji może wynosić przykładowo 19,4 – 21,7 [kg CO₂/kg H₂] dla węgla kamiennego i 22,82 – 25,3 [kg CO₂/kg H₂] dla węgla brunatnego, natomiast po zastosowaniu technologii wychwytu i gromadzenia dwutlenku węgla CO₂ emisje ulegają znacznemu obniżeniu do poziomu 4,1 – 5,2 [kg CO₂/kg H₂] dla węgla kamiennego i 7,1 [kg CO₂/kg H₂] dla węgla brunatnego (Burmistrz i inni 2016 [411]; Kopacz i inni 2019 [412]). Ramka 4 zawiera opis metodyki oszacowania emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń powstających podczas gazyfikacji węgla, natomiast Tabela 93 podaje wyniki oszacowania w/w emisji.

Koszty wodoru produkowanego na drodze gazyfikacji węgla

Obecnie cena wodoru produkowanego za pomocą gazyfikacji węgla bez CCS waha się w granicach 1,3 - 2,8 EUR/kg H₂ przy średniej wartości 1,95 EUR/kg H₂, natomiast przy zastosowaniu technologii CCS 1,2 > 3,0 EUR/kg H₂ przy średniej wartości 1,6 EUR/kg H₂ (rozdział IV opracowania – przeźrocze 68; Gazyfikacja węgla). W horyzoncie 2030 i w okresie późniejszym można przewidywać istotny wzrost cen wodoru z gazyfikacji bez CCS z uwagi na bardzo wysoką emisję dwutlenku węgla i spodziewany wzrost kosztów uprawnień do emisji gazów cieplarnianych. Szacowany koszt produkcji wodoru z gazyfikacji węgla w warunkach gospodarki Polski wynosi 17,3/3,8 PLN/EUR/kg H₂ przy koszcie węgla brunatnego 170 PLN/t i kosztach uprawnień do emisji gazów cieplarnianych w wysokości 100 PLN/t (Kopacz i inni 2019 [413]). W tej samej pracy zaprezentowano analizę porównawczą kosztów produkcji wodoru metodą gazyfikacji węgla brunatnego i reformingu parowego metanu (obie metody bez stosowania technologii wychwytu i składowania dwutlenku węgla CO₂). Uśredniony koszt produkcji wodoru LCOH₂ metodą gazyfikacji węgla brunatnego wyznaczono w gradiencie takich parametrów jak koszt węgla brunatnego [PLN/tona] i koszty uprawnień do emisji gazów cieplarnianych PLN/t, natomiast uśredniony koszt produkcji wodoru LCOH₂ metodą reformingu parowego metanu wyznaczono w gradiencie cen gazu ziemnego i kosztów uprawnień do emisji gazów cieplarnianych. Otrzymane wyniki porównano określając takie wartości trzech analizowanych parametrów (ceny węgla i gazu oraz praw do emisji gazów cieplarnianych), dla których produkcja wodoru metodą gazyfikacji węgla staje się konkurencyjna wobec produkcji

409 M. Kopacz, R. Kapłań, K. Kwaśniewski, Evaluation of economic efficiency of hydrogen production by lignite gasification, *Polityka Energetyczna - Energy Policy Journal*, (22)4, (2019), 21-36

410 Piotr Burmistrz, Tomasz Chmielniak, Leszek Czepirski i Magdalena Gazda-Grzywacz, Carbon footprint of the hydrogen production process utilizing subbituminous coal and lignite gasification. *Journal of Cleaner Production*, 139, (2016), 853-865

411 tamże

412 M. Kopacz, R. Kapłań, K. Kwaśniewski, Evaluation of economic efficiency of hydrogen production by lignite gasification, *Polityka Energetyczna - Energy Policy Journal*, (22)4, (2019), 21-36

413 tamże

wodoru poprzez reforming parowy metanu (Tabela 96). Wraz ze wzrostem cen uprawnień do emisji gazów cieplarnianych produkcja wodoru metodą gazyfikacji węgla brunatnego staje się opłacalna przy coraz to wyższych cenach gazu ziemnego, co wynika z większej emisji gazów cieplarnianych towarzyszącej gazyfikacji węgla w porównaniu z reformingiem parowym metanu. Ponadto opłacalność gazyfikacji węgla jako metody wytwarzania wodoru pojawia się przy cenach gazu ziemnego znacznie wyższych od cen rynkowych i cenach węgla brunatnego, które są znacznie niższe od jego cen rynkowych. Dla przykładu przy cenie praw do emisji na poziomie 20 PLN/t CO₂, produkcja wodoru poprzez gazyfikację węgla zaczyna być opłacalna przy cenie gazu na poziomie 1,4 PLN/Nm³ (wobec ceny 0,7 PLN/Nm³ przyjętej przez autorów jako wyjściowa dla gazu ziemnego, oraz cenie 34 PLN/t dla węgla brunatnego (wobec ceny 170 PLN/t przyjętej przez autorów jako wyjściowa dla węgla brunatnego). Te okoliczności, w połączeniu z przewidywanym wzrostem cen uprawnień do emisji gazów cieplarnianych w najbliższych dekadach, sprawiają, że produkcja wodoru na drodze gazyfikacji węgla (brunatnego) nie będzie konkurencyjna cenowo wobec reformingu parowego metanu. W celu określenia wpływu technologii wychwytu i gromadzenia dwutlenku węgla CO₂ na omawianą zależność, dokonano stosownych analiz, których metodykę podaje Ramka 5, a wyniki przedstawia Tabela 97. Wdrożenie wychwytu i gromadzenia dwutlenku węgla CO₂ zmniejsza co prawda różnicę kosztów wodoru otrzymywanego przez reforming parowy metanu i gazyfikację węgla – wynika to z większej emisyjności produkcji wodoru poprzez gazyfikację węgla – jednak nadal wodór wyprodukowany na drodze reformingu parowego metanu jest znacznie tańszy od wodoru z gazyfikacji węgla, nawet przy założeniu bardzo niskich cen węgla brunatnego (Tabela 97). Analiza porównawcza kosztów wodoru z reformingu parowego metanu i gazyfikacji węgla w gradiencie cen gazu ziemnego i węgla brunatnego, przy uwzględnieniu technologii CCS, wskazuje na nieopłacalność produkcji wodoru poprzez gazyfikację węgla.

Ramka 4 Oszacowanie emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku produkcji wodoru metodą gazyfikacji węgla. Ramka zawiera metodykę określania jednostkowych wskaźników emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń powstających w procesie gazyfikacji węgla bez zastosowania technologii wychwytu i gromadzenia dwutlenku węgla CO₂ i zastosowaniem tej technologii. Jednostkowe wskaźniki emisji dwutlenku węgla CO₂ dla gazyfikacji węgla bez technologii CCS i z technologią CCS przyjęto na podstawie danych literaturowych, podczas gdy emisje innych zanieczyszczeń określono na podstawie danych o emisjach ze spalania paliw (KOBiZE 2021414) oraz danych o emisjach towarzyszących produkcji energii elektrycznej (KOBiZE 2020415) przy założeniu, że źródłem 80% emisji w procesie gazyfikacji węgla jest samo przekształcanie węgla, natomiast za 20% emisji odpowiadają procesy towarzyszące wymagające użycia energii elektrycznej (Burmistrz i inni 2016416). Gazyfikacji węgla towarzyszy bardzo wysoka emisja gazów cieplarnianych sięgająca 20 - 30 [kg CO₂/kg H₂] rozdział IV opracowania – przeźrocze 68 Gazyfikacja węgla). W tym przedziale mieszczą się też przytoczone powyżej dane o emisjach towarzyszących gazyfikacji węgla (Burmistrz i inni 2016417). Na potrzeby oszacowania przyjęto

414 Wskaźniki emisji innych zanieczyszczeń ze spalania paliw dla źródeł o nominalnej mocy cieplnej do 5 MW, zastosowane do automatycznego wyliczenia emisji w raporcie do Krajowej bazy za 2020 r., Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), IOŚ-PIB, Warszawa (2021)

415 Wskaźniki emisyjności CO₂, SO_x, NO_x i pyłu całkowitego dla energii elektrycznej, Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), IOŚ-PIB, Warszawa (2020)

416 Piotr Burmistrz, Tomasz Chmielniak, Leszek Czepirski i Magdalena Gazda-Grzywacz, Carbon footprint of the hydrogen production process utilizing subbituminous coal and lignite gasification. *Journal of Cleaner Production*, 139, (2016), 853-865

417 tamże

wysokość emisji dwutlenku węgla CO₂ przy gazyfikacji węgla na poziomie 22 [kg CO₂/kg H₂]. Wzrost wydatków energetycznych instalacji CCS wynikający z konieczności zapewnienia energii na wychwyt, przesył i składowanie CO₂ określono na poziomie 10% (IPCC 2013 [418]; Burmistrz i inni 2016 [419]). Jednostkowe wskaźniki emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń dla gazyfikacji węgla bez i z zastosowaniem wychwytu i gromadzenia dwutlenku węgla CO₂ podano w odpowiednio kolumnie czwartej i piątej (Tabela 93).

418 IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change, [B. Metz, O. Davidson, H. C. de Coninck, M. Loos, and L. A. Meyer (red.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, (2005), ss. 442

419 Piotr Burmistrz, Tomasz Chmielniak, Leszek Czepirski i Magdalena Gazda-Grzywacz, Carbon footprint of the hydrogen production process utilizing subbituminous coal and lignite gasification. *Journal of Cleaner Production*, 139, (2016), 853-865

Tabela 96 Ceny węgla brunatnego, przy których koszt produkcji wodoru (LCOH₂) metodą gazyfikacji węgla brunatnego jest niższy niż koszt produkcji wodoru (LCOH₂) metodą reformingu parowego metanu w gradiencie cen gazu ziemnego i uprawnień do emisji gazów cieplarnianych (za Kopacz inni 2019)

Lp.	CO ₂ [PLN/tona]	Cena gazu ziemnego [PLN/m ³]												
		0,7	0,9	1,0	1,1	1,3	1,4	1,6	1,7	1,8	2,0	2,1	2,3	2,4
		Cena węgla brunatnego [PLN/tona]												
1.	20,0	-	-	-	-	-	34	68	102	136	170	204	204	238
2.	40,0	-	-	-	-	-	34	68	102	136	170	204	204	238
3.	60,0	-	-	-	-	-	-	34	68	102	136	170	204	238
4.	80,0	-	-	-	-	-	-	34	68	102	102	136	170	204
5.	100,0	-	-	-	-	-	-	-	34	68	102	136	170	204
6.	120,0	-	-	-	-	-	-	-	34	68	102	136	136	170
7.	140,0	-	-	-	-	-	-	-	-	34	68	102	136	170
8.	160,0	-	-	-	-	-	-	-	-	34	68	102	136	136
9.	180,0	-	-	-	-	-	-	-	-	34	34	68	102	136
10.	200,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34	68	102	136
11.	220,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34	34	68	102
12.	240,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34	68	102
13.	260,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34	68	68
14.	280,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34	68
15.	300,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34	68

Tabela 97 Ceny węgla brunatnego, przy których koszt produkcji wodoru (LCOH₂) metodą gazyfikacji węgla brunatnego z zastosowaniem technologii CCS jest niższy niż koszt produkcji wodoru (LCOH₂) metodą reformingu parowego metanu z zastosowaniem technologii CCS, w gradiencie cen gazu ziemnego i uprawnień do emisji gazów cieplarnianych (za Kopacz inni 2019420)

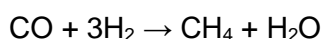
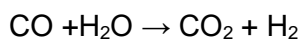
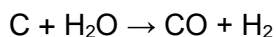
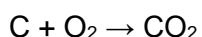
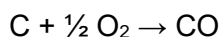
Lp.	CO ₂ [PLN/tona]	Cena gazu ziemnego [PLN/m ³]												
		0,7	0,9	1,0	1,1	1,3	1,4	1,6	1,7	1,8	2,0	2,1	2,3	2,4
		Cena węgla brunatnego [PLN/tona]												
1.	20,0	-	-	-	-	-	34	68	102	136	170	204	238	272
2.	40,0	-	-	-	-	-	34	68	102	136	136	170	204	238
3.	60,0	-	-	-	-	-	-	68	68	102	136	170	204	238
4.	80,0	-	-	-	-	-	-	34	68	102	136	170	170	204
5.	100,0	-	-	-	-	-	-	34	68	68	102	136	170	204
6.	120,0	-	-	-	-	-	-	-	34	68	102	136	170	204
7.	140,0	-	-	-	-	-	-	-	34	68	102	102	136	170
8.	160,0	-	-	-	-	-	-	-	-	34	68	102	136	170
9.	180,0	-	-	-	-	-	-	-	-	34	68	102	136	170
10.	200,0	-	-	-	-	-	-	-	-	34	34	68	102	136
11.	220,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34	68	102	136
12.	240,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34	68	68	102
13.	260,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34	68	102
14.	280,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34	68	102
15.	300,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34	68

Ramka 5 **Oszacowanie wpływu technologii wychwytu i gromadzenia dwutlenku węgla CO₂ na koszty produkcji wodoru na drodze gazyfikacji węgla i reformingu parowego metanu.** Analizę wpływu CCS na koszty produkcji wodoru przeprowadzono, dla gazyfikacji węgla, w gradiencie cen uprawnień do emisji gazów cieplarnianych i cen węgla brunatnego, natomiast dla reformingu parowego gazu ziemnego w gradiencie cen uprawnień do emisji gazów cieplarnianych i cen gazu ziemnego. Koszty produkcji wodoru na drodze gazyfikacji węgla oszacowano dla następujących wartości cen uprawnień do emisji; 20, 40, 60, 80, 100, 120, 140, 160, 180, 200, 220, 240, 260, 280 i 300 [PLN/tona CO₂] oraz cen węgla brunatnego; 24, 68, 102, 134, 170, 204, 238, 272, 306, 340, 374, 408 i 442 PLN/t (Kopacz i inni 2019421). Oszacowane koszty produkcji wodoru w gradiencie w/w parametrów przeliczono na EUR/t CO₂. Założono, że koszty kapitałowe związane z wdrażaniem CCS zwiększają koszt produkcji wodoru o 12 % (Kaplan i Kopacz 2020422) oraz, że stopień wychwytu dwutlenku węgla wynosi 75%. Koszty produkcji wodoru poprzez reforming parowy metanu oszacowano dla następujących wartości cen uprawnień do emisji; 20, 40, 60, 80, 100, 120, 140, 160, 180, 200, 220, 240, 260, 280 i 300 [PLN/tona CO₂] oraz cen gazu ziemnego; 0,7, 0,9, 1,0, 1,1 1,3, 1,4, 1,6, 1,7, 1,8, 2,0, 2,1 2,3 i 2,4 [PLN/m³] (Kopacz i inni 2019423). Oszacowane koszty produkcji wodoru w gradiencie w/w parametrów przeliczono na EUR/t CO₂.

Gazyfikacja biomasy

Istota procesu

Gazyfikacja biomasy polega na przemianie masy organicznej (jej główne składniki to węgiel C, wodór H, tlen O i azot N) w paliwo gazowe określane jako gaz syntezowy (syngas) w procesie zachodzącym w wysokiej temperaturze (najczęściej 800 - 900°C) przy ograniczonym dostępie tlenu (Smoliński i Howaniec 2008 [424], IEA 2020 [425]). Głównymi składnikami gazu syntezowego otrzymywanego w reaktorach ze złożem stałym są azot N₂ (40 - 50%), wodór H₂ (15 - 20%), tlenek węgla CO (10 - 15%), dwutlenek węgla CO₂ (10 - 15%) i metan CH₄ (3 - 5%). Szereg reakcji chemicznych zachodzących podczas zgazowania biomasy można przedstawić następująco (Smoliński i Howaniec 2008 [426]);



Przyjmuje się, że emisja dwutlenku węgla jaka występuje w procesie gazyfikacji biomasy jest równoważona pochłanianiem tego gazu w procesie fotosyntezy, na etapie wzrostu tejże biomasy. Z tej perspektywy można traktować gazyfikację biomasy jako proces neutralny klimatycznie, rozważając jednak emisje związane z produkcją wodoru w procesie gazyfikacji

421 tamże

422 R. Kaplan, M. Kopacz, Economic conditions for developing hydrogen production based on coal gasification with carbon capture and storage in Poland, *Energies*, 13, 5074 (2020)

423 M. Kopacz, R. Kaplan, K. Kwaśniewski, Evaluation of economic efficiency of hydrogen production by lignite gasification, *Polityka Energetyczna - Energy Policy Journal*, (22)4, (2019), 21-36

424 A. Smoliński, N. Howaniec, Możliwości produkcji wodoru w procesie zgazowania biomasy, *Prace Naukowe GiG, Górnictwo i Środowisko* (2008)

425 Bioenergy 2020, Annual Report, IEA (2019)

426 A. Smoliński, N. Howaniec, Możliwości produkcji wodoru w procesie zgazowania biomasy, *Prace Naukowe GiG, Górnictwo i Środowisko* (2008)

należy uwzględnić emisje związane z uruchomieniem i pracą instalacji gazyfikacji, w tym emisje wynikające z zużycia energii elektrycznej. Generalnie emisja gazów cieplarnianych przy produkcji wodoru metodą gazyfikacji biomasy jest niewielka (^{Energy.gov} [427]). Ramsden i inni 2013 [428]) dokonali szczegółowej analizy emisji gazów cieplarnianych towarzyszących produkcji wodoru za pomocą gazyfikacji biomasy z uwzględnieniem emisji przy transporcie wodoru, otrzymując w zależności od scenariusza wartości 1,91 - 2,01 kg CO_{2eq}/kg H₂. Jednak w zależności od przyjętych założeń, a w szczególności sposobu produkcji energii elektrycznej używanej w procesie gazyfikacji, a także ilości i rodzaju paliw kopalnych zużytych podczas produkcji wodoru, oszacowania emisji gazów cieplarnianych przy gazyfikacji biomasy mogą przyjmować wartości z przedziału 0 - 9,6 kg CO_{2eq}/kg H₂ (Tong i inni 2017 [429]). Zastosowanie technologii wychwytu i gromadzenia dwutlenku węgla CO₂ (BECCS) może spowodować, że gazyfikacji biomasy będą towarzyszyć ujemne emisje gazów cieplarnianych (IEA 2020 [430]). Metodykę oszacowania jednostkowych emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w następstwie produkcji wodoru na drodze gazyfikacji biomasy opisuje Ramka 6, natomiast wyniki w/w oszacowania przedstawia Tabela 93.

Koszty wodoru produkowanego na drodze gazyfikacji biomasy

Koszt produkcji wodoru metodą gazyfikacji biomasy waha się w przedziale 1,48 - 3,0 USD/kg H₂ przy średniej na poziomie 2,4 USD/kg H₂ (IEA 2020 [431]). Wartości te pozostają zbliżone do kwoty 2,1 EUR/kg H₂] (rozdział IV opracowania – przeźrocze 73 Gazyfikacja biomasy). Koszt produkcji wodoru poprzez gazyfikację biomasy jest niższy niż przy zastosowaniu elektrolizy z zastosowaniem źródeł OZE czy gazyfikacji węgla, jednak pozostaje wyższy niż koszt wodoru z reformingu parowego gazu ziemnego. W odróżnieniu od reformingu gazu ziemnego, technologia gazyfikacji biomasy nie jest obecnie stosowana na szeroką skalę do wytwarzania wodoru. Następujące czynniki mogą spowodować obniżkę kosztów wytwarzania wodoru za pomocą gazyfikacji biomasy w horyzoncie 2030 (2050);

- wykorzystanie biomasy odpadowej z uwagi na fakt, iż koszty surowca mają największy wpływ na koszt produkcji wodoru przy gazyfikacji biomasy (IEA 2020 [432]),
- rozpowszechnieni technologii gazyfikacji biomasy jako metody otrzymywania wodoru - oddziaływanie poprzez efekt skali,

427 Hydrogen production: Biomass gasification, Energy.gov, Energy.gov, (dostęp: 05.05.2021)

428 T. Ramsden, M. Ruth, V. Diakov, M. Laffen, T. A. Timbario, Updated Cost, Well-to-Wheels Energy Use, and Emissions for the Current Technology Status of Ten Hydrogen Production, Delivery, and Distribution Scenarios, Hydrogen Pathways, National Renewable Energy Laboratory, (2013)

429 F. Tong, J. Michalek, I. Azevedo, A Review of Hydrogen Production Pathways, Cost and Decarbonization Potential, Conference "Riding the Energy Cycles", Houston, TX (2017)

430 Bioenergy 2020, Annual Report, IEA (2019)

431 tamże

432 tamże

- upowszechnienie technologii BECCS podczas gazyfikacji biomasy. Możliwości redukcji kosztów produkcji wodoru są w tym przypadku spore z uwagi na znaczną emisję dwutlenku węgla CO₂ podczas gazyfikacji (emisje netto dwutlenku węgla CO₂ towarzyszące gazyfikacji są niewielkie ponieważ znaczne emisje tego gazu cieplarnianego uchodzące do środowiska podczas gazyfikacji są równoważone przez zbliżone ilości tego gazu pochłaniane przez rośliny w procesie produkcji biomasy (fotosynteza). Ramsden i inni (2013) [433] określili całkowite emisje gazów cieplarnianych przy produkcji wodoru metodą gazyfikacji biomasy na poziomie 26,69 - 28,00 kg/kg H₂. Należy zauważyć, że kwestia ujemnych emisji gazów cieplarnianych nie została ujęta w europejskim systemie handlu emisjami (Rickels i inni 2020 [434]).

Ramka 6 Oszacowanie jednostkowych wskaźników emisji dwutlenku węgla i innych zanieczyszczeń w wyniku produkcji wodoru na drodze gazyfikacji biomasy. Do oszacowania jednostkowych wskaźników emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń dla produkcji wodoru metodą gazyfikacji biomasy wykorzystano dane o emisji dwutlenku węgla towarzyszące gazyfikacji biomasy oraz dane o rodzaju i ilości paliw kopalnych zużywanych w wyniku przeprowadzania gazyfikacji biomasy. Przyjęto, że emisja gazów cieplarnianych towarzysząca gazyfikacji biomasy wynosi 2 kg CO_{2e}/kg H₂ i stanowi następstwo zużycia paliw ciekłych i gazowych w odpowiednio 60 i 40% (Pehl i inni 2017 [435]). Dane o emisjach wynikających ze spalania paliw ciekłych i gazowych wykorzystano za KOBiZE (2021) [436].

IVb.1.1. Wodór z elektrolizy za pomocą energii jądrowej

Istota procesu

Proces produkcji wodoru metodą elektrolizy wody przy wykorzystaniu energii elektrycznej z elektrowni jądrowej nie różni się od procesu elektrolizy wody zasilanej energią elektryczną ze źródeł OZE (podpunkt b - Elektroliza wody), poza użyciem innego źródła energii elektrycznej. Z uwagi na ciągły charakter pracy elektrowni jądrowej, stopień wykorzystania mocy elektrolizera może być w przypadku zasilania z elektrowni jądrowej wyższy niż w przypadku źródeł OZE. Produkcji energii elektrycznej w elektrowni jądrowej nie towarzyszy bezpośrednio emisja gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń, jednak - podobnie jak ma to miejsce w przypadku odnawialnych źródeł energii elektrycznej - praca elektrowni jądrowej jest źródłem pewnej niewielkiej ilości emisji gazów cieplarnianych związanych z budową, działaniem i likwidacją elektrowni jądrowych i infrastruktury towarzyszącej. Wysokość emisji gazów cieplarnianych towarzyszących produkcji energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych ocenia się na 3,7 - 110 gCO_{2eq}/kWh, przy medianie wynoszącej 12 gCO_{2eq}/kWh, jest więc zbliżona do wysokości emisji z elektrowni wiatrowych (Schlömer i inni 2014 [437]),

433 T. Ramsden, M. Ruth, V. Diakov, M. Laffen, T. A. Timbario, Updated Cost, Well-to-Wheels Energy Use, and Emissions for the Current Technology Status of Ten Hydrogen Production, Delivery, and Distribution Scenarios, Hydrogen Pathways, National Renewable Energy Laboratory, (2013)

434 W. Rickels, A. Proelss, O. Geden, J. Burhenne, M. Fridahl, The future of (negative) emission trading in the European Union, Kiel Working Paper, Kiel Institute for the World Economy. Nr 2164, (2020)

435 M. Pehl, A. Arvesen, F. Humpenöder, A. Popp, E. G. Hertwich, G. Luderer, Understanding future emissions from low-carbon power systems by integration of life-cycle assessment and integrated energy modeling, Nature Energy 2, (2017), 939-945

436 Wskaźniki emisji innych zanieczyszczeń ze spalania paliw dla źródeł o nominalnej mocy cieplnej do 5 MW, zastosowane do automatycznego wyliczenia emisji w raporcie do Krajowej bazy za 2020 r. Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), IOŚ-PIB, Warszawa (2021)

437 S. Schlömer, T. Bruckner, L. Fulton, E. Hertwich, A. McKinnon, D. Perczyk, J. Roy, R. Schaeffer, R. Sims, P. Smith, R. Wisser, Annex III: Technology-specific cost and performance parameters, [w] Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change

przy czym większość emisji powstaje w trakcie działania elektrowni jądrowej, inaczej niż w przypadku elektrowni wiatrowych, dla których źródłem emisji jest głównie budowa elektrowni (Pehl i inni 2017 [438]). Działanie i likwidacja elektrowni jądrowych, a także praca zakładów przetwarzania paliwa jądrowego stanowią źródła odpadów radioaktywnych (^{U.S. NRC} [439]). Metodę oszacowania jednostkowych emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w następstwie produkcji wodoru na drodze gazyfikacji biomasy opisuje Tabela 97, natomiast wyniki w/w oszacowania przedstawia Tabela 93.

Koszty wodoru produkowanego na drodze elektrolizy wody z wykorzystaniem energii elektrycznej z elektrowni jądrowej

Koszt wodoru z elektrolizy wody za pomocą energii elektrycznej z elektrowni jądrowej waha się w granicach 1,5 – 3,0 EUR/kg H₂ przy średniej na poziomie 2,1 EUR/kg H₂. Należy wskazać, że ze względu na niewielką wysokość emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń towarzyszących produkcji wodoru przy pomocy energii jądrowej, ich wpływ na kształtowanie się cen wodoru produkowanego z wykorzystaniem energii jądrowej będzie pomijalny, szczególnie gdy weźmie się pod uwagę zmniejszanie się wysokości w/w emisji z uwagi na eliminację paliw kopalnych w elektroenergetyce (emisje w elektrowni jądrowej wynikają głównie z wykorzystania energii elektrycznej w czasie pracy zakładu) (Pehl i inni 2017 [440]). Rozważając kształtowanie się w przyszłości cen wodoru warto zwrócić uwagę na następujące uwarunkowania:

- głównym czynnikiem wpływającym na ceny wodoru produkowanego poprzez elektrolizę wody jest koszt energii elektrycznej (w przypadku elektrowni jądrowej koszty energii elektrycznej będą odzwierciedlać także koszty kapitałowe samej elektrowni) (Rysunek 84), (IRENA 2020 [441]). Koszty kapitałowe budowy elektrowni jądrowej są wysokie, co przełoży się na wzrost cen energii elektrycznej a w konsekwencji wzrost kosztów wodoru. Ponadto, jak wskazuje historia budowanych obecnie w Europie reaktorów jądrowych, koszty budowy rosną w trakcie budowy (^{nsenergy}442; ^{spglobal}443; ^{theguardian} [444]),

[O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, A. Adler, I. Baum, S. Brunner, P. Eickemeier, B. Kriemann, J. Savolainen, S. Schlömer, C. von Stechow, T. Zwickel, J. C. Minx (red.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA (2014)

438 M. Pehl, A. Arvesen, F. Humpenöder, A. Popp, E. G. Hertwich, G. Luderer, Understanding future emissions from low-carbon power systems by integration of life-cycle assessment and integrated energy modeling, *Nature Energy* 2, (2017), 939-945

439 Backgrounder on radioactive waste, United States Regulatory Nuclear Commission U.S. NRC, U.S. NRC, 2019, (dostęp: 06.05.2021).

440 M. Pehl, A. Arvesen, F. Humpenöder, A. Popp, E. G. Hertwich, G. Luderer, Understanding future emissions from low-carbon power systems by integration of life-cycle assessment and integrated energy modeling, *Nature Energy* 2, (2017), 939-945

441 Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal, International Renewable Energy Agency, IRENA, Abu Dhabi (2020)

442 J. Murray, EDF adds €1.5bn to reactor costs at Flamanville nuclear power plant, *NS Energy*, nsenergy, 09.10.2019, (dostęp: 06.05.2021)

443 H. Edwardes-Evans, Generation at Finland's Olkiluoto-3 reactor delayed 11 months to Feb. 2022, *S&P Global*, spglobal, (dostęp: 06.05.2021)

444 J. Ambrose, Hinkley Point C costs may rise by 500 million GBP on back of Covid crisis, *The Guardian*, theguardian, 27.01.2021, (dostęp: 06.05.2021)

- pozostają sprawą otwartą kiedy powstanie pierwsza elektrownia jądrowa w Polsce. Doświadczenia z kontynuowanych obecnie miejsc budowy elektrowni jądrowych (reaktorów jądrowych w Europie - Hinkley Point, Flamanville i Olkiluoto) wskazują na znaczne wydłużanie się okresu budowy (^{nsenergy [445]; spglobal [446]; theguardian [447]}). Nie inaczej wygląda historia polskiego programu jądrowego (^{businessinsider [448]}). Warto zauważyć, że prognozowane koszty produkcji wodoru z elektrolizy wody (OZE) mają się nieustannie obniżać w horyzoncie 2050 (Rysunek 84), (IRENA 2020 [449]).

Ramka 7 Oszacowanie jednostkowych wskaźników emisji dwutlenku węgla i innych zanieczyszczeń w wyniku produkcji wodoru na drodze elektrolizy wody z wykorzystaniem energii elektrycznej z elektrowni jądrowych. Do oszacowania jednostkowych wskaźników emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń dla produkcji wodoru metoda elektrolizy wody zasilanej energią elektryczną z elektrowni jądrowej wykorzystano dane o emisji dwutlenku węgla towarzyszące wytwarzaniu energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych oraz dane o rodzaju i ilości paliw kopalnych zużywanych w wyniku pracy elektrowni jądrowych. Przyjęto, że emisja gazów cieplarnianych towarzysząca wytwarzaniu energii elektrycznej wynosi 12 gCO_{2eq}/kWh,] i stanowi następstwo wykorzystania energii elektrycznej (Pehl i inni 2017). Sprawność produkcji wodoru w elektrolizerach przyjęto na poziomie 70%. Dane o emisjach wynikających z produkcji energii elektrycznej wykorzystano za KOBiZE (2020).

Podsumowanie

Emisje towarzyszące produkcji wodoru

Omówione metody produkcji wodoru charakteryzują się znacznym zróżnicowaniem emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w przeliczeniu na jednostkę energii (masy) wyprodukowanego wodoru co odzwierciedlają wartości jednostkowych wskaźników emisji (Rysunek 85 ; Tabela 93). Największe jednostkowe emisje dwutlenku węgla charakteryzują procesy wykorzystujące kopalne paliwa stałe (gazyfikacja węgla) (Rysunek 85 a), a następnie kopalne paliwa gazowe (gaz ziemny w procesie reformingu parowego metanu pełni rolę zarówno substratu reakcji jak i źródła ciepła procesowego). Emisje jednostkowe gazów cieplarnianych towarzyszące produkcji wodoru ze źródeł odnawialnych i niskoemisyjnych (w tendencji bezemisyjnych) są znacznie mniejsze i wynikają z wykorzystania paliw kopalnych na różnych etapach procesu produkcji wodoru (gazyfikacja biomasy, elektroliza wody zasilana ze źródeł OZE i z elektrowni jądrowej). W miarę postępu dekarbonizacji sektora energii emisje jednostkowe produkcji wodoru z tych źródeł będą maleć (w tendencji do zera). Wykorzystanie technologii wychwytu i gromadzenia dwutlenku węgla CO₂ pozwala na istotne ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, , jednak pomimo redukcji, emisje te zwykle przewyższają emisje charakterystyczne dla produkcji wodoru metodą elektrolizy wody OZE (Rysunek 85 a).

445 J. Murray, EDF adds €1.5bn to reactor costs at Flamanville nuclear power plant, NS Energy, nsenergy, 09.10.2019, (dostęp: 06.05.2021)

446 H. Edwardes-Evans, Generation at Finland's Olkiluoto-3 reactor delayed 11 months to Feb. 2022, S&P Global, spglobal, (dostęp: 06.05.2021)

447 J. Ambrose, Hinkley Point C costs may rise by 500 million GBP on back of Covid crisis, The Guardian, theguardian, 27.01.2021, (dostęp: 06.05.2021)

448 M. Lis, Trump i Duda porozmawiają o polskim atomie. Historia ciągnie się od pół wieku i kosztowała miliardy, businessinsider, 2020 (dostęp: 06.05.2021)

449 Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal, International Renewable Energy Agency, IRENA, Abu Dhabi (2020)

Zwiększanie współczynnika wychwytu i gromadzenia dwutlenku węgla skutkuje obniżeniem emisji gazów cieplarnianych.

Wartości jednostkowych współczynników emisji dla tlenków siarki SO_x , tlenków azotu NO_x i pyłów zawieszonych, a także benzo(a)pirenu i tlenku węgla CO dla poszczególnych metod produkcji wodoru kształtują się podobnie jak jednostkowe współczynniki emisji dwutlenku węgla CO_2 (Rysunek 85 b, c, d). Charakterystyczna jest bardzo wysoka jednostkowa emisja tlenków siarki SO_x , tlenków azotu NO_x i pyłów zawieszonych przy produkcji wodoru z kopalnych paliw stałych (gazyfikacja węgla), a także stosunkowo wysoka jednostkowa emisja tlenków azotu NO_x towarzysząca procesowi reformingu parowego gazu ziemnego. Zastosowanie technologii wychwytu i gromadzenia dwutlenku węgla CO_2 prowadzi do podwyższenia jednostkowych wskaźników emisji wszystkich zanieczyszczeń poza samym dwutlenkiem węgla CO_2 , co wynika ze zwiększonego zużycia energii koniecznej do wychwycenia i gromadzenia dwutlenku węgla CO_2 , zaspokajanego poprzez zwiększone zużycie paliwa kopalnego podlegającego wychwytowi.

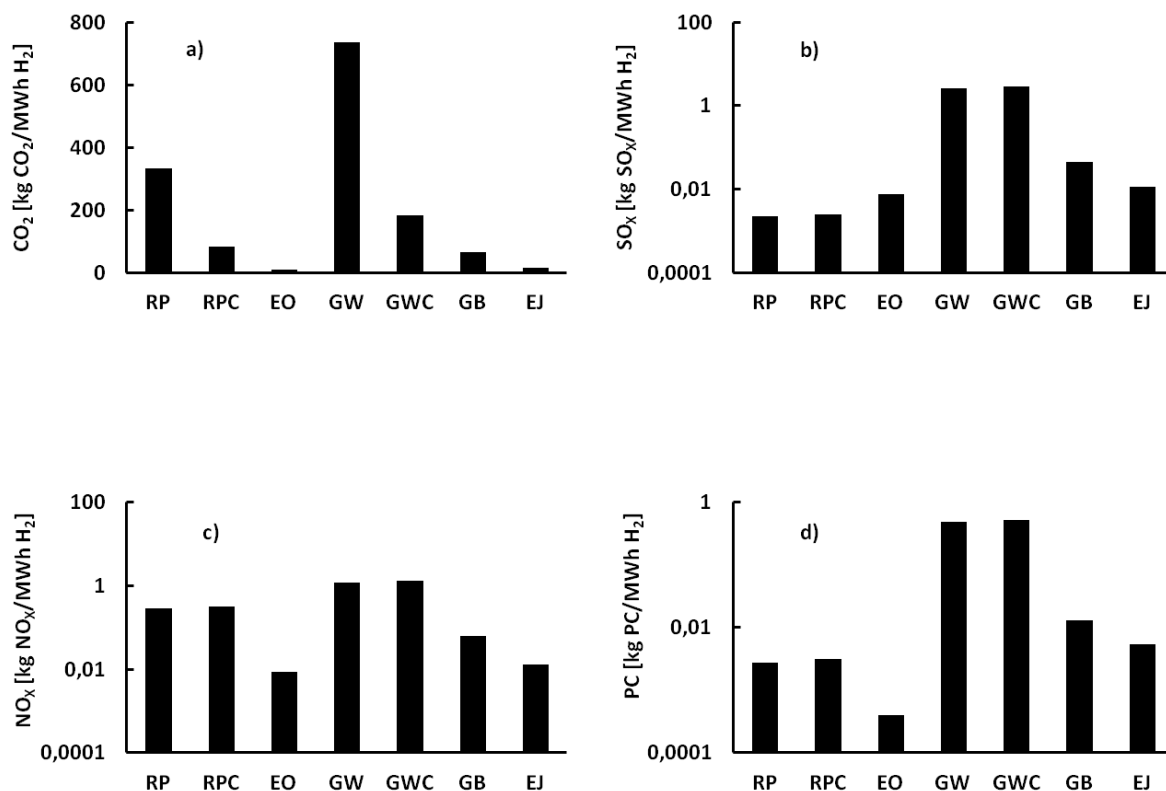
Wpływ emisji na koszty produkcji wodoru

Emisja gazów cieplarnianych ma wpływ na koszty produkcji wodoru ze względu na istnienie unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji. Wpływ emisji gazów cieplarnianych na cenę wodoru jest tym większy im wyższe są jednostkowe wskaźniki emisji dwutlenku węgla CO_2 charakteryzujące daną metodę produkcji wodoru oraz im wyższa jest cena uprawnień do emisji. Przeprowadzone analizy pozwalają na wysunięcie następujących wniosków i rekomendacji:

- koszty produkcji wodoru z paliw kopalnych, przy uwzględnieniu w nich cen uprawnień do emisji dwutlenku węgla CO_2 , będą rosły w perspektywie 2030 i dalszej, przy założeniu stałego wzrostu cen uprawnień do emisji, przy czym przewiduje się przyspieszenie tempa wzrostu cen uprawnień do emisji po 2030 r. (Rysunek 83 b). Zwiększenie tempa dekarbonizacji gospodarki może sprzyjać wzrostowi cen uprawnień do emisji,
- koszty produkcji wodoru z elektrolizy wody z wykorzystaniem energii elektrycznej z OZE będą maleć w perspektywie 2030 (2050) przede wszystkim ze względu na zmniejszanie się kosztów kapitałowych elektrolizerów oraz kosztów energii elektrycznej z OZE. Zrównywanie się kosztów produkcji wodoru z elektrolizy wody (OZE) oraz z reformingu parowego gazu ziemnego może nastąpić w pierwszej połowie czwartej dekady obecnego stulecia, a w niektórych miejscach nawet przed 2030 r. (Rysunek 83 a, Rysunek 84),
- technologia wychwytu i gromadzenia dwutlenku węgla umożliwi spowolnienie tempa wzrostu kosztów produkcji wodoru produkowanego z paliw kopalnych – przy niezmiennych proporcjach wychwytywanego dwutlenku węgla i nieprzerwanym wzroście cen uprawnień do emisji, koszty produkcji wodoru będą nieprzerwanie rosły, aczkolwiek wolniej niż przy braku technologii CCS (Tabela 95). Przy stale rosnących cenach uprawnień do emisji dochodzi do zrównania się kosztów produkcji wodoru wytwarzanego określoną metodą z użyciem technologii CCS i bez jej wykorzystania. Dla reformingu parowego gazu ziemnego zrównanie się cen wodoru niebieskiego (z CCS) i szarego (bez CCS) zachodzi przy cenie uprawnień do emisji na poziomie 100 [USD/tona CO_2] i proporcji wychwytywanego dwutlenku węgla CO_2 na poziomie 70% (Tabela 95),
- z uwagi na bardzo znaczne jednostkowe emisje dwutlenku węgla prawdopodobieństwo powszechnego wykorzystania gazyfikacji węgla w gospodarce redukującej ślad węglowy jest niewielkie. Po uwzględnieniu kosztów opłat za uprawnienia do emisji gazów cieplarnianych koszty produkcji wodoru poprzez gazyfikację węgla, przy obecnych cenach węgla brunatnego i gazu ziemnego, są znacznie wyższe niż koszty produkcji wodoru

metodą reformingu gazu ziemnego (Tabela 96), nawet po zastosowaniu technologii CCS (Tabela 97). Wysokie emisje jednostkowe gazów cieplarnianych i wysokie koszty produkcji wodoru po uwzględnieniu opłat za prawa do emisji, powodują, że gazyfikacja węgla nie będzie atrakcyjnym sposobem wytwarzania wodoru ze względów środowiskowych i finansowych,

- gazyfikacja biomasy, z uwagi na niewielkie jednostkowe emisje gazów cieplarnianych i perspektywę wzrostu kosztów produkcji wodoru z paliw kopalnych, może stać się - obok elektrolizy wody z użyciem OZE - atrakcyjną metodą produkcji wodoru ze względu na prognozowany spadek i tak niewielkiej jednostkowej emisji gazów cieplarnianych z uwagi na zastępowanie w gospodarce paliw kopalnych przez nośniki energii oparte o energię odnawialną oraz możliwość wykorzystanie biomasy odpadowej do produkcji wodoru (koszty biomasy w istotny sposób wpływają na podwyższenie kosztów produkcji wodoru). Zastosowanie technologii CCS (tutaj BECCS) do procesu gazyfikacji biomasy umożliwia uniknięcie emisji gazów cieplarnianych (emisja netto w wyniku produkcji wodoru za pomocą gazyfikacji biomasy będzie ujemna). Objęcie ujemnych emisji systemem handlu prawami do emisji może bardzo znacznie obniżyć koszt produkcji wodoru z biomasy, a w przypadku wystąpienia wysokich cen uprawnień do emisji, spowodować wystąpienie ujemnych kosztów produkcji wodoru,
- wytwarzanie wodoru metodą elektrolizy wody z wykorzystaniem energii elektrycznej z elektrowni jądrowej wiąże się z niewielkimi jednostkowymi emisjami gazów cieplarnianych, które w tendencji będą maleć do zera (podobnie jak w przypadku elektrolizy wody z wykorzystaniem energii OZE i gazyfikacji biomasy), jednak wysokie koszty kapitałowe budowy elektrowni jądrowej wpłyną na podwyższenie kosztów produkcji energii elektrycznej, które stanowią główny czynnik wpływający na koszt wodoru otrzymywanego w procesie elektrolizy (Rysunek 84 a, b). Te uwarunkowania mogą znacząco obniżyć konkurencyjność kosztową wodoru fioletowego (elektroliza EJ) w stosunku do wodoru zielonego (elektroliza OZE) wykorzystującego malejące ceny energii elektrycznej ze źródeł OZE – przy czym obniżka kosztów kapitałowych elektrolizerów będzie wpływać na obniżenie się kosztów zarówno wodoru fioletowego jak i zielonego (Rysunek 84 a, b),
- system handlu uprawnieniami do emisji stanowi próbę włączenia kosztów środowiskowych emisji gazów cieplarnianych do kosztów ponoszonych przez producentów energii, jednak emisja innych zanieczyszczeń (SO_x , NO_x , pyły PM 10 i PM 2,5, benzo(a)piren, CO i inne) także oddziałuje negatywnie na środowisko i zdrowie populacji, przyczyniając się do konieczności ponoszenia kosztów związanych z utratą zdrowia i życia. Analizowane metody produkcji wodoru wykazują znaczne zróżnicowanie wartości jednostkowych wskaźników emisji zanieczyszczeń innych niż gazy cieplarniane (Rysunek 85 b, c, d.). Bardzo wysoka emisja zanieczyszczeń podczas produkcji wodoru metodą gazyfikacji węgla zwiększa dodatkowo obciążenia środowiskowe tej metody produkcji wodoru, które są tylko częściowo (emisja gazów cieplarnianych) uwzględniane w koszty produkcji. Zastosowanie technologii CCS zmniejsza co prawda emisję gazów cieplarnianych wynikającą z produkcji wodoru z paliw kopalnych, ale przyczynia się do utrzymania a nawet zwiększenia emisji innych zanieczyszczeń (Rysunek 85 b, c, d.).



Rysunek 85 Jednostkowe wskaźniki emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń charakteryzujące różne technologie produkcji wodoru, wyrażone w kilogramach substancji na 1 MWh wodoru

a) dwutlenek węgla CO₂, b) tlenki siarki SO_x, c) tlenki azotu NO_x, d) pył całkowity*.
Dla paneli b, c i d zastosowano skalę logarytmiczną.

Objaśnienia symboli: RP - reforming parowy gazu ziemnego, RPC - reforming parowy gazu ziemnego z technologią CCS, EO - elektroliza wody zasilana ze źródeł OZE, GW - gazyfikacja węgla, GWC - gazyfikacja węgla z technologią CCS, GB - gazyfikacja biomasy, EJ - elektroliza wody zasilana z elektrowni jądrowej

*pył całkowity TSP, na tym rysunku oznaczony symbolem PC

IV.c. Szacowane koszty transportu wodoru:

1.1 Infrastruktura gazownicza dostosowana do transportu wodoru

Należy zauważyć, że koszty transportu wodoru przy użyciu gazociągów będą zależeć od tego, czy po dostosowaniu użyte zostaną istniejące rurociągi gazu ziemnego, czy wybudowane zostaną nowe, dedykowane rurociągi wodorowe. Istotnym kosztem będzie także zakup lub wymiana sprężarek gazu, które w przypadku tłoczenia wodoru będą posiadały znacznie bardziej wymagające parametry techniczne, z uwagi na dyfuzyjne właściwości wodoru. Prognozy wskazują, że w modelu docelowym – około roku 2040, gdy europejski rynek wodorowy osiągnie znaczącą skalę, **ponad 30% długości (12 450 km) rurociągów wodorowych będzie stanowić nowa infrastruktura, a ponad 60% długości (27 200 km) rurociągów, infrastruktura dostosowana [450].**

Według dokumentu nakreślającego Pan-Europejską sieć wodorową z użyciem gazociągów, *Extending the Hydrogen Backbone 2021*, koszt dostosowania istniejących rurociągów gazu ziemnego do przesyłu wodoru jest około 3-4 razy niższy od budowy nowych rurociągów dedykowanych. W zależności od zakładanej średnicy rurociągu (sieć przesyłowa lub dystrybucyjna), CAPEX dostosowania istniejących rurociągów gazu ziemnego do przesyłu wodoru wynosi około 0,3 – 0,5 mln euro za kilometr. Do nakładów inwestycyjnych należy także dodać koszt systemów sprężania, która są tym wyższe, im większa jest średnica rurociągu. Koszty CAPEX systemów sprężania oscylują wokół 0,09 – 0,62 mln euro za kilometr.

1.2 Nowa infrastruktura dedykowana wyłącznie do transportu wodoru

Budowa dedykowanej infrastruktury przesyłu wodoru jest istotnie droższa – dla wszystkich rozpatrywanych wariantów średnicy, dedykowane rurociągi wodorowe są jak wspomniano wyżej, około 3-4 razy droższe od dostosowanych rurociągów gazu ziemnego. CAPEX budowy dedykowanych rurociągów wodorowych szacuje się na **około 1,5 – 2,8 mln euro za kilometr**, w zależności od średnicy rury (sieć przesyłowa lub dystrybucyjna). W przypadku kosztów systemów sprężania, kalkulacja ekonomiczna jest stosunkowo zbliżona do wariantu rurociągów dostosowanych. Zarówno przy rurociągach dedykowanych, jak i dostosowanych, CAPEX systemów sprężania wynosi **około 0,09 – 0,62 mln euro za kilometr**.

Tabela 98 Analiza kosztów rurociągów dedykowanych i dostosowanych do przesyłu wodoru [450]

Średnica rurociągu	Typ rurociągu (dostosowany/nowy)	Konstrukcja/pojemność GW H ₂ (LHV) ¹⁵	Ciśnienie wlotowe (w barach)	Ciśnienie robocze (w barach)	Koszty CAPEX rurociągów wodorowych (M€/km)	Koszty CAPEX systemów sprężania (M€/km)
1200/48	Dostosowany	13	40	80	0,5	0,62
	Nowy	13			2,8	0,62
900/36	Dostosowany	3,6	30	50	0,4	0,14
	Nowy	4,7			2,2	0,32
500/20	Dostosowany	1,2			0,3	0,09

	Nowy	1,2			1,5	0,09
--	------	-----	--	--	-----	------

W wielu przypadkach dostosowanie obecnych rurociągów gazu ziemnego do przesyłu wodoru będzie technicznie niemożliwe i nieopłacalne, stąd wystąpi konieczność rozbudowy dedykowanych wodorociągów. Dostosowanie rurociągu przesyłającego gaz ziemny do przesyłu domieszek wodoru będzie możliwe tylko w przypadku mało wyeksploatowanych (względnie nowych) rurociągów, o wysokiej jakości konstrukcji – w pozostałych sytuacjach koszt dostosowania rurociągu gazu ziemnego do przesyłu wodoru prawdopodobnie przewyższy budowę rurociągu dedykowanego.

Przykładowy system magazynowania i przesyłu wodoru w sieci gazowej

Zakładany system magazynowania wodoru w sieciach gazowych bazuje na zbliżonych założeniach technicznych, co systemy *Power-to-Gas*, pełniąc przy tym funkcję bilansującą i łączącą z systemem elektroenergetycznym. Proponowany model biznesowy dla instalacji magazynowania wodoru w sieciach gazowych zakłada wykorzystanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, produkcję wodoru metodą elektrolizy oraz produkcję zaawansowanego, odnawialnego, gazowego paliwa transportowego, przy jednoczesnym zapewnieniu usług pomocniczych dla sieci elektrycznej (magazynowanie wodoru ze źródeł odnawialnych). Opisany powyżej system funkcjonuje w warunkach zdecentralizowanego magazynowania energii na małą skalę (10MW) [451]. W tym przypadku wodór pełni rolę swoistego nośnika energii, w myśl idei *sector coupling*. Dla modelowania ekonomicznego zastosowano zdyskontowane przepływy pieniężne, w celu określenia poziomu kosztów energii (LCOE) paliwa gazowego w postaci odnawialnego metanu, wyprodukowanego ze zmagazynowanego wcześniej wodoru. Uwzględniono różne scenariusze kosztowe - odrębnie dla lat 2020, 2030 i 2040. Uzyskane wyniki ekonomiczne LCOE, to:

- **107-143 EUR/MWh (wartość bazowa 124 EUR) w 2020 r.**
- **89-121 EUR/MWh (wartość bazowa 105 EUR) w 2030 r. oraz**
- **81- 103 EUR/MWh (wartość bazowa 93 EUR) w 2040 roku.**

Szczegółowe analizy rozkładu kosztów wskazały dominujący we wszystkich scenariuszach (56 %) udział kosztów zakupu energii elektrycznej, natomiast kolejne miejsce (33 %) przypada całkowitym wydatkom kapitałowemu. Nasuwa się więc jeden wniosek: **dostęp do taniej energii odnawialnej będzie kluczowy dla rentowności rozważanego systemu**. Przy tworzeniu kalkulacji ekonomicznych, we wszystkich analizowanych scenariuszach czasowych przyjęto 70-75% efektywność działania elektrolizerów i systemów metanizacji. Koszt elektrolizerów dla roku 2020 wskazano na poziomie 1200 euro/kW, systemów metanizacji - 800 euro/kW, koszt projektu wyniósł 10-20% CAPEX (tzw. DEVEX), a roczne koszty OPEX - 1-2% CAPEX. Dla kolejnych scenariuszy czasowych zakładano spadek kosztów CAPEX (odpowiednio dla lat 2030 i 2040 r.).

451 Modelling of a power-to-gas system to predict the levelised cost of energy of an advanced renewable gaseous transport fuel, University College Cork, 2018

Tabela 99 LCOE dla instalacji magazynowania wodoru i produkcji odnawialnego metanu dla wybranych scenariuszy czasowych [451]

Scenariusz	Wariant	2020	2030	2040
LCOE, 10 MW instalacja, koszt energii elektrycznej: 50 euro/MWh, 6500 FLH	<i>Low</i>	107	89	81
	<i>Medium</i>	124	105	93
	<i>High</i>	143	121	103

Warianty *Low*, *Medium* oraz *High* zakładają odmienne koszty CAPEX poszczególnych podzespołów instalacji i uwzględniają spadek kosztów wraz z postępem czasowym i technologicznym.

Według przeprowadzonych analiz, powyższa instalacja - przy określonych założeniach rynkowych - może być w przyszłości konkurencyjna względem gazu ziemnego i paliwa Diesla. W wariantie medium dla roku 2020, LCOE energii z odnawialnego metanu wynosi 124 euro/MWh, co stanowi wyjściową wartość dla dalszych kalkulacji. Istotna redukcja kosztów może nastąpić dzięki sprzedaży tlenu, będącego produktem ubocznym, świadczeniu usług bilansujących dla operatorów sieciowych oraz przy uwzględnieniu dopłat do OZE (cena bazowa: 50 euro/MWh). Na poniższym wykresie wskazane jest, przy jakich poziomach redukcji kosztów odnawialny metan staje się konkurencyjny względem diesla i gazu ziemnego. Należy zaznaczyć, że zakładane zachęty i model biznesowy są stosunkowo optymistyczne, ale mimo to potencjalnie osiągalne w perspektywie średnio- i długoterminowej. Osiągnięcie niskich cen z takiej instalacji nie jest możliwe w początkowych fazach rozwoju rynku, w związku z wysokimi cenami energii elektrycznej z OZE i wysokim poziomem CAPEX.

1.3 Transport kołowy, kolejowy, morski, śródlądowy wodoru

Analizowane metody transportu wodoru:

- Wodór gazowy
- Wodór skroplony
- Transport rurociągowy (infrastruktura istniejąca lub dedykowana)

Koszty transportu wodoru są bezpośrednio związane ze skalą rynku wodorowego mierzonego wielkością popytu u podaży, co przekłada się na wolumeny produkcji, zagęszczenie rynków zbytu i odległości transportowe. Należy zaznaczyć, że od stopnia penetracji rynkowej wodoru zależy wybór konkretnej metody jego transportu.

We wczesnych fazach rozwoju rynku wodorowego, najbardziej opłacalny będzie transport **wodoru gazowego za pomocą cystern z wodorem sprężonym** (małe wolumeny produkcji, krótkie odległości - poniżej 200 km - w ramach jednej doliny wodorowej). W kolejnych, bardziej dojrzałych fazach rozwoju rynku, na znaczeniu zyskają **transport wodoru skroplonego za pomocą cystern** (średnie wolumeny produkcji, dystans 300-500 km - w ramach kilku województw) oraz **transport rurociągowy wodoru sprężonego** (duże wolumeny, średni i duży dystans - od 300 km - w ramach kilku województw lub transgraniczny).

Transport morski wodoru ciekłego jest obecnie około 5 razy droższy od transportu LNG, a dla optymalizacji kosztowej niezbędne jest wygenerowanie efektów skali. W warunkach planowanego rozwoju rynku eksport/import wodoru, do obsługi wymiany handlowej wodoru, Polska potrzebować będzie terminala wodorowego (na wzór terminala LNG).

Uwzględniając obecną fazę rozwoju rynku wodorowego na świecie (wolumen produkcji wodoru, wielkość zbiorników, zagęszczenie stacji tankowania), szacowany koszt transportu wodoru **wynosi USD 6–8 /kg**. Efekty skali i większa penetracja rynku przez technologie wodorowe (wolumen produkcji wodoru, zagęszczenie stacji, wielkość zbiorników) pozwolą na obniżenie jednostkowych kosztów transportu wodoru w 2030 r. **do poziomu USD 2–2,5 /kg** (podane kalkulacje odnoszą się do rynku Stanów Zjednoczonych [452]).

Odległość od rejonu zbytu:

Na krótkich dystansach (100-200 km), najbardziej opłacalny ekonomicznie jest transport wodoru sprężonego (CH₂)

Na średnich dystansach (200-500 km), opłacalność zyskuje transport wodoru w postaci skroplonej (LH₂)

Na dużych dystansach (powyżej 500 km), najbardziej opłacalna jest dystrybucja wodoru rurociągami

Wolumen produkcji:

Mały wolumen (2-6 tys. kg / dziennie, początkowe fazy rozwoju rynku)

Średni wolumen (8-50 tys. kg / dziennie, rynek rozwijający się)

Duży wolumen (powyżej 60 tys. kg / dziennie, rynek rozwinięty)

Wybór metody transportu:

- Wodór sprężony – na krótkich i średnich dystansach (100 – 300 km), przy małym wolumenie produkcji
- Wodór skroplony – na średnich i dużych dystansach (powyżej 300 km), przy małym i średnim wolumenie produkcji
- Rurociąg – na krótkich, średnich i dużych dystansach, przy średnim i dużym wolumenie produkcji

Tabela 100 Macierz metod transportu wodoru w zależności od wolumenu produkcji wodoru i dystansu od rynku zbytu [453]

452 *Path to Hydrogen Competitiveness*, McKinsey, 2020

453 Yang, Christopher, and Joan Ogden. "Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode." *International Journal of Hydrogen Energy* 32, no. 2 (2007): 268-286.

	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325	350	375	400	425	450	475	500	
Hydrogen Flow [kg/day]																					
2000	G	G	G	G	G	G	G	G	G	G	G	G	G	L	L	L	L	L	L	L	L
4000	G	G	G	G	G	G	G	G	G	G	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
6000	G	G	G	G	G	G	G	G	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
8000	P	G	G	G	G	G	G	G	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
10000	P	G	G	G	G	G	G	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
12000	P	G	G	G	G	G	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
14000	P	P	P	G	G	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
16000	P	P	P	P	P	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
18000	P	P	P	P	P	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
20000	P	P	P	P	P	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
30000	P	P	P	P	P	P	P	P	P	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
40000	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
50000	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	L	L	L	L	L	L	L
60000	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	L	L	L	L	L
70000	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	L
80000	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P
90000	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P
100000	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P

G- gazowy, L – ciekły, P – rurociąg

Wnioski dla kosztów transportu wodoru

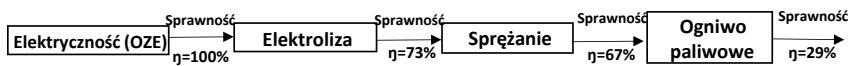
- We wczesnych fazach rozwoju rynku i przy realizacji instalacji pilotażowych (czyli przy niskim wolumenie produkcji, sięgającym kilkuset kg H₂/dziennie), najbardziej opłacalna metoda to transport drogowy wodoru sprężonego.
- Wraz z rosnącym wolumenem produkcji, opłacalność zyskują rurociągi wodorowe, których koszt jednostkowy spada wraz ze wzrostem skali produkcji wodoru.
- Transport wodoru skroplonego będzie prawdopodobnie opłacalny jedynie przy jednocześnie dużych dystansach i małych lub średnich wolumenach (większych niż przy sprężaniu, mniejszych niż przy gazociągach).
- W przypadku rynku polskiego, w perspektywie długoterminowej niezbędna jest rozbudowa dedykowanych rurociągów wodorowych, gdyż stan techniczny polskich rurociągów do przesyłu gazu ziemnego nie pozwala na rentowne dostosowanie ich do przesyłu wodoru.
 - Konieczne jest dążenie do optymalizacji kosztów transportu wodoru w ramach dolin wodorowych, cechujących się małą odległością rynku zbytu od miejsca produkcji.

1.4 Efektywność procesów konwersji wodoru

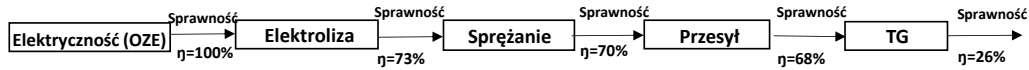
Efektywność procesów przerobu wodoru (z ang. *roundtrip-efficiency*) zależy od konkretnego zastosowania końcowego oraz ilości poszczególnych etapów konwersji wodoru. Należy przyjąć, że dla większości zastosowań w mobilności i energetyce, po uwzględnieniu etapów dystrybucji i magazynowania, sprawność końcowa będzie wynosić około 20-35%. By ograniczyć straty energii, należy dążyć do jak najmniejszej ilości etapów konwersji, a także wdrażać metody odzysku ciepła i tlenu z procesu elektrolizy. Warto także zauważyć, że wraz z rozwojem technologii wodorowych, obserwowana jest również poprawa sprawności działania poszczególnych podzespołów systemowych, takich jak elektrolizery, ogniwa paliwowe, sprężarki i inne. Oznacza to wciąż duże wyzwania dla aktywności B+R+I.

Elektryczność - Elektryczność (cykl: Power to Power)

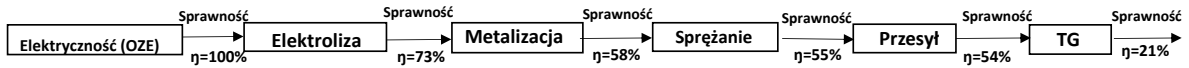
TG – Turbina Gazowa



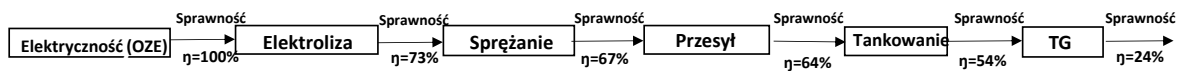
Elektryczność - Gaz (mieszanina H₂ + CH₂)



Elektryczność - Gaz (metalizacja)



Elektryczność - Paliwo wodorowe



Rysunek 86 Sprawność procesów konwersji wodoru [454]

IV.d. szacowane koszty magazynowania

- i) w ramach technologii power-to-gas vs. magazynowania energii w innych, reprezentatywnych magazynach energii

W przypadku technologii power-to-gas, najczęściej badane i rozwijane są technologie związane z magazynowaniem wodoru. Istnieje szereg rozwiązań, w których każda z nich cechuje się innymi właściwościami i związanymi z tym kosztami. Rozbicie na poszczególne technologie, w oparciu o analizy [455] przedstawiono w poniższej tabeli:

Tabela 101 Zestawienie technologii magazynowania wodoru

Technologia	Gęstość objętościowa, kgH ₂ /m ³	Ciśnienie, bar	Temperatura, °C	Koszty, \$/kg _{H₂}
Skompresowany gas	17 - 33	300 i 750	Otoczenia	400 – 700 (średnio 550)
Kriogeniczne schładzanie	35 - 40	1	-250	200 - 270 (średnio 235)
Kriogenika sprzężona z kompresją wodoru	30 - 42	350	-250	400
Wodorki metali	< 150	1 - 30	Otoczenia - 280	> 500
Wodorki złożone	< 120	1 - 50	150 - 300	300 - 450 (średnio 375)
Wodorki chemiczne	30	1	80 - 200	160 - 270 (średnio 215)

Niezależnie od technologii wodorowych, w perspektywie lat 2030 i 2050, rozpatrywane są również inne rozwiązania jako potencjalne magazyny energii. Zaliczają się do nich m. in. baterie, sprzężone powietrze CAES (ang. Compressed Air Energy Storage), koła zamachowe oraz hydro-elektrownie szczytowo-pompowe PHS (ang. Pumped Hydro energy Storage).

Baterie są elektrochemicznymi urządzeniami, opartymi na różnych układach chemicznych: Obecnie najczęściej stosowanymi technologiami dostępnymi na rynku są baterie typu Li-Ion. Nadają się one do wielu różnych zastosowań. Baterie są praktycznie wykorzystywane jako wygodne źródła zasilania od około dwóch stuleci, a zakres zastosowań akumulatorów znacznie się rozszerzył w ciągu ostatnich dziesięcioleci ze względu na rosnące zapotrzebowanie na stacjonarne i mobilne źródła zasilania. Baterie są oparte na pojedynczych ogniwach elektrochemicznych, z których każde ma napięcie w zakresie od poniżej 1 V do około 4 V. Ogniwa można łączyć szeregowo, w celu uzyskania bardzo wysokich napięć, jeśli jest to wymagane. Akumulatory charakteryzują się bardzo atrakcyjną gęstością mocy, a ich wydajność w cyklu obrotowym (energia elektryczna na wyjściu przewyższa energię

elektryczną na wejściu) jest na ogół wysoka - w zakresie do 70-95%, w zależności od warunków ładowania i rozładowania. Ze względu na podstawowe ogniwa elektrochemiczne akumulatorów, są one wysoce modułowe i mogą być produkowane dla bardzo dużych pojemności i / lub wymagań dotyczących mocy.

W przypadku instalacji typu CAES, energia elektryczna jest zamieniana na energię potencjalną sprężonego powietrza i magazynowana w tej postaci. Do sprężania powietrza można zastosować sprężarki turbo, tłokowe lub promieniowe. Sprężone powietrze może być przechowywane w podziemnych kawernach lub innych (ponad powierzchniowych) zbiornikach ciśnieniowych. Ciepło wytwarzane podczas kompresji może zostać zmagazynowane w celu zwiększenia wydajności w obie strony. Powietrze wypuszczane z kawerny lub zbiornika ciśnieniowego napędza ekspander turbosprężarki, tłokowy lub promieniowy. Przed rozprężeniem, sprężone powietrze należy podgrzać, aby nie dopuścić do zamarznięcia ekspandera. W przypadku, gdy ciepło ze sprężania jest wykorzystywane do podgrzewania powietrza przed rozprężaniem, proces przebiega adiabatycznie.

Magazynowanie energii kinetycznej w oparciu o koła zamachowe jest uważane za technologię szybkiego magazynowania energii, której główne cechy to wysoka moc oraz jej gęstość. Ponadto, technologia ta cechuje się dużą liczbą cykli życia, możliwością zainstalowania w dowolnym miejscu (rozważane są nawet zastosowania na pokładzie). System magazynowania energii kinetycznej składa się z koła zamachowego napędzanego maszyną elektryczną, mogącego pracować jako silnik lub generator. Kiedy maszyna (działając jako silnik) wywiera dodatni moment obrotowy T na koło zamachowe o momencie bezwładności J , zwiększa swoją prędkość obrotową z prędkością T/J , aż osiągnie prędkość maksymalną, magazynując zadaną energię kinetyczną. Na tym etapie energia może być utrzymywana na stałym poziomie, po prostu dostarczając straty na biegu jałowym w silniku. W celu uwolnienia energii maszyna elektryczna (działająca jako generator) przykłada ujemny moment obrotowy $-T$ do koła zamachowego, hamując z prędkością $-(T/J)$ i pompując energię z powrotem do źródła, do którego jest podłączona.

Zbiornik i magazynowanie pompowanej energii wodnej (PHS) to jedne z najbardziej wydajnych i elastycznych sposobów magazynowania energii na dużą skalę jakie są obecnie dostępne. Technologia pomaga przedsiębiorstwom użyteczności publicznej w efektywnym równoważeniu sieci i rozwijaniu portfela energii odnawialnej. Elektrownie wodne zbiornikowe i szczytowo-pompowe należą do kluczowych technologii, umożliwiających krajom realizację ich ambitnych celów w zakresie ograniczenia emisji gazów cieplarnianych przy jednoczesnym wzroście zdolności w zakresie czystej, odnawialnej energii. Technologia ta jest w stanie zmniejszyć lub zatrzymać produkcję. Wodę można magazynować, gdy ceny są niskie a wykorzystywać ją do produkcji, gdy ceny są wyższe. Pompy pompują wodę do górnego zbiornika i przechowują ją tam, gdy zapotrzebowanie jest niskie. Kiedy popyt i ceny osiągają szczyt, woda jest odprowadzana przez turbiny do niższego zbiornika, a energia elektryczna jest sprzedawana po wyższych cenach. Dzięki ich elastyczności mocy i krótkiemu czasowi reakcji, dalsze przychody pochodzą również z rynków pomocniczych, na których wynagradzane są usługi regulacyjne, świadczone przez elektrownie wodne i elektrownie szczytowo-pompowe. Dzięki temu, przedsiębiorstwa użyteczności publicznej mogą uzyskiwać dochody z magazynowania zmiennej energii odnawialnej, która w przeciwnym razie mogłaby zostać utracona. Do 80% energii zużytej podczas całego cyklu jest odzyskiwane.

Krótkie opisy obecnego statusu powyższych technologii na stan dzisiejszy wraz z kosztami przedstawiono w poniższej tabeli [455]:

Tabela 102 Charakterystyka poszczególnych metod magazynowania energii

Technologia	Obecny status	Koszty, €/kWh
Baterie Li-ion	Maksymalnie 241 Wh/kg przy żywotności 500 cykli lub 130 Wh/kg przy gwarantowanej żywotności na poziomie 2 000 cykli	500 – 1 000 (średnio 750)
Akumulatory typu Redox Flow	10-20 Wh/kg (Vanadium) Żywotność 10-20 lat (>10 000 cykli) 50-60 Wh/kg (ZnBr ₂ based) Żywotność >2 000 cykli	ok. 400
CAES	W zależności od typu CAES, otrzymywane są różne sprawności: 70% w trybie adiabatycznym z magazynem ciepła; 55% w trybie diabatyicznym, gdzie należy dostarczyć dodatkowe ciepło do układu; 70-75% w trybie izotermicznym, z ograniczonymi możliwościami magazynowania energii	200 – 250 (średnio 225)
Koła zamachowe	Żywotność ponad 100 000 cykli Układy o mocy średnio 100-250 kW	3000
PHS	Magazynowanie na poziomie GW Niski koszt cyklu, wysoki koszt kapitału Sprawność round-trip 70-80%	350 – 1 500 (średnio 925)

W oparciu o dostępne rozwiązania, obecne technologie wodorowe związane są z szeregiem trudności, które należy rozwiązać, w celu poprawy ich opłacalności na rynku pod kątem magazynowania energii. Zaliczają się do nich między innymi:

- koszty inwestycyjne (€/kW) muszą zostać obniżone, aby rozszerzyć obszary zastosowań danych technologii,
- wydajne komponenty na dużą skalę nie zawsze są dostępne,
- sprężanie wodoru z elektrolizerów do wysokich ciśnień jest kosztowne,
- skuteczność elektrolizy przy wysokiej gęstości prądu ogniwa jest zbyt niska,
- efektywność procesów chemicznych do wytwarzania innych paliw syntetycznych z wodoru jest zbyt niska,
- materiały do magazynowania wodoru nadal w fazie badań i rozwoju.



Rysunek 87 Zbiornik ciśnieniowy na wodór [456]

Układy P2G zintegrowane z reaktorem metalizacji produkują syntetyczny gaz ziemny SNG (ang. synthetic natural gas), który głównie składa się z metanu. Podobnie jak w przypadku wodoru, wymagany jest dodatkowy zbiornik oraz kompresor do magazynowania SNG. Przykładowy zbiornik do przechowywania wyprodukowanego syntetycznego gazu naturalnego przedstawiono na poniższym rysunku. Wszelkie parametry techniczne i kwestie bezpieczeństwa obowiązują takie same jak dla zbiorników na LNG.

W dostępnych analizach obejmujących bieżące i przyszłe parametry ekonomiczne, uwzględnia się oba te urządzenia jako wspólny element. Koszty CAPEX związane z modułem do magazynowania SNG szacują się na poziomie $50 \text{ €}_{2017}/\text{m}^3$ produkowanego gazu i przyjmuje się iż ta kwota nie ulegnie zmianie zarówno w latach 2030 jak i 2050, jeśli założy się żywotność zbiorników na poziomie 60 lat. Dodatkowo, w dostępnych badaniach określono, że 1% kosztów CAPEX będą stanowić koszty OPEX związane z eksploatacją tej części instalacji [457].

Dla instalacji P2G możliwe jest sprzężenie układu energetycznego z istniejącymi sieciami gazowniczymi, składającymi się z rurociągów i podziemnych zbiorników. Rozwiązanie to zostało przeanalizowane w Niemczech i we Francji w ramach projektu europejskiego STOREandGO [458]. Dla takiego rozwiązania wymagana jest odpowiednia infrastruktura (bez konieczności instalacji dodatkowego kompresora), a jej koszt szacowany jest na poziomie $75 \text{ tys. €}_{2017}/\text{MW}_{\text{elektrolizera}}$. Wyliczone koszty OPEX dla instalacji P2G ze wstrzykiwaniem metanu do istniejącej sieci gazowniczej oszacowano na poziomie 2% kosztów CAPEX.

456 <https://propanespecialty.com/blog/sng-system/whats-an-sng-system/>

457 Gorre J., et al., Production costs for synthetic methane in 2030 and 2050 of an optimized Power-to-Gas plant with intermediate hydrogen storage. Applied Energy 2019;253:113594

458 Nr grantu: 691797; finansowany w ramach: H2020-EU.3.3.; budżet projektu: 27 973 369,75 EUR; okres trwania: 01.03.2016-29.02.2020

ii) magazyny podziemne - kawerny solne

W celu magazynowania większych objętości wodoru wykorzystywane są magazyny podziemne. Technologia magazynowania jest zbliżona do podziemnych magazynów gazu ziemnego. Do podziemnego magazynowania wodoru w literaturze rozpatrywane są następujące głębokie formacje geologiczne, pod bardzo słabo przepuszczalnymi skałami nadkładu nadkładu [459]:

- Kawerny solne,
- wyczerpane złoża ropy naftowej i gazu,
- Głębokie poziomy wodonośne.

Należy przy tym podkreślić, że obecnie na świecie do magazynowania wodoru użytkowane są jedynie magazyny w kawernach solnych [460], przedstawione w Tabela 103. Magazynowanie w pozostałych formacjach jest analizowane, biorąc pod uwagę, że są one z powodzeniem wykorzystywane do magazynowania gazu ziemnego (który często zawiera małe ilości wodoru) i obecnie w literaturze nie wskazano przeciwwskazań do magazynowania wodoru.

Jak podaje Tarkowski [459] wskazane powyżej formacje geologiczne, w celu zaadoptowania na podziemny magazyn wodoru, muszą spełniać określone warunki (każdy z nich posiada swoją specyfikę). Wyczerpane złoża ropy i gazu oraz głębokie poziomy wodonośne są formacjami typu porowo-szczelinowatego, w których decydującą rolę w magazynowaniu odgrywają czynniki i aspekty geologiczne, a czynniki techniczne są drugorzędne. W kawernach istotną rolę odgrywają natomiast względy techniczne. Podziemne kawerny solne to sztuczne komory utworzone przez wylugowanie soli ze złóż pokładowych lub w wysadach solnych. Tego typu komory są stosowane na całym świecie do przechowywania gazu ziemnego i produktów ropopochodnych. Sól ma dobre właściwości fizyczne, odpowiednie dla podziemnego magazynowania wodoru. Ściany kawerny solnej są zasadniczo nieprzepuszczalne dla tego gazu przez okres eksploatacji magazynu, a plastyczne właściwości soli chronią takie kawerny przed pojawieniem się i rozprzestrzenianiem pęknięć oraz utraty szczelności zbiornika. Wielkości magazynowania i odbioru wodoru są bardzo elastyczne. Często w jednym miejscu można wylugować kilka kawern, tak żeby dostosować ogólną pojemność magazynu do potrzeb rynkowych. Wyczerpane złoża ropy i gazu mogą być również wykorzystane do magazynowania wodoru. Poziom przeznaczony do jego składowania musi mieć odpowiednią porowatość i przepuszczalność, a skały nadkładu muszą zapewnić szczelność przed wyciekami gazu na powierzchnię. Podkreśla się, że kiedy skały nadkładu są nasycone wodą, stanowią praktycznie nieprzepuszczalną barierę dla wodoru. Zaletą takiego rozwiązania jest również to, że właściwości geologiczne wyeksploatowanego złoża są dobrze znane, a istniejące otwory i wyposażenie napowierzchniowe mogą być (przynajmniej częściowo) ponownie wykorzystane. Magazynowanie wodoru w głębokich poziomach wodonośnych jest zbliżone do magazynowania w wyczerpanych złożach ropy czy gazu, z tą różnicą, że porowata matryca skalna jest wypełniona solanką, a nie węglowodorami. Zaletą tego typu magazynu jest względnie nienaruszona struktura geologiczna. Istniejącymi

459 R. Tarkowski, „Wybrane aspekty podziemnego magazynowania wodoru,” *Przegląd Geologiczny*, tom 65, nr 5, 2017.

460 C. Hemme i W. v. Berk, „Hydrogeochemical Modeling to Identify Potential Risks of Underground Hydrogen Storage in Depleted Gas Fields,” *Applied Sciences*, tom 8, nr 2282, 2018.

ograniczeniami są wyższe koszty rozpoznania geologicznego, większe nakłady inwestycyjne i koszty eksploatacji oraz zwiększone ryzyko wycieku gazu [459].

Tabela 103 Parametry użytkowanych magazynów wodoru w kawernach solnych, opracowanie na podstawie [459], [461], [462]

Nazwa	P [bar]	Głębokość, [m]	Objętość, [m ³]	Możliwa operacyjna pojemność magazynu, Mg H ₂	Energia w zmagazynowanym wodorze, GWh	Energia zmagazynowanego wodoru w 1 m ³ objętości kawerny, kWh/m ³
Teeside, UK	45	365	210 000	810	27	128,6
Clemens, USA	70-137	1000	580 000	2400	80	137,9
Moss Bluff, USA	55-152	1200	566 000	3690	123	217,3
Spindletop, USA	68-202	1340	906 000	8230	274	302,4

Lista projektów badawczo-rozwojowych dotyczących podziemnego magazynowania wodoru obejmuje m.in.: Roads2HyCOM (2005), Hychico (2006), H2STORE (2012), HyUnder (2012), ANGUS+ (2013), CEN-CENELEC (2014), InSpEE (2015) oraz HyINTEGER (2016), HyCAVmobil (2021).

Obecnie w Polsce nie ma podziemnych magazynów wodoru. Zrealizowano projekt badawczo-rozwojowy Hestor, w którym w skład konsorcjum weszli: Grupa LOTOS S.A., Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Ośrodek Badawczo-Rozwojowy CHEMKOP sp. z o.o., Politechnika Śląska, Politechnika Warszawska oraz Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. Według rezultatów maksymalna pojemność kawerny wykorzystywanej w założeniach projektu może sięgać od 190 do 350 tys. m³, co pozwala na przechowanie od 2 000 do 3 000 ton wodoru. Wyługowanie takiej kawerny powinno zająć ok. dwóch lat. W przypadku wykorzystywania wodoru do produkcji energii elektrycznej, zarówno w turbinie gazowej, jak i w ogniach paliwowych, jako miejsce magazynu przyjęto kawernę w Białogardzie, a w przypadku wykorzystania wodoru w procesach rafineryjnych w Mechelinkach. Rozpatrywano także oddziaływanie wodoru na materiały rur i sprzętu do obsługi instalacji [463]. Ponadto, jak wynika z informacji prasowych

461 G. Hévin, „Underground storage of Hydrogen in salt caverns,” w European Workshop on Underground Energy Storage, Paryż, 2019

462 D. Zivar, S. Kumar i J. Foroosh, „Underground hydrogen storage: A comprehensive review,” International Journal of Hydrogen Energy, 2020.

463 M. Maj i A. Szpor, „Kierunki rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce,” Polski Instytut Ekonomiczny, Warszawa, 7/2019.

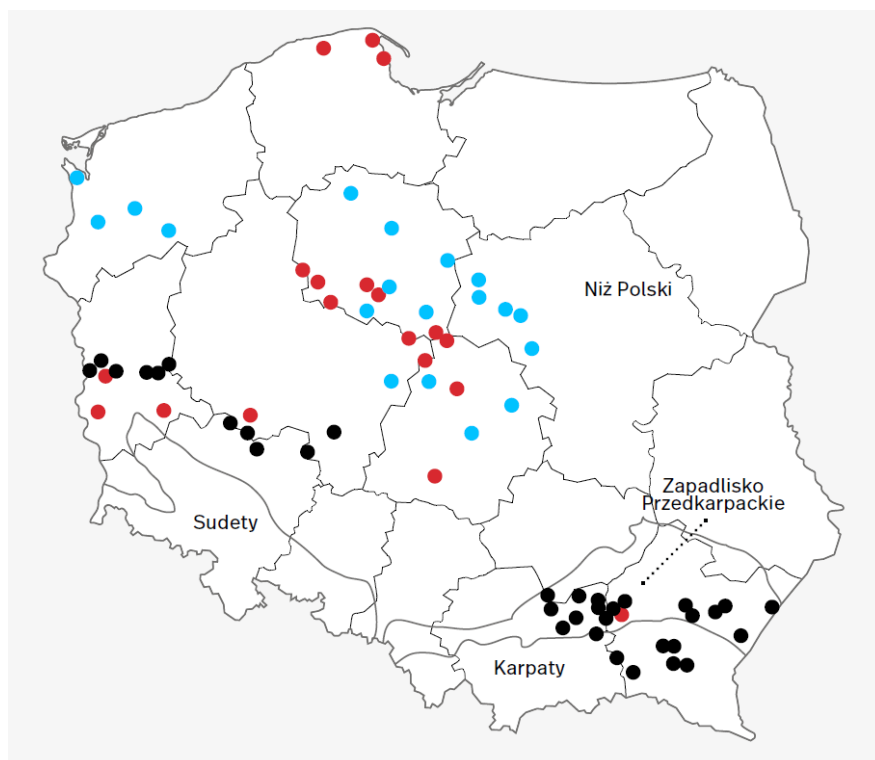
[464], PGNiG S.A. poinformowała o planach budowy demonstracyjnego magazynu wodoru w kawernach w Mogilnie do 2025 r.

W Polsce jako magazyny gazu ziemnego użytkowane są obecnie dwie kawerny solne: Mogilno (pojemność 585,4 mln m³ gazu ziemnego) oraz Kosakowo (239,4 mln m³ gazu ziemnego). Wykorzystywane są również wyczerpane złoża ropy i gazu oraz warstwy wodonośne o łącznej pojemności około 2,5 mld m³ gazu. Mimo, że w Polsce nie ma obecnie podziemnego magazynu wodoru jego budowa nie powinna stwarzać problemów, biorąc pod uwagę doświadczenie w budowie i eksploatacji podziemnych magazynów gazu. Na Rysunku 85 przedstawiono potencjalne lokalizacje magazynów wodoru na mapie opracowanej przez Polski Instytut Ekonomiczny [463] na podstawie [459]. Analizy potencjału magazynowania w kawernach zostały również opublikowana przez Tarkowskiego i Czapowskiego [465] oraz przez Czapowskiego [466].

464 W. Jakóbiak, „www.biznesalert.pl,” 17 11 2020. [Online]. Available: <https://biznesalert.pl/magazyn-wodoru-demonstracyjny-polska-energetyka-innowacje-gaz-wodor/>.

465 R. Tarkowski i G. Czapowski, „Salt domes in Poland - Potential sites for hydrogen storage in caverns,” *International Journal of Hydrogen Energy*, nr 43, 2018.

466 G. Czapowski, „PERSPEKTYWY LOKOWANIA KAWERN MAGAZYNOWYCH WODORU W POKŁADOWYCH WYSTĄPIENIACH SOLI KAMIENNYCH GÓRNEGO PERMU (CECHSZTYN) W POLSCE – OCENA GEOLOGICZNA,” *BIULETYN PAŃSTWOWEGO INSTYTUTU GEOLOGICZNEGO*, nr 477, pp. 21-54, 2019.



● Pokłady soli kamiennej i wysady solne

- Wyniesienie Łęby:
 1 - Łęba
 2 - Mechelinka
 3 - złoże 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 - Łanięta
 18 - Dębina.
- Zapadlisko przedkarpackie:
 19 - Wojnicz.

● Głębokie poziomy wodonośne

- W głębokich poziomach wodonośnych Niżu Polskiego:
 1 - Bielsko-Bodzanów
 2 - Bystaw
 3 - Chełmża
 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.

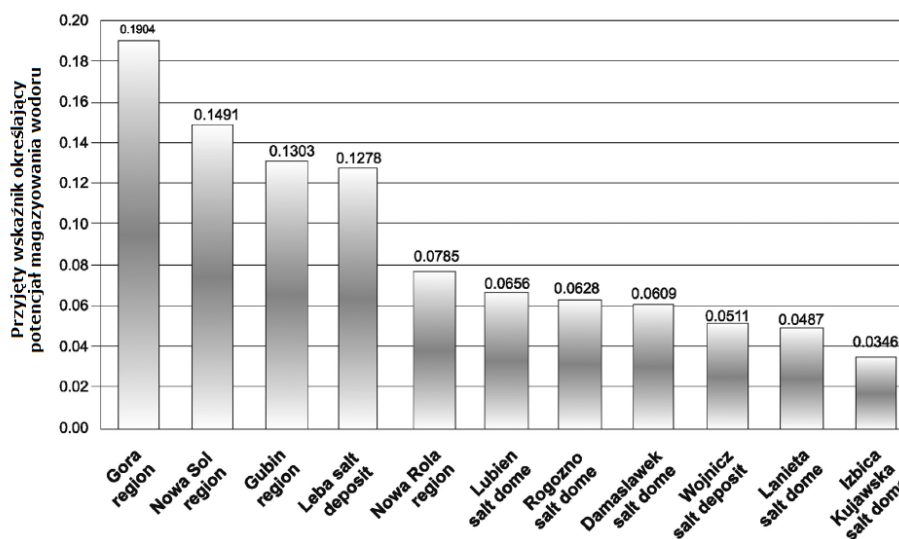
● Szczerpane złoża węglowodorów

- Złoża ropy naftowej:
 1 - Kije
 2 - Kije ptn-wsch
 3 - Breslack-Kosarzyn
 4 - Rybaki
 5 - Brzezówka
 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 - Załęcze
 21 - Zuchlów
 22 - Gorlice-Glinik
 23 - Sanok-Zabłotce
 24 - Wola Jasienicka
 25 - Brzezowiec
 26 - Brzeźnica
 27 - Czarna Sędziszowska
 28 - Dąbrówka
 29 - Grądy Bocheńskie
 30 - Husów-Albigowa-Krasne
 31 - Jarostaw
 32 - Kańczuga
 33 - Lubaczów
 34 - Mirocin
 35 - Przemyśl
 36 - Swarzów
 37 - Tarnów
 38 - Uszkowice
 39 - Wygoda.

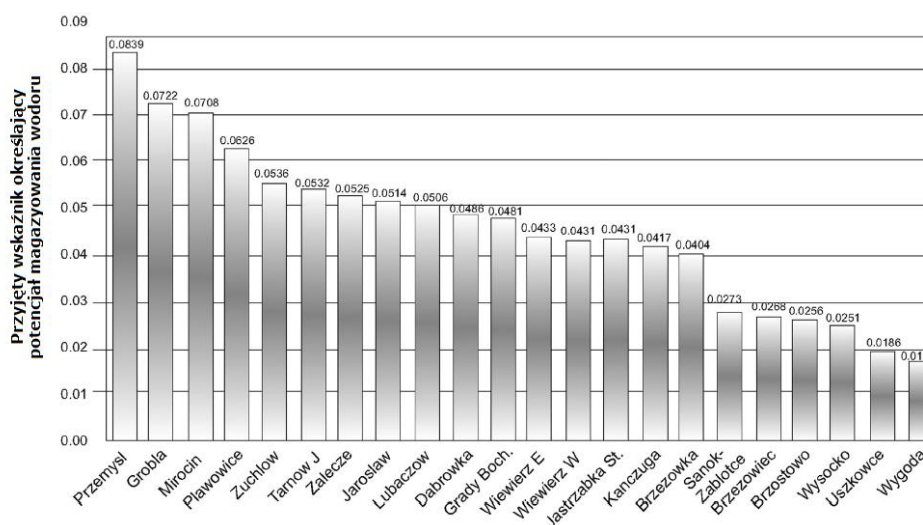
Rysunek 88 Potencjalne lokalizacje magazynów wodoru, opracowane przez [463] na podstawie [459]

Lewandowska-Śmierchalska i inni [467] przeprowadzili również analizę oceniającą potencjał magazynowania wodoru w poszczególnych typach formacji geologicznych oraz lokalizacjach. W ramach analizy wykazano, że najwyższy potencjał magazynowania mają kawerny solne, szczególnie w obszarze monokliny przedsudeckiej (Góra, Nowa Sól, Gubin) oraz Łeby. Do stworzenia rankingu wykorzystano następujące kryteria oceniające:

- Litologia,
- Stopień eksploatacji,
- Pojemność,
- Głębokość,
- Gradient geotermiczny.

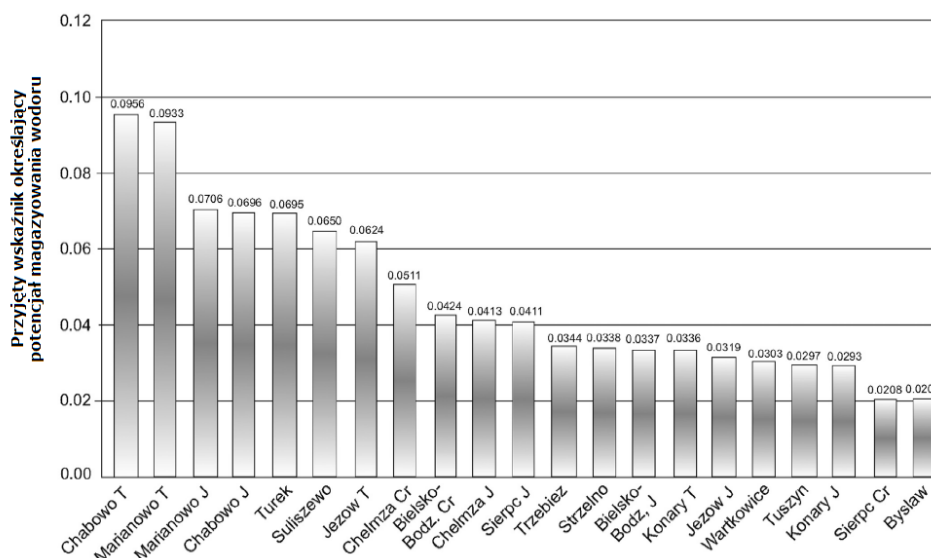


Rysunek 89 Potencjał magazynowania wodoru w kawernach [467]



Rysunek 90 Potencjał magazynowania wodoru w wyczerpanych złożach ropy i gazu [467]

467 J. Lewandowska-Śmierchalska, R. Tarkowski i B. Uliasz-Misiak, „Screening and ranking framework for underground hydrogen storage site selection in Poland,” International Journal of Hydrogen Energy, tom 43, pp. 4401-4414, 2018.



Rysunek 91 Potencjał magazynowania wodoru w warstwach wodonośnych [467]

Lankof i Tarkowski [468] przeprowadzili analizę, z której wynika, że w wytypowanym obszarze w pobliżu Gubina, o powierzchni 1,38 km² istnieje możliwość magazynowania około 4,85 TWh (przy założonej wartości opałowej wodoru 10,8 MJ/m³). Analizę przeprowadzono dla potencjalnych 25 kawern o łącznej pojemności 1,6 mld m_n³ wodoru, czyli średnia pojemność jednej kawerny to 64 mln m_n³.

Należy podkreślić, że maksymalna ilość energii w wodorze magazynowanym w kawernie solnej w określonych warunkach może być równa około 30% energii, którą można zmagazynować w analogicznej objętości kawernowego magazynu gazu ziemnego [469]. Wynika to ze znacznie mniejszej wartości opałowej wodoru w stosunku do gazu ziemnego, niższego ciśnienia maksymalnego oraz współczynnika ściśliwości. Przyjmuje się, że średnia gęstość magazynowania energii w wodorze w kawernie solnej przy ciśnieniu 10 MPa wynosi 280 kWh/m³. Przykładowo Ślizowski i inni [468] obliczyli, że dla kawern solnych położonych w okolicy Zatoki Gdańskiej potencjał magazynowania wodoru wynosi 4 GJ/m³, a dla gazu ziemnego 12 GJ/m³ objętości magazynu.

Na podstawie wyników analizy z projektu Hestor, opisanych przez Maj i Szpora [463] stwierdzono, że scenariusze rozwoju energetyki wskazują, że w 2036 r. nadprodukcja energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (OZE) w Polsce może wynieść około 1 350 godzin i taki wzrost produkcji oraz popytu na energię elektryczną (który odpowiada tym nadwyżkom) może zapewnić opłacalność realizacji projektu HESTOR (dot. budowy podziemnego magazynu wodoru). Zidentyfikowano kilka czynników mogących przyspieszyć realizację budowy magazynów wodoru w kawernach solnych w ciągu 20-30 lat, np.:

- wprowadzenie systemu zachęt finansowych (np. tzw. certyfikaty dla zielonego wodoru),
- opracowanie przejrzystych regulacji dotyczących zagospodarowania nadwyżek mocy z OZE,

468 L. Lankof i R. Tarkowski, „Assessment of the potential for underground hydrogen storage in bedded salt formation,” International Journal of Hydrogen Energy, tom 45, pp. 19479-19492, 2020.

469 J. Ślizowski, K. Urbańczyk, M. Łaciak, L. Lankof i K. Serbin, „Efektywność magazynowania gazu ziemnego i wodoru w kawernach solnych,” Przemysł Chemiczny, tom 5, 2017.

- standaryzacja domieszki wodoru do sieci gazowych,
- obniżenie nakładów inwestycyjnych wynikające z rozwoju technologii (np. obniżenie kosztów budowy układów do prowadzenia procesów elektrolizy),
- rozwój technologii wodorowych w transporcie i związany z tym wzrost zapotrzebowania na wodór.

Koszty budowy podziemnych magazynów gazu

W ogólnodostępnej literaturze brakuje szczegółowych analiz kosztów budowy podziemnych magazynów gazu [462]. W raporcie [470] z 2014 r. podano koszty budowy magazynów wodoru w kawernach solnych na poziomie 40-60 €/m³ przy kawernach o pojemności powyżej 500 000 m³. Koszty budowy podziemnego magazynu wodoru można również oszacować przez analogię do kosztów budowy podziemnych magazynów gazu ziemnego. Przykładowo koszt budowy magazynu gazu ziemnego w kawernach solnych w Kosakowie to około 970 mln zł [471], a jego całkowita objętość wynosi ok. 1.700.000 m³ [472]. Na podstawie tych danych koszt budowy magazynu wyniósł ok. 570 zł/m³ (czyli ok. 130 €/m³).

iii) w zasobnikach wodoru (zbiornikach)

Magazynowanie wodoru w zbiornikach ciśnieniowych

Przechowywanie wodoru w zbiornikach ciśnieniowych, w formie sprężonego gazu ma zastosowanie przede wszystkim w pojazdach wodorowych, gdzie kluczową rolę pełni prostota konstrukcji i kompaktowość magazynu. Dla pojazdu osobowego takie zbiorniki mają pojemność kilku kg wodoru przy ciśnieniu 700 bar. Istnieją także projekty oraz wdrożenia magazynów wodoru w zbiornikach ciśnieniowych większej skali, gdzie maksymalna pojemność magazynu wynosi kilkaset kg. Mogą one służyć jako tankowce do transportu gazu drogą morską lub lądową, bądź jako magazyny buforowe dla gazowych sieci dystrybucyjnych. Ze względu na niską objętość właściwą gazowego wodoru, dla osiągnięcia pożądanej pojemności magazynu wymagane jest stosowanie wysokich ciśnień sprężania (w wybranych przypadkach przekraczających 900 bar) lub odpowiednio dużych zbiorników.

Wysoka pojemność magazynów sprężonego wodoru niewątpliwie wiąże się z wysokimi kosztami inwestycyjnymi. W ich skład wchodzi koszty zbiorników ciśnieniowych wraz z osprzętem (powyżej ciśnienia 300 bar stosuje się specjalne zbiorniki kompozytowe), wielostopniowych sprężarek wodoru oraz ewentualnej infrastruktury dodatkowej takiej jak np. dozowniki do tankowania. Wspomniane koszty inwestycyjne poszczególnych składowych są ściśle zależne od projektu i parametrów pracy układu, przykładowo: pojemności maksymalnej, wydatku maksymalnego sprężarek czy częstotliwości i amplitudy cyklu ładowanie-rozładowanie.

470 „Assessment of the Potential, the Actors and Relevant Business Cases for Large Scale and Long Term Storage of Renewable Electricity by Hydrogen Underground Storage in Europe, Executive Summary,” HyUnder EU Project Grant agreement no.: 303417, 2014.

471 „www.kierunekchemia.pl,” [Online]. <https://www.kierunekchemia.pl/arttykul,15712,magazyny-gazu-ziemnego.html>.

472 K. Gąska, A. Hoszowski, Z. Gmiński i A. Kurek, Monografia podziemnych magazynów w Polsce, Warszawa: Wydawnictwo SITPNiG, 2012.

Z drugiej strony, koszty operacyjne działania magazynu są zdominowane przez koszt energii elektrycznej konsumowanej w procesie sprężania. Tabela 104 poniżej przedstawia teoretyczne nakłady energii niezbędnej do kompresji 1kg wodoru przy danym ciśnieniu razem z procentowym udziałem w energii zmagazynowanej w wodorze (przy wartości opałowej 33,3 kWh/kg H₂) [473]. Wartości te zależą także od sprawności procesu sprężania (założono sprawność adiabatyczną 70%). W rzeczywistości wartości te będą zależne od charakterystyk pracy sprężarek i mieszczą się w zakresie od 1,7 do 6,4 kWh/kg H₂. Przykładowo, dla ciśnienia 700 bar będzie to zakres 3 – 3.2 kWh/kg H₂ (9,0 – 9,6%) [474].

Tabela 104 Teoretyczne zapotrzebowanie energii przy sprężaniu wodoru

Ciśnienie	Energia elektryczna [kWh/kg H₂]	% Energii zmagazynowanej
100 bar	1	3,0
200 bar	1,2	3,6
700 bar	1,6	4,8

W ujęciu ogólnym najdokładniej można określić koszty zbiorników ciśnieniowych dedykowanych do magazynowania wodoru. Niektórzy producenci publikują dokładne dane, dotyczące strategii obniżania kosztów produkcji poprzez optymalizację konstrukcji, mniejsze zużycie materiału oraz masowość wytwarzania. Koszt produkcji zbiorników o pojemności 5 kg H₂ dla ciśnienia 700 bar w 2019 roku szacowany był na ok. 56 zł/kWh (9 260 zł/zbiornik) [475]. Obecnie kwota ta jest osiągalna przy produkcji min. 500 tys. sztuk rocznie. Przewiduje się możliwość obniżenia tych kosztów w przyszłości do poziomu ok. 38 zł/kWh (5 447 zł/zbiornik). Osiągnie się to dzięki spadkowi cen podstawowego materiału konstrukcyjnego zbiorników jakim jest włókno węglowe (z ok. 85 zł/kg obecnie do docelowo 50 zł/kg). Dodatkowymi czynnikami jest obniżenie współczynników bezpieczeństwa i optymalizacja konstrukcji co zredukuje ilość wykorzystanego materiału. Istnieją także magazyny dla pojazdów wodorowych w konfiguracji dwuzbiornikowej. Obarczone są nieco większymi kosztami w stosunku do pojedynczych zbiorników ze względu na zastosowanie powtarzanych podzespołów. Koszt takiego magazynu o pojemności 5,6 kg H₂ 700 bar, stosowanego w Toyocie Mirai wynosi ok. 60 zł/kWh (1 190 zł/zbiornik) [476].

Źródło [477] podaje analizę kosztów kaskadowego systemu magazynowania wodoru w zbiornikach ciśnieniowych. Głównym parametrem docelowym w projektowaniu magazynu była dzienna przepustowość systemu równa 250 kg H₂/dzień. W analizie uwzględniono koszt

473 Joakim Andersson, Stefan Grönkvist, Large-scale storage of hydrogen, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 44, Issue 23,2019, Pages 11901-11919

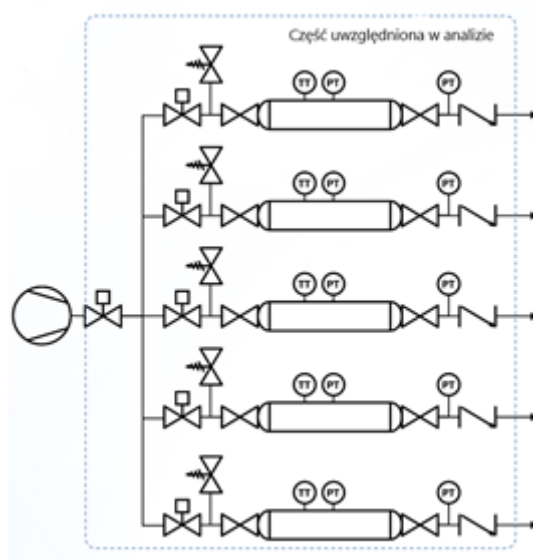
474 DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record Energy requirements for hydrogen gas compression and liquefaction as related to vehicle storage needs

475 C. Houchins, B.D. James, 2020 DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Review, Strategic Analysis Inc., 31.05.2020

476 B.D. James, 2016 DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Review, Strategic Analysis Inc., 08.06.2016

477 DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record Energy requirements for hydrogen gas compression and liquefaction as related to vehicle storage needs

instalacji zbiorników wraz z osprzętem (z wyłączeniem sprężarek i systemów tankowania). Schemat rozpatrywanego systemu pokazano na poniżej:



Rysunek 92 Schemat zbiorników ciśnieniowych w układzie kaskadowym

Założono instalację 5 zbiorników kompozytowych o maksymalnym ciśnieniu 950 bar. Jako że dzienna przepustowość magazynu została ustalona, jego całkowita pojemność oraz pojemność poszczególnych zbiorników zależy od wydatku sprężarek ładujących magazyn. Tabela 105 zestawia parametry 4 rozpatrywanych scenariuszy.

Tabela 105 Parametry zbiorników kaskadowych w 4 różnych konfiguracjach

Wydatek sprężarki [kg H ₂ /dzień]	Liczba zbiorników	Objętość magazynu [l]	Pojemność magazynu [kgH ₂]	Ilość użytego włókna węglowego [kg]	Ilość użytej okładziny stalowej [kg]
312.5	5	555	28,8	381	2649
375	5	360	18,7	227	1547
437.5	5	241	12,7	157	1051
562.5	5	178	9,3	121	789

Tabela 106 podaje koszty magazynów według wyżej opisanych konfiguracji, a więc dla różnych wydatków sprężarek i pojemności zbiorników. Zawiera ceny zbiorników ciśnieniowych i osprzętu (zaworów, reduktorów, etc.). Założono, iż w każdym przypadku zakładane koszty są osiągalne przy budowie co najmniej 200 instalacji rocznie, w danej konfiguracji.

Tabela 106 Koszty zbiorników kaskadowych w 4 różnych konfiguracjach

Wydatek sprężarki [kg H ₂ /dzień]	Koszt pojedynczego zbiornika [PLN]	Łączny koszt zbiorników [PLN]	Koszt osprzętu [PLN]	Całkowity koszt magazynu [PLN]	Całkowity koszt magazynu [PLN/kgH ₂]
312.5	125 060	625 300	117 315	742 615	25 785
375	77 900	389 500	117 315	506 815	27 102
437.5	57 580	287 900	117 315	405 215	31 906
562.5	47 800	239 000	117 315	356 315	38 313

W zależności od pojemności magazynu, niezbędny osprzęt do zbiorników ciśnieniowych stanowi od 20% do 50% całkowitych kosztów. Jak przedstawiono w Tabeli 106 koszt zbiorników w układzie kaskadowym w przeliczeniu na jednostkę magazynowanego wodoru znacznie maleje wraz ze wzrostem pojemności całego magazynu. Dla wszystkich czterech analizowanych konfiguracji ten koszt jest bardzo wysoki, gdyż ich pojemności są relatywnie niskie. Dla porównania koszt wyżej opisanych zbiorników przeznaczonych dla pojazdów wodorowych wynosi ok. 1 850 PLN/kgH₂. Magazyny kaskadowe znajdują zatem ekonomicznie uzasadnione zastosowanie w dużej skali. W raporcie [478] przedstawiono analizę kosztów magazynowania wodoru na potrzeby zasilania miejskiej sieci gazowej. Analizowane magazyny zawierają zbiorniki niskociśnieniowe (172 bar) oraz zbiorniki kaskadowe (875 bar). Tabela 107 poniżej przedstawia parametry analizowanych zbiorników oraz zakresy zakładanych kosztów.

Tabela 107 Parametry zbiorników ciśnieniowych w analizowanej instalacji

Typ zbiornika	Pojemność [kg H ₂]	Zakres kosztu [PLN/kgH ₂]
Niskociśnieniowy 172 bar	445	1481 – 1973
	1600	1779 – 2197
Kaskadowy 875 bar	130	4500 - 5276

Jak przedstawiono dla dużych pojemności magazynów, koszty zbiorników w przeliczeniu na jednostkę składowanego wodoru znacznie maleją. W analizie założono zastosowanie zbiorników stalowych dla wysokich ciśnień. Ewentualne wdrożenie zbiorników kompozytowych o zoptymalizowanej konstrukcji umożliwiłoby dalszą redukcję kosztów.

Obok instalacji zbiorników ciśnieniowych, drugą podstawową składową kosztów inwestycyjnych magazynów sprężonego wodoru są sprężarki. Oferty producentów bazują na indywidualnych wymogach konkretnych instalacji takich jak: wydatek masowy sprężarki czy górna granica ciśnienia sprężania, która zwykle decyduje o konieczności zastosowania

sprężarek wielostopniowych. Ze względu na obecnie bardzo niewielką liczbę instalacji magazynów sprężonego wodoru na świecie, szacunki kosztów sprężarek wodoru są obarczone dużą niepewnością zarówno w małej jak i dużej skali. W wyżej wspomnianej analizie kosztów dla rozpatrywanych systemów określono bazowy koszt odpowiedniej sprężarki (ciśnienie sprężania do 950 bar, wydatek 33 kg/h) na ok. 1,6 miliona zł/szt. Autor przewiduje, że poprzez zwiększenie produkcji i budowanych instalacji koszt ten może zmaleć od 25 do 50% w optymistycznym scenariuszu. Inne źródło⁴⁷⁹ podaje ogólnie zakres kosztów sprężarek wodoru jako 260 – 1 250 zł/kW H₂. Obok zbiorników ciśnieniowych i zespołów sprężarkowych koszty inwestycyjne gotowych magazynów zawierają dodatkowe składowe jak koszty dodatkowej infrastruktury rozładowania wodoru (np. stacje tankowania) czy koszty budowy instalacji (sięgający nawet 30% całkowitego kosztu inwestycyjnego).

Niewątpliwie największą składową całkowitego kosztu magazynowania sprężonego wodoru są koszty energii elektrycznej zużywanej w procesie sprężania. W rzeczywistych instalacjach nakład energii elektrycznej jest wyższy niż w teoretycznych założeniach przedstawionych w Tabeli 104. Niestety, bardzo mało informacji jest dostępnych na temat rzeczywistych charakterystyk pracy sprężarek wodoru. Dla dużych instalacji należy założyć przedział konsumpcji energii w procesie sprężania 2 – 4 kWh/kg H₂ bez dodatkowego odniesienia do docelowego ciśnienia sprężania. Niemniej jednak, koszt zmienny energii elektrycznej będzie w większości instalacji przekraczał 50% kosztów magazynowania sprężonego wodoru.

Poniżej przedstawiono przykład wyniku analizy kosztów magazynu⁴⁸⁰ sprężonego wodoru na użytek zasilania sieci miejskiej. Tabela 108 przedstawia podstawowe parametry układu, a wykres kołowy udział kosztów.

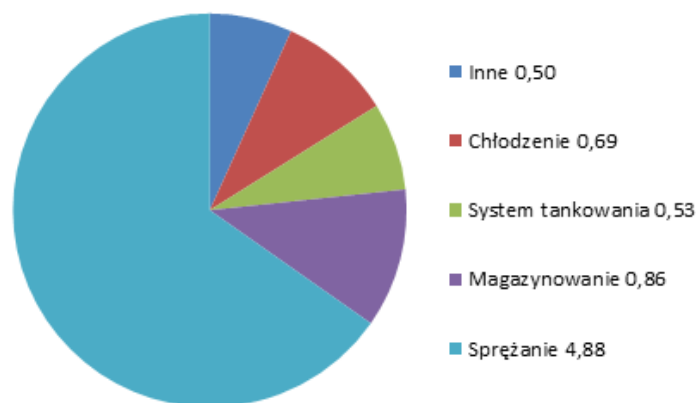
Tabela 108 Podstawowe parametry analizowanej instalacji magazynowania wodoru

Pojemność magazynu wodoru	445 kg (172 bar) + 130 kg (875 bar)
Liczba sprężarek	2 + 1 zapasowa (33 kgH ₂ /h, 150 kW każda)
Dzienny przepustowość	1 000 kgH ₂ /dzień
Dodatkowa infrastruktura	Dystrybutory tankowania z systemem chłodzenia do -40°C

Układ oprócz samego systemu magazynowania wodoru posiada instalacje dystrybutorów do tankowania wodoru z systemem chłodzącym pozwalającym na szybkie tankowanie. Składowe kosztów magazynowania sprężonego wodoru w rozpatrywanym układzie przedstawia wykres na Rysunek 88.

⁴⁷⁹ Meng Ni, An Overview of Hydrogen Storage Technologies, Energy Exploration & Exploitation, 2006, vol. 24 197-209

⁴⁸⁰ G. Parks, R. Boyd, J. Cornish, R. Remick, Hydrogen Station Compression, Storage, and Dispensing Technical Status and Costs, NREL, May 2014



Rysunek 93 Struktura kosztów magazynowania wodoru w rozpatrywanej instalacji

Koszt całkowity magazynowania wodoru w analizowanej instalacji wyniósł 7,46 zł/kg H₂, gdzie 65% stanowi sprężanie. Identyczne źródło podaje koszt całkowity dla podobnej instalacji, o większej pojemności zbiornika niskociśnieniowego (1 600 kgH₂) oraz zwiększonej przepustowości (1 330kgH₂/dzień), jako 8,56 zł/kg H₂. Koszty inwestycyjne rozkłada się na przewidziane lata eksploatacji układu. Obie kwoty obarczone są niepewnością według czynników opisanych wyżej.

iv) magazyny naziemne (zbiorniki ciśnieniowe, kriogenika).

Obok sprężania do bardzo wysokich ciśnień, kolejną metodą uzyskiwania dużej gęstości objętościowej magazynowanego wodoru jest kriogeniczne schładzanie sprężonego gazu przy stałym ciśnieniu bądź skraplanie do fazy ciekłej. Temperatura krytyczna dla wodoru, powyżej której niemożliwe jest jego skroplenie wynosi 33K (-240°C). Z tego względu w istniejących instalacjach wodor skroplony przechowywany jest w specjalnych zbiornikach kriogenicznych w temperaturze 21K (-252°C), w ciśnieniu atmosferycznym. Patrząc na inne parametry termodynamiczne, identyczną gęstość (71 kg/m³) skroplonego wodoru można uzyskać dla gazu sprężonego do 870 bar w temperaturze ok. 25°C. Kriogenika i sprężanie są zatem dwiema skutecznymi metodami magazynowania wodoru, różnią się jednak diametralnie pod kątem wykorzystywanych procesów technologicznych, a konkurencyjność ich kosztów zależy od konkretnego zastosowania.

Najprostszą metodą skroplenia wodoru jest wykorzystanie cyklu Lindego, w którym spadek temperatury czynnika zachodzi w procesie izentalpowego dławienia. W tym wypadku proces skraplania dzieli się na podstawowe etapy: wodor gazowy zostaje sprężony i następnie schłodzony w wymienniku ciepła, następnie podlega izentalpowemu rozprężeniu w wyniku czego powstaje dwufazowa mieszanina cieczy i gazu [481]. Ostatecznie faza skroplona zostaje odseparowana, a gaz zawrócony do sprężarki. W rzeczywistych instalacjach proces skraplania wodoru jest bardziej złożony, wynika to z zastosowania różnych metod poprawy sprawności procesu. Obecnie na świecie pracuje co najmniej 30 instalacji skraplania wodoru, 15 w Ameryce Płn. (większość w USA), 4 w Europie i 11 w Azji (większość w Japonii). Firma Praixar posiada 5 instalacji w USA o wydajności od 6 do 35 tLH₂/dzień, pobór energii netto na jednostkę skroplonego wodoru wynosi od 12,5 do 15 kWh/kg LH₂. Poza tym 9 instalacji w tym

481 S. Sofoklis, Makridis, Hydrogen storage and compression, 2016

kraju należy do AirProducts a 2 do AirLiquide. Instalacja o najwyższej sprawności w USA konsumuje ok. 10 kWh/kg LH₂. Dwie instalacje skraplania wodoru firmy Linde znajdują się także w Niemczech. Pierwsza powstała w Ingolstadt ma wydajność 4,4 tLH₂/dzień i pobór energii netto 13,6 kWh/kg LH₂. Druga, o wydajności 5 tLH₂/dzień została otwarta w 2007 roku w Leunie, związany z nią koszt inwestycyjny wyniósł 20 milionów euro [482].

W zależności od typu wykorzystywanego do skraplania wodoru teoretyczne zapotrzebowanie energii niezbędne do skroplenia 1kg wodoru wynosi od 2-4 kWh. W rzeczywistości w skutek ograniczonej sprawności istniejących układów zapotrzebowanie to jest kilkukrotnie wyższe. Istnieją jednak niewdrożone dotąd projekty koncepcyjnych układów pozwalających osiągnąć to zapotrzebowanie w granicach od 6 do 7 kWh/kg LH₂ [483]. O ile precyzyjne dane dotyczące zużycia energii w produkcji skroplonego wodoru są dostępne dla istniejących instalacji, nie powstało dotąd dokładne opracowanie na temat kosztów inwestycyjnych budowy dużych układów. Tabela 109 poniżej pokazuje koszty skraplania wodoru podawane przez jedno ze źródeł [484].

Tabela 109 Szacowane koszty magazynowania skroplonego wodoru

CAPEX	2 000 000 USD/ tLH ₂ /dzień
OPEX/r	4 %CAPEX
Zużycie energii elektrycznej	6.1 kWh/kg LH ₂

Jak widać w tabeli założenia dotyczące kosztu zmiennego zużywanej energii elektrycznej są optymistyczne. W porównaniu z wodorem sprężonym skraplanie wymaga kilkukrotnie wyższych nakładów energii na kilogram magazynowanego czynnika. W magazynach, dla których częstotliwość cyklu ładowanie/rozładowanie jest wysoka dużą część kosztów całkowitych magazynowania będzie wynosił koszt energii. Sprężanie wodoru jest zatem ekonomicznie uzasadnioną technologią magazynowania dla zastosowań wspomnianej wcześniej miejskiej sieci gazowej. Z drugiej strony ze względu na niskie ciśnienie, wódor skroplony nie jest obciążony wysokimi kosztami inwestycyjnymi ponoszonymi przy instalacji zbiorników ciśnieniowych o zaawansowanej konstrukcji. Skraplanie wodoru może zatem być potencjalnie opłacalne w magazynowaniu długoterminowym bądź na potrzeby długodystansowego transportu, np. transportu morskiego.

v) power-to-X: P2G, P2L, P2A (amoniak, N-fuels),

Power-to-X (P2X) to szereg rozwiązań technologicznych konwersji i magazynowania energii elektrycznej, które wykorzystują jej nadwyżkę do wytwarzania innych nośników, mogących w dalszym etapie być użyte jako paliwa. Nadmiar tej energii występuje w sytuacjach, kiedy bieżące zapotrzebowanie na moc przez odbiorców jest mniejsze niż aktualnie generowana

482 David O. Berstad, Jacob H. Stang, Petter Nekså, Comparison criteria for large-scale hydrogen liquefaction processes, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 34, Issue 3, 2009

483 Songwut Krasae-in, Jacob H. Stang, Petter Nekså, Development of large-scale hydrogen liquefaction processes from 1898 to 2009, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 35, Issue 10, 2010

484 IEA (2019), *The Future of Hydrogen*, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

energia elektryczna w układach, gdzie dynamiczna zmiana obciążenia jest bardzo trudna do zrealizowania lub niemożliwa w krótkim czasie. Technologie konwersji Power-to-X pozwalają na oddzielenie części generowanej mocy od sektora elektroenergetycznego w celu wykorzystania jej w innych obszarach przemysłowych (tj. transport lub chemia). Człon "X" w terminologii może odnosić się do jednej z wielu różnych koncepcji, tj. wytwarzanie amoniaku P2A (ang. power-to-ammonia), wytwarzanie paliw gazowych P2G (ang. power-to-gas), wytwarzanie czystego wodoru P2H (ang. power-to-hydrogen) oraz wytwarzanie paliw ciekłych P2L (ang. power-to-liquid). Z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego, rozwiązania na bazie P2X pozwalają na jego uelastycznienie. Układy te znajdują szczególne zastosowanie w instalacjach energetycznych opartych na technologii odnawialnych źródeł energii oraz do realizacji celów związanych z dekarbonizacją gałęzi związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła. Wykorzystywanie nadmiaru energii do produkcji szeregu różnych paliw jest bardzo efektywnym sposobem magazynowania energii poprzez możliwość przechowywania danej substancji w dedykowanych zbiornikach oraz ich transport do innych regionów.

W zależności od produktu końcowego instalacji P2X, konieczne jest zastosowanie odpowiedniego typu zbiorników, które cechują się różnymi normami oraz wymaganiami technologicznymi. Parametry te mają bezpośrednie przełożenie na koszty CAPEX i OPEX części odpowiedzialnej za magazynowanie paliw. Istnieje szereg rozwiązań magazynowania wodoru, które opisano powyżej, ale najczęściej stosowanym rozwiązaniem są zbiorniki ciśnieniowe. W zależności od docelowego ciśnienia wodoru w zbiorniku, całkowite koszty jego magazynowania mogą różnić się od siebie o kilkaset €/kg_{H2}.

Przechowywanie i transport CH₄ nie jest trudnym i wymagającym zagadnieniem. Globalny koszt metanu szacuje się na poziomie 262 €₂₀₂₀/MWh_{CH4} przy transporcie rurociągiem. Produkcja CH₄ może być bezpośrednio podłączona do już dobrze rozwiniętej, istniejącej sieci gazowniczej, lub zbiorników spełniających normy odpowiednie dla gazu ziemnego.

Pomimo iż metanol produkowany jest w podobny sposób jak metan (elektrolizer oraz dedykowany reaktor chemiczny), jest on najtańszym paliwem pod kątem magazynowania. Główną zaletą CH₃OH jest jego faza ciekła, która jest stabilna w warunkach ciśnienia atmosferycznego i temperatury otoczenia. W związku z tym, koszt jego przechowywania jest znikomy. Ze względu na fakt, że jego przechowywanie jest proste, metanol może być przechowywany przez długi czas, bez strat i może być stosowany jako czyste paliwo w silnikach i innych procesach spalania.

Magazynowanie wodoru jest także możliwe z wykorzystaniem metod chemicznych, a w szczególności metod wytwarzania amoniaku (NH₃), zawierającego ok. 18% wag. wodoru. Istnieje szereg analiz naukowych opisujących aspekty ekonomiczne instalacji P2G, P2L oraz P2A, których wyniki poświęcone kosztom magazynowania danych paliw przedstawiono w poniższej tabeli:

Tabela 110 Zestawieni kosztów magazynowania dla wybranych paliw

Paliwo	Koszt magazynowania, € ₂₀₂₀ /kg _{paliwa}	Źródło
Wodór (gaz; 350 bar)	320	[EASE E, Joint E. EERA recommendations for a European Energy Storage Technology Development Roadmap towards 2030, in. EASE-European Association for Storage of Energy EERA-European Energy Research Alliance:1-226; 2013.]
Wodór (gaz; 700 bar)	570	[EASE E, Joint E. EERA recommendations for a European Energy Storage Technology Development Roadmap towards 2030, in. EASE-European Association for Storage of Energy EERA-European Energy Research Alliance:1-226; 2013.]
Metan (gaz)	0,69	[Connolly D., et al., A comparison between renewable transport fuels that can supplement or replace biofuels in a 100% renewable energy system. Energy 2014;73:110-125.]
Metanol (ciecz)	0,01	[Dias V., Energy and Economic Costs of Chemical Storage. Front. Mech. Eng. 2020.]
Amoniak (gaz)	0,08	[Giddey S., et al., Ammonia as a renewable energy transportation media. ACS Sustain. Chem. Eng. 2017;5:10231-10239.]

Najtańszym paliwem pod kątem magazynowania jest metanol, ze względu na formę ciekłą. Pomimo iż w kwestii produkcji gazów NH₃ jest najdroższym paliwem, różnica między metanem oraz amoniakiem w kwestii ich przechowywania spowodowana jest innymi cenami dedykowanych sprężarek i ich zapotrzebowania na energię w trakcie eksploatacji. Czynniki te zostały uwzględnione w kosztach magazynowania przedstawionych w powyższej tabeli.

vi) wodorki metali.

Paliwo wodorowe jest alternatywą dla obecnej sytuacji energetycznej, która opiera się głównie na paliwach kopalnych, a co za tym idzie, związanych z nimi problemach ekonomicznych, geostrategicznych i ekologicznych. Idealnie byłoby, gdyby wodór był wytwarzany lokalnie przy użyciu zasobów niekopalnych (np. wytwarzanie energii odnawialnej), a następnie byłby transportowany, przechowywany i używany w ogniwie paliwowym. Jedynym materiałem odpadowym byłaby woda, która mogłaby zostać ponownie wykorzystana w cyklu. Jednym z głównych problemów gospodarki wodorowej jest trudność w przechowywaniu wodoru w bezpieczny i niedrogi sposób. W tym kontekście poszukiwano nowych metod przechowywania wodoru. Jedną z alternatyw jest przechowywanie cząsteczek wodoru

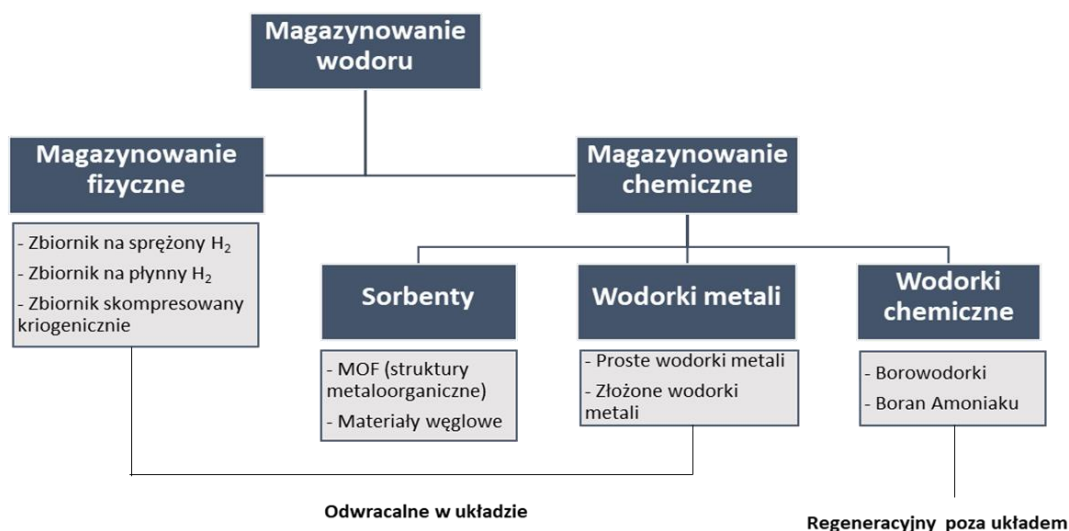
w związkach stałych za pomocą reakcji chemicznych. Jest to atrakcyjna alternatywa ze względu na swoją wszechstronność ponieważ związki stałe mogą przechowywać więcej wodoru na jednostkę objętości niż sam wodór ciekły (Tabela 111), a także zwiększają bezpieczeństwo. Przydatność stałego związku do pochłaniania i deabsorpcji wodoru zależy od kilku parametrów, takich jak wymagane ciśnienie i temperatura ładowania / rozładowania, szybkość procesu i jego cykliczność. Właściwości te są ściśle powiązane z właściwościami termodynamicznymi i kinetycznymi dotyczącymi tworzenia i rozkładu wodorków.

Tabela 111 Zawartość wodoru w różnego rodzaju materiałach stosowanych do magazynowania wodoru [485]

Materiał	Gęstość grawimetryczna (% mas)	Gęstość objętościowa (kg/m ³)
H ₂ gazowy (700 bar)	100	50
H ₂ ciekły	100	70
LaNi ₅	1,5	120
FeTi	1,5	110
MgH ₂	7,6	105
LiH	12,6	100
NaAlH ₄	7,5	95
NH ₃ BH ₃	19,6	100
LiBH ₄	18,4	120

Klasyfikacja magazynów wodoru jest oparta na charakterze interakcji między zmagazynowanym wodorem a zbiornikiem magazynowym. W ten sposób technologie magazynowania wodoru dzielimy na trzy główne kategorie:

- (1) wodór może być przechowywany jako gaz lub ciecz w czystej, molekularnej postaci bez znaczących właściwości fizycznych lub związany chemicznie z innymi materiałami;
- (2) molekularny wodór może być zaadsorbowany na lub w materiale trzymanym przez stosunkowo słabe fizyczne wiązania van der Waalsa;
- (3) atomowy wodór może być związany chemicznie (zaabsorbowany).

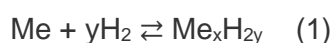


Rysunek 94 Magazynowanie wodoru

Alternatywą dla wysokociśnieniowych systemów magazynowania wodoru mogą być więc wodorki metali, które są bezpieczną i kontrolowaną technologią przechowywania wodoru pod niższym ciśnieniem w małych przestrzeniach. Koncepcja niskiego ciśnienia działa, ponieważ cząsteczki wodoru są chemicznie związane w strukturze związku metalu, gdzie pozostają stabilne i bezpieczne pod ciśnieniem atmosferycznym. Systemy magazynowania wodorków metali zwykle działają pod ciśnieniem 10-40 barów, czyli dwudziestokrotnie mniej niż typowe systemy wysokociśnieniowe. Gdy wodór jest potrzebny, proces desorpcji rozpoczyna się po dostarczeniu ciepła, dzięki czemu gaz zaczyna wypływać na zewnątrz. Na tym etapie ciśnienie spada do około jednego do dwóch barów [486].

Wodorki to związki wodoru z innymi pierwiastkami. Najczęściej wodorkami określa się związki wszystkich metali, ich stopów oraz ich związków międzymetalicznych z wodorem i wodorki kompleksowe. W tej grupie charakter metaliczny wykazują wodorki metali przejściowych, itru i lantanowców. Różne stopy metali reagują z wodorem, tworząc wodorki metali. Poprzez odpowiednią kontrolę temperatury i ciśnienia można regulować kierunek reakcji chemicznej. Innymi słowy, metale mogą być ładowane i rozładowywane wodorem.

Reakcją taką możemy zapisać schematycznie wzorem:



gdzie Me symbolizuje atom reagującego metalu, H₂ cząsteczkę gazowego wodoru, x i y oznaczają współczynniki stechiometryczne, czyli ilości cząsteczek biorących udział w elementarnej reakcji. Strzałki oznaczają możliwość prowadzenia powyższej reakcji w obu kierunkach. Inaczej mówiąc - gazowy wodór możemy związać chemicznie z metalem, ale i odwrotnie - z wodorku metalu możemy otrzymać gazowy wodór i czysty metal. Tworzenie lub rozkład wodorku metalu zależy od temperatury oraz ciśnienia gazowego wodoru. Obukierunkowość reakcji (1) jest podstawą do wykorzystywania wodorków metali do magazynowania i przenoszenia wodoru. Sposób taki ma w porównaniu z tradycyjnymi metodami, tj. butlami stalowymi z gazowym wodorem czy zbiornikami z ciekłym wodorem, szereg zalet. Po pierwsze, na jednostkę objętości przypada w wodorkach metali dużo większa ilość wodoru, niż ma to miejsce nawet w ciekłym stanie tego pierwiastka. Ponadto

przechowywanie i przenoszenie wodoru w formie wodorków metalicznych jest dużo bezpieczniejsze.

Magazynowanie wodorków metali jest idealne w sytuacjach, gdy wodór jest wytwarzany na miejscu z elektrolizy odnawialnej i jest przechowywany przez dłuższy czas. Gdy potrzebna jest energia, można ją natychmiast odzyskać jako wodór lub w postaci energii elektrycznej lub ciepłej po ponownym przetworzeniu w ogniwie paliwowym. Koszty zmienne technologii magazynowania o dużej gęstości są w dużej mierze związane z wysokim zapotrzebowaniem na energię elektryczną w procesie magazynowania lub z dużym zapotrzebowaniem na ciepło w procesie uwalniania wodoru. Jeśli wodór jest wytwarzany w drodze elektrolizy i przechowywany w warunkach niskich cen energii elektrycznej w warunkach przemysłowych, te zmienne koszty mogą być akceptowalne.

Magazynowanie wodoru w wodorkach metali oparte na odwracalnej reakcji wodoru z metalami, stopami i związkami międzymetalicznymi jest obiecującą opcją w zastosowaniach na małą skalę (0,01 do 30 Nm³ H₂). Oprócz kompaktowego magazynowania wodoru przy niewielkich ciśnieniu, systemy z wodorkami metali mogą wykorzystywać ciepło uwalniane podczas pracy ogniwa paliwowego do desorpcji H₂, poprawiając w ten sposób ogólną wydajność systemu. Integracja wodorków metali w systemie energetycznym elektrolizera i ogniwa paliwowego pozwala również na efektywne zarządzanie ciepłem, zapewniając użytkownikowi końcowemu ogrzewanie i chłodzenie oprócz zasilania elektrycznego. Dostępne ciepło można również wykorzystać do napędzania sprężarki wodoru wodorku metalu, która zapewnia magazynowanie H₂ jako sprężonego gazu. Sprężanie wodoru napędzane termicznie z wykorzystaniem wodorków metali jest szczególnie obiecujące ze względu na kilka innych zalet, w tym brak ruchomych części, prostotę konstrukcji i działania, wysoką czystość dostarczanego wodoru [487].

Kierunek badań i prac rozwojowych dotyczących opracowania optymalnego sposobu magazynowania wodoru zależy od miejsca zastosowania tej technologii. W przypadku magazynowania stacjonarnego (np. laboratoria naukowe, instalacje przemysłowe) najistotniejsza jest całkowita pojemność, łatwość obsługi, bezpieczeństwo i niska cena, a waga samego kontenera nie odgrywa kluczowej roli. Stosuje się tu butle wysokociśnieniowe wykonane z aluminium lub stali o ciśnieniu operacyjnym odpowiednio 175 barów i 200 barów. Z kolei rozwiązania mobilne wymagają znacznego ograniczenia masy układu magazynującego, z uwagi na duże ewentualne straty energetyczne wynikające z przewożenia tzw. martwej masy kontenera. Z tego względu mobilne układy magazynowania wodoru charakteryzują się większym stopniem skomplikowania i wykorzystują droższe materiały funkcjonalne w porównaniu z układami stacjonarnymi [488]. Koszty magazynowania wodoru szacowane w 2004 r. przedstawiono w Tabeli 112. W przypadku magazynowania H₂ w postaci cieczy zakłada się zużycie 30-40% magazynowanej energii.

Tabela 112 Szacowane koszty magazynowania wodoru [489]

Metoda magazynowania	Zużycie energii [kWh/kg]	Koszty systemowe [USD/kWh]
----------------------	--------------------------	----------------------------

487 <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.07.085>

488 Chmielewski A., Kupecki J., Szablowski Ł., Fijałkowski K.J., Zawieska J., Bogdziński K., Kulik O. i Adamczewski T., Dostępne i przyszłe formy magazynowania energii, wyd. Fundacja WWF Polska, ISBN: 978-83-60757-55-0, 2020

489 Hydrogen Storage Sub-Program Overview, Progres Raport

Wodorki chemiczne	1,4	8
Wodorki kompleksowe	0,8	16
Wodór gazowy (700 atm.)	1,6	18
Wodór gazowy (350 atm.)	1,9	15

Na koszty magazynowania wodoru mają wpływ następujące składowe:

- maksymalna ilość magazynowanej energii,
- ilość energii potrzebna do magazynowania urządzeń magazynowych,
- średnio 50% wykorzystania pojemności magazynowej,
- średnio 360 cykli ładowanie/rozładowanie w ciągu roku,
- 14 h pracy urządzeń załadowczych dziennie,
- amortyzacja 15%,
- koszty obsługi osobowej 2,5%,
- weryfikowane na bieżąco koszty energii elektrycznej,
- koszty sorbentu węglowego.

Przykładową analizę kosztów przedstawioną przez Argonne National Laboratory i Pacific Northwest National Laboratory, w raporcie [490] dla hybrydowego systemu magazynowania wodorków metali przedstawiono Tabela 112. Modelowany system oparty jest na proponowanym przez ANL systemie przechowywania wykorzystującym chłodziwo z pokładowego ogniwa paliwowego do podgrzewania złoża wodorku metalu oraz chłodziwa ze stacji zewnętrznej do chłodzenia złoża podczas tankowania. Przewidywany koszt systemu to 13 USD/kWh przy 500 000 systemów rocznie, jak podsumowano w Tabela 113.

Tabela 113 Zestawienie kosztów hybrydowego systemu magazynowania wodorków metali

	Szacowanie 500 000/r	Komentarze
Zbiornik ciśnieniowy	\$6/kWh	51 kg kompozytu z włókna węglowego Aluminiowa piasta Wkładka HDPE (tylko forma rozdmuchowa; nie obejmuje kosztów zgrzewania tarcowego)
Napełnianie zbiornika	\$0,30/kWh	W oparciu o ofertę dla dużej objętości zbiornika na sprężony gaz 350 bar Bez uwzględnienia kosztu płynu do wymiany ciepła poza układem
Zintegrowany blok regulatora	\$1,75/kWh	Analiza zakończona

Zawór w zbiorniku	\$0,89/kWh	Analiza zakończona
Wymiennik ciepła w zbiorniku	>\$1/kWh	W oparciu o ofertę rur o dużej objętości z pojedynczym zagięciem. Bez uwzględniania kosztów montażu i kolektorów chłodziwa
Wodorek metalu/grafit ekspandowany	\$2,70/kWh	ANL zakłada 5,6% wodoru z wodoru metalu i 45,9kg wodoru metalu z 4,6kg grafitu ekspandowanego. Celem tej analizy jest ustalenie docelowych kosztów dla tego parametru
Inne urządzenia peryferyjne	Do ustalenia	Dodatkowe koszty pompy płynu chłodzącego, zaworu i instalacji hydraulicznej
Sumarycznie	≈\$13kWh	Współgra z celem DOE 2020 w wysokości \$10/kWh (docelowo \$8/kWh)

Magazynowanie wodoru do celów mobilnych

Paliwo wodorowe nie powinno ustępować paliwom konwencjonalnym pod względem bezpieczeństwa, ceny oraz wygody użytkowania. Z tego względu, w 2003 r. Departament Energii Stanów Zjednoczonych [US Department of Energy, DOE] opracował kryteria, jakie powinien spełniać magazyn wodoru, by zapewnić jego konkurencję z technologiami opartymi na paliwach kopalnych, co jest szczególnie istotne dla zastosowań mobilnych. Kryteria DOE (ostatnio zrewidowane w 2017 r.) regulują podstawowe cechy systemu magazynującego wodór takie jak: grawimetryczną gęstość energii, wolumetryczną gęstość energii, zakres temperatury pracy, czystość wydzielanego wodoru, czas napełnienia zbiornika oraz koszt magazynowania energii (

Tabela 114). Należy pamiętać o uwzględnieniu w rozważaniach wagi i objętości paliwa oraz wszystkich elementów systemu, łącznie z przewodami, zaworami, obudowami itd. Wymagania DOE, choć stworzone głównie w odniesieniu do zastosowań mobilnych, mogą służyć do porównywania magazynów wodoru różnego typu o różnych mechanizmach przechowywania (magazyny kompresyjne, fizyczne, chemiczne).

Cele dotyczące kosztów magazynowania wodoru dla pojazdów zasilanych wodorem oscylują w wysokości 10 USD/kWh jako cel pośredni w 2020 r., 9 USD/kWh w 2025 r. i 8 USD/kWh jako cel długoterminowy [491].

491 <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/downloads/target-explanation-document-onboard-hydrogen-storage-light-duty-fuel-cell>

Tabela 114 Kryteria DOE dotyczące właściwości magazynów wodoru zasilających ogniwa paliwowe [492]

Parametry:	Jednostki	2020	2025	Docelowe
grawimetryczna gęstość energii	kWh/kg (kg H ₂ /kg magazynu)	1,5 (0,045)	1,8 (0,055)	2,2 (0,065)
wolumetryczna gęstość energii (wodór użytkowy względem objętości układu)	kWh/L (kg H ₂ /L magazynu)	1,0 (0,030)	1,3 (0,040)	1,7 (0,050)
koszt magazynowania energii (koszt uzyskanego paliwa)	USD/kWh (USD/kg H ₂)	10 (333)	9 (300)	8 (266)
parametry pracy				
- zakres temperatur pracy zbiornika wodoru	°C	-40/+60	40/+60	40/+60
- temperatura wydzielania wodoru	°C	-40/+85	-40/+85	-40/+85
- żywotność systemu	cykle pracy	1 500	1 500	1 500
- zakres ciśnienia wydzielanego wodoru	bar	5-12	5-12	5-12
- wydajność mobilna	%	90	90	90
- wydajność stacjonarna	%	60	60	60
ładowanie/rozładowanie				
- czas napełnienia zbiornika	min	3-5	3-5	3-5
- minimalny pełny przepływ wodoru	(g/s)kW	0,02	0,02	0,02
- średni przepływ wodoru	(g/s)kW	0,004	0,004	0,004
- czas osiągnięcia pełnego przepływu (+20°C)	s	5	5	5
- czas osiągnięcia pełnego przepływu (-20°C)	s	15	15	15
- odpowiedź na zmienną temperaturę	s	0,75	0,75	0,75

Magazynowanie wodoru do zastosowań stacjonarnych

Aplikacje stacjonarne nie stawiają wysokich wymagań do wagi systemów przechowywania wykorzystywanych do dostarczania wodoru w większości przypadków. Ponieważ w większości scenariuszy system jest ulokowany na ziemi, waga takich systemów

jest tylko ograniczona ilością wodoru, jaką należy przechowywać. W tych zastosowaniach główną zaletą wodorów, a mianowicie ich zwartość, można w pełni wykorzystać. Inną zaletą jest praca przy niskim ciśnieniu, zwłaszcza poza siecią. Jednym z celów magazynowania energii za pomocą wodoru jest demonstracja potencjału wykorzystania wodoru jako wsparcia integracji odnawialnych źródeł energii z systemami energetycznymi. Konieczne jest zoptymalizowanie przechowywania, obsługi i dystrybucji wodoru, aby umożliwić przechowywanie wodoru w centralnych lub rozproszonych zakładach produkcyjnych wraz z dostawą do klientów.

Centrum Sir Samuela Griffitha na Uniwersytecie Griffith w Brisbane to budynek demonstracyjny czystej energii, który wykorzystuje do przechowywania zbiorniki wodorów metali dostarczone przez Japan Steel Works (120 kg H₂). Zasilanie zapewniają panele fotowoltaiczne na dachu z szczytową mocą efektywną 320 kW. Falowniki wykorzystują tę moc do zasilania budynku i uruchomienia elektrolizera do wytwarzania wodoru, kiedy jest zapasowa energia z PV. Ogniwa paliwowe o mocy 30 kW zapewniają w razie potrzeby energię z magazynu wodoru [493].

W przypadku znacznie większych potrzeb w zakresie magazynowania energii *Kubo i in.* [494] zaproponowali zbiornik o pojemności magazynowania wodoru 1 000 Nm³. Zbiorniki wypełniono 7,2 tonami stopu na bazie AB5 wzmocnionego polimerem. Pozwoliło to na równomierne rozproszanie wodorów metali i zmniejszyło naprężenia w materiale zbiornika. Temperatura pracy układu oscylowała w granicach 25–35°C, a szybkości desorpcji wodoru osiągały 70 Nm³/h.

IV.e. analizę porównawczą kosztów wykorzystania wodoru vs. paliw kopalnych (ropa – dla paliw; węgiel, gaz ziemny – dla energii elektrycznej i ciepła) i OZE (biopaliwa – dla paliw; wiatr, fotowoltaika – dla energii elektrycznej i ciepła) do produkcji:

- i) 1 MWh energii elektrycznej
- ii) 1 MWh ciepła
- iii) 1 tony paliw stałych, ciekłych lub gazowych

Koszty generowania produktów końcowych, tj. elektryczność, ciepło lub paliwa w formie chemicznych nośników energii, są ściśle powiązane z szeregiem aspektów. Do głównych czynników zaliczają się sprawności elektryczne i ogólne układów, koszty utrzymania oraz potencjalne dofinansowania do instalacji, przyznawane przykładowo za redukcję emisji dwutlenku węgla. W przypadku układów, gdzie produkowane są inne paliwa, duży wpływ na koszty OPEX ma również forma magazynowania danego medium i jego potencjalny transport.

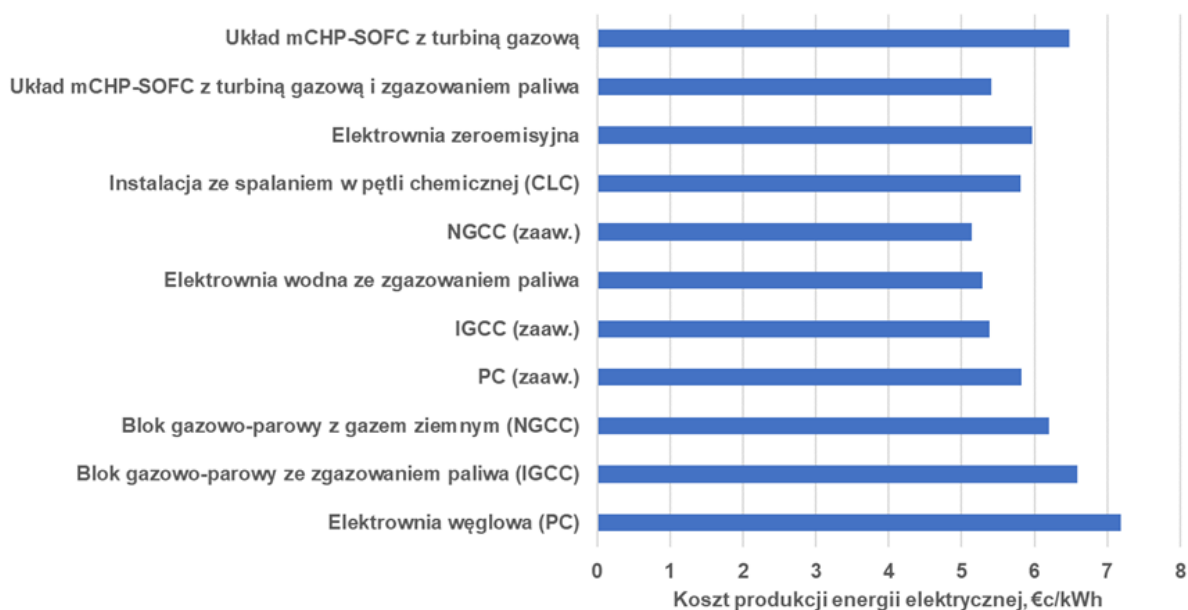
Dla układów kogeneracyjnych opartych na technologii wodorowych ogniwo paliwowych, koszty wytwarzania energii elektrycznej zależne są od sprawności oraz kosztów inwestycyjnych. Przykładowo, dla instalacji o mocy zainstalowanej 200 kW, sprawności elektrycznej 45% i kosztach inwestycyjnych na poziomie 5 000 €/kW, cena za produkcję energii elektrycznej wynosi ok. 22 €/kWh. Zakładając jednak, że możliwe jest uzyskanie sprawności rzędu 55% przy zredukowanych kosztach inwestycyjnych do 1000 €/kW, końcowe koszty produkcji

493 <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.01.104>

494 <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.06.048>

energii elektrycznej wyniosą ok. 9,5 €/kWh [495]. Powyższe wartości nie uwzględniają potencjalnych, dodatkowych zysków finansowych związanych z redukcją emisji gazów cieplarnianych.

W przypadku instalacji o znacznie większej mocy, przekraczających kilkaset MWe, rozważane są układy ze ogniwami paliwowymi sprzężone z turbiną gazową, gdzie TG dodatkowo może być zasilana paliwem zgazowywanym lokalnie. Na poniższym wykresie przedstawiono szacunkowe koszty produkcji energii elektrycznej dla różnych technologii, przy założeniu obecności modułów do przechwyty, składowania i ewentualnego transportu dwutlenku węgla [496].



Rysunek 95 Zestawienie kosztów produkcji energii elektr. dla wybranych technologii

Powyższa analiza pokazuje, że koszty wytwarzania energii w układach z ogniwami paliwowymi typu SOFC zintegrowane z turbinami gazowymi są porównywalne do nowoczesnych układów energetycznych na bazie węgla i/lub gazu. Wiąże się to z tym, że w odniesieniu do układów mCHP-SOFC, gdzie produkowana jest energia elektryczna wyłącznie w reakcji elektrochemicznej, dodanie dodatkowego modułu z turbiną gazową znacznie poprawia sprawność całej instalacji, a co za tym idzie – zmniejsza koszty produkcji energii elektrycznej. Dodatkowy zysk może być uzyskany w sytuacji, kiedy do układu mCHP-SOFC-TG zostanie zainstalowana zgazowarka, co ostatecznie zmniejszy koszty OPEX pod kątem redukcji ceny za paliwo.

Produkcja ciepła w układach mCHP na bazie ogniw paliwowych jest realizowana w tych samych procesach. Można więc założyć, że koszty generacji ciepła są skorelowane z cenami jednostkowymi produkcji energii elektrycznej w tego typu układach. Do analizy kosztów

495 [https://doi.org/10.1016/S0360-3199\(02\)00242-2](https://doi.org/10.1016/S0360-3199(02)00242-2)

496 <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2007.02.002>

wybrano 2 komercyjne układy z ogniwami typu SOFC, których specyfikacje przedstawiono w poniższej tabeli [497].

Tabela 115 Dwa referencyjne układy z ogniwami SOFC

Konsorcjum / firma	Rynek	Typy ogniw paliwowych	Sprawność el.	Maks. moc el.	Maks. ciepło
Bosch – Aisin Seiki-Toyota Group	Europa	SOFC	45%	0,7 kW _e	0,7 kW _{th}
SOLIDpower	Europa	SOFC	60%	1,5 kW _e	0,6 kW _{th}

W pierwszym układzie należącym do konsorcjum Bosch – Aisin Seiki-Toyota Group, sprawność elektryczna wyznaczono na poziomie 45%, a stosunek generowanego ciepła do wytwarzanej energii elektrycznej wynosi 1:1. Przy założeniu jednostkowych kosztów produkcji energii elektrycznej wynoszący ok. 20 €/kWh_e, dla układu tej sprawności, można przyjąć, iż podobna wartość określa również generację ciepła, to jest ok. 20 €/kWh_{th}. Dla układu "BlueGen" firmy SOLIDpower, stosunek generowanego ciepła do energii elektrycznej wynosi 1:2,5. W rezultacie, przyjmując koszty generacji energii elektrycznej dla wysokosprawnych układów na poziomie 9 €/kWh_e i uwzględniając wcześniej przyjęty stosunek 1:2,5 oszacowano, że dla takiej instalacji koszt generacji ciepła wynosi ok. 22,5 €/kWh_{th}. Na bazie przeprowadzonych analiz można stwierdzić, że średni, jednostkowy koszt produkcji ciepła szacuje się na poziomie 20-25 €/kWh_{th}.

W przypadku produkcji ciepła z różnych paliw, Urząd Regulacji Energetyki przedstawia co roku raport podsumowujący rynek ciepła w Polsce [498]. Wyniki za lata 2017-2019 przedstawiono w poniższej tabeli. Przeliczenie wykonano dla średniego €₂₀₁₉.

Tabela 116 Zestawienie danych dla rynku ciepła w Polsce w latach 2017-2019

Wyszczególnienie	Ceny ciepła ze źródeł		
	2017 r.	2018 r.	2019 r.
	€ _{2019C} / kWh _{th}		
Średnia cena wytwarzania ciepła	3,17	3,24	3,43
Węgiel kamienny	3,10	3,18	3,38
Węgiel brunatny	2,21	2,07	2,10
Olej opałowy lekki	5,34	5,74	6,18
Olej opałowy ciężki	2,89	2,90	2,93
Gaz ziemny wysokometanowy	4,23	4,25	4,37

497 Arsalis A., A comprehensive review of fuel cell-based micro-combined-heat-and-power systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2019;105:391-414

498 Energetyka ciepła w liczba – 2019, URE

Gaz ziemny zaazotowany	3,51	3,53	3,63
Biomasa	3,45	3,47	3,57
Inne odnawialne źródła energii	2,89	3,05	3,06

Pomimo iż ceny wytwarzania ciepła z każdego z powyżej wymienionych źródeł wzrastają z roku na rok, jednostkowe koszty związane z generacją ciepła w wodorowych układach mCHP są ciągle kilkakrotnie większe dla scenariusza polskiego. Jednym ze sposobów zmniejszenia tych różnic jest konieczność redukcji kosztów inwestycyjnych przyszłych instalacji wodorowych.

Wodór, poza możliwością wykorzystania go jako paliwo do produkcji energii elektrycznej i ciepła, może być również wykorzystany przy tworzeniu paliw o większej kaloryczności. Odbywa się to w instalacjach typu P2G lub P2L.

Szacunkowe koszty produkcji SNG w trybie pracy ciągłej przedstawiono w poniższej tabeli [499], wraz ze średnią ceną za energię elektryczną w roku 2016 oraz ceną gazu ziemnego w tamtym okresie [500].

Tabela 117 Szacunkowe koszty produkcji SNG

Kraj	Średni koszt energii elektrycznej, €/MW	Koszt produkcji SNG, €/MWh	Koszt gazu ziemnego, €/MWh
Szwecja	29	106	38
Niemcy	29	105	33
Hiszpania	40	125	26

Stwierdzono istotne różnice między trzema analizowanymi krajami (wahające się od 105 do 125 €/MWh). Skoro koszty inwestycyjne uznano za niezależne od lokalizacji elektrowni, rozbieżności kosztów były funkcją średnich nakładów energii elektrycznej. Ostatecznie, koszty produkcji SNG są niekonkurencyjne w stosunku do obecnych cen gazu ziemnego (€/MWh). Obecnie szacowane koszty produkcji SNG w oparciu o najnowocześniejszą technologię P2G są ponad 3 razy wyższe niż w przypadku konwencjonalnego gazu ziemnego. Koszty te wynikają głównie z wysokich początkowych nakładów inwestycyjnych związanych z budową układu P2G, a także ze stosunkowo niewielkiej różnicy cen między godzinami szczytu i doliny w ocenianych krajach. Zakłada się, że w przyszłych scenariuszach koszty SNG można obniżyć nawet do 40 €/MWh, czyli bardzo blisko obecnej ceny konwencjonalnego gazu ziemnego. Technologiczne ulepszenia wydajności elektrolizerów i zmniejszenie kosztów inwestycji związanych z metanizacją, wraz z przychylną polityką krajową, będą odgrywać decydującą rolę we wdrażaniu efektywnej produkcji SNG. W perspektywie średnioterminowej wychwytywanie i wykorzystanie dwutlenku węgla w procesie metanizacji może być ekonomicznie opłacalną technologią do produkcji ekologicznych paliw chemicznych (w sposób ciągły lub sezonowy), które następnie można transportować w ramach obecnej infrastruktury gazowej.

Pod kątem instalacji P2L, wykorzystanie wodoru do produkcji tzw. zielonego metanolu pozwala na wytwarzania paliw w sposób przyjazny środowisku. Pod kątem kosztów jego produkcji,

499 <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.02.037>

500 https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Main_Page

przeanalizowano dwie technologie oparte na wodorze, tj. produkcja metanolu poprzez syntezę gazu syntezowego ze zgazowania biomasy i uwodornienie dwutlenku węgla ze spalin, pochodzących głównie z elektrowni węglowych. Wodór w obu rozwiązaniach generowany jest w wysokosprawnym elektrolizerze. Zapotrzebowanie na energię elektryczną, sprawności konwersji, oszacowane koszty inwestycyjne oraz finalne koszty produkcji metanolu według powyższych metod, przedstawiono w poniższej tabeli [501]:

Tabela 118 Szacunkowe koszty produkcji metanolu

Parametr	Metanol z biomasy	Metanol z wychwytu CO ₂
Zapotrzebowanie na energię elektryczną, MWh/tona _{MeOH}	0,32-7	9-12
Sprawność konwersji	25-44%	17-23
Koszty inwestycyjne, mln €	10-24	158
Koszt produkcji, MWh/tona _{MeOH}	300-400	500-600

Udowodniono, że produkcja metanolu z biomasy jest tańsza i wydajniejsza niż z dwutlenku węgla. Tym samym potwierdzono, że jest to rozwiązanie, które można relatywnie szybko wdrożyć. Z drugiej strony, produkcję metanolu z dwutlenku węgla należy również postrzegać jako sposób na ograniczenie jego emisji do atmosfery. Pomimo iż badanych jest wiele opcji wykorzystania CO₂ wychwytywanego ze spalin elektrowni węglowych, dotychczasowe badania na Świecie wykazały, że produkcja metanolu charakteryzuje się wysokim potencjałem. Dalsze postępy w technologii odzyskiwania dwutlenku węgla sprzężonej z produkcją metanolu mogą skutkować powstaniem długoterminowego i efektywnego rozwiązania.

Rozdział V - Korzyści wynikające ze wzrostu wykorzystania wodoru w gospodarce narodowej

Va. ograniczenie importu paliw kopalnych, w tym:

W ramach tej części raportu dokonana została analiza:

- wielkości importu paliw w tym:
 - węgla kamiennego,
 - ropy naftowej,
 - gazu ziemnego,
 - energii elektrycznej,
 - paliw płynnych (etyliny, olej napędowy, LPG).
- oceny prognoz cen ww. nośników energii w perspektywie do 2030 r.

Na podstawie wyników wcześniejszych analiz dokonane zostało oszacowanie bezpośrednich oszczędności, wynikających z zastąpienia importu nośników energii w ujęciu:

- w GWh
- w ujęciu pieniężnym:
 - w cenach stałych nośników energii z końca 2020 r.
 - w prognozowanych bieżących średniorocznych cenach nośników energii do 2030 r.
- potencjalnie jako % PKB, zużycia energii, prognozowanego importu paliw.

Analiza znaczenia wodoru była realizowana przy założeniu osiągnięcia następujących celów strategicznych:

- obniżenia emisyjności gospodarki,
- dywersyfikacji dostaw surowców energetycznych,
- ograniczenia importu nośników energii w celu:
 - poprawy bilansu handlowego i w konsekwencji struktury bilansu płatniczego,
 - obniżenia ryzyka politycznego i makroekonomicznego.

Ocena zakładała realizację celów Polityki energetycznej Polski do 2040 r. W związku z tym, oparta jest na następujących założeniach:

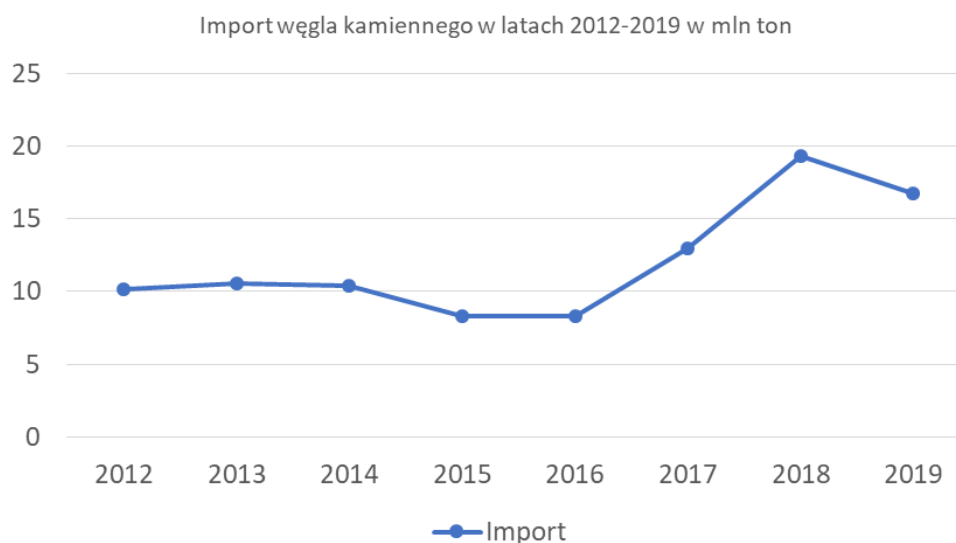
- wodór jest jednym z najistotniejszych alternatywnych nośników energii, przy czym:
 - w krótkim horyzoncie czasowym rozważamy zarówno „szary” wodór, jak i „błękitny”, „fioletowy”, a także „zielony”,
 - w dłuższym okresie, dążymy do dominacji wodoru pochodzącego ze źródeł niskoemisyjnych, w tym przede wszystkim „zielonego”,
- w pierwszej kolejności wodór jest wykorzystywany do zastąpienia importu nośników energii,

- gaz ziemny jako sposób transformacji jest traktowany jako przejściowy nośnik energii i źródło wodoru (wodór „szary”),
- podaż energii (niezależnie od źródeł) na rynku krajowym musi zaspokajać aktualny poziom zapotrzebowania na energię oraz przyszły przewidywany jego wzrost, w bilansie energetycznym dążymy do nadwyżki produkcji nad zużyciem energii.

Potencjalne miejsce wodoru w ograniczeniu importu paliw kopalnych

W ciągu ostatnich 30 lat, Polska w sposób znaczący zwiększyła swoje uzależnienie od zagranicznych źródeł energii. W chwili obecnej, jedynie w przypadku węgla brunatnego jego dominującym źródłem jest wydobywanie krajowe. Wynika to przede wszystkim z procesu produkcji energii z tego paliwa w bliskości do jego źródeł, co ma miejsce zarówno w zagłębiu turosszowskim, jak i bełchatowskim. Polska posiada jeszcze duże złoża tego paliwa na Dolnym Śląsku, lecz ze względu na jego emisyjność, raczej trudno myśleć o jego wykorzystaniu w dłuższej perspektywie.

W ostatnich latach, wraz z restrukturyzacją górnictwa węgla kamiennego, istotnie spadła produkcja i eksport tego paliwa, za to szczególnie wzrósł jego import – do ok. 18 mln ton w roku 2019, pochodził on przede wszystkim z kierunku rosyjskiego – zwiększając uzależnienie Polski od zagranicznych źródeł energii.

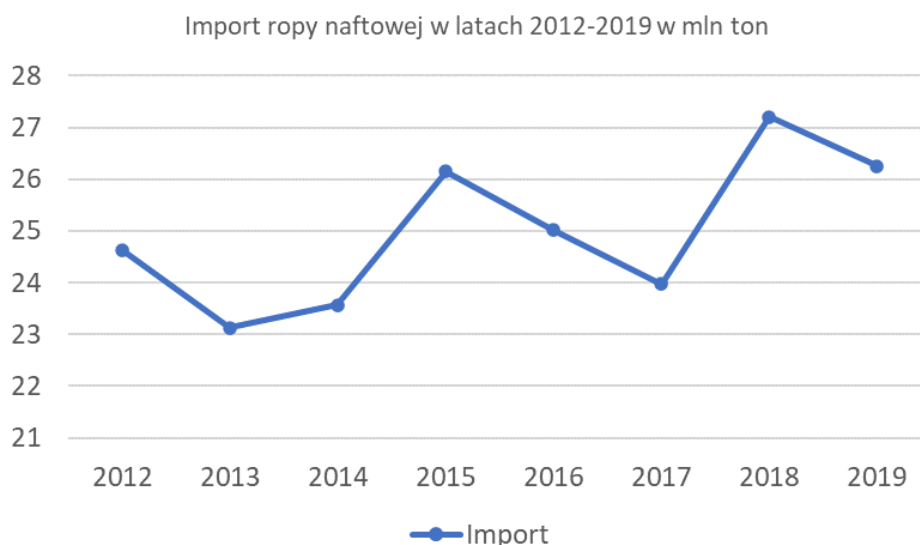


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS

Rysunek 96 Import węgla kamiennego do Polski w latach 2012-2019 w mln ton

Szczególnie niekorzystny ze względu na uwarunkowania polityczne i związane z tym ryzyka był import z kierunku rosyjskiego, z którego dominuje też import ropy naftowej i gazu ziemnego. Należy jednocześnie zaznaczyć, że od kilku lat Polska jest importerem netto węgla kamiennego. Import węgla kamiennego dotyczy jego wykorzystania jako paliwa w energetyce i kogeneracji. Wg dostępnych danych ok 51% importowanego węgla wykorzystywane jest w indywidualnych gospodarstwach domowych.

Jedną z najważniejszych pozycji w całym bilansie handlowym Polski jest import ropy naftowej (Rysunek 94). W głównej części jest ona sprowadzana dla celów energetycznych, to jednak jest również wykorzystywana w przemyśle chemicznym. W roku 2019 import wyniósł nieco ponad 26 mln ton ropy naftowej.

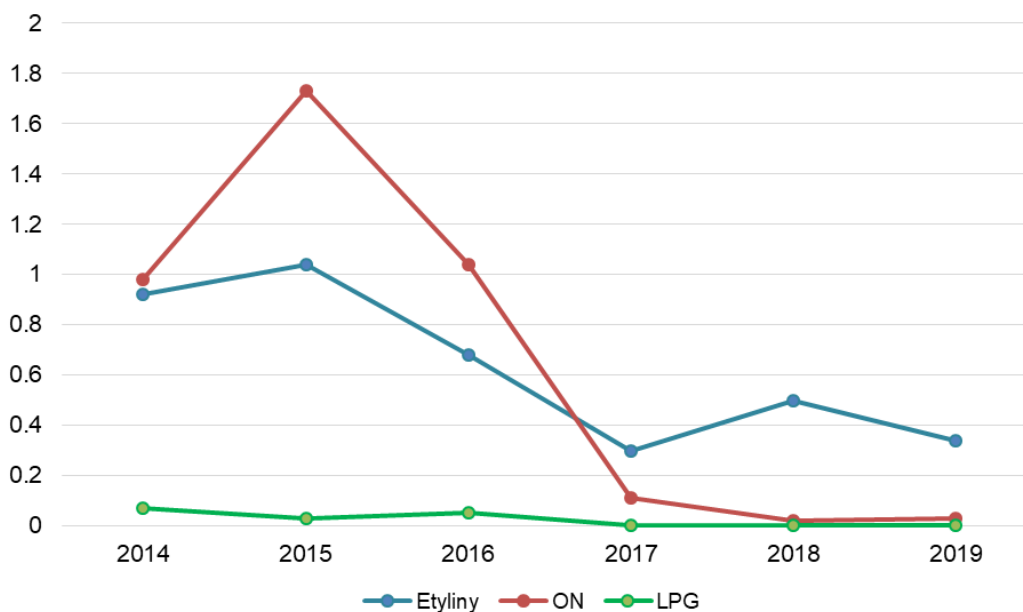


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS

Rysunek 97 Import ropy naftowej do Polski w latach 2012-2019 w mln ton

Zjawiskiem niesprzyjającym jest, że pomimo zmian, w ostatnich latach w dostawach nadal dominuje kierunek rosyjski, tym bardziej, że krajowe wydobycie surowca jest znikome, a Polska posiada niezbędną infrastrukturę do jego dywersyfikacji, w postaci terminalu naftowego w Gdańsku oraz ropociągu Gdańsk-Płock.

Rysunek Związany z importem i przerobem ropy naftowej jest rynek paliw płynnych. Dodatkowo Polska jest też poważnym importerem gotowych paliw płynnych (Rysunek 96). Największy pod względem ilości i wartości jest import oleju napędowego. Po szczycie w 2017r (6,55 mln m³) osiągnął on finalnie 5,6 mln m³ w 2019r. Należy przy tym podkreślić, że istotna jego część pochodzi z należącej do PKN Orlen rafinerii w Możejkach (Litwa), co nie wpływa destrukcyjnie na lokalny rynek paliw, a tym bardziej na bezpieczeństwo energetyczne Polski. Całkowita sprzedaż oleju napędowego (bez lekkiego i ciężkiego oleju opałowego) wyniosła w 2019r. 20,95 mln m³.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych POPIHN

Rysunek 98 Import gotowych paliw płynnych do Polski w latach 2014-2019 w mln m³

Na stabilnym, ale wysokim poziomie utrzymuje się import LPG, który jest dominującym źródłem pokrycia zapotrzebowania krajowego na to paliwo. Jego produkcja krajowa wyniosła w 2019 r. ok. 0,82 mln m³. Natomiast sprzedaż na polskim rynku w tym samym 2019r. 5,1 mln m³. Stosunkowo najbardziej korzystna jest sytuacja na rynku etylin, gdzie import jest stosunkowo niewielki – 0,63 mln m³, przy sprzedaży na rynku krajowym tego paliwa na poziomie 6,43 mln m³ w 2019r.

Import istotny jest również dla gazu ziemnego, choć w tym przypadku są obecne krajowe źródła tego paliwa (Rysunek 99). Import ten wyniósł ponad 800 tys. ton w 2019, w tym samego gazu ziemnego ok. 14,87 mld m³.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS

Rysunek 99 Import węglowodorów do Polski w latach 2012-2019 w tys. ton

W przypadku gazu ziemnego proces dywersyfikacji następuje szybciej. W dużej mierze dzięki rozbudowie infrastruktury w postaci interkonektorów i terminalu LNG w Świnoujściu. Dodatkowo proces ten ulegnie przyspieszeniu po wygaśnięciu wieloletniego kontraktu z Gazpromem w przyszłym roku.

Około 2014r. zmieniła się sytuacja na ostatnim rozważanym rynku, rynku energii elektrycznej. To pierwszy rok, w którym produkcja energii była niższa od jej zużycia. Oznacza to trwałe ujemne saldo obrotu energią. Należy zakładać, że wraz z niewystarczającymi inwestycjami w moce produkcyjne energii elektrycznej i związanym z rozwojem gospodarczym wzrostem zapotrzebowania na energię sytuacja ta w kolejnych latach będzie się pogłębiać.

Wnioski

Z przeprowadzonej analizy należy wyciągnąć następujące wnioski:

- Polska jest **importerem netto nośników energii** (z wyjątkiem węgla brunatnego co wynika ze specyfiki produkcji energii z tego źródła),
- **Import nośników energii stanowi poważną część całego importu Polski mając zasadniczy wpływ na bilans handlowy naszego kraju,**
- W przypadku gazu ziemnego, ale też i ropy naftowej **duża część importu nie ma charakteru energetycznego, a dotyczy importu surowców dla przemysłu chemicznego i petrochemicznego** (gdzie produkowany jest m.in. wodór dla celów przemysłowych),
- W konsekwencji **cen energii, jako jedne z najważniejszych dla konkurencyjności międzynarodowej polskiej gospodarki, w dużej mierze zależą od trendów światowych** (cen na rynkach światowych),
- **W kierunkach, z których importujemy nośniki energii dominuje Federacja Rosyjska co zwiększa ryzyko makroekonomiczne i polityczne Polski.**

W związku z tym można sformułować następujące wstępne rekomendacje, które będą weryfikowane w toku dalszych analiz:

- Produkowany z źródeł krajowych wodór może ograniczyć zależność energetyczną Polski od importu. Skala oszczędności będzie zależać od:
 - polityki państwa w zakresie promowania wodoru,
 - dostępności rozwiązań pozwalających na zastosowanie wodoru w celach energetycznych, ale też i przemysłowych,
 - rozwoju technologii, ale też potencjału produkcyjnego wodoru, przede wszystkim z szczególnym uwzględnieniem źródeł krajowych, pozwalających na produkcję taniego wodoru.

Skala potencjalnych oszczędności zostanie określona w dalszej części analizy.

- Wprowadzenie wodoru jako substytutu importowanych paliw i nośników energii przyczyni się do **poprawy bilansu handlowego, a przez to również bilansu płatniczego**
- Wprowadzenie wodoru do mixu energetycznego wraz z promującą źródła krajowe rozbudową zdolności produkcyjnych **obniży ryzyko makroekonomiczne i polityczne przyczyniając się do obniżenia ryzyka kraju, ratingów, a przez to kosztów obsługi zadłużenia** – są to możliwe do uzyskania oszczędności pośrednie.
- **Obniżenie ryzyka kraju oraz przede wszystkim uniezależnienie kosztów energii od koniunktury ogólnej wraz z możliwym ich spadkiem podniesie międzynarodową konkurencyjność polskiej gospodarki.**

Oszacowanie oszczędności dzięki zastosowaniu wodoru w energetyce i transporcie

Odrębnym zagadnieniem jest szacowanie oszczędności wynikłych z zastosowania wodoru. Mogą one mieć wyrażenie w GWh energii, nakładach finansowych na produkcję lub zakup nośników energii, spadku cen energii i innych. Oszczędności mogą wynikać z różnicy w zużyciu poszczególnych nośników dla uzyskania tej samej ilości energii, różnicy w kosztach pozyskania nośników energii, korzyściom związanym z opłatami za emisję gazów cieplarnianych przy produkcji energii, ale też w wyniku ograniczenia kosztów, np. zbywania energii przy niższych lub negatywnych cenach poza dziennym szczytem zużycia, dzięki wykorzystaniu wodoru i magazynów energii, ograniczeniu kosztów ryzyka ogólnego – poprzez ograniczenie ryzyka politycznego i makroekonomicznego. Wszystkie te elementy mają wpływ na ogólny poziom cen i kosztów w gospodarce, przyczyniając się do możliwej poprawy jej konkurencyjności.

Zakładamy, że w warunkach polityki klimatycznej i wzrostu cen uprawnień do emisji, uzasadnionym sposobem rozumienia oszczędności jest założenie, że pojawią się one tylko w warunkach zastępowania węglowodorów przez OZE.

Wszystkie wskazane wcześniej oceny będą oparte o pewne stałe parametry, wśród których jednym z najważniejszych jest wartość opałowa (energetyczna) paliw. Może mieć ona wymiar teoretyczny (Tabela 119 Stopa konwersji wodoru na inne paliwa wg wartości opałowej w kWh/kg, ale też wynikający z regulacji prawnych (Tabela 120). Umożliwia ona wskazanie stopy konwersji czy stopy zamiany danego paliwa na wodór

Tabela 119 Stopa konwersji wodoru na inne paliwa wg wartości opałowej w kWh/kg

Paliwo	Wartość opałowa kWh/kg	Stopa konwersji
Wodór 1)	33,33	1,00
Ropa naftowa 1)	11,6	2,87
Benzyna 1)	12	2,78
Benzyna 2) (średnio)	11,35	2,94

Metanol 1)	5,47	6,09
Etanol 2)	5,5	6,06
Etanol 2)	7,4	4,50
Biodiesel 2)	10,2	3,27
LPG mieszanka 2)	12,1	2,75
Olej opałowy 2)	11,8	2,82
Metan 1)	13,9	2,40
Gaz ziemny 1) (średnio)	11,85	2,81
Propan 1)	12,88	2,59
Gaz miejski 1)	7,57	4,40
Drewno świeże 2)	1,9	17,54
Drewno suche 2) (średnio)	4,2	7,94
Słoma 2)	4,8	6,94
Brykiety drzewne 2)	4,9	6,80
Brykiery z biomasy 2)	4,7	7,09
Pellet drzewny 2)	4,9	6,80
Torf 2)	4,2	7,94
Węgiel brunatny 2)	5,6	5,95
Koks z węgla brunatnego 2)	9,3	3,58
Węgiel kamienny 2) (średnio)	8,25	4,04
Koks z węgla kamiennego 2)	7,97	4,18
Miał węglowy 2)	5,9	5,65

Opracowanie autora na podstawie:

- 1) Kubowski J., 2007, Wodór - paliwo przyszłości, <https://www.ogrzewnictwo.pl/artykuly/paliwa/paliwa-przyszlosci/paliwa-przyszlosci>
- 2) <https://kb.pl/porady/praktyczna-tabela-wartosci-opalowej-roznych-paliw-z-omowieniem/>

Tabela 120 Stopa konwersji wodoru na inne paliwa wg wartości opałowej w kWh/kg (wg norm regulacyjnych)

Paliwo	Wartość opałowa kWh/kg	Stopa konwersji
bioetanol	7,5	4,44
biometanol	5,56	6,00
czysty olej roślinny	10,28	3,24
benzyna silnikowa	11,94	2,79
olej napędowy	11,94	2,79

Stosując wskazane w tabeli wartości opałowe paliw (WO_n) możemy policzyć zarówno ilość energii możliwej do uzyskania z danej ilości paliwa:

$$E_n = I_n \times WO_n$$

Gdzie,

E_n – energia wyprodukowana z n-tego paliwa

I_n – ilość n-tego paliwa (masa lub objętość)

WO_n – wartość opałowa danego paliwa

Wiedząc ile powstaje z danego n-tego paliwa energii możemy przekształcając powyższy wzór doprowadzić go do postaci:

$$I_n = \frac{E_n}{WO_n}$$

uzyskamy jako I_{H_2} masę lub objętość wodoru niezbędnego do wyprodukowania określonej ilości energii (zastąpienia danego paliwa).

W ten sposób można określić ilość wodoru niezbędną do zastąpienia dowolnego paliwa, jego sprzedaż na polskim rynku, importu czy importu netto.

Wykorzystując wzór:

$$C_n = I_n \times c_n$$

Gdzie:

C_n – koszt całkowity paliwa niezbędnego do wyprodukowania E_n energii z danego paliwa

c_n – koszt jednostkowy n-tego paliwa

Możemy policzyć np. koszt produkcji wodoru C_{H_2} niezbędnego do pokrycia zapotrzebowania na energię z dowolnego paliwa. Zakładając, że c_{H_2} wynikał będzie z przyjętego mixu produkcyjnego wodoru. Będzie można określić optymalną względem kosztu produkcji energii z innego paliwa, mieszankę wodoru pozyskiwanego z różnych metod jego produkcji.

W przypadku zastosowania cen rynkowych (w tym kontraktowych) a nie kosztów produkcji, powyższy wzór przyjmie następującą formę:

$$C_n = I_n \times p_n$$

Gdzie:

P_n – to cena rynkowa (kontraktowa) danego n-tego paliwa.

W szczególności dla wodoru wzory te będą miały następującą formę:

$$C_{H_2} = I_{H_2} \times c_{H_2}$$

i odpowiednio:

$$C_{H_2} = I_{H_2} \times p_{H_2}$$

Wykorzystując pierwsze dwa z wskazanych wyżej wzorów dokonano wstępnego wyliczenia zapotrzebowania na wodór dla zastąpienia sprzedaży krajowej, produkcji krajowej, importu i importu netto etylin, oleju napędowego oraz LPG. Dane przedstawiono w Tabeli 121.

Tabela 121 Oszacowanie zapotrzebowania na wodór jako paliwa dla zastąpienia ekwiwalentu energetycznego paliw płynnych w mln ton (wg zużycia w 2019)

	Sprzedaży krajowej	Produkcji krajowej	Importu	Importu netto
Etylin	1,65	1,59	0,16	0,07
ON	6,30	4,81	1,69	1,68
LPG	1,06	0,17	0,84	0,84
Razem	9,01	6,57	2,69	2,59

Opracowanie na podstawie danych POPiHN

Przeprowadzone wyliczenia wskazują, że dla zastąpienia energii z wyprodukowanych w Polsce etylin, trzeba wytworzyć 1,65 mln ton wodoru i odpowiednio 6,3 mln ton dla zastąpienia oleju napędowego i 1,06 mln ton dla zastąpienia LPG. W przypadku importu tych paliw, dla zastąpienia etylin potrzeba 0,16 mln ton wodoru, oleju napędowego 1,69 mln ton, a LPG 0,84 mln ton (Tabela 122).

Tabela 122 Oszacowanie zapotrzebowania na wodór jako paliwa dla zastąpienia ekwiwalentu energetycznego importu 1% paliw płynnych i surowców energetycznych (wg importu w 2019)

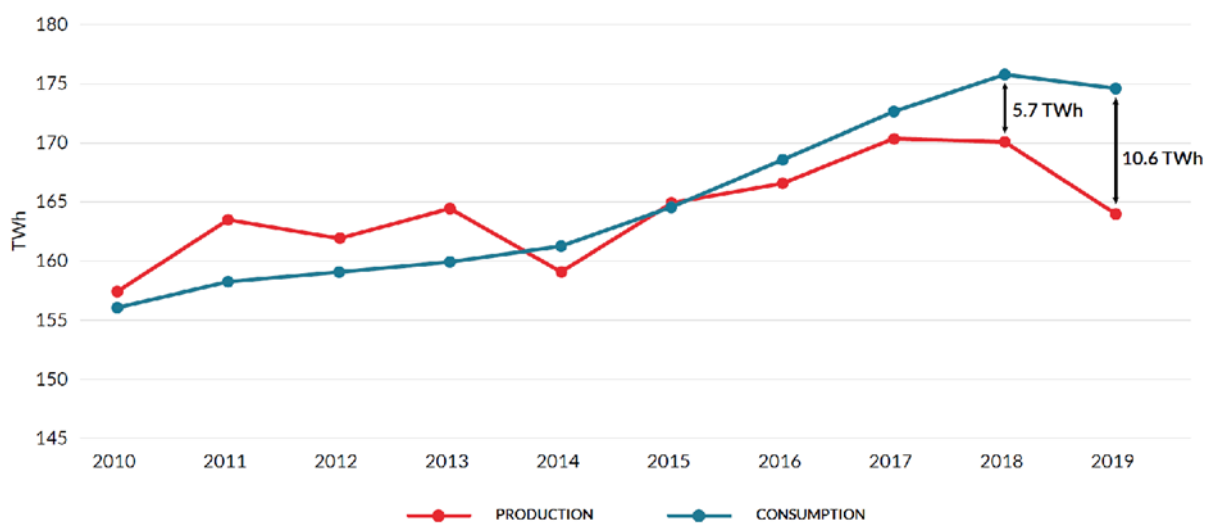
	Wodór niezbędny do zastąpienia importu w mln ton	Wodór niezbędny do zastąpienia 1% importu w tys. ton
Etylin	0,16	1,62
ON	1,69	16,85
LPG	0,84	8,44
Ropa naftowa	2,75	27,47
Gaz ziemny (CNG+LPG)	3,79	37,86
Węgiel kamienny	4,13	41,33
Węgiel brunatny	0,04	0,40
Razem	13,40	133,97

Źródło: Opracowanie na podstawie danych POPiHN, 2020, Raport roczny 2019, Przemysł i handel naftowy, PIG-PIB, 2020, Eksport i import surowców mineralnych, http://geoportal.pgi.gov.pl/surowce/export_import oraz GUS, 2020, Rocznik statystyczny handlu zagranicznego 2020

Dodając do tego wodór potrzebny do zastąpienia importowanych surowców energetycznych, tj. ropy naftowej, gazu ziemnego (zarówno LNG, jak i CNG) oraz węgla kamiennego, a także ostatnio – węgla brunatnego, łączne zapotrzebowanie wynosiłoby ok. 13,4 mln ton H₂ rocznie (tabela powyżej). **Oznacza to, że dla zastąpienia 1% importu paliw i surowców energetycznych, niezbędne jest wyprodukowanie 133,97 tys. ton H₂/rocznie. Przyjmując**

wartość importu w tych kategoriach produktowych za 2019 r. na 17 mld EUR (GUS 2020, PIG-PIB, 2020), należy przyjąć, że produkcja 133,97 tys. ton H₂/rocznie pozwala zaoszczędzić 170 mln EUR importu (przy całkowitej wielkości importu 236,98 mld EUR – 0,07% wartości rocznego importu w roku 2019).

Dla oceny potencjalnych oszczędności należy jednocześnie zwrócić uwagę, że od kilku lat Polska nie tylko importuje energię elektryczną, ale jest jej importerem netto. Przy imporcie na poziomie o wartości od 330 mln EUR w 2013 r. do 902 mln EUR, nie stanowi to znaczącego obciążenia bilansu handlowego, czy bilansu obrotów bieżących, ale niepokoić może de facto potrojenie wielkości importu w ciągu ostatnich 6 lat. **Jednocześnie tylko pomiędzy latami 2016 a 2019, import energii elektrycznej wzrósł z 14,02 TWh do 17,3 TWh (w 2019 r.), przy czym import netto wyniósł w 2019 r. 10,6 TWh (Forum Energii, 2020), a wynika to z niezbilansowania produkcji krajowej i zużycia.**



Źródło: Forum Energii, 2020, Energy transition in Poland, Edition 2020, s.18

Rysunek 100 Produkcja i krajowe zużycie energii elektrycznej w Polsce

Do zastąpienia importu energii elektrycznej wg wartości energetycznej (założenie 100% efektywności energetycznej systemu GtP), potrzebne będzie ok. 520 tys. ton H₂, a dla wyrównania salda obrotu międzynarodowego energią elektryczną (obrotu netto), ok. 320 tys. ton H₂. Ze względu na niższą faktyczną efektywność procesu Gas-to-power, rzędu ok. 70%, wartości te będą większe (Tabela 123).

Tabela 123 Wodór jako źródło energii dla zastąpienia importu energii elektrycznej (z roku 2019)

W tys. ton	W teorii		W praktyce	
	H ₂ dla zastąpienia całości	H ₂ dla zastąpienia 1%	H ₂ dla zastąpienia całości	H ₂ dla zastąpienia 1%
Importu	520	5,2	740	7,4
Importu netto	320	3,2	460	4,6

Do zastąpienia importu energii potrzebne będzie 740 tys. ton H₂, natomiast dla zbilansowania salda obrotu energią elektryczną wystarczy 460 tys. ton wodoru rocznie.

Analizując powyższe wartości, należy zwrócić uwagę, że w ostatnich latach poważnie spadła energochłonność wzrostu gospodarczego Polski, tak w ujęciu całkowitego zapotrzebowania na energię, jak i zapotrzebowania na energię elektryczną.

Wskazuje to, że tempo zapotrzebowania na energię, czy w szczególności na energię elektryczną, dopasowane będzie do tempa wzrostu gospodarczego. Możemy więc założyć, że zależność one będą w kolejnych latach od prognoz wzrostu gospodarczego Polski (Tabela 124).

Tabela 124 Przeciętne tempo wzrostu gospodarczego Polski wg wybranych prognoz w latach 2021-2030 (w % r/r)

Scenariusz	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
najniższy	3,3	4,5	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
najwyższy	4,5	5,1	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6

Źródło: Opracowanie na podstawie: PwC, 2017, The Long View. How will the global economic order change by 2050, PwC, World in 2050; FitchRatings, 2020, Global Economic Outlook. Light at the end of the Tunnel, Fitch; Guillemette Y., Turner D., 2018, The Long View: Scenarios for the World Economy to 2060, OECD Economic Policy Paper No 22, OECD, Paris

Można zatem przyjąć, że tempo zmian importu będzie zbliżone do tempa wzrostu gospodarczego. Dotyczyć to też powinno importu surowców energetycznych i paliw w ujęciu wartościowym (Tabela 125), w warunkach nieuwzględniających wpływu wodoru.

Tabela 125 Prognoza wartości importu paliw płynnych i surowców energetycznych w latach 2021-2030 w mld EUR

Scenariusz	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
najniższy	17,6	18,4	18,7	19,1	19,5	19,9	20,4	20,8	21,2	21,7
najwyższy	17,8	18,7	19,2	19,7	20,2	20,7	21,2	21,8	22,3	22,9

Źródło: opracowanie własne

W przypadku energii elektrycznej wartości te wahałyby się w przedziale 1,1-1,2 mld EUR (Tabela 126).

Tabela 126 Prognoza wartości importu energii elektrycznej w latach 2021-2030 w mld EUR

Scenariusz	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
najniższy	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
najwyższy	0,9	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2

Źródło: opracowanie własne

Wartość importu energii elektrycznej, paliw i surowców energetycznych, w zależności od scenariusza prognoz rozwoju gospodarczego wynosiła będzie od 22,8 do 24,1 mld EUR i stanowić będzie ok. 7,55% polskiego importu ogółem. Wydaje się, że nie jest to wiele, jednak przeprowadzona wcześniej analiza zależności Polski od importu surowców energetycznych

oraz rosnący import energii niosą ze sobą bardzo istotne konsekwencje, w postaci zwiększonego poziomu ryzyka politycznego. **Rugman, Hodgett (2003), wskazują import surowców energetycznych i energii jako jeden z 30 wymiarów oceny ryzyka politycznego. Przypisują oni wartościom nakładów na import energii oraz surowców energetycznych jedne z najwyższych wag w szacowaniu poziomu ryzyka politycznego⁵⁰². Ryzyko polityczne zaś, obok ryzyka makroekonomicznego jest jednym z metaryzyk wpływających na międzynarodowe postrzeganie kraju. Ma ono kilka wymiarów, wpływając m.in. na:**

- ogólne ryzyko inwestycyjne, przyczyniając się do oceny atrakcyjności inwestycyjnej kraju (postrzeganie kraju) i w związku z tym, wpływając na poziom i jakość inwestycji bezpośrednich,
- warunki finansowe i rynkowe osiągnięte przez krajowych eksporterów (niższe ceny w imporcie, a wyższe w eksporcie – jeśli ryzyko polityczne oceniane jest jako niższe),
- limity inwestycyjne na rynku finansowym,
- oczekiwaną stopę zwrotu z inwestycji,
- realizowane stopy dyskontowe.

Stąd, jeśli udało by się w wyniku implementacji gospodarki wodorowej obniżyć uzależnienie Polski od zewnętrznych, często niepewnych źródeł zasileń energetycznych, miałyby to kluczowy wpływ na poprawę postrzegania Polski i jej stabilności ekonomicznej, a przez to nie tylko poprawę atrakcyjności inwestycyjnej Polski, ale też warunków transakcyjnych w realizowanych transakcjach biznesowych.

Nie bez znaczenia dla bilansu handlowego Polski będzie miało kształtowanie się cen surowców energetycznych i energii. Według kwietniowego Commodity Markets Outlook, Banku Światowego (2020) w horyzoncie do 2030 r. można się spodziewać wzrostu cen większości surowców energetycznych. Wyjątkiem jest tylko węgiel, co należy wiązać z zakładanym procesem dekarbonizacji (Tabela 127).

Tabela 127 Prognoza cen kluczowych surowców energetycznych do 2035 r.

Rok	Węgiel kamienny (USD/t)	Ropa naftowa (USD/bbl)	LNG Japonia (USD/1000m ³)	CNG USA (USD/1000m ³)
2021	78,0	56,0	294,45	102,96
2022	76,1	60,0	288,52	104,07
2023	74,2	61,0	282,22	104,82
2024	72,4	61,9	275,93	105,56
2025	70,6	62,9	269,63	106,68
2026	68,9	63,9	263,70	107,41
2027	67,2	65,0	257,41	108,15
2028	65,5	66,0	251,49	108,52
2029	63,9	67,1	245,56	109,26
2030	62,3	68,2	239,63	110,00
2031	60,8	69,3	238,52	112,96

502 Rugman A.M., Hodgetts R.M., 2003, *International Business*, 3rd edition, Pearson Ed., s.366

Rok	Węgiel kamienny (USD/t)	Ropa naftowa (USD/bbl)	LNG Japonia (USD/1000m ³)	CNG USA (USD/1000m ³)
2032	59,3	70,4	237,41	115,93
2033	57,8	71,5	236,30	118,89
2034	56,4	72,6	235,56	121,85
2035	55,0	70,0	234,44	124,82

Źródło: WorldBank, 2021, Commodity Markets Outlook, April 2021 – database appendix

Należy zwrócić uwagę, że do przynajmniej 2034 r., poza węglem kamiennym (spadek ceny z 78 do 55 USD za tonę), ceny pozostałych surowców będą wciąż rosły. W przypadku ropy naftowej przewidywany jest wzrost z 56 USD/bbl (2021 r.) do 62,3 USD/bbl w 2030 r. i 72,6 USD/bbl w 2034 r. W przypadku gazu ziemnego CNG również nastąpi wzrost – na rynku amerykańskim z 102,96 USD/1000m³ w 2021 r. do 110,00 USD/1000m³ w 2030 r. i 124,82 USD/1000m³ w 2035 r., a na rynku europejskim z 203,70 USD/1000m³ w 2021 r. do 225,93 USD/1000m³ w 2030 r. oraz 240,75 USD/1000m³ w 2035 r. Natomiast można spodziewać się spadku ceny LNG z 294,45 USD/1000m³ w 2021 r. do odpowiednio 239,63 USD/1000m³ i 234,44 USD/1000m³ w latach 2030 i 2035.

Ogólny trend cenowy na rynku węgla i LNG będzie obniżał efektywność procesu wodoryzacji energetyki czy transportu, natomiast zmiany cen ropy naftowej i CNG zwiększać będą jego efektywność ekonomiczną.

Biorąc pod uwagę prognozy poziomu cen surowców energetycznych, uzasadniający ekonomicznie proces transformacji poziom kosztów produkcji wodoru powinien być znacząco niższy niż aktualnie przewidywany. Dokonując przeliczenia efektywności energetycznej surowców i wodoru tak, by ten ostatni był konkurencyjny wobec innych nośników energii, poziom kosztów produkcji wodoru, niezależnie od metody, powinien być niższy niż zawarty w przedziale 0,25-1,07 USD/kg, w zależności od surowca, który miałyby zastępować w roku 2030, a w roku 2035 - od 0,22-1,04 USD/kg. Oznacza to, że przy zakładanym obecnie poziomie kosztu produkcji wodoru, kluczowym dla ekonomizacji procesu wodoryzacji gospodarki będą: utrzymanie i zacieśnianie wymagań w zakresie emisyjności innych paliw i surowców, wraz ze wzrostem ceny emisji CO₂, istotne zwiększenie skali wdrażania wodoru (efekt ekonomii skali) oraz programy B+R w zakresie podniesienia efektywności procesu elektrolizy, dla obniżki kosztu produkcji wodoru.

Jednocześnie prognozuje się wzrost ceny energii elektrycznej z 70,7% ceny z roku 2010 (2021), do 84,2% w roku 2030 i 86,6% w roku 2035 (WorldBank, 2021)⁵⁰³.

Choć wydaje się, że wzrost cen energii będzie niekorzystny dla tempa wdrażania wodoru – choćby ze względu na wykorzystanie energii w procesach produkcji wodoru, to jednak będzie szczególnie ważny do podniesienia opłacalności produkcji energii (i wodoru) z OZE, a przede wszystkim z farm fotowoltaicznych i farm wiatrowych.

503 WorldBank, 2021, Commodity Markets Outlook, April 2021, Appendix A s.43-45.

Oszczędności w bilansie handlowym

Oceniając oszczędności z punktu widzenia importu i zarazem bilansu handlowego, zaimplementowane będą dwa podejścia: pierwsze zastąpienia wodorem importu nośników energii oraz drugie - możliwości eksportu H₂. Wyliczenia dotyczą okresu dwunastu miesięcy i dotyczą roku 2030.

Bazują one na analizowanych scenariuszach:

- Scenariusz I – Business as usual
- Scenariusz II (bazowy) – Wdrożenie celów Polskiej Strategii Wodorowej w projektowanym kształcie
- Scenariusz III – Przyspieszona transformacja UE

oraz na możliwości wykorzystania nadwyżkowych mocy produkcyjnych energii z OZE do produkcji wodoru w trzech scenariuszach (5%, 10%, 30%).

Biorąc pod uwagę aktualną charakterystykę produkcji wodoru ze względu na zapotrzebowanie przemysłu, należy założyć, że tak jak obecnie, będzie on głównie produkował wodór na swoje potrzeby, wykorzystując istniejące – wg ocen przedstawicieli producentów wodoru – blisko 10-15% rezerwy produkcyjne na bieżące zarządzanie zmianami popytu, szczególnie w pierwszym scenariuszu, *business as usual*. Oznacza to, że w tym scenariuszu, głównym, o ile nie jedynym odbiorcą wodoru będzie transport.

W kolejnych scenariuszach brane pod uwagę będzie pojawienie się zapotrzebowania płynącego z energetyki, ciepłownictwa oraz zwiększonego zapotrzebowania w przemyśle chemicznym, rafineryjnym czy metalurgicznym oraz zmiany technologii produkcji wodoru, ze względu choćby na wymagania polityki klimatycznej, czy wymogów w zakresie emisyjności.

Oszczędności dzięki transformacji wodorowej w transporcie

W ocenie tej zakłada się, że ze względu na nasycenie rynku pojazdami mechanicznymi w transporcie publicznym i prywatnym, pojazdy wodorowe zastępować będą pojazdy korzystające z innych paliw, stanowiąc potencjał do ograniczenia ich importu.

Ocenę ekwiwalentów poszczególnych surowców energetycznych i paliw płynnych w transporcie zawiera Tabela 128.

Tabela 128 Ilość importowanych paliw i surowców energetycznych zastąpionych pracą energetyczną przez wodór wykorzystywany w transporcie wg scenariuszy w roku 2030

Paliwo	Jednostka	Scenariusze		
		I	II	III
Gaz ziemny	mln m ³	25,19	88,31	239,28
Ropa naftowa	tys. ton	18,45	64,68	175,56
Etyliny	tys. ton	18,85	66,10	179,12
ON	tys. ton	17,92	62,84	170,27

LPG	tys. ton	17,68	62,01	168,02
-----	----------	-------	-------	--------

Źródło: obliczenia własne

Wykorzystując wodór w procesie transformacji w transporcie, oszczędzić można opcjonalnie od 25,19 do 239,28 mln m³ gazu ziemnego, 18,45-175,56 tys. ton ropy naftowej, 18,85-179,12 tys. ton etylin, 17,92-170,27 tys. ton oleju napędowego, czy 17,68-168,02 tys. ton gazu LPG.

I Business as usual.

W tym scenariuszu popyt na wodór pochodzi głównie z transportu. Przy założeniu, że cały wykorzystywany wodór (6,4 tys. ton) pochodził będzie z instalacji testowych (elektrolizy), **pozwoi to zaoszczędzić 6,4 tys. ton H₂, a więc ok 0,24% importu paliw i 0,045% importu paliw, surowców energetycznych oraz energii. W wyrażeniu pieniężnym przełoży się to oszczędność rzędu 10,26-10,85 mln EUR rocznie. Z kolei ekwiwalent energetyczny oszczędności, to 214 GWh.**

II Wdrożenie celów Polskiej Strategii Wodorowej w projektowanym kształcie

W tym scenariuszu popyt generowany przez transport wynosił będzie 22,51 tys. ton H₂. **Pozwoli to w roku 2030 zaoszczędzić 0,84% importu paliw płynnych i ok. 0,16% importu energii, paliw oraz surowców energetycznych, o wartości od 36,48 do 38,56 mln EUR rocznie. Ekwiwalent energetyczny oszczędności wyniesie 750 GWh.**

III Przyspieszona transformacja UE

W scenariuszu przyspieszonej transformacji wykorzystanie wodoru wynosić będzie 60,97 tys. ton H₂. **Oznaczać to będzie 2,27% importu paliw płynnych oraz 0,43% importu związanego z energią w 2030 r., a w konsekwencji przyniesie od 98 do 103,6 mln EUR oszczędności rocznie. Ekwiwalent energetyczny oszczędności osiągnie poziom 2030 GWh.**

Tabela 129 Maksymalne korzyści wynikające z transformacji wodorowej w transporcie

	Jednostka	Scenariusze		
		I	II	III
Udział w imporcie paliw	%	0,24	0,84	2,27
Udział w imporcie paliw, surowców i energii	%	0,045	0,16	0,43
Wartość „zaoszczędzonego” importu	mln EUR	10,26-10,85	36,48-38,56	98,0-103,6
Ekwiwalent energetyczny	GWh	214	750	2030

Źródło: obliczenia własne

Oszczędności dzięki transformacji wodorowej w energetyce i ciepłownictwie

Ocenę ekwiwalentów poszczególnych surowców energetycznych i paliw płynnych w energetyce i ciepłownictwie zawiera Tabela 130.

Tabela 130 Ilość importowanych surowców energetycznych zastąpionych pracą energetyczną przez wodór wykorzystywany w energetyce i ciepłownictwie, wg scenariuszy w roku 2030

Paliwo	Jednostka	Scenariusze		
		I	II	III
Gaz ziemny	mln m ³	-	106,31	280,89
Ropa naftowa	tys. ton	-	77,87	205,74
Węgiel kamienny	tys. ton	-	109,49	289,29

Źródło: obliczenia własne

Wykorzystując wodór w procesie transformacji, w energetyce i ciepłownictwie oszczędzić można opcjonalnie od 106,31 do 280,89 mln m³ gazu ziemnego, 77,87 – 205,74 tys. ton ropy naftowej oraz od 109,49 do 289,29 tys. ton węgla kamiennego.

I Business as usual.

W tym scenariuszu popyt na wodór pochodzi głównie z transportu. Nie przewiduje się wykorzystania wodoru w energetyce i ciepłownictwie do 2030 r. **W związku z tym nie ma oszczędności w imporcie surowców.**

II Wdrożenie celów Polskiej Strategii Wodorowej w projektowanym kształcie

W tym scenariuszu popyt generowany przez transport wynosił będzie 27,1 tys. ton H₂. **Pozwoli to w roku 2030 zaoszczędzić 0,25% importu surowców energetycznych i 0,19% importu energii, paliw oraz surowców energetycznych, o wartości od 43,32 do 45,79 mln EUR rocznie. Ekwiwalent energetyczny oszczędności wyniesie 903 GWh.**

III Przyspieszona transformacja UE

W scenariuszu przyspieszonej transformacji wykorzystanie wodoru wynosić będzie 71,61 tys. ton H₂. **Oznaczać to będzie 0,67% importu surowców energetycznych oraz 0,51% importu związanego z energią w 2030. W konsekwencji przyniesie to od 116,28 do 122,91 mln EUR oszczędności rocznie. Z kolei ekwiwalent energetyczny oszczędności to 2386 GWh.**

Tabela 131 Maksymalne korzyści wynikające z transformacji wodorowej w energetyce i ciepłownictwie

	Jednostka	Scenariusze		
		I	II	III
Udział w imporcie	%	-	0,25	0,67

surowców energetycznych				
Udział w imporcie paliw, surowców i energii	%	-	0,19	0,51
Wartość „zaoszczędzonego” importu	mln EUR	-	43,32- 45,79	116,28 – 122,91
Ekwiwalent energetyczny	GWh	-	903	2386

Źródło: obliczenia własne

Oszczędności dzięki transformacji wodorowej w przemyśle

Ocenę ekwiwalentów poszczególnych surowców energetycznych w przemyśle zawiera Tabela 132.

Tabela 132 Ilość importowanych surowców energetycznych zastąpionych pracą energetyczną przez wodór wykorzystywany w przemyśle wg scenariuszy w roku 2030

Paliwo	Jednostka	Scenariusze		
		I	II	III
Gaz ziemny	mln m ³	-	569,80	1010,36
Ropa naftowa	tys. ton	-	417,35	740,04
Węgiel kamienny	tys. ton	-	586,82	1040,55

Źródło: obliczenia własne

Wykorzystując wodór w procesie transformacji, w przemyśle oszczędzić możemy opcjonalnie od 569,8 do 1010,36 mln m³ gazu ziemnego, 417,35 – 740,04 tys. ton ropy naftowej oraz od 586,82 do 1040,55 tys. ton węgla kamiennego.

I Business as usual.

W tym scenariuszu popyt na wodór pochodzi głównie z transportu. Przewiduje się śladowe – 103,65 tony dodatkowe wykorzystanie w przemyśle do 2030 r. **W związku z tym, nie ma znaczących oszczędności w imporcie surowców.**

II Wdrożenie celów Polskiej Strategii Wodorowej w projektowanym kształcie

W tym scenariuszu popyt generowany przez przemysł wynosił będzie 145,25 tys. ton H₂. **Oznaczać to będzie 1,36% importu surowców energetycznych oraz 1,03% importu związanego z energią w 2030 r. W konsekwencji przyniesie to od 234,84 do 248 mln EUR oszczędności rocznie. Ekwiwalent energetyczny oszczędności wyniesie 4841 GWh.**

III Przyspieszona transformacja UE

W scenariuszu przyspieszonej transformacji wykorzystanie wodoru w przemyśle wynosić będzie 257,56 tys. ton H₂. **Oznaczać to będzie 2,41% importu surowców energetycznych oraz 1,82% importu związanego z energią w 2030 r. W konsekwencji przyniesie to od 414,96 do 438,62 mln EUR oszczędności rocznie. Z kolei ekwiwalent energetyczny oszczędności to 8584 GWh.**

Tabela 133 Maksymalne korzyści wynikające z transformacji wodorowej w przemyśle

	Jednostka	Scenariusze		
		I	II	III
Udział w imporcie surowców energetycznych	%	-	1,36	2,41
Udział w imporcie paliw, surowców i energii	%	-	1,03	1,82
Wartość „zaoszczędzonego” importu	mln EUR	-	234,84-248,00	414,96 – 438,62
Ekwiwalent energetyczny	GWh	-	4841	8584

Źródło: obliczenia własne

Dla oceny korzyści z zastąpienia wodorem paliw, energii i surowców energetycznych, najważniejsza jest implementacja procesu transformacji w przemyśle chemicznym, rafineryjnym i metalurgicznym.

Bilans łączny korzyści w zakresie importu paliw płynnych, energii i surowców energetycznych zastąpionych wodorem

Łączny bilans z zastąpienia wodorem paliw, energii i surowców energetycznych zawiera Tabela 134.

Tabela 134 Roczny bilans łączny korzyści w zakresie importu paliw płynnych, energii i surowców energetycznych zastąpionych wodorem

	Jednostka	Scenariusze		
		I	II	III
Udział w imporcie paliw, surowców i energii	%	0,045	1,38	2,76
Wartość „zaoszczędzonego” importu	mln EUR	10,26-10,85	314,64-332,35	629,24-665,13
Ekwiwalent energetyczny	GWh	214	6494	13000

Źródło: obliczenia własne

Łączny roczny efekt w postaci ekwiwalentu energii w imporcie możliwej do zastąpienia przez wodór, waha się od 214 GWh w scenariuszu *business as usual*, poprzez 6494 GWh w scenariuszu z PEP2040, do 13 TWh w scenariuszu „intensywnej” transformacji. Zastąpione

surowce wahać się będą w granicach 0,045-2,76% importu paliw, energii i surowców energetycznych (przy czym w scenariuszu bazowym – PEP 2040 – będzie to ok. 1,38%). Również w wymiarze wartościowym, zmniejszenie importu o 10,26 do 665,13 mln EUR, w porównaniu do pełnego wolumenu importu związanego z paliwami, energią i surowcami energetycznymi, przewidywanego w 2030 r. na 22,8-24,1 mld EUR, i całego importu na poziomie 302,1-319,6 mld EUR, nie wydaje się specjalnie duże.

Jednak w skali dekady 2030-2040 oszczędności związane z upowszechnieniem wykorzystania H₂ powinny przekroczyć w scenariuszu podstawowym 3,5 mld EUR (PEP2040), a optymistycznym nawet 6,7-7,0 mld EUR, umacniając korzystne tendencje w wymianie z zagranicą.

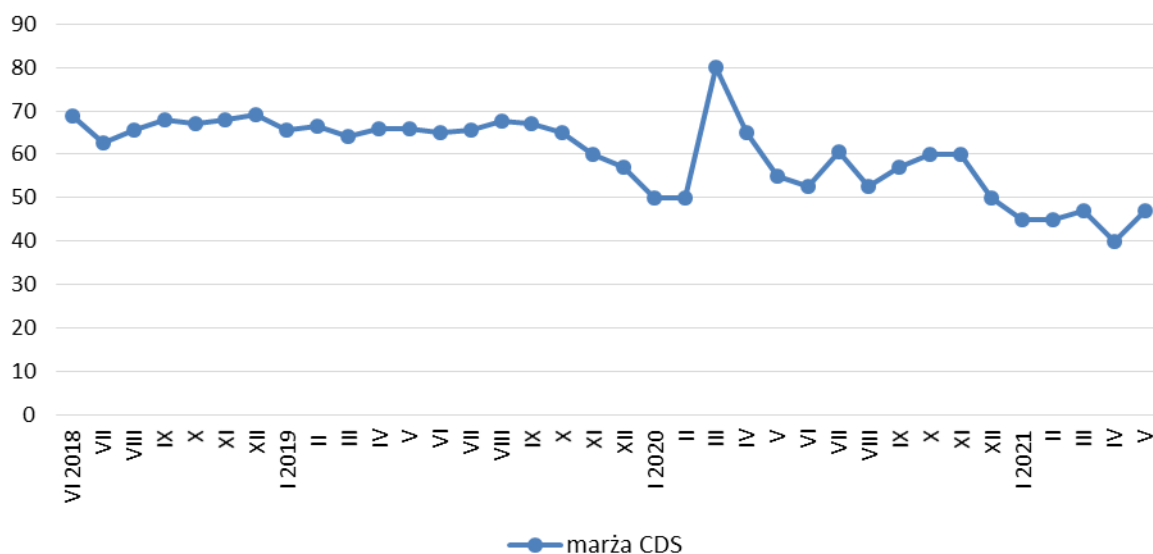
Dodatkowo, gdy skalę rocznych oszczędności porównamy z nadwyżką handlową wynoszącą w 2019 r. 1,16 mld USD, wielkość ta może stanowić w konsekwencji nawet 58% nadwyżki handlowej z 2019 r., umożliwiając w przyszłości korzystne kształtowanie się relacji importu do eksportu, dodatkowo w tak wrażliwym strategicznie obszarze, jakim jest import energii i jej nośników.

Taka skala wzrostu nadwyżki handlowej z pewnością zostanie zauważona przez analityków i inwestorów, przyczyniając się **do wzrostu atrakcyjności Polski jako partnera handlowego i kraju lokowania inwestycji**. Takie ukształtowanie nadwyżki **ułatwi także dalszą poprawę ratingów Polski**, gdzie do ocenianych parametrów należą poziom ryzyka politycznego, osiągnięta nadwyżka handlowa i nadwyżka w bilansie obrotów bieżących oraz poziom pokrycia importu rezerwami walutowymi (z jednej strony spadek importu zmniejszy „zapotrzebowanie” na rezerwy walutowe, a z drugiej, poprzez mechanizm nadwyżki handlowej ułatwi osiągnięcie nadwyżki w bilansie obrotów bieżących, a w konsekwencji prawdopodobny wzrost rezerw walutowych).

Jedną z miar ryzyka i jednocześnie wielkością pokazującą zmiany oczekiwanej stopy zwrotu w danym kraju jest marża CDS. W chwili obecnej 5 letnia marża CDS wynosi 46,9 pb (23.05.2021), reprezentując 0,78% prawdopodobieństwo niewypłacalności Polski. Największa jego wartość w ostatnich latach wynosiła 70,4 pb (IV 2017), a najmniejsza 39,8 pb (23.04.2021). Długookresowy trend obniżki oceny ryzyka Polski należy powiązać, między innymi z trwałą nadwyżką w handlu zagranicznym w ostatnich latach. Wodoryzacja transportu, a przede wszystkim przemysłu i energetyki przyczyni się do umocnienia tego trendu i jeśli nie zajdą inne nieoczekiwane okoliczności, do dalszego spadku marży za ryzyko Polski (rysunek poniżej)⁵⁰⁴.

504 <http://www.worldgovernmentbonds.com/cds-historical-data/poland/5-years/> z 23.05.2021

Marża CDS Polski w pb



Źródło: <http://www.assetmacro.com/poland/credit-default-swaps-cds/poland-cds/> z 24.05.2021

Rysunek 101 Zmiany poziomu 5 letniej marży CDS Polski w pb

Potencjał eksportowy wodoru oraz ryzyko niedopasowania zapotrzebowania do produkcji wodoru z OZE

W analizie poszczególnych scenariuszy wskazano, że w dwóch pierwszych wariantach nie ma potencjału do podjęcia eksportu wodoru. W scenariuszu *business as usual*, produkcja wodoru z instalacji testowych powinna w praktyce pokryć zapotrzebowanie na wodór w transporcie i śladowe w przemyśle. W scenariuszu „Wdrożenie celów Polskiej Strategii Wodorowej w projektowanym kształcie”, produkcja z źródeł krajowych pokrywa w pełni zapotrzebowanie, a potencjalna nadwyżka eksportowa ma charakter śladowy. Wynika to z założonej efektywności elektrolizerów na poziomie 2 GW. Nadwyżka taka, niewielka z resztą pojawić się może jedynie w wyniku poprawy produktywności urządzeń do elektrolizy.

Inaczej wygląda sytuacja w scenariuszu „Przyspieszona transformacja UE”. Założono, że moc zainstalowanych elektrolizerów wynosić będzie od 5 do 6 GW, co przy założonej sprawności powinno pozwolić na roczną produkcję od 484 108 ton do 580 929 ton H₂; Jednocześnie, określone zapotrzebowanie w tym scenariuszu wynosi 390 162,57 ton H₂.

Tabela 135 Potencjał eksportowy wodoru w scenariuszu III

Moc elektrolizerów	Przewidywana produkcja H ₂ w tys. ton	Przewidywane zapotrzebowanie na H ₂ w tys. ton	„Eksportowalna” nadwyżka H ₂ w tys. ton	Ekwiwalent energetyczny nadwyżki H ₂ w GWh
5 GW	484,108	390,163	93,945	3131,19
6 GW	580,929	390,163	190,766	6358,23

Potencjalna nadwyżka eksportowa wodoru wynosić będzie od 93,95 tys. ton do 190,77 tys. ton, w zależności od mocy zainstalowanych elektrolizerów.

Możliwości eksportu zależą będą nie tylko od mocy zainstalowanych elektrolizerów, ale też od możliwości wykorzystania „nadwyżki” energii produkowanej w instalacjach OZE. Stanowi to o ryzyku, jakie wystąpi, gdy niewystarczająca ilość energii pochodzącej z OZE skierowana zostanie do produkcji zielonego wodoru. Przeprowadzona analiza badająca możliwości faktycznego zastąpienia zielonym wodorem importowanych paliw, energii i surowców energetycznych, dokonana została przy założonych poziomach 5%, 10%, 30% energii produkowanej z OZE, która miałaby być wykorzystana do produkcji wodoru.

Tabela 136 Prognoza nadwyżki wodoru pochodzącego z OZE nad zapotrzebowaniem ogólnym w tonach.

Scenariusz zużycia wodoru	Nadwyżka w tonach przy założonym wykorzystaniu mocy z OZE		
	5%	10%	30%
I	34861,9	77289,9	244710,9
II	- 153584	- 111156	56264,94
III	- 348881	- 306453	-130032

Źródło: obliczenia własne

Biorąc pod uwagę szacowane zapotrzebowanie wg scenariuszy, potencjalnie niezagrożony jest scenariusz *business as usual*, gdy w każdym wariantcie wykorzystania mocy z OZE, będą wystarczające nadwyżki H₂ do produkcji zielonego wodoru (tabela powyżej). W wariantcie bazowym – zgodnym z prognozą z PSW 2030, sytuację można uznać za bezpieczną jedynie w wariantcie z 30% wykorzystaniem mocy (o ile pozwoli na to moc zainstalowanych elektrolizerów). Natomiast wariant rozszerzonej transformacji wymagałby zwiększenia użycia mocy produkowanej z OZE znacząco ponad 30% potencjału.

Jednakowoż, w praktyce nie jest zagrożone zapotrzebowanie na wodór jako paliwo dla pojazdów mechanicznych (tabela poniżej). Zarówno w scenariuszu *business as usual*, jak i wynikającym z PSW 2030 produkcja wodoru nie tylko będzie wystarczająca, ale pozwoli także na wykorzystanie H₂ do innych zastosowań.

Tabela 137 Prognoza nadwyżki wodoru pochodzącego z OZE nad zapotrzebowaniem w transporcie (w tonach)

Scenariusz zużycia wodoru w transporcie	Nadwyżka w tonach przy założonym wykorzystaniu mocy z OZE		
	5%	10%	30%
I	34861,9	77289,9	247710,9
II	18771,3	61199,3	228620,3
III	-19714,5	22713,5	190134,5

Źródło: obliczenia własne

Wnioski

Można wskazać następujące obszary oszczędności bezpośrednich w imporcie paliw, związane z wodorem:

- korzyści z potencjalnego eksportu nadwyżek wodoru zielonego
- wodór jako paliwo w transporcie:
 - oszczędności związane z ograniczeniem importu paliw płynnych (lub surowców energetycznych)
- wodór jako magazyn energii:
 - oszczędności związane z ograniczeniem importu energii (wodór jako surowiec energetyczny)
- wodór w przemyśle
 - oszczędności z wykorzystania nadwyżek wodoru, w przypadku niedopasowania popytu w przemyśle do możliwości istniejących i rozwijanych instalacji wodorowych (zapobieganie dodatkowemu importowi surowców)

Jednocześnie do obszarów korzyści pośrednich wodoru w imporcie zaliczyć można:

- poprawę bilansu handlowego Polski i poprawę bilansu obrotów bieżących
- obniżenie ryzyka politycznego, wynikające ze spadku importu surowców energetycznych i paliw
- potencjalny spadek marży za ryzyko kraju i obniżenie zmienności kursowej
- potencjalny spadek cen energii i wzrost konkurencyjności międzynarodowej polskiej gospodarki, związanej ze spadkiem emisyjności produkcji energii

Z przeprowadzonej analizy można wyciągnąć następujące wnioski:

- Obecnie posiadany potencjał produkcji wodoru (1,3-1,4 mln ton) nie jest wystarczający do zastąpienia wodorem aktualnie wykorzystywanych paliw płynnych i nie przewiduje się uzyskania takiej możliwości do roku 2030.
- Dominująca część produkowanego wodoru jest wykorzystywana na miejscu w procesach produkcyjnych.
- Wadą jest też emisyjny i importochłonny, dotychczasowy sposób jego otrzymywania (technologie)..
- **Istnieje potencjał do zastąpienia wodorem ok. 0,45-2,76% zapotrzebowania krajowego na import paliw płynnych, energii i surowców energetycznych.**
- **Do roku 2030 wprowadzenie wodoru nie przyczyni się w sposób znaczący do poprawy bilansu handlowego – możliwe oszczędności ok. 10-104 mln EUR/rocznie w zakresie transportu do zastąpienia importu surowców energetycznych i paliw płynnych oraz ok. 10-665 mln EUR/rocznie dla zastąpienia importu w zakresie zapotrzebowania na wodór w całej gospodarce, w zależności od scenariuszy.**
- **Zastąpienie lokalnie produkowanym wodorem importowanych surowców energetycznych może spowodować wzrost nadwyżki w handlu zagranicznym o 58% (w relacji do poziomu z 2019 r.).**
- Przy zakładanej liczbie pojazdów napędzanych wodorem faktyczna stopa zastąpienia importu paliw, energii i surowców dla potrzeb transportu wynosić będzie ok. 0,045-0,43% (10-104 mln EUR), co wskazuje na duży potencjał do podniesienia liczby

pojazdów wodorowych. Z wyjątkiem wariantu z produkcją wodoru z OZE, w transporcie przy 5% poziomie wykorzystania energii pochodzących z OZE, produkowany wodór wystarczy na potrzeby krajowego sektora transportu, co przyczyni się poprawy bilansu międzynarodowego obrotu paliwami.

- W scenariuszu PSW 2030, przy założonym wykorzystaniu mocy z OZE nie niższej niż 30%, zapotrzebowanie w całej gospodarce na H₂ również będzie zbilansowane.
- W związku z powyższym, istotne wydaje się zastosowanie wodoru jako magazynu energii i wykorzystanie go, bądź jako czynnika bilansującego, bądź jako współspalanego surowca, dla ograniczenia emisyjności produkcji energii.
- Wykorzystanie wodoru jako magazynu energii przyczyni się do ograniczenia kosztów eksportu energii w godzinach nocnych, jak również do redukcji importu energii i związanych z tym kosztów.
- Zatrzymanie wodoru jako nośnika energii umożliwić może jego wykorzystanie w systemie *power-to-gas-to-power* do produkcji energii i ograniczenie importu w szczycie poboru mocy.
- Przy założonym zapotrzebowaniu na wodór w transporcie, istnieje potencjał nie tylko do ograniczenia importu nośników energii, ale również do eksportu „zielonego” wodoru.
- Wdrożenie strategii wodorowej przyczyni się do poprawy wizerunku Polski oraz ograniczenia jej stopnia zależności od zewnętrznych źródeł energii, choć proces ten będzie widoczny dopiero po 2040 r., a w konsekwencji umożliwi obniżenie oceny poziomu ryzyka politycznego, a tym samym spadek marży za ryzyko polityczne na rynkach finansowych.

Można też sformułować następujące rekomendacje:

- Proces zastępowania paliw przez wodór powinien być rozłożony na etapy i dotyczyć w pierwszej kolejności wyeliminowania paliw najbardziej emisyjnych oraz przede wszystkim ich importu.
- Proces ten w największym stopniu zależeć będzie od liczby wykorzystywanych pojazdów wodorowych – im więcej ich będzie, tym istotniejsze będą ekonomiczno-finansowe skutki, związane z ograniczeniem importu paliw kopalnych.
- Do pełnego zastąpienia paliw kopalnych niezbędna jest rozbudowa potencjału produkcyjnego wodoru, ze szczególnym uwzględnieniem wodoru zielonego, jak również niebieskiego i fioletowego.
- Wykorzystanie wodoru stanowić może zabezpieczenie przed ryzykami związanymi z istotnymi nadwyżkami produkcji energii z nowych i tradycyjnych źródeł, poprzez ograniczenie wymuszonego eksportu energii przy niekorzystnych cenach, ale także przyczynić się może do ograniczenia importu energii – a w konsekwencji do dalszej poprawy bilansu handlowego i obniżenia ryzyka Polski. W związku z tym:
 - W ramach rozbudowy OZE, a przede wszystkim morskich farm wiatrowych kluczowe wydaje się wykorzystanie wodoru do bilansowania krajowego systemu energetycznego – rozbudowa magazynów energii.
 - Kluczowe jest również rozbudowanie istniejących instalacji elektrolizy w węglowych i gazowych elektrowniach oraz elektrociepłowniach - PGE (Bełchatów i Dolna Odra), PGNiG Termika (Warszawa- Żerań).
 - Budowa towarzyszących powstającym w przyszłości elektrowniom atomowym instalacji do elektrolizy.
 - Budowa systemu magazynów wodoru

- Szczególnie w pierwszym okresie należałoby umożliwić wielkoskalową produkcję energii z wodoru (spalanie w ogniwach i kotłach energetycznych), gdyż wysoce prawdopodobne jest uzyskanie dużych nadwyżek wodoru, co będzie związane z niewielką liczbą pojazdów wodorowych oraz potrzebami obniżenia emisyjności produkcji energii.
- Należałoby wprowadzić ułatwienia ekonomiczne, a przede wszystkim finansowe, dla uruchomienia procesów inwestycyjnych w obszarze produkcji i wykorzystania wodoru w energetyce.
- Wskazane jest monitorowanie i wpływanie na regulacje, dotyczące międzynarodowego obrotu wodorem.
- Wskazane jest monitorowanie i wpływanie na plany, w zakresie warunków transportu międzynarodowego wodoru, przede wszystkim na terenie UE – dla łatwiejszego włączenia się polskich producentów do europejskiego i międzynarodowego rynku wodoru.

Vb. Ograniczenie emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń powietrza

Ilości gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń jakie zostaną ograniczone dzięki zakładanemu wzrostowi wykorzystania wodoru w gospodarce narodowej zostaną wskazane zgodnie z trzema scenariuszami (w mln ton CO₂, NO_x, SO_x, pyłu zawieszonego PM10 i PM2,5):

- BAU (ang. *business as usual*),
- PSW - scenariusz po wejściu w życie polskiej strategii wodorowej w projektowanym kształcie,
- UE - scenariusz przyspieszonej transformacji energetycznej UE (zagregowany cel redukcji emisji wszystkich emitentów na rok 2030: 55%).

Pozyskanie informacji o obecnej wielkości emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń (NO_x, SO_x, pył zawieszony PM10, PM2,5) oraz wykonanie prognozy zmian tych emisji w wyniku zastosowania wodoru w gospodarce narodowej zgodnie z trzema scenariuszami

METODYKA I ŹRÓDŁA DANYCH

Ostatnie emisje bazowe pochodzące z krajowej inwentaryzacji emisji wykonywanej przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE) na potrzeby sprawozdawczości międzynarodowej dostępne są dla roku 2018. Stanowiły one podstawę do oceny rocznej jakości powietrza wykonanej przez Główny Inspektorat Ochrony Środowiska (GIOŚ) dla Polski [505] i dla poszczególnych województw, w tym, rozpatrywanych w dalszych rozdziałach niniejszego opracowania, województwa śląskiego i pomorskiego, za rok 2019 [506], [507].

KOBiZE wykonało również prognozy emisji gazów cieplarnianych na lata 2020, 2025, 2030, 2040 na potrzeby wywiązania się ze zobowiązań w ramach Konwencji Klimatycznej (FCCC) oraz prognozy innych zanieczyszczeń (NO_x, SO_x, NMLZO, pył zawieszony PM2,5, NH₃ CH₄), objętych sprawozdawczością w ramach tzw. Dyrektywy Pułapowej UE (NEC Directive), wyznaczającej limity krajowe emisji wybranych zanieczyszczeń, a więc prognozy uwzględniające z jednej strony rozwój sektorów gospodarczych w perspektywie 2030 oraz planowane działania, wskazujące na wypełnienie zobowiązań międzynarodowych Polski związanych z redukcją emisji zanieczyszczeń do powietrza.

Te dostępne dane emisyjne dla roku bazowego i prognozy na lata 2030 i 2040 przyjmowane będą w niniejszym projekcie jako efekty środowiskowe scenariusza BAU (ang. *business as usual*), czyli scenariusza, który nie uwzględnia założeń zawartych w nowych dokumentach

505 Ocena jakości powietrza w strefach w Polsce za rok 2019, Zbiórny raport krajowy z rocznej oceny jakości powietrza w strefach wykonanej przez GIOŚ według zasad określonych w art. 89 ustawy-Prawo ochrony środowiska, Główny Inspektorat Ochrony Środowiska, Warszawa (2020)

506 Roczna ocena jakości powietrza w województwie śląskim. Raport wojewódzki za rok 2019, Główny Inspektorat Ochrony Środowiska, Departament Monitoringu Środowiska, Regionalny Wydział Monitoringu Środowiska w Katowicach, Katowice (2020)

507 Roczna ocena jakości powietrza w województwie pomorskim. Raport wojewódzki za rok 2019, Główny Inspektorat Ochrony Środowiska, Departament Monitoringu Środowiska, Regionalny Wydział Monitoringu Środowiska w Gdańsku, Gdańsk (2020)

strategicznych przyjętych w 2019 PEP 2030 [508], KPEiK [509] i na początku 2021 r. PEP 2040 [510].

Zatem podstawą odniesienia do szacowania efektów wdrożenia Polskiej Strategii Wodorowej (PSW 2030) [511] będą emisje w sektorach gospodarczych zinwentaryzowane dla roku 2018 i średnie roczne stężenia zanieczyszczeń w województwach w roku 2019 określone w Rocznych ocenach jakości powietrza w poszczególnych województwach w roku 2019, a także prognozy emisji GHG i innych zanieczyszczeń, objętych sprawozdawczością międzynarodową udostępnione przez KOBiZE, przyjęte jako scenariusz BAU (ang. *business as usual*).

Metodyka realizacji zadania obejmuje następujące etapy:



Rysunek 102 Etapy metodyki realizacji zadania Vb

Zastąpienie stosowania paliw stałych w danej branży paliwem wodorowym skutkować będzie redukcją emisji niektórych gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w każdym z analizowanych scenariuszy.

Metodyka szacowania efektów ekologicznych wdrażania w Polsce strategii wodorowej w horyzoncie roku 2030 i 2040

Celem tego zadania jest wskazanie ilości gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń jakie zostaną uniknięte dzięki zakładanemu wzrostowi wykorzystania zielonego wodoru w gospodarce narodowej zgodnie z przyjętymi scenariuszami wykorzystania wodoru.

Zestaw substancji uwzględnionych w szacowaniu efektu ekologicznego to: dwutlenek węgla, metan i podtlenek azotu jako przedstawiciele gazów cieplarnianych oraz dwutlenek siarki,

508 Polityka ekologiczna państwa 2030 – strategia rozwoju w obszarze środowiska i gospodarki wodnej, Załącznik do Uchwały Nr 67 Rady Ministrów z dnia 16 lipca 2019 r., Warszawa (2019)

509 Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030, Założenia i cele oraz polityki i działania. Ministerstwo Aktywów Państwowych, Warszawa (2019)

510 Polityka Energetyczna Polski do 2040 r., Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Warszawa (2021)

511 Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r. Projekt. (2021)

tlenki azotu, pył zawieszony PM10 i PM2,5 jako przedstawiciele pozostałych zanieczyszczeń powietrza.

Podstawą do wykonania oszacowania efektu ekologicznego jest przyjęcie scenariuszy wdrażania gospodarki wodorowej w Polsce, obejmujących procesy, w których planuje się wykorzystanie wodoru jako nośnika energii lub jako substratu do produkcji. Proponuje się uwzględnienie następujących procesów:

- produkcja energii elektrycznej,
- ogrzewnictwo,
- transport samochodowy,
- transport kolejowy,
- produkcja paliw syntetycznych, w tym z wykorzystaniem CO₂ pozyskiwanego z układów CCU/CCS/CRR,
- zastosowanie wodoru w przemyśle chemicznym i rafineryjnym (jako surowiec w procesach produkcyjnych),
- inne rodzaje przemysłu (np. hutnictwo, cementownie).

W celu określenia efektu ekologicznego zostanie przeprowadzona analiza emitowanych na poziomie krajowym ładunków zanieczyszczeń z wybranych procesów, do czego zostaną wykorzystane prognozy emisji gazów cieplarnianych oraz pozostałych zanieczyszczeń dla lat 2030 i 2040, przygotowane przez KOBiZE na potrzeby konwencji UNECE/EMEP. Do analizy zostanie wykorzystany podstawowy wariant prognozy ANNEX IV A-WM, nie uwzględniający wszystkich możliwych działań prowadzących do minimalizacji emisji. Wobec tego, że prognozy KOBiZE nie uwzględniają pyłu PM10, to zostaną one uzupełnione we własnym zakresie przy wykorzystaniu prognoz pyłu PM2,5 i zestawu współczynników charakteryzujących zależności PM10/PM2,5 w poszczególnych kategoriach procesów.

Tabela 138. Prognozy emisji gazów cieplarnianych (źródło: KOBiZE)

Kategoria	CO ₂ [tys. t]		CH ₄ [tys. t]		N ₂ O [tys. t]		suma GHG [tys. t eq CO ₂]	
	2030	2040	2030	2040	2030	2040	2030	2040
SUMA bez kategorii 4	331 695,4	266 407,9	1 966,8	1 750,3	69,9	69,8	404 739,6	333 869,8
SUMA z kategorią 4	308 091,1	250 592,0	1 968,0	1 751,5	76,2	75,7	383 046,7	319 848,5
1. Energia	309 973,7	244 175,7	964,1	769,2	6,6	5,6	336 041,7	265 070,7
1.A. Spalanie paliw	306 613,5	240 965,7	142,3	136,2	6,6	5,6	312 137,2	246 035,0
1.A.1. Przemysł	160 216,2	100 712,4	5,2	5,6	2,6	1,7	161 117,5	101 355,7
1.A.1.a. Produkcja energii elektrycznej i ciepła w energetyce zawodowej	150 231,1	90 526,3	5,0	5,4	2,5	1,6	151 113,6	91 150,6
1.A.1.b. Rafinerie	6 494,6	6 599,4	0,2	0,2	0,0	0,0	6 507,9	6 612,7
1.A.1.c. Przetwórstwo paliw stałych i inne przemysły energetyczne	3 490,5	3 586,7	0,1	0,1	0,0	0,0	3 496,0	3 592,3
1.A.2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	27 134,1	25 352,3	4,2	4,2	0,6	0,6	27 412,2	25 625,5
1.A.3. Transport	68 895,8	67 323,0	5,7	6,1	2,3	2,2	69 725,0	68 137,7
1.A.3.a. Lotnictwo krajowe	113,7	128,5	0,0	0,0	0,0	0,0	114,7	129,6
1.A.3.b. Transport drogowy	67 552,9	65 849,0	5,7	6,1	2,3	2,2	68 380,0	66 661,2
1.A.3.e. Inne rodzaje transportu	1 229,2	1 345,6	0,0	0,0	0,0	0,0	1 230,4	1 346,9
1.A.4. Inne sektory	50 367,4	47 578,0	127,2	120,3	1,1	1,1	53 882,4	50 916,1
1.A.4.a. Instytucje i usługi	7 943,1	7 180,6	3,1	3,1	0,1	0,1	8 041,8	7 276,8
1.A.4.b. Gospodarstwa domowe	33 460,8	31 571,2	105,1	97,9	0,9	0,8	36 343,0	34 265,6
1.A.4.c. Rolnictwo / Leśnictwo / Rybołówstwo	8 963,5	8 826,1	18,9	19,3	0,2	0,2	9 497,6	9 373,7
1.B. Emisja lotna z paliw	3 360,1	3 210,0	821,8	633,0	0,0	0,0	23 904,5	19 035,8
1.B.1. Lotna emisja z paliw stałych	1 615,8	1 465,6	723,9	535,2	-	-	19 713,7	14 844,9
1.B.2. Lotna emisja z systemu gazu ziemnego i ropy naftowej	1 744,3	1 744,3	97,8	97,8	0,0	0,0	4 190,8	4 190,8
2. Procesy przemysłowe	19 909,9	20 344,5	3,1	3,2	3,1	3,1	23 941,8	24 245,6
2.A. Produkty mineralne	11 349,3	11 701,0					11 349,3	11 701,0
2.A.1. Produkcja cementu	7 456,3	7 789,7					7 456,3	7 789,7
2.B. Przemysł chemiczny	5 446,7	5 560,8	2,5	2,6	2,6	2,6	6 292,2	6 416,2
2.C. Produkcja metali	2 405,6	2 374,5	0,6	0,6	-	-	2 419,9	2 388,7
2.C.1. Produkcja żelaza i stali	1 881,2	1 874,5	0,5	0,5	-	-	1 893,6	1 886,9
3. Rolnictwo	1 064,3	1 140,2	593,0	593,0	57,0	58,0	32 880,9	33 249,4
4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo (emisje i pochłanianie)	-23 604,3	-15 815,9	1,2	1,2	6,3	5,9	-21 692,9	-14 021,3
5. Gospodarka odpadami	747,5	747,5	406,7	385,0	3,2	3,1	11 875,2	11 304,0

Tabela 139. Prognozy emisji wybranych zanieczyszczeń powietrza (źródło: KOBiZE)

Kategoria	NO _x [tys. t]		SO ₂ [tys. t]		PM _{2,5} [tys. t]	
	2030	2040	2030	2040	2030	2040
Suma krajowa	617,898	439,933	448,853	321,200	100,814	73,604
1.A1. Przemysł energetyczny (Spalanie paliw w elektrowniach i produkcja energii)	158,737	110,947	246,390	144,640	9,441	8,088
1.A2. Przemysł wytwórczy i budownictwo (Spalanie paliw w przemyśle, w tym w urządzeniach mobilnych)	45,498	42,224	66,833	55,378	20,932	19,487
1.A3.b. Transport drogowy	163,090	31,459	0,510	0,484	8,640	6,153
1.A3 a, c, d, e Pozostałe rodzaje transportu	7,463	7,723	0,156	0,173	0,146	0,148
1.A4. Pozostałe sektory (Instytucje, Usługi, Gospodarstwa domowe, Rolnictwo Rybołówstwo, Spalanie paliw w urządzeniach stacjonarnych i mobilnych)	152,577	153,536	116,868	101,552	41,028	18,842
1.B. Emisja lotna z paliw	4,365	4,401	7,058	7,109	1,980	1,728
2.A,B,C,H,I,J,K,L Procesy przemysłowe	18,078	18,809	10,202	11,029	9,428	9,997
2.D, 2.G Stosowanie rozpuszczalników i innych produktów	0,049	0,039	0,709	0,706	1,315	1,152
3.B Hodowla zwierząt i gospodarka odchodami	1,586	1,682	-	-	2,639	2,761
3.D Produkcja roślinna i gleby rolne	64,394	67,043	-	-	0,638	0,622
3.F,I Spalanie resztek roślinnych i rolnictwo pozostałe	0,020	0,020	0,004	0,004	0,046	0,046
5. Gospodarka odpadami	2,039	2,049	0,123	0,124	4,580	4,580

Dla określenia efektu ekologicznego w postaci masy unikniętej emisji do powietrza (t/r) poszczególnych zanieczyszczeń dla każdego z procesów, w których wodór będzie stosowany jako paliwo, niezbędne są następujące dane:

- Ilość wodoru prognozowana do wykorzystania,
- Ilość paliwa **M** dotychczas stosowanego (np. węgla) jaka stanowi ekwiwalent tej ilości wodoru (np. GJ),
- Wskaźnik emisji **We** zanieczyszczenia odniesiony do jednostki spalanej paliwa (np. kg/GJ).

Wielkość unikniętej emisji **E** to:

$$E = We \cdot M$$

W przypadku procesów, w których wodór odnawialny stanowi wsad do produkcji, efekt ekologiczny stanowić będzie emisja uniknięta dzięki zastosowaniu tego wodoru (np. emisja powstająca przy produkcji wodoru dotychczas stosowanego, wytwarzanego w procesach generujących emisję do powietrza).

W przypadku wykorzystania wodoru odnawialnego do wytwarzania paliw syntetycznych z wykorzystaniem CO₂ efekt ekologiczny stanowić będzie ilość związanego CO₂.

Dla oszacowania efektów ekologicznych wdrażania w Polsce strategii wodorowej w horyzoncie roku 2030 zostanie przeprowadzony bilans emisji unikniętych dzięki zastosowaniu wodoru odnawialnego i emisji prognozowanych w wariantach nie uwzględniającym zastosowania wodoru odnawialnego.

Dzięki temu możliwe będzie określenie wpływu wdrożenia gospodarki wodorowej na redukcję emisji zanieczyszczeń, wyrażoną w procentowym zmniejszeniu ładunków emitowanych zanieczyszczeń.

Opracowanie prognoz zmiany jakości powietrza w następstwie obniżenia emisji zanieczyszczeń. Proponuje się użycie modelu statystycznego opisującego relację wielkości emisji odpowiadającej za zmianę jednostkowego stężenia danego zanieczyszczenia.

METODYKA I ŹRÓDŁA DANYCH

Najlepszym metodycznie rozwiązaniem byłoby wymodelowanie prognoz jakości powietrza modelem dyspersji dla Polski, do którego, zgodnie z zapisami ustawy Poś, zobowiązany jest IOŚ-PIB. Z powodu braku czasu oraz odpowiednich środków finansowych w projekcie, a więc wobec braku możliwości użycia modelu dyspersyjnego, zaproponowano zastosowanie uproszczonej metody statystycznej prognozy redukcji stężeń zanieczyszczeń w przedziałach czasowych wskazanych w PSW. Metoda ta wykorzystywana była dla oceny efektywności redukcji emisji działań w dawnym województwie katowickim w latach 90. ubiegłego wieku w programie ochrony środowiska. Wykorzystany był następujący algorytm:

$$W_t = E_w / S_{ob}$$

gdzie:

W_t – oznacza współczynnik transmisji w tonach/1 μ g/m³

E_w – roczna emisja wojewódzka zanieczyszczenia powietrza w t/r

S_{ob} – średnie roczne stężenie obszarowe zanieczyszczenia powietrza

Współczynnik transmisji określa jaka ilość emitowanego zanieczyszczenia odpowiada za stężenie 1 μ g/m³ danego zanieczyszczenia powietrza. Mierzone stężenia uwzględniają również międzywojewódzkie przepływy zanieczyszczeń, a także transgraniczne. Użycie wyznaczonego wg tego modelu współczynnika transmisji do wstępnej oceny efektu ekologicznego poprawy jakości powietrza dla scenariuszy wdrażania PSW wydaje się zasadne. Natomiast na kolejnych etapach planowania działań już w konkretnych lokalizacjach konieczne będą bardziej szczegółowe analizy z prognozą poprawy jakości powietrza w oparciu o modelowanie rozprzestrzeniania się emitowanych zanieczyszczeń.

Na potrzeby realizacji zadań IETU zgromadzono dotychczas materiały dotyczące emisji zanieczyszczeń dla roku bazowego 2018 oraz prognozy emisji GHG i innych zanieczyszczeń dla scenariusza *business as usual*, co pozwoli w kolejnym kroku na opracowanie kolejnych danych do realizacji zadania. Jedno należy dodać, że o ile jest dostęp do prognoz emisji zanieczyszczeń dla lat 2030 i 2040, to niestety nie są dostępne prognozy rozkładu stężeń zanieczyszczeń dla tych lat, za wyjątkiem prognozy stężeń PM_{2,5} wykonanych przez Atmoterm w ramach Strategicznej Oceny Oddziaływania na Środowisko Polityki Energetycznej Państwa do 2040 r. [512].

Informacje te będą wykorzystane przez IETU w analizach scenariuszy PSW.

Wskazanie ilości gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń jakie zostaną ograniczone dzięki zakładanemu wzrostowi wykorzystania wodoru w gospodarce narodowej zgodnie z trzema scenariuszami zaprezentowanymi w punkcie 3. (w mln ton CO₂, NO_x, SO_x, pył zawieszony PM₁₀, PM_{2,5}) [513]

METODYKA REALIZACJI ZADANIA

- zestawienie trzech scenariuszy wdrażania gospodarki wodorowej w Polsce,
- oszacowanie wielkości emisji – w zakresie gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń - procesów gospodarczych opartych o paliwa kopalne, przewidzianych do zastąpienia przez procesy gospodarcze oparte o rozwijającą się gospodarkę wodorową oraz procesów gospodarczych opartych o rozwijającą się gospodarkę wodorową,
- oszacowanie emisji unikniętych gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń (CO₂, NO_x, SO_x, pyłu zawieszonoego PM₁₀, PM_{2,5}) w wyniku wdrażania gospodarki wodorowej i odniesienie tych oszacowań do całkowitej emisji w/w substancji w gospodarce narodowej.

Zestawienie trzech scenariuszy wdrażania gospodarki wodorowej w Polsce

- scenariusza zakładającego rozwój gospodarki wodorowej bez wsparcia zwanego dalej z ang. *business as usual*, w skrócie BAU,
- scenariusza wdrażania gospodarki wodorowej w zakresie przewidzianym przez projekt Polskiej Strategii Wodorowej do roku 2030 z perspektywą do 2040 r. (PSW 2030 [514]), zwanego dalej „Polską Strategią Wodorową” w skrócie PSW,
- scenariusza wzmożonego rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce w następstwie przyśpieszenia transformacji energetycznej w UE, zwanego dalej „scenariuszem przyspieszonej transformacji UE” w skrócie UE.

Dla określenia wpływu wdrażania gospodarki wodorowej na wielkość emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń niezbędne jest zestawienie - zgodnie z przyjętymi scenariuszami - przyjętych sposobów wykorzystania wodoru w poszczególnych sektorach gospodarki (Tabela 140, Rysunek 103). Scenariusz BAU przewiduje symboliczne wykorzystanie wodoru na poziomie 6000 ton rocznie przede wszystkim w sektorze transportu kołowego [515]. Scenariusz Polska Strategia Wodorowa (PSW) przewiduje wykorzystanie elektrolizerów o mocy 2 GW do produkcji wodoru w skali roku wynoszącej 6,415 TWh, co

513 Należy wskazać, że choć technicznie CO₂ jest zaliczony (min. w niniejszym opracowaniu) do innych zanieczyszczeń powietrza ze względu na jego istotny wpływ na klimat w skali globalnej, to jednak odgrywa on fundamentalną rolę w procesach życiowych zarówno na poziomie osobników jak i całej biosfery, stanowiąc produkt procesów oddychania tlenowego przeprowadzanego także przez organizm człowieka a także substrat procesu fotosyntezy stanowiącego podstawę produkcji materii organicznej w biosferze czyli produkcji pierwotnej. Warto pamiętać, że gazy cieplarniane (a wśród nich CO₂), warunkują wystąpienie efektu cieplarnianego, który umożliwił powstanie i podtrzymanie życia na Ziemi.

514 Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r. Projekt, Ministerstwo Klimatu i Środowiska (2020)

515 Przyjęto do obliczeń, że cała produkcja wodoru w ramach trzech scenariuszy gospodarki wodorowej pochodzi z elektrolizy wody z wykorzystaniem energii elektrycznej ze źródeł OZE. Produkcja wodoru w elektrolizerach przy wykorzystaniu energii elektrycznej pochodzącej z elektrowni jądrowej byłaby możliwa dopiero po uruchomieniu pierwszej instalacji tego typu, co według obecnych przewidywań może nastąpić nie wcześniej niż w 2033 r.

odpowiada 0,194 mln ton wodoru po przyjęciu wartości opałowej równej 33,30 [kWh/kg H₂] (Rysunek 99a, b). Wartość ta odpowiada podawanej w literaturze wartości opałowej wodoru wynoszącej 33,33 [kWh/kg] (Wiącek 2011 [516]) przyjętej do obliczeń w niniejszym opracowaniu. Przyjęta wartość produkcji wodoru pozwala na oszacowanie wskaźnika wykorzystania mocy elektrolizerów, który osiąga wartość 61,0 % [517]. Taki stopień wykorzystania mocy elektrolizerów pozwala na osiągnięcie stosunkowo niskich kosztów produkcji wodoru (IRENA 2019 [518]).

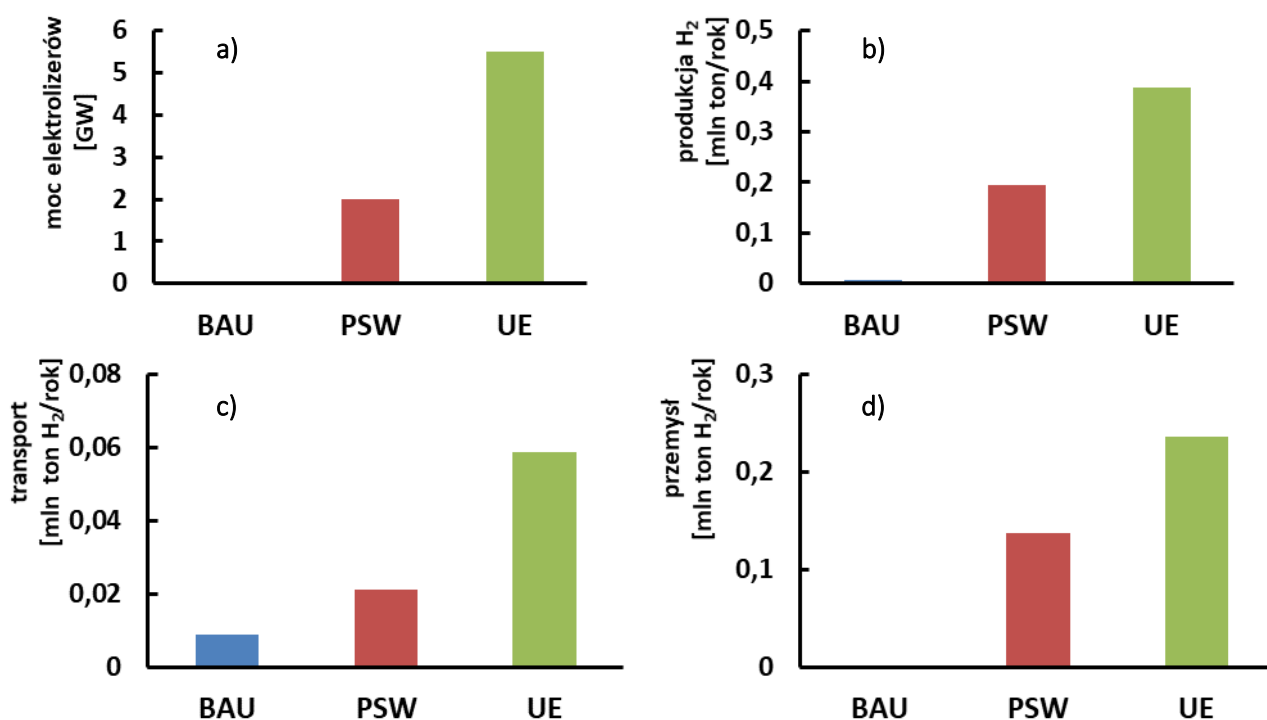
Tabela 140. Przyjęte scenariusze wdrażania gospodarki wodorowej w Polsce
BAU - ang. Business as usual, PSW - Polska Strategia Wodorowa, UE - przyspieszona transformacja UE

Scenariusz → Parametr/uwarunkowanie ↓	BAU	PSW	UE
Moc elektrolizerów [GW]	0,06	2	5,5
Produkcja wodoru w elektrolizerach OZE [tona/r]	6 024,90	193 643,06	387 914,57
Wodór do produkcji energii elektrycznej [tona/r]	-	17 401,79	52 205,36
Wodór w ciepłownictwie [tona/r]	-	9 700	19 400
Wodór w transporcie kołowym; PO – pojazdy osobowe, LPD – lekkie pojazdy dostawcze, PC – pojazdy ciężarowe, A – autobusy.	PO - 375,00 LPD - 307,50 PC - 1 365 A - 3 600	PO – 3 832,20 LPD – 3 033 PC – 6 500 A – 7 200	PO - 13 762,50 LPD – 7 611 PC – 20 410 A – 14 400
Transport kolejowy	273,75	722,50	722,50
Transport wodny	-	-	1 120,00
Produkcja paliw syntetycznych	-	7 053,57	21 160,71
Przemysł chemiczny i petrochemiczny	103,65	138 200	207 300,00
Przemysł stalowy	-	-	29 100,00
Łączne zapotrzebowanie	6 024,90	193 643,06	387 914,57

516 D. Wiącek, Wodór jako paliwo przyszłości, Autobusy, Nr 10. (2011)

517 Elektrolizery o mocy łącznej 2 GW przy założeniu wykorzystania mocy w 100% i sprawności procesu elektrolizy na poziomie 60%, są w stanie wyprodukować 10,51 TWh wodoru w ciągu roku ($2 \cdot 8760 \cdot 0,6 = 10,51$ [GW*godzina = GWh]. Produkcja 6415 GWh wodoru oznacza wykorzystanie mocy elektrolizerów na poziomie 61,0%.

518 Hydrogen; A renewable energy perspective. International Renewable Energy Agency IRENA, Abu Dhabi (2019)



Rysunek 103 Wybrane parametry charakteryzujące scenariusze wdrażania gospodarki wodorowej w Polsce w horyzoncie 2030; scenariusz business as usual (BAU), scenariusz Polskiej Strategii Wodorowej (PSW) oraz scenariusz przyspieszonego rozwoju technologii wodorowych UE

a) moc zainstalowanych elektrolizerów [GW], b) produkcja wodoru w elektrolizerach [mln ton/r], c) wykorzystanie wodoru w sektorze transportu [mln ton H₂/r], d) wykorzystanie wodoru w sektorze przemysłu [mln ton H₂/r].

Scenariusz PSW przewiduje wykorzystanie wodoru przede wszystkim w sektorze przemysłu chemicznego i petrochemicznego (138 tys. ton rocznie, Rysunek 99d), w sektorze transportu kołowego (20,5 tys. ton rocznie, (Rysunek 103c) oraz do produkcji energii elektrycznej (17,4 tys. ton rocznie). Przewidziano także wykorzystanie pewnych ilości wodoru w ciepłownictwie (9,7 tys. ton rocznie) i do produkcji paliw syntetycznych (7 tys. ton rocznie), a także zużycie niewielkiej ilości wodoru w kolejnictwie. Scenariusz przyspieszonej transformacji UE zakłada wykorzystanie elektrolizerów o mocy 5 - 6 GW do produkcji wodoru w skali roku dochodzącej do 390 tys. ton (Rysunek 103a, b) przy wykorzystaniu wodoru przede wszystkim w sektorze przemysłu chemicznego i petrochemicznego (207 tys. ton rocznie) i stalowego (29,2 tys. ton rocznie, Rysunek 103d), w sektorze transportu kołowego (56,2 tys. ton rocznie, (Rysunek 103c) oraz do produkcji energii elektrycznej (52,2 tys. ton rocznie). Przewidziano także wykorzystanie wodoru w ciepłownictwie (19,4 tys. ton rocznie) i do produkcji paliw syntetycznych (21,2 tys. ton rocznie), a także zużycie niewielkiej ilości wodoru w kolejnictwie i transporcie wodnym.

Oszacowanie jednostkowych wskaźników emisji - w zakresie gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń - procesów gospodarczych opartych o paliwa kopalne, przewidzianych do zastąpienia przez procesy gospodarcze

oparte o rozwijającą się gospodarkę wodorową oraz procesów gospodarczych opartych o rozwijającą się gospodarkę wodorową

W tej części opracowania wyszczególniono procesy gospodarcze przebiegające z wykorzystaniem paliw kopalnych, które mają zostać zastąpione w ramach rozwijającej się gospodarki wodorowej, a także procesy gospodarcze w ramach gospodarki wodorowej, które je zastępują, a następnie określono jednostkowe wskaźniki emisji gazów cieplarnianych, SO_x, NO_x oraz pyłów zawieszonych PM10 i PM2,5 (ewentualnie także benzo(α)pirenu i tlenku węgla) charakteryzujące w/w procesy. Analizę przeprowadzono na podstawie podanej powyżej charakterystyki trzech scenariuszy wdrażania gospodarki wodorowej w Polsce w horyzoncie 2030.

Procesy gospodarcze z wykorzystaniem wodoru

Zgodnie z założeniami każdego z trzech scenariuszy gospodarki wodorowej paliwa kopalne i wodór emisyjny w sektorze transportu, w sektorze produkcji energii elektrycznej, przy produkcji ciepła i w zastosowaniach przemysłowych, zostanie zastąpiony przez wodór wytwarzany w procesie elektrolizy wody z wykorzystaniem energii elektrycznej wytworzonej w źródłach OZE. W tej sytuacji konieczne jest określenie jednostkowych wskaźników emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń towarzyszących produkcji wodoru w elektrolizerach (Ramka 8, Tabela 141).

Tabela 141 Jednostkowe wskaźniki emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń dla procesów wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach fotowoltaicznych i elektrowniach wiatrowych

Lp.	Substancja	Wskaźnik emisji [g/kWh] elektrownie wiatrowe	
		obecnie	przyjęte dla 2030
1.	Dwutlenek węgla CO ₂ *	12,0	8,0
2.	Tlenki siarki (jako SO ₂)	0,009	0,006
3.	Tlenki azotu (jako NO ₂)	0,01	0,006
4.	Pył całkowity	0,0005	0,0003
5.	Pył PM10	0,0004	0,0002
6.	Pył PM2,5	0,0003	0,00007
7.	Benzo(α)piren	-	-
8.	Tlenek węgla CO	0,004	0,003

*wyrażony jako [g CO_{2eq}/kWh]

Ramka 8 Określenie jednostkowych wskaźników emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń towarzyszących produkcji wodoru w elektrolizerach. W oszacowaniu wzięto pod uwagę emisje związane z produkcją energii elektrycznej w źródłach OZE. W przypadku braku odpowiednich danych w zasobach KOBiZE posłużono się informacjami z innych źródeł. Przyjęto, że energia do zasilania elektrolizerów będzie pochodziła wyłącznie z elektrowni wiatrowych. Emisje gazów cieplarnianych towarzyszące pracy elektrowni wiatrowych powstają przede wszystkim podczas produkcji (ok.70%), a w mniejszym stopniu podczas ich montażu, eksploatacji i demontażu (Ordway i Kille 2015) osiągając średnie wartości w zakresie 8 - 20 [g CO_{2eq}/kWh] (Dolan i Heath 2012; Wiser i inni 2011). Średnie wartości emisji gazów cieplarnianych wynikające z pracy źródeł wiatrowych maleją wraz ze wzrostem udziału źródeł OZE w produkcji energii elektrycznej (emisje w znacznym stopniu wynikają ze zużycia paliw kopalnych podczas produkcji energii elektrycznej), wydłużaniem okresu eksploatacji instalacji wytwórczych (dłuższy okres eksploatacji przekłada się na zwiększenie łącznej produkcji energii elektrycznej przez instalację wytwórczą) oraz poprawą warunków wietrznych w miejscu posadowienia instalacji. W horyzoncie 2030 należy oczekiwać

zmniejszenia się (i tak niewielkich) emisji CO₂ towarzyszących produkcji energii elektrycznej ze źródeł wiatrowych z uwagi na globalny wzrost udziału źródeł OZE w produkcji energii elektrycznej oraz wzrost ich sprawności. Biorąc pod uwagę powyższe uwarunkowania przyjęto średnie wartości emisji ze źródeł wiatrowych w horyzoncie 2030 w Polsce na poziomie odpowiednio 8 [g CO_{2eq}/kWh] (obecnie 12 [g CO_{2eq}/kWh]) (Tabela 6). Z uwagi na brak danych o emisjach SO_x, NO_x oraz pyłów zawieszonych towarzyszących produkcji energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych, oszacowano zgrubnie te emisje korzystając z danych o emisji tych innych zanieczyszczeń i emisji CO₂ podczas produkcji energii elektrycznej w Polsce (KOBiZE 2020c) oraz z danych o emisji pyłu PM_{2,5}, PM₁₀ i pyłu całkowitego podczas spalania węgla (KOBiZE 2021519)520.

Procesy gospodarcze z wykorzystaniem paliw kopalnych

Wykorzystanie wodoru w sektorze transportu

Założono, że wdrażanie gospodarki wodorowej w tym sektorze będzie polegać na zastępowaniu masowego (zwłaszcza długodystansowego, ciężkiego) transportu pasażerskiego i towarowego opartego o pojazdy napędzane silnikiem wysokoprężnym - zarówno w przypadku transportu drogowego, kolejowego i wodnego - przez pojazdy wykorzystujące ogniwa wodorowe lub inne formy napędu oparte o wodór (Ramka 9, Tabela 142) (McKinsey 2021 [521]; PSW 2030 [522]). Z perspektywy oszacowania emisji unikniętych w sektorze transportu warto zwrócić uwagę na następujące uwarunkowania:

- przytoczone jednostkowe wskaźniki emisji dotyczą różnych paliw ciekłych stosowanych do napędu silników wysokoprężnych w transporcie drogowym, kolejowym i wodnym,
- jednostkowe wskaźniki emisji różnych paliw ciekłych są do siebie zbliżone co umożliwia podanie jednego zestawu wskaźników dla kilku rodzajów paliw powszechnie stosowanych w transporcie drogowym, kolejowym i wodnym.

Tabela 142. Wartości jednostkowych wskaźników emisji CO₂ i innych zanieczyszczeń dla paliw ciekłych stosowanych do napędu w silnikach wysokoprężnych w transporcie drogowym, kolejowym i wodnym

Lp.	Substancja	Wskaźnik emisji [g/GJ]	Wskaźnik emisji [g/kg]	Przeliczeniowy wskaźnik emisji [g/kg H ₂]*	Przeliczeniowy wskaźnik emisji [kg/t H ₂]
1.	Dwutlenek węgla CO ₂	72 480	3 116,64	4 133,80	4 133,80
2.	Tlenki siarki (jako SO ₂)	80	3,44	4,56	4,56
3.	Tlenki azotu (jako NO ₂)	70	3,01	3,99	3,99
4.	Pył PM ₁₀	2	0,086	0,114	0,114
5.	Pył PM _{2,5}	2	0,086	0,114	0,114

519 Wskaźniki emisji innych zanieczyszczeń ze spalania paliw dla źródeł o nominalnej mocy cieplnej do 5 MW, zastosowane do automatycznego wyliczenia emisji w raporcie do Krajowej bazy za 2020 r., Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), IOŚ-PIB. Warszawa (2021)

520 Przykładowo; dla 1 MWh energii elektrycznej emisja SO_x wynosi 0,539 [kg] a emisja CO₂ 758 [kg]. Obliczamy z proporcji emisję SO_x towarzysząca emisji 12,0 i 8,0 [g] CO₂.

521 McKinsey & Company, Hydrogen insights. A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness (2021)

522 Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r. Projekt, Ministerstwo Klimatu i Środowiska (2020)

6.	Pył całkowity	2	0,086	0,114	0,114
7.	Benzo(α)piren	0,0001	$4,3 \cdot 10^{-6}$	$5,7 \cdot 10^{-6}$	$5,7 \cdot 10^{-6}$
8.	Tlenek węgla CO	30	1,29	1,71	1,71

** Do przeliczeń posłużono się danymi na temat zużycia paliwa przez autobusy tradycyjne i wodorowe, a wyniki rozciągnięto także na inne formy transportu*

Ramka 9 Oszacowanie jednostkowych wskaźników emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku spalania paliw ciekłych w sektorze transportu. Oszacowanie jednostkowych wskaźników emisji innych zanieczyszczeń w sektorze transportu wymaga określenia emisji wynikających z pracy zespołów napędowych opartych o silniki wysokoprężne. Wskaźniki jednostkowych emisji innych zanieczyszczeń wyrażają wielkość emisji w przeliczeniu na jednostkę masy lub objętości paliwa ciekłego lub na jednostkę energii paliwa ciekłego. Wartości wskaźników jednostkowych emisji innych zanieczyszczeń dla paliw ciekłych (olejów napędowych do silników Diesla, innych olejów napędowych (żegluga), biodiesla, lekkiego oleju opałowego) wyrażone w [g/GJ] zebrano w pierwszej kolumnie (Tabela 142) (KOBiZE 2021 [523]) i przeliczono w drugiej kolumnie na [g/kg] w celu ułatwienia dalszych obliczeń po przyjęciu wartości opałowej 43,0 [MJ/kg] (KOBiZE 2020 b [524]). Przyjmując wartość opałową na poziomie 43,0 [MJ/kg] obliczamy wskaźnik emisji wyrażony w [g/kg] dzieląc wskaźnik emisji [g/GJ] przez $1000/43,0 = 23,26$. W trzeciej kolumnie oszacowano przeliczeniowy jednostkowy wskaźnik emisji przy spalaniu paliw ciekłych odpowiadający pracy przewozowej przy wykorzystaniu 1 kg wodoru – wskaźnik ten ma odzwierciedlać różnice w efektywności wykorzystania energii paliwa (paliwa ciekłe węglowodorowe wobec wodoru) pomiędzy pojazdami tradycyjnymi i wodorowymi. Do przeliczeń posłużono się danymi na temat zużycia paliwa przez autobusy tradycyjne i wodorowe, a wyniki rozciągnięto także na inne formy transportu. Przyjęto średnie zużycie paliwa autobusu tradycyjnego na poziomie 40 [litrów/100 km], a autobusu wodorowego 9 [kg H₂/100 km] (Jandula 2016 [525], faktykaliskie [526], Skiker i Dolman 2017 [527]). Gęstość oleju napędowego przyjęto na poziomie 0,832 [kg/dm³] (Baczewski i Szczawiński 2019 [528]). Energia zawarta w 40 litrach paliwa ciekłego (olej napędowy) to iloczyn masy paliwa oraz jego wartości opałowej. Dla 40 litrów paliwa otrzymujemy: $40 \cdot 0,832 \cdot 43,0 = 1431,04$ [dm³ kg/dm³ MJ/kg = MJ]. W przeliczeniu na kilowatogodziny to $1431,04/3,6 = 397,51$ kWh. Z kolei energia zawarta w 9 kg H₂ wynosi $9 \cdot 33,30 = 299,7$ kWh. Z porównania obu wartości ($397,51/299,7 = 1,32$) wynika, że praca przewozowa z jednostki energii paliwa wodorowego jest równa pracy przewozowej z 1,32 jednostki energii oleju napędowego. W trzeciej kolumnie podano wskaźnik emisji z kolumny 2 uwzględniający omawiane różnice w efektywności wykorzystania energii paliwa. W czwartej kolumnie podano jednostkowy wskaźnik emisji z kolumny trzeciej wyrażony w [kg/tona H₂]. Przyjęto, że oszacowane różnice w pracy przewozowej w pasażerskim transporcie drogowym odnoszą się także do innych form transportu, w których wodór będzie wykorzystany jako paliwo.

Wykorzystanie wodoru w ogrzewnictwie i do produkcji energii elektrycznej

Procesy gospodarcze z wykorzystaniem paliw kopalnych

Rozwój gospodarki wodorowej w tym sektorze będzie wiązać się z zastępowaniem tradycyjnych elektrociepłowni wykorzystujących paliwa kopalne do produkcji energii elektrycznej i ciepła, przez elektrociepłownie gazowe wykorzystujące jako paliwo wodór wyprodukowany w procesie elektrolizy wody z wykorzystaniem energii elektrycznej

523 Wskaźniki emisji innych zanieczyszczeń ze spalania paliw dla źródeł o nominalnej mocy cieplnej do 5 MW, zastosowane do automatycznego wyliczenia emisji w raporcie do Krajowej bazy za 2020 r. Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), IOŚ-PIB, Warszawa (2021)

524 Wartości opałowe (WE) i wskaźniki emisji (WE) w roku 2018 do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawnień do Emisji za rok 2021, Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), IOŚ-PIB, Warszawa (2020)

525 P. Jandula, MZA Warszawa w liczbach, Jak sprawdzają się alternatywne napędy? Transport publiczny, Transport Publiczny, 14 kwietnia 2016. (dostęp: 08.04.2021)

526 Ekologiczne, ale nie ekonomiczne. Ile „pala” nowe autobusy?, faktykaliskie, (2018) (dostęp: 08.04.2021)

527 S. Skiker, M. Dolman, Fuel cell buses: A flexible, zero-emission transport solution, Eurotransport, tom 15 (3), (2017), 44-46

528 K. Baczewski, P. Szczawiński, Badanie stabilności oksydacyjnej olejów napędowych, Biuletyn WAT. tom LXVIII (4), (2019), 15–28

pochodzącej ze źródeł odnawialnych (PSW 2030 [529]). W ramach scenariuszy PSW i UE przewidziano wykorzystanie wodoru w średniej wielkości elektrociepłowniach (instalacjach kogeneracyjnych) o mocy około 50 MW_t oraz w mniejszych instalacjach kogeneracyjnych o mocy 10 - 250 kW, w tym ostatnim przypadku z wykorzystaniem ogniw paliwowych. Określenie jednostkowych wskaźników emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w tym sektorze wymaga więc określenia emisji wynikających ze spalania paliw kopalnych w elektrociepłowniach i w instalacjach grzewczych o mniejszej mocy. Na potrzeby niniejszego opracowania przyjęto, że paliwami kopalnym, które zostaną zastąpione przez wodór będą węgiel kamienny dla elektrociepłowni o mocy cieplnej 50 MW_t oraz węgiel kamienny i gaz ziemny dla instalacji o mocy 10 - 250 kW. [530], [531]

Określenie jednostkowych wskaźników emisji dla elektrociepłowni o mocy 50 MW_t

Do określenia jednostkowych wskaźników emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń dla elektrociepłowni o mocy 50 MW_t posłużono się wskaźnikami emisyjności dla energii elektrycznej (KOBiZE 2020c [532]). Ramka 10 przedstawia metodykę oszacowań, natomiast oszacowane wartości wskaźników emisji przedstawia Tabela 143.

Określenie jednostkowych wskaźników emisji dla kotłów węglowych o mocy 5 - 50 [kW]

Do określenia jednostkowych wskaźników emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń dla kotłów węglowych o mocy 5 - 50 [kW] wykorzystano wskaźniki emisyjności dla paliw stałych (KOBiZE 2021533). Ramka 11 przedstawia metodykę oszacowań, natomiast oszacowane wartości wskaźników emisji przedstawia Tabela 144.

Określenie jednostkowych wskaźników emisji dla kotłów gazowych o mocy 50 - 250 [kW]

Tabela 143. Wartości jednostkowych wskaźników emisji dla elektrociepłowni o mocy 50 MW_t

Lp.	Substancja	Wskaźnik emisji [kg/MWh] energia elektryczna ogółem 2019	Wskaźnik emisji [kg/MWh] energia elektryczna węgiel kamienny 2019	Przeliczeniowy wskaźnik emisji [kg/MWh] paliwo pierwotne węgiel kamienny 2019
1.	Dwutlenek węgla CO ₂	758	900	1 006,71
2.	Tlenki siarki (jako SO ₂)	0,539	0,640	0,716
3.	Tlenki azotu (jako NO ₂)	0,608	0,722	0,807
4.	Pył PM10	0,028	0,033	0,037
5.	Pył PM2,5	0,021	0,024	0,027

529 Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r. Projekt, Ministerstwo Klimatu i Środowiska (2020)

530 Zgodnie z założeniami Polskiej Polityki Energetycznej do roku 2040 w horyzoncie 2030 rozwój ciepłownictwa będzie polegał m.in. na wzroście wykorzystania ciepła produkowanego z OZE i ciepła odpadowego z przemysłu. W tym kontekście uzasadnione wydaje się przyjęcie założenia, że w celu maksymalizacji korzyści środowiskowych, instalacja kogeneracyjna z wykorzystaniem wodoru jako paliwa zastąpi tradycyjną elektrociepłownię spalającą węgiel kamienny.

531 Założono, że instalacje kogeneracyjne wykorzystujące wodór z ogniwem paliwowym zastąpią kotły węglowe o mocy w zakresie 10-50 [kW] oraz kotły gazowe o mocy 50-250 kW. Kotły węglowe w gospodarstwach domowych na obszarach wiejskich mają zostać zastąpione przez inne źródła ciepła dopiero w horyzoncie 2040 (MKiŚ 2021), natomiast kotły o mocy 50-250 kW w horyzoncie 2030 nie będą już kotłami węglowymi - stąd założenie, że będą to kotły gazowe.

532 Wskaźniki emisyjności CO₂, SO_x, NO_x i pyłu całkowitego dla energii elektrycznej. Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), IOŚ-PIB, Warszawa (2020)

533 Wskaźniki emisji innych zanieczyszczeń ze spalania paliw dla źródeł o nominalnej mocy cieplnej do 5 MW, zastosowane do automatycznego wyliczenia emisji w raporcie do Krajowej bazy za 2020 r., Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), IOŚ-PIB. Warszawa (2021)

6.	Pył całkowity	0,031	0,037	0,041
7.	Benzo(α)piren	-	-	-
8.	Tlenek węgla CO	0,246	0,292	0,327

Do określenia jednostkowych wskaźników emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń dla kotłów gazowych o mocy 50 - 250 [kW] wykorzystano wskaźniki emisyjności dla paliw gazowych (KOBiZE 2021). Ramka 12 przedstawia metodykę oszacowań wskaźników emisji, natomiast oszacowane wartości jednostkowych wskaźników emisji przedstawia Tabela 145.

Ramka 10 **Oszacowanie jednostkowych wskaźników emisji dla elektrociepłowni o mocy 50 MW_t**. Celem oszacowania jest określenie wielkości emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń powietrza przypadających na jednostkę energii zużytego pierwotnego nośnika energii jakim jest węgiel kamienny. Za dane wyjściowe posłużyły wskaźniki emisyjności CO₂, SO₂, NO_x, CO i pyłu całkowitego dla energii elektrycznej zebrane w KOBiZE 2020 [534]. Wskaźniki zebrane w kolumnie 1 informują o emisjach w/w substancji i innych zanieczyszczeń przypadających na jednostkę energii elektrycznej [kg/MWh] wyprodukowanej w Polsce w 2019 r. Dane o emisji pyłów PM10 i PM2,5 oszacowano przy założeniu, że przy spalaniu paliw węglowych pyły PM10 stanowią ok. 90% pyłów całkowitych a pyły PM2,5 ok. 2/3 pyłów całkowitych (KOBiZE 2021 [535]). Wskaźniki emisji zebrane w kolumnie 1 dotyczą średnich emisji przy produkcji energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym, w którym pracują zarówno wysokoemisyjne elektrownie na węgiel kamienny i brunatny, ale także charakteryzujące się niższą emisją elektrownie na gaz ziemny oraz niskoemisyjne (docelowo bezemisyjne) elektrownie wykorzystujące odnawialne źródła energii. Dlatego wskaźniki z kolumny 1 zaniżają faktyczne wartości emisji z wysokoemisyjnych elektrowni węglowych. W kolumnie 2 zebrano oszacowania wskaźników emisji substancji i innych zanieczyszczeń dla elektrowni na węgiel kamienny określone z proporcji przy użyciu danych z kolumny 1 przy założeniu, że emisja CO₂ w elektrowniach na węgiel kamienny wynosi 900 [kg/MWh] (Dołęga 2016 [536]). Kolumna 3 zawiera przekształcone wskaźniki z kolumny 2 uwzględniające zakładaną wyższą sprawność wodorowej instalacji kogeneracyjnej (sprawność produkcji energii elektrycznej i ciepła na poziomie 42,5%, łącznie 85%) niż tradycyjnej instalacji kogeneracyjnej wykorzystującej węgiel kamienny o sprawności produkcji energii elektrycznej i ciepła na poziomie 38% (łącznie 76%) (Różycki i Szramka 2001 [537]). Nieco wyższa sprawność kogeneracji wodorowej powoduje, że z takiej samej ilości paliwa wytwarza ona trochę więcej ciepła i energii elektrycznej niż kogeneracja tradycyjna. Innymi słowy, kogeneracja tradycyjna potrzebuje nieco więcej paliwa aby wytworzyć tyle samo użytecznej energii w postaci energii elektrycznej i ciepła, co przekłada się na zwiększone jednostkowe emisje gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń - kolumna 3.

534 Wskaźniki emisyjności CO₂, SO_x, NO_x i pyłu całkowitego dla energii elektrycznej, Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), IOŚ-PIB, Warszawa (2020)

535 Wskaźniki emisji innych zanieczyszczeń ze spalania paliw dla źródeł o nominalnej mocy cieplnej do 5 MW, zastosowane do automatycznego wyliczenia emisji w raporcie do Krajowej bazy za 2020 r. Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), IOŚ-PIB, Warszawa (2021)

536 W. Dołęga, Ekologia w wytwarzaniu, Energia Gigawat, 5 (2016)

537 A. W. Różycki, R. Szramka, Wytwarzanie energii w skojarzeniu, Biuletyn URE 2/2001 (2001)

Tabela 144. Wartości jednostkowych wskaźników emisji dla źródeł ciepła o mocy 10 - 50 [kW] wykorzystujących jako paliwo węgiel kamienny

Lp.	Substancja	Uśredniony wskaźnik emisji [g/GJ]	Uśredniony wskaźnik emisji [kg/MWh]	Przeliczeniowy uśredniony wskaźnik emisji [kg/MWh]
1.	Dwutlenek węgla CO ₂	96558,33	347,610	173,805
2.	Tlenki siarki (jako SO ₂)	410	1,476	0,738
3.	Tlenki azotu (jako NO ₂)	183,33	0,660	0,33
4.	Pył PM10	175,33	0,631	0,316
5.	Pył PM2,5	136	0,490	0,245
6.	Pył całkowity	196,66	0,708	0,354
7.	Benzo(α)piren	0,152	0,000547	0,00027
8.	Tlenek węgla CO	1466,66	5,280	2,64

Ramka 11 **Oszacowanie jednostkowych wskaźników emisji dla źródeł ciepła o mocy 10 - 50 [kW]**. Celem oszacowania jest określenie wielkości emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń powietrza przypadających na jednostkę energii zużytego pierwotnego nośnika energii jakim jest węgiel kamienny. Za dane wyjściowe posłużyły wskaźniki emisyjności CO₂, SO₂, NO_x, CO i pyłu całkowitego ze spalania paliw przedstawione w KOBiZE 2021 [538]. W sekcji poświęconej paliwom stałym (węgiel kamienny) przedstawiono wskaźniki emisji w/w gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń dla wielu źródeł ciepła o mocy pokrywającej się z omawianym zakresem. Co prawda uchwały antysmogowe obowiązują w większości województw w Polsce, to jednak różnią się one zakresem (^{uni.wroc} [539]), a samo tempo wymiany pieców węglowych w budynkach jednorodzinnych pozostawia wiele do życzenia (^{rp.pl} [540]). Ponadto według wspomnianych już założeń polskiej polityki energetycznej wymiana pieców na paliwa stałe potrwa do roku 2030 w miastach i aż do roku 2040 na obszarach wiejskich (MKiŚ 2021 [541]). W tej sytuacji trudno jest przewidzieć jakimi parametrami emisji będą się charakteryzować źródła ciepła, które zostaną zastąpione przez wodorowe układy kogeneracyjne. Na potrzeby oszacowania ustalono, że wartości wskaźników emisji przyjęte do oszacowań będą uwzględniać parametry emisji zarówno tradycyjnych i zaawansowanych kotłów z ręcznym podawaniem paliwa, jak i kotłów z automatycznym podawaniem paliwa (KOBiZE 2021 [542]). Przyjęte jednostkowe wskaźniki emisji dla źródeł ciepła o mocy w zakresie 10 - 50[kW] stanowią średnią arytmetyczną odpowiednich wskaźników emisji dla tych trzech rodzajów kotłów. Dane o emisji pyłów PM10 i PM2,5 pochodzą z bazy KOBiZE (2021) [543]. W pierwszej kolumnie zebrano wskaźniki emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń wyrażone w [g/GJ], a w kolumnie drugiej w [g/MWh] (1 MWh = 3,6 GJ). W trzeciej kolumnie podano przeliczeniowy wskaźnik emisji uwzględniający różnice w sprawności

538 Wskaźniki emisji innych zanieczyszczeń ze spalania paliw dla źródeł o nominalnej mocy cieplnej do 5 MW, zastosowane do automatycznego wyliczenia emisji w raporcie do Krajowej bazy za 2020 r. Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), IOŚ-PIB. Warszawa (2021)

539 J. Kubicka, Uchwały antysmogowe w Polsce - aktualizacja, Witryna Life-Mapping Air/PI, , uni.wroc.pl, 9 marca 2021 (dostęp: 04.04.2021)

540 R. Krupa-Dąbrowska, Polski Alarm Smogowy ostrzega: ostatnie kopciuchy znikną z Polski dopiero za kilkadziesiąt lat, rp.pl, 26 luty 2020 (dostęp: 04.04.2021)

541 Polityka Energetyczna Polski do 2040 r., Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Warszawa (2021)

542 Wskaźniki emisji innych zanieczyszczeń ze spalania paliw dla źródeł o nominalnej mocy cieplnej do 5 MW, zastosowane do automatycznego wyliczenia emisji w raporcie do Krajowej bazy za 2020 r. Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), IOŚ-PIB. Warszawa (2021)

543 tamże

kotłów węglowych (65% za Popczyk 2011 [544]) i termicznej sprawności instalacji kogeneracyjnych z ogniwami paliwowymi (32,5% za US Energy 2016).

Tabela 145. Wartości jednostkowych wskaźników emisji dla źródeł ciepła o mocy 50 - 250 [kW] wykorzystujących jako paliwo gaz ziemny

Lp.	Substancja	Wskaźnik emisji [g/GJ]	Wskaźnik emisji [kg/MWh]	Przeliczeniowy wskaźnik emisji [kg/MWh]
1.	Dwutlenek węgla CO ₂	57 650	207,4	69,18
2.	Tlenki siarki (jako SO ₂)	0,4	0,0014	0,0005
3.	Tlenki azotu (jako NO ₂)	50	0,018	0,06
4.	Pył PM10	0,5	0,002	0,0006
5.	Pył PM2,5	0,5	0,002	0,0006
6.	Pył całkowity	0,5	0,002	0,0006
7.	Benzo(α)piren	8*10 ⁻⁷	2,88*10 ⁻⁹	9,6*10 ⁻¹⁰
8.	Tlenek węgla CO	30	0,108	0,036

Ramka 12 **Oszacowanie jednostkowych wskaźników emisji dla źródeł ciepła o mocy 50 - 250 [kW]**. Celem oszacowania jest określenie wielkości emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń powietrza przypadających na jednostkę energii zużytego pierwotnego nośnika energii jakim jest gaz ziemny. Za dane wyjściowe posłużyły wskaźniki emisyjności CO₂, SO₂, NO_x, CO, pyłu całkowitego oraz pyłów PM10 i PM2,5 ze spalania paliw gazowych przedstawione w KOBiZE (2021 [545]). W sekcji poświęconej paliwom gazowym przedstawiono wskaźniki emisji dla w/w gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń. W pierwszej kolumnie zebrano wskaźniki emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń wyrażone w [g/GJ], a w kolumnie drugiej w [kg/MWh] (1 MWh = 3,6 GJ). W trzeciej kolumnie podano przeliczeniowy wskaźnik emisji uwzględniający różnice w sprawności kotłów gazowych (90-98% za Popczyk 2011 [546]) i termicznej sprawności instalacji kogeneracyjnych z ogniwami paliwowymi (32,5% za US DOE 2016 [547]).

Wykorzystanie wodoru w sektorze przemysłu

Procesy gospodarcze z wykorzystaniem paliw kopalnych

Dekarbonizacja przemysłu z wykorzystaniem technologii wodorowych będzie polegać na zastępowaniu wodoru produkowanego z wykorzystaniem paliw kopalnych wodorem elektrolitycznym wytwarzanym za pomocą energii elektrycznej ze źródeł OZE, oraz - w dalszym horyzoncie czasowym - na stopniowym rozszerzaniu zastosowań wodoru na różne gałęzie energochłonnego przemysłu ciężkiego. W szczególności w ramach scenariuszy BAU, PSW i UE przewidziano zastępowanie wodoru produkowanego w procesie reformingu parowego gazu ziemnego wodorem elektrolitycznym, przy czym w przypadku scenariusza BAU, produkcja wodoru elektrolitycznego odbywa się na bardzo niewielką skalę (PSW 2030 [548]). Określenie jednostkowych wskaźników emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w tym sektorze wymaga więc określenia emisji wynikających z produkcji

545 Wskaźniki emisji innych zanieczyszczeń ze spalania paliw dla źródeł o nominalnej mocy cieplnej do 5 MW, zastosowane do automatycznego wyliczenia emisji w raporcie do Krajowej bazy za 2020 r. Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), IOŚ-PIB. Warszawa (2021)

546 J. Popczyk, Energetyka rozproszona, Polski Klub Ekologiczny Okręg Mazowiecki, Warszawa (2011)

547 Combined heat and power technology, Fact Sheet Series, US Department of Energy, (2016)

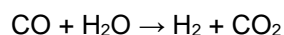
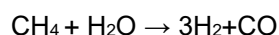
548 Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r. Projekt, Ministerstwo Klimatu i Środowiska (2020)

wodoru szarego w procesie reformingu gazu ziemnego. Ramka 13 przedstawia metodykę oszacowań jednostkowych wskaźników emisji, natomiast oszacowane wartości jednostkowych wskaźników emisji przedstawia Tabela 146. Ponadto w ramach scenariusza UE założono wykorzystanie wodoru w przemyśle stalowym. Określenie emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w tym sektorze wymaga określenia emisji wynikających z produkcji żelaza i jego stopów. Ramka 14 przedstawia metodykę oszacowań jednostkowych wskaźników emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w sektorze produkcji stali, natomiast oszacowane wartości wskaźników emisji przedstawia Tabela 147.

Tabela 146. Wartości jednostkowych wskaźników emisji dla produkcji wodoru w procesie reformingu parowego gazu ziemnego

Lp.	Substancja	Uśredniony wskaźnik emisji [g/GJ]	Uśredniony wskaźnik emisji [kg/tona H ₂]
1.	Dwutlenek węgla CO ₂	57 650	10 000
2.	Tlenki siarki (jako SO ₂)	0,4	0,069
3.	Tlenki azotu (jako NO ₂)	50	8,673
4.	Pył PM10	0,5	0,087
5.	Pył PM2,5	0,5	0,087
6.	Pył całkowity	0,5	0,087
7.	Benzo(α)piren	8*10 ⁻⁷	1,39*10 ⁻⁷
8.	Tlenek węgla CO	30	5,204

Ramka 13 **Oszacowanie jednostkowych wskaźników emisji dla procesu produkcji wodoru za pomocą reformingu gazu ziemnego.** Celem oszacowania jest określenie wskaźników emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń powietrza przypadających na jednostkę energii wyprodukowanego wodoru. Proces reformingu parowego wodoru można opisać sumarycznymi równaniami reakcji (Demusiak 2012 [549]);



Emisje gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w procesie reformingu parowego gazu ziemnego pochodzą z dwóch źródeł; powstawania CO₂ jako produktu procesu oraz spalania gazu ziemnego celem uzyskania pary wodnej niezbędnej do przeprowadzenia procesu (^{Forbes [550]}). Z równań reakcji wynika, że powstaniu czterech cząsteczek dwuatomowego wodoru (masa cząsteczkowa 8) towarzyszy powstanie jednej cząsteczki dwutlenku węgla o masie cząsteczkowej 44. Z proporcji można obliczyć, że powstaniu jednej tony wodoru będzie towarzyszyć powstanie 5,5 tony CO₂. Po uwzględnieniu gazu ziemnego spalanego celem uzyskania ciepła do procesu sumaryczna emisja CO₂ przypadające na powstanie 1 tony wodoru wynosi 8,6 -10 t CO₂/t H₂ (EPA 2008 [551]; IEA 2020 [552]). Na potrzeby oszacowania przyjęto, że jednostkowy wskaźnik emisji wynosi 10 [t CO₂/t H₂] a jednostkowe wskaźniki emisji innych zanieczyszczeń w procesie reformingu gazu ziemnego odpowiadają wskaźnikom emisji towarzyszącym spalaniu gazu ziemnego. Wartości tych wskaźników dla SO₂, NO_x, CO, pyłu całkowitego oraz pyłów PM10

549 G. Demusiak, Otrzymywanie paliwa wodorowego metodą reformowania gazu ziemnego dla ogniw paliwowych małej mocy. Nafta-Gaz, 10, 661-673 (2012)

550 R. Rapier, Estimating the carbon footprint of hydrogen production, forbes.com, 6 czerwca 2020 (dostęp: 05.04.2021)

551 Technical support document for hydrogen production: proposed rule for mandatory reporting of greenhouse gases, EPA (US. Environmental Protection Agency) Office of Air and Radiation (2008)

552 IEA Bioenergy Annual Report 2019, IEA (2020)

i PM2,5 pobrano z opracowania KOBiZE 2021 [553]. W pierwszej kolumnie zebrano wskaźniki emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń wyrażone w [g/GJ], natomiast w kolumnie drugiej obliczone z proporcji wskaźniki emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w przeliczeniu na 1 tonę wodoru [kg/t H₂].

Tabela 147. Wartości jednostkowych wskaźników emisji dla produkcji stali i jej stopów

Lp.	Substancja	Uśredniony wskaźnik emisji [g/GJ]	Uśredniony wskaźnik emisji [kg/tona H ₂]
1.	Dwutlenek węgla CO ₂	112 930	13 473
2.	Tlenki siarki (jako SO ₂)	355	42,56
3.	Tlenki azotu (jako NO ₂)	180	21,58
4.	Pył PM10	71	8,51
5.	Pył PM2,5	55	6,59
6.	Pył całkowity	80	9,59
7.	Benzo(a)piren	0,013	0,0016
8.	Tlenek węgla CO	200	23,97

Ramka 14 Oszacowanie jednostkowych wskaźników emisji dla procesu produkcji stali i jej stopów. Celem oszacowania jest określenie wskaźników emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń powietrza przypadających na jednostkę nośnika energii zużytej w procesie produkcji stali i jej stopów. Produkcja stali odbywa się przy wykorzystaniu dwóch podstawowych procesów, których pierwszy polega na użyciu wielkich pieców do produkcji surówki i konwertorów tlenowych do produkcji stali z surówki, a drugi na zastosowaniu elektrycznych pieców łukowych produkujących stal ze złomu lub żelaza bezpośrednio zredukowanego (EPRS 2020 [554]; Mc Kinsey 2020 [555]). Istnieje szereg sposobów wykorzystania wodoru w hutnictwie stali do obniżenia, a w dalszej przyszłości zredukowania do zera, jego śladu węglowego; wodór może częściowo zastępować węgiel (koks) w procesie wielkopiecowym, stanowić źródła ciepła procesowego dla konwertora tlenowego, nośnik energii do produkcji energii elektrycznej dla pieca łukowego, a także jako nośnik energii w produkcji żelaza bezpośrednio zredukowanego. Na potrzeby oszacowania przyjęto wykorzystanie wodoru jako paliwa w procesie wielkopiecowym mając na względzie następujące uwarunkowania. Technologia obniżania emisji procesu wielkopiecowego przez częściowe zastępowanie węgla (koks) jako paliwa jest opracowana na skalę przemysłową i konkurencyjna cenowo, emisje towarzyszące procesowi wielkopiecowemu są wysokie, wreszcie wykorzystanie wodoru w procesie wielkopiecowym przyczynia się do zmniejszenia zależności od węgla w hutnictwie stali (Mc Kinsey 2020 [556]). W kolumnie pierwszej podano dane o jednostkowej emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń towarzyszących spalaniu koksu wyrażone w [g/GJ] (KOBiZE 2021 [557]), natomiast w kolumnie drugiej podano jednostkowy wskaźnik emisji wyrażony w [kg/tona H₂].

553 Wskaźniki emisji innych zanieczyszczeń ze spalania paliw dla źródeł o nominalnej mocy cieplnej do 5 MW, zastosowane do automatycznego wyliczenia emisji w raporcie do Krajowej bazy za 2020 r. Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), IOŚ-PIB. Warszawa (2021)

554 The potential for hydrogen for decarbonising steel production, EPRS (European Parliamentary Research Service) (2020)

555 McKinsey & Company, Decarbonization challenge for steel. Hydrogen as a solution in Europe (2020)

556 tamże

557 Wskaźniki emisji innych zanieczyszczeń ze spalania paliw dla źródeł o nominalnej mocy cieplnej do 5 MW, zastosowane do automatycznego wyliczenia emisji w raporcie do Krajowej bazy za 2020 r., Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), IOŚ-PIB, Warszawa (2021)

Wykorzystanie wodoru w produkcji paliw syntetycznych

Procesy gospodarcze z wykorzystaniem paliw kopalnych

Zgodnie z założeniami scenariuszy PSW i UE pewna ilość wodoru zostanie przeznaczona do produkcji paliw syntetycznych (Tabela 140). Ramka 15 przedstawia metodykę oszacowań emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń przy produkcji paliw syntetycznych.

Ramka 15 **Oszacowanie emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń dla procesu produkcji paliw syntetycznych.** Celem oszacowania jest określenie emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń powietrza przypadających na jednostkę nośnika energii zużytą w procesie produkcji paliw syntetycznych. Dobrze poznanym sposobem przechowywania energii wodoru jest jego przemiana w (inny) gaz, taki jak np. syntetyczny gaz ziemny (Wai i inni 2020 [558]). W procesie metanizacji wykorzystującym reakcję Sabatiera, wodór łączy się z dwutlenkiem węgla tworząc metan, a produktem ubocznym reakcji jest woda. Dwutlenek węgla do reakcji Sabatiera może stanowić produkt uboczny innych procesów przemysłowych. Sprawność procesu metanizacji osiąga 78% (Frank i inni 2018 [559]). Reakcja Sabatiera jest egzotermiczna, ciepło wydzielane podczas reakcji wystarczy do jej podtrzymania, a energia elektryczna potrzebna jest do rozpoczęcia procesu (Wai i inni 2020 [560]). W celu uproszczenia oszacowań i z uwagi na trudności w dostępie do danych o zapotrzebowaniu na energię elektryczną w procesie metanizacji, założono, że wartość opałowa powstającego metanu jest równa wartości opałowej wodoru stanowiącego substrat, przemnożonej przez współczynnik równy 0,78. Mniejsza ilość powstającego metanu odzwierciedla w takim ujęciu nakłady energetyczne i emisje gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w następstwie produkcji energii elektrycznej zużywanej w procesie.

Oszacowanie unikniętych emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń (CO₂, NO_x, SO_x, pył zawieszony PM₁₀, PM_{2,5}) w wyniku wdrażania gospodarki wodorowej i odniesienie tych oszacowań do całkowitej emisji w/w substancji w gospodarce narodowej

Określenie emisji unikniętych w sektorze przemysłu

Procesy gospodarcze z wykorzystaniem paliw kopalnych

Ramka 16 przedstawia metodykę oszacowania unikniętych emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku stopniowego ograniczania produkcji wodoru metodą reformingu parowego gazu ziemnego przewidzianego w scenariuszach BAU, PSW i UE, natomiast oszacowane wartości emisji unikniętych przedstawia Tabela 148.

Procesy gospodarcze z wykorzystaniem technologii wodorowych

Ramka 17 przedstawia metodykę oszacowania wskaźników emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku produkcji wodoru w elektrolizerach za pomocą energii

558 S. H. Wai, Y. Ota, M. Sugiyama, K. Nishioka, Evaluation of a Sabatier reaction utilizing hydrogen produced by concentrator photovoltaic modules under outdoor conditions, Applied Science, 10, 3134 (2020)

559 E. Frank, J. Gorre, F. Ruoss, M. J. Friedl, Calculation and analysis of efficiencies and annual performances of Power-to-Gas systems, Applied Energy, 218, (2018), 217-231

560 S. H. Wai, Y. Ota, M. Sugiyama, K. Nishioka, Evaluation of a Sabatier reaction utilizing hydrogen produced by concentrator photovoltaic modules under outdoor conditions, Applied Science, 10, 3134 (2020)

elektrycznej wytworzonej w źródłach OZE zgodnie z założeniami scenariuszy BAU, PSW i UE, natomiast oszacowane wartości wskaźników emisji przedstawia Tabela 149.

Ramka 18 przedstawia metodykę oszacowania emisji unikniętych gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku stopniowego zastępowania paliw ciekłych (olej napędowy) w sektorze transportu przez technologie wodorowe zgodnie z założeniami scenariuszy BAU, PSW i UE, natomiast oszacowane wartości emisji unikniętych przedstawia Tabela 150.

Ramka 19 przedstawia metodykę oszacowania emisji unikniętych gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku stopniowego zastępowania paliw stałych (węgiel kamienny) w sektorze produkcji energii elektrycznej i ciepła w instalacji kogeneracyjnej zgodnie z założeniami scenariuszy PSW i UE, natomiast oszacowane wartości emisji unikniętych przedstawia Tabela 151.

Ramka 20 przedstawia metodykę oszacowania emisji unikniętych gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku stopniowego zastępowania paliw stałych (węgiel kamienny spalany w kotle) w sektorze produkcji ciepła (ogrzewnictwo) instalacjami kogeneracyjnymi o mocy 10 - 50 kW z ogniwami paliwowymi wykorzystującymi wodór, zgodnie z założeniami scenariuszy PSW i UE, natomiast oszacowane wartości emisji unikniętych przedstawia Tabela 152 i Tabela 153.

Ramka 21 przedstawia metodykę oszacowania emisji unikniętych gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku stopniowego zastępowania paliw gazowych (gaz ziemny spalany w kotle) w sektorze produkcji ciepła (ogrzewnictwo) instalacjami kogeneracyjnymi o mocy 50 - 250 kW z ogniwami paliwowymi wykorzystującymi wodór, zgodnie z założeniami scenariuszy PSW i UE, natomiast oszacowane wartości emisji unikniętych przedstawia Tabela 154 i Tabela 155.

Ramka 22 przedstawia metodykę oszacowania emisji unikniętych gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku stopniowego zastępowania koksu wodorem w procesie produkcji stali i jej stopów, zgodnie z założeniami scenariusza UE, natomiast oszacowane wartości emisji unikniętych przedstawia Tabela 156.

Ramka 23 przedstawia metodykę oszacowania emisji unikniętych gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku wykorzystania paliw kopalnych paliwami syntetycznymi zgodnie z założeniami scenariusza UE, natomiast oszacowane wartości emisji unikniętych przedstawia Tabela 157.

Tabela 148. Emisje uniknięte gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku ograniczenia produkcji wodoru metodą reformingu parowego gazu ziemnego

Lp.	Substancja	Uśredniony wskaźnik emisji [kg/tona H ₂]	Emisje uniknięte [t] scenariusz BAU	Emisje uniknięte [t] scenariusz PSW	Emisje uniknięte [t] scenariusz UE
1.	Dwutlenek węgla CO ₂	10 000	1 036,5	1 382 000	2 073 000
2.	Tlenki siarki (jako SO ₂)	0,069	0,007	9,589	14,38
3.	Tlenki azotu (jako NO ₂)	8,673	0,899	1198,61	1797,92
4.	Pył PM10	0,087	0,009	11,99	17,98
5.	Pył PM2,5	0,087	0,009	11,99	17,98
6.	Pył całkowity	0,087	0,009	11,99	17,98
7.	Benzo(α)piren	1,39*10 ⁻⁷	1,4*10 ⁻⁸	1,92*10 ⁻⁵	2,88*10 ⁻⁵
8.	Tlenek węgla CO	5,204	0,540	719,167	1 078,75

Ramka 16 **Oszacowanie wartości redukcji emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku ograniczenia produkcji wodoru metodą reformingu parowego gazu ziemnego.** Celem oszacowania jest określenie wielkości emisji unikniętych gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń powietrza zgodnie z założeniami scenariuszy BAU, PSW i UE. W pierwszej kolumnie - podobnie jak w ostatniej kolumnie (Tabela 142) - zebrano wskaźniki emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń wyrażone w [kg/tona H₂], natomiast w kolumnie drugiej podano obliczone z proporcji wartości redukcji emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń wyrażone w [t] dla scenariusza BAU. Z kolei w kolumnach trzeciej i czwartej podano analogiczne wartości wyrażone w [t] dla scenariuszy PSW i UE.

Tabela 149. Emisje gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku produkcji wodoru w elektrolizerach za pomocą energii elektrycznej wytworzonej w źródłach OZE

Lp.	Substancja	Uśredniony wskaźnik emisji [g/kWh]	Uśredniony wskaźnik emisji [kg/tona H ₂]	Emisja [t] scenariusz BAU	Emisja [t] scenariusz PSW	Emisja [t] scenariusz UE
1.	Dwutlenek węgla CO ₂	8,0	330,30	1 990	63 960	128 128
2.	Tlenki siarki (jako SO ₂)	0,006	0,235	1,415	45,481	91,110
3.	Tlenki azotu (jako NO ₂)	0,006	0,265	1,596	51,303	102,773
4.	Pył PM10	0,0003	0,012	0,073	2,354	4,716
5.	Pył PM2,5	0,0002	0,009	0,054	1,744	3,493
6.	Pył całkowity	0,00007	0,014	0,081	2,616	5,240
7.	Benzo(α)piren	-	-	-	-	-
8.	Tlenek węgla CO	0,003	0,107	0,646	20,758	41,582

Ramka 17 **Oszacowanie emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku produkcji wodoru w elektrolizerach za pomocą energii elektrycznej wytworzonej w źródłach OZE.** Celem oszacowania jest określenie wielkości emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w rezultacie wykorzystania energii elektrycznej ze źródeł OZE do produkcji wodoru w elektrolizerach. Po określeniu jednostkowych emisji w/w substancji w wyniku pracy elektrowni fotowoltaicznych i wiatrowych (Tabela 141, Ramka 8) do oszacowania potrzebne jest określenie sprawności procesu produkcji wodoru w elektrolizerach. Sprawność procesu elektrolizy przyjęto na poziomie 70% kierując się w znacznej mierze danymi zawartymi w Goodall 2017 [561], Kotowicz i inni 2016 [562] oraz Götz i inni 2016 [563]. W pierwszej kolumnie podano jednostkowy wskaźnik emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w następstwie produkcji energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych (Tabela 141, kolumna 2). W drugiej kolumnie podano jednostkowy wskaźnik emisji [kg/t H₂] oszacowany po przyjęciu wartości opałowej wodoru 33,3 kWh/kg H₂. W kolejnych trzech kolumnach podano emisję gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń z tytułu produkcji wodoru metodą elektrolizy wody dla scenariusz BAU, PSW i UE.

561 C. Goodall, Hydrogen made by the electrolysis of water is now cost-competitive and gives us another building block for the low carbon economy, Carbon Commentary, carboncommentary, 05.07.2017, (dostęp: 07.04.2021)

562 J. Kotowicz, M. Jurczyk, D. Węcel, W. Ogulewicz, Analysis of hydrogen production in alkaline electrolyzers, Journal of Power Technologies, 96 (3), (2016), 149-156

563 M. Götz, J. Lefebvre, F. Mös, A. McDaniel Koch, F. Graf, S. Bajohr, R. Reimert, T. Kolb, Renewable Poer-to-Gas; a technological and economic review, Renewable Energy, (2016), 1371-1390

Tabela 150. Emisje uniknięte gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku ograniczenia wykorzystania paliw ciekłych w sektorze transportu

Lp.	Substancja	Wskaźnik emisji [kg/tona H ₂]	Emisje uniknięte [t] scenariusz BAU	Emisje uniknięte [t] scenariusz PSW	Emisje uniknięte [t] scenariusz UE
1.	Dwutlenek węgla CO ₂	4 133,80	24 905	87 999	242 854
2.	Tlenki siarki (jako SO ₂)	4,56	27,490	97,129	268,05
3.	Tlenki azotu (jako NO ₂)	3,99	24,054	84,988	234,54
4.	Pył PM10	0,114	0,687	2,428	6,701
5.	Pył PM2,5	0,114	0,687	2,428	6,701
6.	Pył całkowity	0,114	0,687	2,428	6,701
7.	Benzo(α)piren	5,7*10 ⁻⁶	3,43*10 ⁻⁵	0,00012	0,00034
8.	Tlenek węgla CO	1,71	10,309	36,423	100,52

Ramka 18 **Oszacowanie wartości emisji unikniętych gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku ograniczenia wykorzystania paliw ciekłych w sektorze transportu w wyniku rozpowszechnienia technologii wodorowych.** W kolumnie pierwszej podano jednostkowy wskaźnik emisji (Tabela 142, czwarta kolumna) informujący o emisjach ze spalania paliw ciekłych w przeliczeniu na 1 kg H₂. W kolejnych trzech kolumnach podano oszacowane wartości emisji unikniętych w/w substancji w sektorze transportu w wyniku wdrażania gospodarki wodorowej zgodnie z założeniami scenariuszy BAU, PSW i UE.

Tabela 151. Emisje uniknięte gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku produkcji energii elektrycznej i ciepła w instalacjach kogeneracyjnych o mocy 50 MW_t

Lp.	Substancja	Wskaźnik emisji [kg/MWh] paliwo pierwotne węgiel kamienny 2019	Wskaźnik emisji [t/t H ₂] paliwo pierwotne węgiel kamienny 2019	Emisje uniknięte [t] scenariusz PSW	Emisje uniknięte [t] scenariusz UE
1.	Dwutlenek węgla CO ₂	1 006,701	13,409	233 346	700 040
2.	Tlenki siarki (jako SO ₂)	0,716	0,010	165,928	497,785
3.	Tlenki azotu (jako NO ₂)	0,807	0,011	187,170	561,509
4.	Pył PM10	0,037	0,00049	8,588	25,766
5.	Pył PM2,5	0,027	0,00036	6,299	18,896
6.	Pył całkowity	0,041	0,00055	9,543	28,630
7.	Benzo(α)piren	-	-	-	-
8.	Tlenek węgla CO	0,327	0,0043	75,730	227,190

Ramka 19 Oszacowanie emisji unikniętych gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku ograniczenia wykorzystania węgla kamiennego w sektorze produkcji energii elektrycznej i ciepła - elektrociepłownie o mocy 50 MW. Celem oszacowania jest określenie emisji unikniętych gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w rezultacie zastąpienia tradycyjnej instalacji kogeneracyjnej wykorzystującej węgiel kamienny instalacją kogeneracyjną na wodór. W kolumnie pierwszej podano jednostkowe wskaźniki emisji dla tradycyjnej instalacji kogeneracyjnej na węgiel kamienny uwzględniające jej nieco niższą sprawność w porównaniu z kogeneracją wykorzystującą wodór jako paliwo (Tabela 143, kolumna trzecia). Wskaźnik ten przeliczono na tony paliwa wodorowego [t/t H₂] przy przyjęciu wartości opałowej wodoru równej 33,3 kWh/kg H₂ i przy uwzględnieniu średniej sprawności produkcji energii elektrycznej na poziomie 40%. W kolumnach trzeciej i czwartej podano oszacowane emisje uniknięte gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń dla scenariuszy odpowiednio PSW i UE.

Tabela 152. Emisje uniknięte gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku produkcji ciepła w instalacjach kogeneracyjnych o mocy 10 - 50 kW

Lp.	Substancja	Uśredniony przeliczeniowy wskaźnik emisji [kg/MWh]	Uśredniony przeliczeniowy wskaźnik emisji [t/t H ₂]	Emisje uniknięte [t] scenariusz PSW	Emisje uniknięte [t] scenariusz UE
1.	Dwutlenek węgla CO ₂	173,805	5,788	28 070	56 141
2.	Tlenki siarki (jako SO ₂)	0,738	0,025	119,19	298,381
3.	Tlenki azotu (jako NO ₂)	0,33	0,011	53,296	109,59
4.	Pył PM10	0,316	0,011	50,971	101,94
5.	Pył PM2,5	0,245	0,008	39,536	79,07
6.	Pył całkowity	0,354	0,012	57,173	114,35
7.	Benzo(a)piren	0,00027	9,11*10 ⁻⁶	0,044	0,089
8.	Tlenek węgla CO	2,64	0,088	426,373	852,75

Ramka 20 Oszacowanie emisji unikniętych gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku ograniczenia wykorzystania węgla kamiennego w sektorze produkcji ciepła - kotły o mocy 10 - 50 kW i energii elektrycznej. Celem oszacowania jest określenie emisji unikniętych gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w rezultacie zastąpienia kotłów węglowych o mocy 10 - 50 kW instalacją kogeneracyjną na wodór z ogniwami paliwowymi. W kolumnie pierwszej podano jednostkowe uśrednione przeliczeniowe wskaźniki emisji dla kotłów węglowych uwzględniające ich dwukrotnie wyższą sprawność w produkcji ciepła w porównaniu z instalacją kogeneracją z ogniwami paliwowymi wykorzystującą wodór jako paliwo (kolumna trzecia, Tabela 144). Wskaźnik ten przeliczono w kolumnie drugiej na emisję na tonę paliwa wodorowego [t/t H₂] przy przyjęciu wartości opałowej wodoru równej 33,3 [kWh/kg H₂]. W kolumnach trzeciej i czwartej podano oszacowanie emisji unikniętych gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń dla scenariuszy odpowiednio PSW i UE przy założeniu, że ilość wodoru przeznaczony w tych scenariuszach do wykorzystania w instalacjach kogeneracyjnych o mocy 10 - 50 kW wynosi odpowiednio 0,004850 i 0,0097 [mln ton H₂].

W kolumnie pierwszej (Tabela 152) podano wskaźniki emisji dla energii elektrycznej (Tabela 143, kolumna pierwsza), przy założeniu, że sprawność produkcji energii elektrycznej w systemie energetycznym jest zbliżona do sprawności elektrycznej układów kogeneracyjnych z ogniwami paliwowymi (40% - US DOE 2016 [564]). W kolumnie drugiej podano jednostkowe wskaźniki emisji w przeliczeniu na tonę wodoru [t/t H₂]. W kolumnach trzeciej i czwartej podano oszacowanie emisji unikniętych gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń dla scenariuszy odpowiednio PSW i UE.

Tabela 153. Emisje uniknięte gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku produkcji energii elektrycznej w instalacjach kogeneracyjnych o mocy 10 - 50 kW

Lp.	Substancja	Wskaźnik emisji [kg/MWh] energia elektryczna ogółem 2019	Wskaźnik emisji [t/t H ₂]	Emisje uniknięte [t] scenariusz PSW	Emisje uniknięte [t] scenariusz UE
1.	Dwutlenek węgla CO ₂	758	10,10	48 968	97 936
2.	Tlenki siarki (jako SO ₂)	0,539	0,007	34,820	69,641
3.	Tlenki azotu (jako NO ₂)	0,608	0,008	39,278	78,556
4.	Pył PM10	0,028	0,00037	1,802	3,605
5.	Pył PM2,5	0,021	0,00027	1,322	2,644
6.	Pył całkowity	0,031	0,00041	2,003	4,005
7.	Benzo(α)piren	-	-	-	-
8.	Tlenek węgla CO	0,246	0,0033	15,892	31,784

Tabela 154. Emisje uniknięte gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku produkcji ciepła w instalacjach kogeneracyjnych o mocy 50 - 250 kW

Lp.	Substancja	Przeliczeniowy wskaźnik emisji [kg/MWh]	Przeliczeniowy wskaźnik emisji [t/t H ₂]	Emisje uniknięte [t] scenariusz PSW	Emisje uniknięte [t] scenariusz UE
1.	Dwutlenek węgla CO ₂	69,18	2,304	11 173	22 346
2.	Tlenki siarki (jako SO ₂)	0,00048	0,00002	0,078	0,155
3.	Tlenki azotu (jako NO ₂)	0,06	0,002	9,690	19,381
4.	Pył PM10	0,0006	0,00002	0,097	0,194
5.	Pył PM2,5	0,0006	0,00002	0,097	0,194
6.	Pył całkowity	0,0006	0,00002	0,097	0,194
7.	Benzo(α)piren	9,6*10 ⁻¹⁰	3,2*10 ⁻¹¹	1,55*10 ⁻⁷	3,1*10 ⁻⁷
8.	Tlenek węgla CO	0,036	0,001	5,814	11,628

Ramka 21 **Oszacowanie emisji unikniętych gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku ograniczenia wykorzystania gazu ziemnego.** Celem oszacowania jest określenie wielkości emisji unikniętych gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w rezultacie zastąpienia kotłów gazowych instalacją kogeneracyjną na wodór z ogniwami paliwowymi o mocy 50 - 250 kW (Tabela 153 i Tabela 154). W kolumnie pierwszej (Tabela 155) podano jednostkowe przeliczeniowe wskaźniki emisji dla kotłów gazowych uwzględniające ich trzykrotnie wyższą sprawność w produkcji ciepła w porównaniu z instalacją kogeneracyjną z ogniwami paliwowymi wykorzystującą wodór jako paliwo (Tabela 145, kolumna trzecia). Wskaźnik ten przeliczono w kolumnie drugiej na emisje na tonę paliwa wodorowego [t/t H₂] przy przyjęciu wartości opałowej wodoru równej 33,3 [kWh/kg H₂]. W kolumnach trzeciej i czwartej podano oszacowanie emisji unikniętych gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń dla scenariuszy odpowiednio PSW i UE przy założeniu, że ilość wodoru przeznaczonego do wykorzystania w sektorach ciepła (ogrzewnictwo) i produkcji energii elektrycznej w instalacjach kogeneracyjnych o mocy 10 - 50 kW, wyniesie odpowiednio 0,004850 i 0,0097 [mln ton H₂].

W kolumnie pierwszej (Tabela 154) podano wskaźniki emisji dla energii elektrycznej (Tabela 143, kolumna pierwsza), przy założeniu, że sprawność produkcji energii elektrycznej w systemie energetycznym jest zbliżona do sprawności elektrycznej układów kogeneracyjnych z ogniwami paliwowymi (40% - US DOE 2016 [565]). W kolumnie drugiej podano jednostkowe wskaźniki emisji w tonach w przeliczeniu na tonę wodoru [t/t H₂]. W kolumnach trzeciej i czwartej podano oszacowanie emisje unikniętych gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń dla scenariuszy odpowiednio PSW i UE.

Tabela 155. Emisje uniknięte gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku produkcji energii elektrycznej w instalacjach kogeneracyjnych o mocy 50 - 250 kW

Lp.	Substancja	Wskaźnik emisji [kg/MWh] energia elektryczna ogółem 2019	Wskaźnik emisji [t/t H ₂]	Emisje uniknięte [t] scenariusz PSW	Emisje uniknięte [t] scenariusz UE
1.	Dwutlenek węgla CO ₂	758	10,10	48 968	97 936
2.	Tlenki siarki (jako SO ₂)	0,539	0,007	34,820	69,641
3.	Tlenki azotu (jako NO ₂)	0,608	0,008	39,278	78,556
4.	Pył PM10	0,028	0,00037	1,802	3,605
5.	Pył PM2,5	0,021	0,00027	1,322	2,644
6.	Pył całkowity	0,031	0,00041	2,003	4,005
7.	Benzo(α)piren	-	-	-	-
8.	Tlenek węgla CO	0,246	0,0033	15,892	31,784

Tabela 156. Emisje uniknięte gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku wykorzystania wodoru w produkcji stali i jej stopów

Lp.	Substancja	Uśredniony wskaźnik emisji [kg/t H ₂]	Emisje uniknięte [t] scenariusz UE
1.	Dwutlenek węgla CO ₂	13 473	392 073
2.	Tlenki siarki (jako SO ₂)	42,56	1 238,42
3.	Tlenki azotu (jako NO ₂)	21,58	627,93
4.	Pył PM10	8,51	247,684
5.	Pył PM2,5	6,59	191,868
6.	Pył całkowity	9,59	279,081
7.	Benzo(α)piren	0,0016	0,045
8.	Tlenek węgla CO	23,97	697,702

Ramka 22 **Oszacowanie emisji unikniętych gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń dla procesu produkcji stali i jej stopów.** Celem oszacowania jest określenie emisji unikniętych gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku wykorzystania wodoru w procesach wielkopiecowych. W kolumnie pierwszej podano jednostkowy wskaźnik emisji wyrażony w [kg/tona H₂] (Tabela 147, kolumna 2). W kolumnie drugiej podano emisje uniknięte gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń [t] w wyniku wykorzystania wodoru w procesach wielkopiecowych, zgodnie z założeniami scenariusza UE.

Tabela 157. Emisje uniknięte gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku wykorzystania paliw syntetycznych produkcji energii elektrycznej w instalacjach kogeneracyjnych o mocy 50 MW_t

Lp.	Substancja	Wskaźnik emisji [kg/MWh] paliwo pierwotne węgiel kamienny 2019	Wskaźnik emisji [t/t H ₂] paliwo pierwotne węgiel kamienny 2019	Emisje uniknięte [t] scenariusz PSW	Emisje uniknięte [t] scenariusz UE
1.	Dwutlenek węgla CO ₂	1 006,701	13,409	73 775	221 326
2.	Tlenki siarki (jako SO ₂)	0,716	0,010	52,460	157,381
3.	Tlenki azotu (jako NO ₂)	0,807	0,011	59,176	177,528
4.	Pył PM10	0,037	0,00049	2,715	8,146
5.	Pył PM2,5	0,027	0,00036	1,991	5,974
6.	Pył całkowity	0,041	0,00055	3,017	9,052
7.	Benzo(α)piren	-	-	-	-
8.	Tlenek węgla CO	0,327	0,0043	23,943	71,829

Ramka 23 **Oszacowanie emisji unikniętych gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku wykorzystania paliw syntetycznych.** Celem oszacowania jest określenie emisji unikniętych gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku zastąpienia paliw kopalnych paliwami syntetycznymi (metan) powstałymi na bazie wodoru. Paliwa syntetyczne mogą być wykorzystane w sektorach produkcji energii elektrycznej, ciepła i transportu. Założono, że powstałe paliwo syntetyczne (metan) zostanie wykorzystane w instalacji kogeneracyjnej o mocy 50 MW_t, co wynika z następujących przesłanek; (i) – produkcja energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu pozwala na znaczne wykorzystanie energii paliwa, (ii) – zastępowanie węgla kamiennego jako paliwa pozwala na uzyskanie znacznej redukcji emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń wpisując się w proces dekarbonizacji sektora elektroenergetycznego i produkcji ciepła. W pierwszej i drugiej kolumnie podano przeliczeniowe jednostkowe wskaźniki emisji wyrażone w odpowiednio [kg/MWh] i [t/t H₂] (Tabela 151, kolumna pierwsza i druga). W kolumnie trzeciej i czwartej podano emisje uniknięte w/w substancji zgodnie z założeniami scenariuszy PSW i UE.

Bilans emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń dla scenariuszy wdrażania gospodarki wodorowej (emisje uniknięte)

Po oszacowaniu emisji unikniętych, w następstwie zastępowania procesów gospodarczych z wykorzystaniem paliw kopalnych procesami z użyciem wodoru elektrolitycznego wyprodukowanego przy wykorzystaniu energii elektrycznej ze źródeł OZE, oraz emisji, w następstwie produkcji energii elektrycznej w źródłach OZE, można sporządzić bilans emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń dla każdego z trzech scenariuszy gospodarki wodorowej (Tabela 158, Tabela 159, Tabela 160, Rysunek 104).

Tabela 161 przedstawia dane końcowe bilansu emisji dla scenariuszy BAU, PSW i UE. Oszacowane emisje uniknięte gazów cieplarnianych (dwutlenek węgla CO₂) wahają się w zakresie od 0,024 mln t/r w scenariuszu BAU, poprzez 1,85 mln t/r w scenariuszu PSW do 3,76 mln t/r dla scenariusza UE. Emisje uniknięte innych zanieczyszczeń wynoszą odpowiednio dla scenariuszy BAU, PSW i UE; tlenki siarki - 26,1, 468,5 i 2 462,7 t SO_x/r, tlenki azotu - 23,4, 1 620,19 i 3 579,7 t NO_x/r, pył PM10 - 0,623, 78,037 i 410,91 t/r, pył PM2,5 - 0,642, 63,237 i 322,48 t/r, pył całkowity - 0,618, 85,634 i 458,75 t/r, benzo(α)piren - 3,43*10⁻⁵, 0,044 i 0,134 t/r, tlenek węgla - 10,20, 1 298,47 i 3 062,35 t CO/r (Tabela 161, Rysunek 104).

Tabela 158. Emisje uniknięte gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku realizacji scenariusza BAU

Lp.	Substancja	Transport emisje uniknięte [t]	Reforming parowy metanu emisje uniknięte [t]	Produkcja energii elektrycznej z OZE emisja [t]	Emisje uniknięte [t]
1.	Dwutlenek węgla CO ₂	24 906	1 036,5	1 990	23 952
2.	Tlenki siarki (jako SO ₂)	27,490	0,007	1,415	26,082
3.	Tlenki azotu (jako NO ₂)	24,054	0,899	1,596	23,356
4.	Pył PM10	0,687	0,009	0,073	0,623
5.	Pył PM2,5	0,687	0,009	0,054	0,642
6.	Pył całkowity	0,687	0,009	0,081	0,618
7.	Benzo(α)piren	3,43*10 ⁻⁵	1,4*10 ⁻⁸	-	3,43*10 ⁻⁵
8.	Tlenek węgla CO	10,309	0,540	0,646	10,202

Tabela 159. Emisje uniknięte gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku realizacji scenariusza PSW

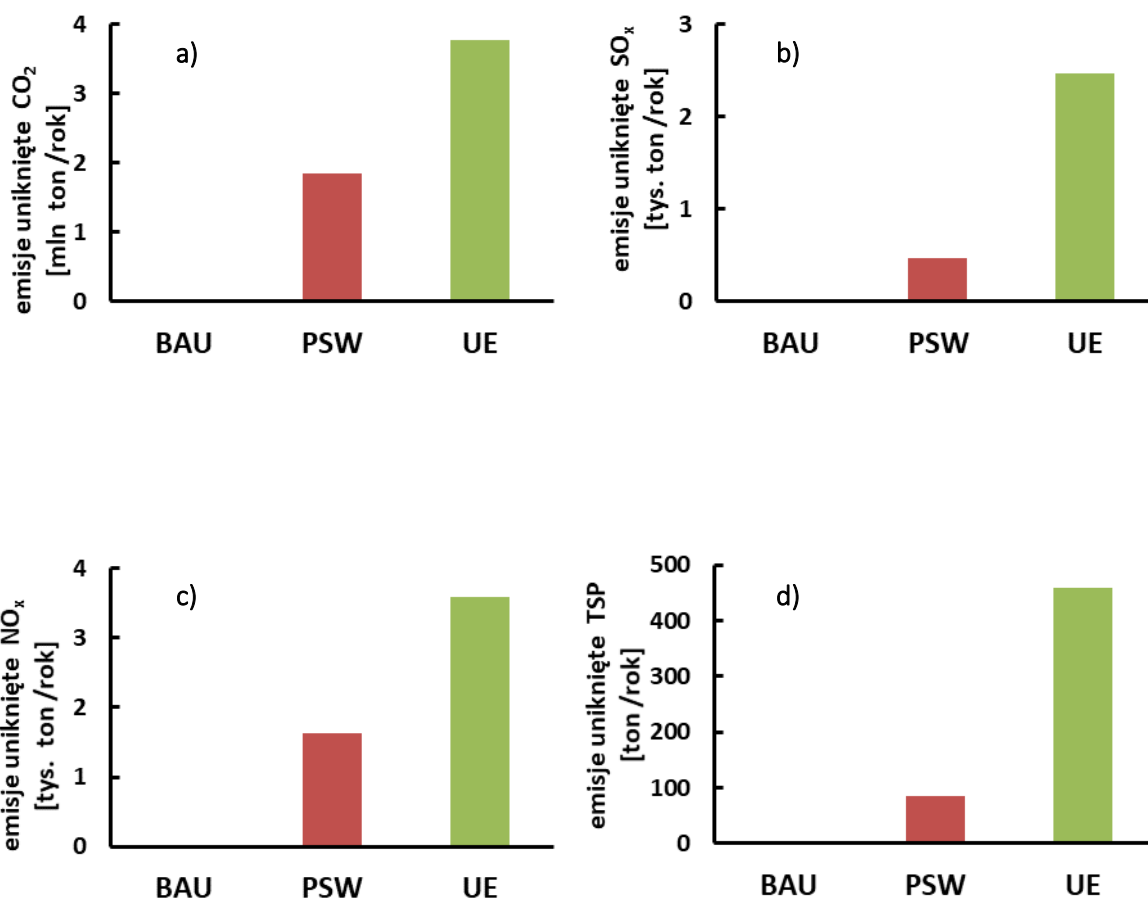
Lp.	Substancja	Reforming parowy gazu ziemnego redukcja emisji [t]	Transport redukcja emisji [t]	Kogeneracja 50 MW, redukcja emisji [t]	Kogeneracja 10 - 50 kW ciepło redukcja emisji [t]	Kogeneracja 10 - 50 kW energia elektryczna redukcja emisji [t]	Kogeneracja 50 - 250 kW ciepło redukcja emisji [t]	Kogeneracja 50 - 250 kW energia elektryczna redukcja emisji [t]	Paliwa syntetyczne redukcja emisji [t]	Produkcja energii elektrycznej z OZE emisja [t]	Emisje uniknięte [t]
1.	Dwutlenek węgla CO ₂	1 382 000	87 999	233 346	28 070	48 968	11 173	48 968	73 775	63 960	1 850 340
2.	Tlenki siarki (jako SO ₂)	9,589	97,129	165,928	119,19	34,820	0,078	34,820	52,460	45,481	468,535
3.	Tlenki azotu (jako NO ₂)	1 198,61	84,988	187,170	53,296	39,278	9,690	39,278	59,176	51,303	1 620,19
4.	Pył PM10	11,99	2,428	8,588	50,971	1,802	0,097	1,802	2,715	2,354	78,037
5.	Pył PM2,5	11,99	2,428	6,299	39,536	1,322	0,097	1,322	1,991	1,744	63,237
6.	Pył całkowity	11,99	2,428	9,543	57,173	2,003	0,097	2,003	3,017	2,616	85,634
7.	Benzo(α)piren	1,92*10 ⁻⁵	0,00012	-	0,044	-	1,55*10 ⁻⁷	-	-	-	0,044
8.	Tlenek węgla CO	719,167	36,423	75,730	426,373	15,892	5,814	15,892	23,943	20,758	1 298,47

Tabela 160. Emisje uniknięte gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku realizacji scenariusza UE

Lp.	Substancja	Reforming parowy gazu redukcja emisji [t]	Transport redukcja emisja [t]	Kogeneracja 50 MW, redukcja emisji [t]	Kogeneracja 10 - 50 kW ciepło redukcja emisji [t]	Kogeneracja 10 - 50 kW energia elektryczna redukcja emisji [t]	Kogeneracja 50 - 250 kW ciepło redukcja emisji [t]	Kogeneracja 50 - 250 kW energia elektryczna redukcja emisji [t]	Paliwa syntetyczne redukcja emisji [t]	Produkcja stali redukcja emisji [t]	Produkcja energii elektrycznej z OZE emisja [t]	Emisje uniknięte [t]
1.	Dwutlenek węgla CO ₂	2 073 000	242 854	700 040	56 141	97 936	22 346	97 936	221 326	392 073	128 128	3 775 525
2.	Tlenki siarki (jako SO ₂)	14,38	268,05	497,785	298,381	69,641	0,155	69,641	157,381	1 238,42	91,110	2 462,7
3.	Tlenki azotu (jako NO ₂)	1 797,92	234,54	561,509	109,59	78,556	19,381	78,556	177,528	627,93	102,773	3 579,7
4.	Pył PM10	17,98	6,701	25,766	101,94	3,605	0,194	3,605	8,146	247,684	4,716	410,91
5.	Pył PM2,5	17,98	6,701	18,896	79,07	2,644	0,194	2,644	5,974	191,868	3,493	322,48
6.	Pył całkowity	17,98	6,701	28,630	114,35	4,005	0,194	4,005	9,052	279,081	5,240	458,75
7.	Benzo(α)piren	2,88*10 ⁻⁵	0,00034	-	0,089	-	3,1*10 ⁻⁷	-	-	0,045	-	0,134
8.	Tlenek węgla CO	1 078,75	100,52	227,190	852,75	31,784	11,628	31,784	71,829	697,702	41,582	3 062,35

Tabela 161. Emisje uniknięte gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku realizacji scenariuszy BAU, PSW i UE

Lp.	Substancja	Scenariusz BAU emisje uniknięte [t]	Scenariusz PSW emisje uniknięte [t]	Scenariusz UE emisje uniknięte [t]
1.	Dwutlenek węgla CO ₂	23 952	1 850 340	3 775 525
2.	Tlenki siarki (jako SO ₂)	26,082	468,535	2 462,7
3.	Tlenki azotu (jako NO ₂)	23,356	1 620,19	3 579,7
4.	Pył PM 10	0,623	78,037	410,91
5.	Pył PM 2,5	0,642	63,237	322,48
6.	Pył całkowity	0,618	85,634	458,75
7.	Benzo(α)piren	3,43*10 ⁻⁵	0,044	0,134
8.	Tlenek węgla CO	10,202	1 298,47	3 062,35



Rysunek 104 Oszacowanie emisji unikniętych gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku wdrażania programów gospodarki wodorowej w horyzoncie 2030 opisanych scenariuszami: BAU, PSW i UE

a) dwutlenek węgla CO₂ [mln ton/r], b) tlenki siarki SO_x [tys. ton/r], c) tlenki azotu NO_x [tys. ton/r], d) pył całkowity TSP [ton/r].

Odniesienie oszacowanych emisji unikniętych gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w rezultacie wdrażania gospodarki wodorowej do obecnych i przewidywanych w horyzoncie 2030 emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń

Tabela 162 podaje dane na temat obecnych oraz planowanych na rok 2030 emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w Polsce (KOBiZE 2020) i zestawiono je z danymi o emisjach unikniętych (Tabela 161). Zgodnie z celami polityki energetycznej Polski emisja gazów cieplarnianych w 2030 r. będzie obniżona o 30% w stosunku do roku bazowego, za który przyjęto rok 1990. Zakładane emisje dwutlenku węgla w 2030 r. określono na podstawie danych w MK (2020) [566], zmniejszenie emisji innych zanieczyszczeń oszacowano proporcjonalnie do zmniejszenia emisji dwutlenku węgla. Na podstawie danych, które przedstawia Tabela 158 określono udział oszacowanych emisji unikniętych gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń, zgodnie z trzema scenariuszami wdrażania gospodarki wodorowej, w zmniejszeniu emisji w/w substancji w horyzoncie 2030 w stosunku do roku bazowego 2018 (Rysunek 101). Udział oszacowanych emisji unikniętych gazów cieplarnianych (dwutlenek węgla CO₂) w planowanej redukcji emisji do roku 2030 waha się w zakresie od 0,0004 w scenariuszu BAU, poprzez 0,031 w scenariuszu PSW do 0,062 dla scenariusza UE. Odpowiednie wartości dla emisji unikniętych innych zanieczyszczeń dla scenariuszy BAU, PSW i UE wynoszą: tlenki siarki - 0,00024, 0,004 i 0,023, tlenki azotu - 0,00014, 0,010 i 0,022, pyły PM10 - $1,21 \cdot 10^{-5}$, 0,0015 i 0,0080, pyły PM2,5 - $2,2 \cdot 10^{-5}$, 0,0022 i 0,011, pył całkowity - $7,74 \cdot 10^{-6}$, 0,0011 i 0,0057, tlenek węgla - $2,07 \cdot 10^{-5}$, 0,0026 i 0,006.

Tabela 162. Emisje uniknięte gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń zgodnie z nakreślonymi w niniejszym opracowaniu scenariuszami wdrażania gospodarki wodorowej BAU, PSW i UE w zestawieniu z obecną i prognozowaną w horyzoncie 2030 emisją w/w substancji i innych zanieczyszczeń za MK (2020) [567] i PEP 2040 [568] (dwie ostatnie kolumny)

Lp.	Substancja	Scenariusz BAU emisje uniknięte [t]	Scenariusz PSW emisje uniknięte [t]	Scenariusz UE emisje uniknięte [t]	Polska emisja w 2018 r. (MK) [t]	Polska emisja w 2030 r. (MKiŚ 2021) [t]
1.	Dwutlenek węgla CO ₂	23 952	1 850 340	3 775 525	300 549 280 569	240 487 800 263 582 600
2.	Tlenki siarki (jako SO ₂)	26,082	468,535	2462,7	501 930	395 918
3.	Tlenki azotu (jako NO ₂)	23,356	1 620,19	3 579,7	761 710	601 448
4.	Pył PM10	0,623	78,037	410,91	242 760	191 693
5.	Pył PM2,5	0,642	63,237	322,48	136 730	107 967
6.	Pył całkowity	0,618	85,634	458,75	377 700	298 248

566 Krajowy Raport Inwentaryzacyjny 2020. Inwentaryzacja gazów cieplarnianych w Polsce dla lat 1988-2018. KOBiZE, IOŚ-PIB, Ministerstwo Klimatu (2020)

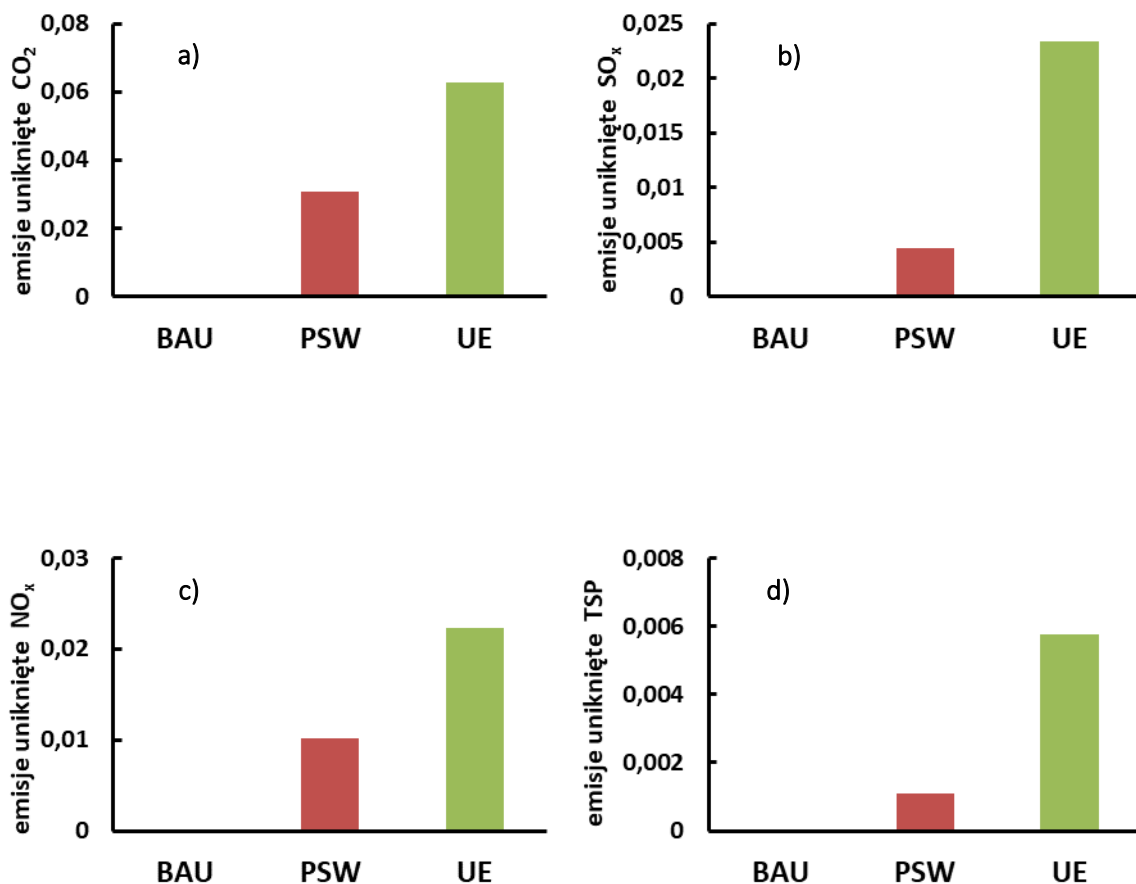
567 tamże

568 Polityka Energetyczna Polski do 2040 r., Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Warszawa (2021)

569 z kategorią 4 - Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo

570 bez kategorii 4- Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo)

7.	Benzo(α)piren	$3,43 \cdot 10^{-5}$	0,044	0,134	-	-
8.	Tlenek węgla CO	10,202	1 298,47	3 062,35	2 339 070	1 847 027



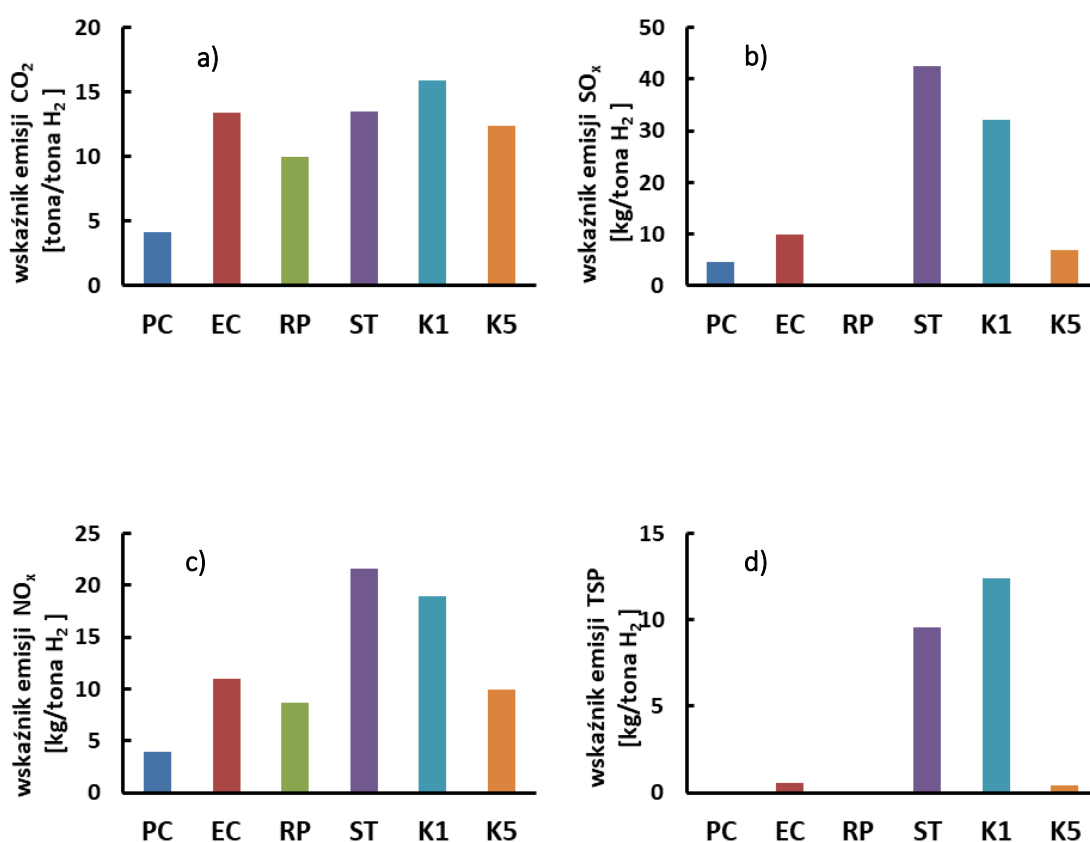
Rysunek 105 Udział emisji unikniętych gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku wdrażania programów gospodarki wodorowej opisanych scenariuszami BAU, PSW i UE w prognozowanej redukcji emisji w/w substancji w horyzoncie 2030 (PEP 2040 [571])

a) dwutlenek węgla CO₂, b) tlenki siarki SO_x, c) tlenki azotu NO_x, d) pył całkowity TSP.

Oszacowane wielkości emisji unikniętych gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń dla scenariusza BAU są o ponad dwa rzędy wielkości mniejsze (poza tlenkami siarki SO_x, dla których ta różnica jest nieco mniejsza) niż dla pozostałych dwóch scenariuszy. Wpływ realizacji scenariusza bez zmian na zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w horyzoncie 2030 należy określić jako pomijalny.

Oszacowane emisje uniknięte gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń dla scenariuszy PSW i UE są, w stosunku do planowanej redukcji emisji w/w substancji w horyzoncie 2030, stosunkowo niewielkie, wynosząc dla dwutlenku węgla CO₂ odpowiednio 3,08% i 6,29% (Rysunek 105a). Odpowiednie wartości dla emisji unikniętych innych zanieczyszczeń są jeszcze mniejsze (Rysunek 105 b, c, d). Dodatkowo, należy wziąć pod uwagę, że planowane zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych (i w konsekwencji innych zanieczyszczeń towarzyszących spalaniu paliw kopalnych) jest stosunkowo umiarkowane wynosząc 30%

w stosunku do roku bazowego 1990 (PEP 2040 [572]). Odnosząc oszacowane wartości emisji unikniętych do obecnych poziomów emisji (Tabela 162) można zauważyć, że redukcja emisji dwutlenku węgla CO₂ zgodnie ze scenariuszem UE wynosi jedynie około 1,3 % obecnej rocznej emisji tego gazu przy uwzględnieniu tzw. kategorii 4 emisji uwzględniającej sposób użytkowania gruntów i leśnictw. W tym kontekście wpływ wdrażania scenariuszy PSW i UE w ramach gospodarki wodorowej na dynamikę procesu obniżania emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń przez gospodarkę narodową w horyzoncie 2030 należy uznać za bardzo niewielki. Można dopatrywać się przynajmniej dwóch przyczyn takiego stanu rzeczy. Przede wszystkim, pomimo stosunkowo znacznego zaangażowania sił i środków w ramach obu w/w scenariuszy, prognozowany udział gospodarki wodorowej w ogólnym bilansie energetycznym Polski jest nieznaczny. Energia zawarta w 0,387 mln ton wodoru (scenariusz UE) to około 11,6 TWh, podczas gdy wielkość rynku energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych w Polsce w skali roku wynosi zgrubnie około 600 TWh, a z uwzględnieniem paliw pierwotnych nawet 1100 TWh (Popczyk 2019 [573]).



Rysunek 106 Jednostkowe wskaźniki emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w zależności od rodzaju technologii i procesów z udziałem paliw kopalnych zastępowanych przez technologie wodorowe

PC - paliwa ciekłe (transport), EC - produkcja energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu w elektrociepłowni 50 MW_t, RP - reforming parowy gazu ziemnego, ST - produkcja stali i jej stopów, K1 - kotły węglowe 10 -50 kW zastępowane przez instalacje kogeneracyjne zbliżonej

572 tamże

573 J. Popczyk, Rynkowa trajektoria transformacji energetyki Polski. Seminarium Energetyczne CC. „Trajektorie transformacji energetyki – horyzont 2050”, Warszawa, 18 czerwca 2019

mocy, K5 - kotły gazowe 50 - 250 kW zastępowane przez instalacje kogeneracyjne zbliżonej mocy.

Paliwa syntetyczne, w zależności od ich rodzaju, mogą zastępować różne technologie z wykorzystaniem paliw kopalnych - tutaj przyjęto EC w horyzoncie 2030 (PEP 2040574);

a) dwutlenek węgla CO₂, b) tlenki siarki SO_x, c) tlenki azotu NO_x, d) pył całkowity TSP.

Ponadto wielkość jednostkowej redukcji emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń zależy także od rodzaju technologii i procesów wykorzystujących paliwa kopalne, zastępowanych przez procesy wykorzystujące wodór (Rysunek 106). Jednostkowe emisje dwutlenku węgla CO₂, tlenków siarki SO_x i azotu NO_x są szczególnie wysokie w przypadku procesów bezpośrednio wykorzystujących węgiel kamienny lub brunatny, jak produkcja energii elektrycznej czy hutnictwo stali, wykorzystujące koks (Rysunek 106a). Do wyprodukowania 1 jednostki energii elektrycznej (np. kWh) i dostarczenia jej do odbiorcy końcowego, trzeba zużyć aż trzy jednostki paliwa pierwotnego, które samo w sobie jest wysokoemisyjne (węgiel). Sprawność produkcji energii elektrycznej w elektrowni wynosi około 40%, ale po odjęciu zapotrzebowania własnego elektrowni i strat przesyłowych, zbliża się do 33%. W rezultacie wyprodukowaniu 1 MWh energii elektrycznej towarzyszy emisja aż 758 kg CO₂ (Tabela 143). Należy jednak wskazać, że jednostkowa emisja gazów cieplarnianych oraz tlenków siarki i azotu towarzysząca produkcji energii elektrycznej w Polsce będzie się zmniejszać wraz ze zmniejszaniem się proporcji energii elektrycznej produkowanej z węgla. Szczególnie wysokie emisje gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń towarzyszą procesom spalania węgla w kotłach i spalania koksu (Rysunek 106 6 a, b, c, d). Wykorzystanie wodoru w procesach zastępujących te technologie przyczyni się do maksymalizacji emisji unikniętych na jednostkę wodoru. Warto też zauważyć, że emisje gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń towarzyszące produkcji wodoru w procesie elektrolizy wody z wykorzystaniem źródeł OZE, będą się zmniejszać (w tendencji do zera) wraz z rozpowszechnieniem źródeł OZE.

Ponadto warto zauważyć, że już po wyprodukowaniu jednostki energii elektrycznej w źródłach OZE, która może, ale nie musi być przeznaczona do zasilania elektrolizerów wytwarzających wodór, osiągamy efekt zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń, tylko wtedy, gdy wyprodukowanie tej jednostki energii elektrycznej przyczyni się do zmniejszenia wytwarzania energii elektrycznej w źródłach wytwórczych wykorzystujących paliwa kopalne.

Oceniając potencjalny wpływ gospodarki wodorowej na emisje uniknięte gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń należy zwrócić uwagę na kilka uwarunkowań.

Po pierwsze ze względu na niewielki planowany udział wodoru w ogólnym krajowym bilansie energii ten wpływ jest bardzo ograniczony, ale wraz ze zwiększaniem się skali wykorzystania wodoru w horyzoncie 2040 i 2050, może się on istotnie zwiększyć. Po drugie, pomimo wielu zalet energii elektrycznej, której znaczenie w systemie energetycznym będzie rosnąć w Europie i w Polsce, problemem pozostaje konieczność jej natychmiastowego wykorzystania i niedoskonałość technologii jej magazynowania. Ponadto, wraz z rozpowszechnieniem odnawialnych źródeł wytwórczych energii elektrycznej o produkcji zależnej od warunków pogodowych, coraz bardziej istotne staje się zagadnienie regulacji i stabilizacji systemu elektroenergetycznego. W tym kontekście do niewątpliwych zalet wodoru należy zaliczyć możliwość magazynowania energii oraz wysoką gęstość energii w jednostce masy dla wodoru

w stanie ciekłym. Istotnym czynnikiem wpływającym na kształtowanie się i zasięg gospodarki wodorowej będzie dostępność znacznych ilości taniej energii elektrycznej ze źródeł OZE do zasilania procesu elektrolizy wody, która pozwoli na produkcję znacznych ilości wodoru przy niewielkich, i w tendencji malejących do zera, emisjach towarzyszących produkcji oraz przewyższenie nieuchronnych strat energii towarzyszącym samej produkcji wodoru i jego dalszym przekształceniom na energię elektryczną, amoniak i inne paliwa syntetyczne.

Uzupełnienie - scenariusz wykorzystania technologii wodorowych na szeroką skalę (scenariusz 2040)

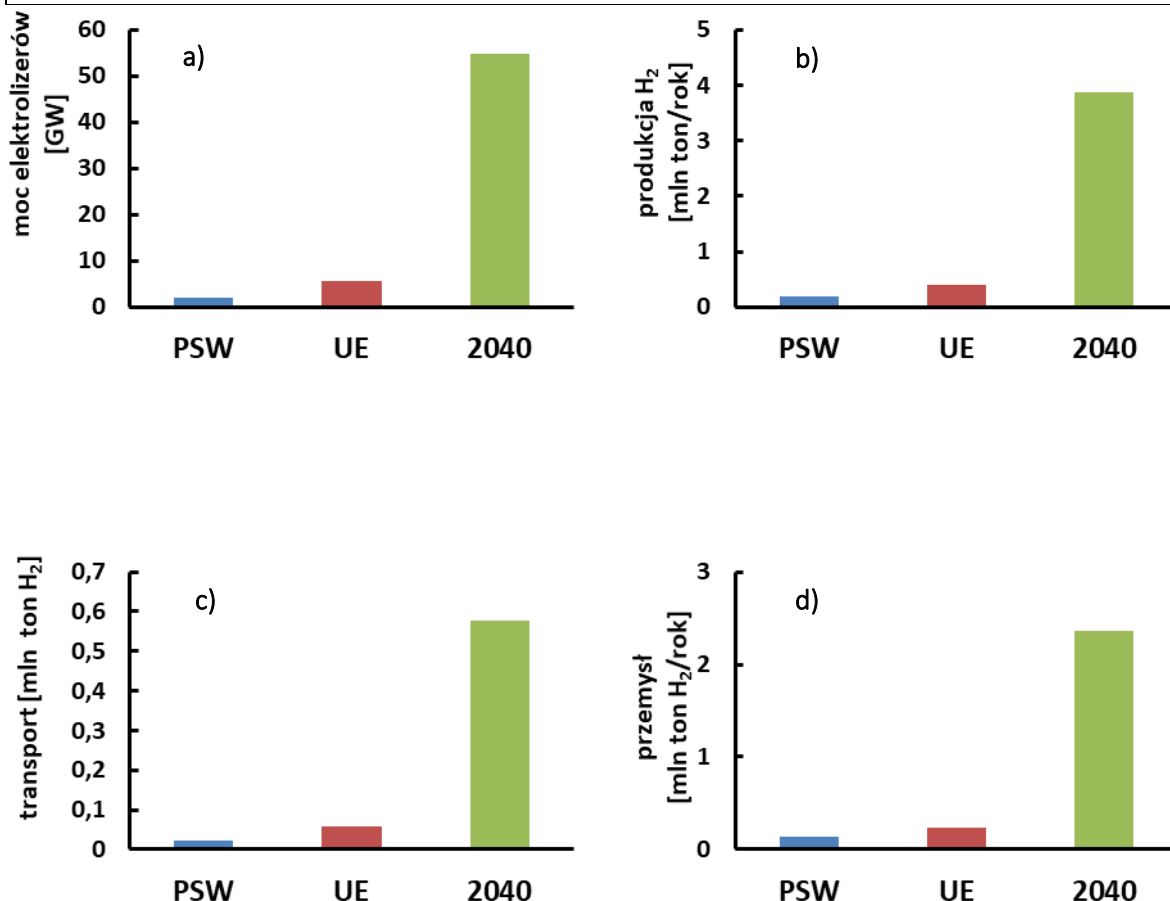
Wszystkie rozważone dotąd scenariusze rozwoju gospodarki wodorowej w horyzoncie 2030 przewidywały wykorzystanie wodoru na stosunkowo niewielką skalę w porównaniu z zakresem wykorzystania energii w Polsce, a towarzyszące im emisje uniknięte gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń były niewspółmierne do potrzeb dekarbonizującej się gospodarki, nawet w przypadku najbardziej optymistycznego scenariusza UE. Biorąc pod uwagę, że zaproponowane scenariusze wdrażania gospodarki wodorowej opisują tak naprawdę początkowe etapy tego procesu, który będzie kontynuowany do roku 2050, a zapewne i dłużej, zaproponowano dodatkowy scenariusz wykorzystania technologii wodorowych na szeroką skalę (roboczo scenariusz 2040). Scenariusz przewiduje wykorzystanie wodoru w takim stopniu, który umożliwi redukcję obecnej emisji gazów cieplarnianych o 10% (Tabela 162). Ramka 24 zawiera opis metodyki oszacowania zapotrzebowania na wodór w scenariuszu 2040, natomiast wyniki oszacowania przedstawia Tabela 163 i Rysunek 107.

Tabela 163. Emisje uniknięte gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w wyniku realizacji scenariuszy BAU, PSW, UE i 2040

Lp.	Substancja	Scenariusz BAU emisje uniknięte [t]	Scenariusz PSW emisje uniknięte [t]	Scenariusz UE emisje uniknięte [t]	Scenariusz 2040 emisje uniknięte [t]
1.	Dwutlenek węgla CO ₂	23 952	1 850 340	3 775 525	37 640 533
2.	Tlenki siarki (jako SO ₂)	26,082	468,535	2 462,7	24 552,5
3.	Tlenki azotu (jako NO ₂)	23,356	1 620,19	3 579,7	35 688,7
4.	Pył PM10	0,623	78,037	410,91	4 096,6
5.	Pył PM2,5	0,642	63,237	322,48	3 215,0
6.	Pył całkowity	0,618	85,634	458,75	4 573,6
7.	Benzo(α)piren	3,43*10 ⁻⁵	0,044	0,134	1,337
8.	Tlenek węgla CO	10,202	1 298,47	3 062,35	30 530,4

Ramka 24 **Oszacowanie zapotrzebowania na wodór w programie wykorzystania technologii wodorowych opisanym scenariuszem 2040.** Celem oszacowania jest określenie wielkości zapotrzebowania na wodór, które umożliwiłoby redukcję emisji gazów cieplarnianych (i towarzyszące im zmniejszenie emisji innych zanieczyszczeń) o 10% w stosunku do obecnej wartości emisji. Przyjęto wysokość obecnych emisji dwutlenku węgla w gospodarce Polski w roku 2018 r. (Tabela 162) i uzupełniono je o dane o emisji innych gazów cieplarnianych w tym samym roku (MK 2020 [575]), przy czym wykorzystano dane o emisji gazów cieplarnianych z uwzględnieniem kategorii 4 emisji czyli użytkowania gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwa (LULUCF) uznając, że z perspektywy wpływu gospodarki

na środowisko istotny jest przede wszystkim bilans emisji gazów cieplarnianych, a nie sama wysokość emisji bez uwzględnienia zmian tempa asymilacji gazów cieplarnianych (dwutlenku węgla CO₂) wynikających z działalności ludzkiej. Tak określona wartość emisji gazów cieplarnianych wyniosła w Polsce w 2018 r. 376,4 mln ton. Po obliczeniu 10% z krajowej emisji gazów cieplarnianych i przy wykorzystaniu danych o produkcji wodoru przewidywanej w scenariuszu UE, obliczono z proporcji ilość wodoru umożliwiającą po wykorzystaniu - zgodnie z harmonogramem scenariusza UE - żadaną 10% redukcję emisji gazów cieplarnianych. W obliczeniach wykorzystano założenia scenariusza UE ponieważ obejmuje on najszerzy (w porównaniu z pozostałymi scenariuszami) zakres wykorzystania wodoru, w tym w sektorze przemysłu (Tabela 140). W dalszej części oszacowania w podobny sposób określono inne parametry scenariusza 2040, takie jak moc zainstalowanych elektrolizerów, oraz wykorzystanie wodoru w sektorach transportu i przemysłu. Wyniki oszacowania przedstawia Tabela 163 i Rysunek 107.



Rysunek 107 Wybrane parametry charakteryzujące scenariusze wdrażania gospodarki wodorowej w Polsce w horyzoncie 2030 (2040) scenariusz Polskiej Strategii Wodorowej (PSW), scenariusz przyśpieszonego rozwoju technologii wodorowych UE oraz scenariusz 2040

a) moc zainstalowanych elektrolizerów [GW], b) produkcja wodoru w elektrolizerach [mln ton/r], c) wykorzystanie wodoru w sektorze transportu [mln ton H₂/r], d) wykorzystanie wodoru w sektorze przemysłu [mln ton H₂/r]

W odniesieniu do scenariusza 2040 przewidującego wdrażanie technologii wodorowych na szeroką skalę należy zwrócić uwagę na następujące okoliczności;

- dekarbonizacja gospodarki Polski jest procesem złożonym i powolnym, którego realizacja będzie rozłożona na kilka najbliższych dekad. Ambitnym celem Unii Europejskiej jest osiągnięciem neutralności klimatycznej netto do połowy obecnego stulecia, natomiast w gospodarce Polski z uwagi na jej wysokie uzależnienie od paliw kopalnych (w tym paliw stałych w elektroenergetyce i w sektorze ciepła) oraz zapóźnienie technologiczne w stosunku do wiodących państw UE, procesy odchodzenia od paliw kopalnych mogą być kontynuowane jeszcze w pierwszych dekadach drugiej połowy bieżącego stulecia.

Rozpowszechnianie technologii wodorowych na coraz to nowe sektory gospodarki jest istotnym, lecz jednym z szeregu elementów procesu dekarbonizacji, a gospodarkę wodorową trudno traktować jako swoiste panaceum mające umożliwić bezbolesne (prawie) przejście Polski do świata neutralności klimatycznej,

- efekty wdrażania gospodarki wodorowej w horyzoncie 2030 zgodnie z zaproponowanymi scenariuszami mogą się wydawać niewielkie, należy jednak pamiętać, że taki swoisty trudny początek cechuje wszystkie praktycznie programy i strategie wodorowe, także te, które nakreśliły państwa znacznie od Polski bogatsze. Dla przykładu niemiecki program wodorowy zakłada do roku 2030 zainstalowanie elektrolizerów o mocy 5 GW, analogiczny wskaźnik dla Hiszpanii wynosi 4 GW, a dla Holandii 3 – 4 GW (PEP 2040 [576]),
- wydaje się, że kluczową technologią umożliwiającą wykorzystanie wodoru na szerszą skalę w gospodarce będzie elektroliza wody na skalę przemysłową (McKinsey 2021577). W tym kontekście istotne jest zwrócenie szczególnej uwagi na rozwój kompetencji podmiotów krajowych w dziedzinie technologii wytwarzania elektrolizerów. Znamienne, że na liście głównych globalnych podmiotów zajmujących się produkcją elektrolizerów nie widniej nazwa jakiegokolwiek przedsiębiorstwa z Polski (IRENA 2020 [578]),
- należy zwrócić uwagę, że odchodzenie od paliw kopalnych w Polsce oraz w skali globalnej, będzie się odbywać także przy wykorzystaniu w pełni ukształtowanych i znanych (choć ciągle doskonalonych) technologii, a nie tylko technologii, dla których czas dostępności w skali masowej (przemysłowej) dopiero się rozpoczyna, jak ma to miejsce w przypadku technologii wodorowych. Do rozpowszechnionych technologii ważnych w procesie dekarbonizacji należy wymienić zbiorczo ujęte technologie zmniejszające wydatnie zapotrzebowanie na ciepło w sektorze budynków zmierzające w tendencji w kierunku standardu domu pasywnego i poza ten standard. Zwiększone wykorzystanie tych technologii może przyczynić się wydatnie do redukcji emisji pyłów i innych niebezpiecznych dla zdrowia substancji, w wyniku eliminacji paliw stałych.

Ocena efektów środowiskowych wdrożenia scenariuszy strategii wodorowej na poziomie kraju

W poprzednim rozdziale określono wielkość emisji unikniętych, jako efektów wdrażania scenariuszy wodorowych. Tabela 164 prezentuje efekty wdrożenia scenariuszy Polskiej Strategii Wodorowej, określając wielkości emisji krajowych w 2030 roku.

Tabela 164 Emisje krajowe po wdrożeniu scenariuszy wodorowych w roku 2030

Emisje 2030	CO ₂ [t]	SO _x [t]	NO _x [t]	PM10 [t]	PM2,5 [t]
Scenariusz BAU	266 407 926	448 827	617 875	178 987	100 814

576 Polityka Energetyczna Polski do 2040 r., Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Warszawa (2021)

577 McKinsey & Company, Hydrogen insights. A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness (2021)

578 Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal, International Renewable Energy Agency IRENA, Abu Dhabi (2020)

Scenariusz PSW	329 845 092	448 385	616 278	178 909	100 751
Scenariusz UE	327 919 907	446 391	614 318	178 576	100 492

Jeżeli scenariusze byłyby wdrożone do roku 2040, a także byłby wdrożony scenariusz określony jako 2040+, to poziom krajowej emisji w 2040 roku w Polsce osiągnie wartości, które zawiera

Tabela 165.

Tabela 165 Emisje krajowe po wdrożeniu scenariuszy wodorowych i scenariusza 2040+ w roku 2040

Emisje 2040	CO ₂ [t]	SO _x [t]	NO _x [t]	PM10 [t]	PM2,5 [t]
Scenariusz BAU	266 383 974	321 174	439 910	130 676	73 603
Scenariusz PSW	264 557 586	320 731	438 313	130 599	73 540
Scenariusz UE	262 632 401	318 737	436 353	130 266	73 281
Scenariusz 2040+	228 767 393	296 647	404 244	126 580	70 389

Należało przeanalizować, jak pokazane powyżej krajowe poziomy emisji dla roku 2030 i 2040 przełożą się na redukcję stężeń zanieczyszczeń konwencjonalnych. Ponieważ stężenia gazów cieplarnianych w powietrzu nie są normowane, w związku z tym nie są objęte Państwowym Monitoringiem Środowiska. Warto jednak zaznaczyć, że spośród zanieczyszczeń konwencjonalnych zarówno emisje jak i stężenia SO₂ i NO_x są uznane za prekursorsy gazów cieplarnianych, zatem analiza zmienności ich stężeń może być wskaźnikiem trendu gazów cieplarnianych w powietrzu.

Jak wykazano wyżej, efektem ekologicznym wdrożenia scenariuszy strategii wodorowej będzie uniknięcie emisji określonych ładunków gazów cieplarnianych i substancji zanieczyszczających powietrze. Zmniejszenie emisji zanieczyszczeń powietrza powinno wpłynąć na poprawę jakości powietrza, co przekłada się na poprawę warunków życia ludzi i mniejsze zagrożenie ich zdrowia.

Należało więc oszacować, jak zmniejszenie emisji substancji zanieczyszczających w wyniku wdrożenia scenariuszy strategii wodorowej może wpłynąć na redukcję stężeń tych substancji w powietrzu, a także na poprawę jakości powietrza, czyli o ile mogą zmniejszyć się średnie roczne stężenia obszarowe poszczególnych zanieczyszczeń na terenie Polski.

Miarą jakości powietrza jest stężenie substancji zanieczyszczających, mierzone najczęściej w µg/m³. Stężenia poszczególnych substancji są normowane, a normy są określone dla różnych czasów uśredniania, najczęściej dla okresu godziny, doby lub roku.

Efekty w postaci emisji unikniętych poszczególnych substancji dla 3 rozpatrywanych scenariuszy dla roku 2030 i 2040 w Polsce przedstawia Tabela 162, a dla scenariusza 2040+ - Tabela 163.

Te wartości przyjęto jako podstawę do oszacowania zmienności prognozowanych stężeń zanieczyszczeń. Wyniki przeprowadzonych analiz zestawiono w tabeli poniżej.

Tabela 166 Średnie roczne obszarowe stężenia substancji zanieczyszczających w powietrzu w Polsce w wyniku realizacji scenariuszy BAU, PSW, UE i 2040+ w Polsce

Substancja	Średnie roczne stężenie obszarowe dla Polski w 2018 r. [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]*	Emisja odpowiedzialna za 1 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ stężenia średniego rocznego	Stężenie średnie roczne dla Polski po wdrożeniu scenariusza BAU [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	Stężenie średnie roczne dla Polski po wdrożeniu scenariusza PSW [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	Stężenie średnie roczne dla Polski po wdrożeniu scenariusza UE [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	Stężenie średnie roczne dla Polski po wdrożeniu scenariusza 2040+ [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]
Tlenki siarki (SO _x , SO ₂)	5,3	94 453	5,3	5,3	5,3	5,1
Tlenki azotu (NO _x , NO ₂)	18,0	42 226	18,0	18,0	18,0	17,2
Pył PM10	33,4	7 277	33,4	33,3	33,3	32,8
Pył PM2,5	23,7	5 777	23,7	23,7	23,6	23,1

*Bank danych pomiarowych GIOŚ za 2018 rok [579]

Tabela 167 Redukcje średniego rocznego obszarowego stężenia substancji zanieczyszczających w powietrzu w wyniku realizacji scenariuszy BAU, PSW, UE i 2040+ w Polsce

Substancja	Średnie roczne stężenie obszarowe dla Polski 2018 r. [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]*	Emisja odpowiedzialna za 1 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ stężenia średniego rocznego	Redukcja średniego obszarowego rocznego stężenia dla Polski po wdrożeniu scenariusza BAU	Redukcja średniego obszarowego rocznego stężenia dla Polski po wdrożeniu scenariusza PSW	Redukcja średniego obszarowego rocznego stężenia dla Polski po wdrożeniu scenariusza EU	Redukcja średniego obszarowego rocznego stężenia dla Polski po wdrożeniu scenariusza 2040+
Tlenki siarki (SO _x , SO ₂)	5,3	94 453	0,01%	0,09%	0,49%	4,89%
Tlenki azotu (NO _x , NO ₂)	18,0	42 226	0,00%	0,21%	0,47%	4,69%
Pył PM10	33,4	7 277	0,00%	0,03%	0,17%	1,69%
Pył PM2,5	23,7	5 777	0,00%	0,05%	0,24%	2,35%

*Bank danych pomiarowych GIOŚ za 2018 rok [580]

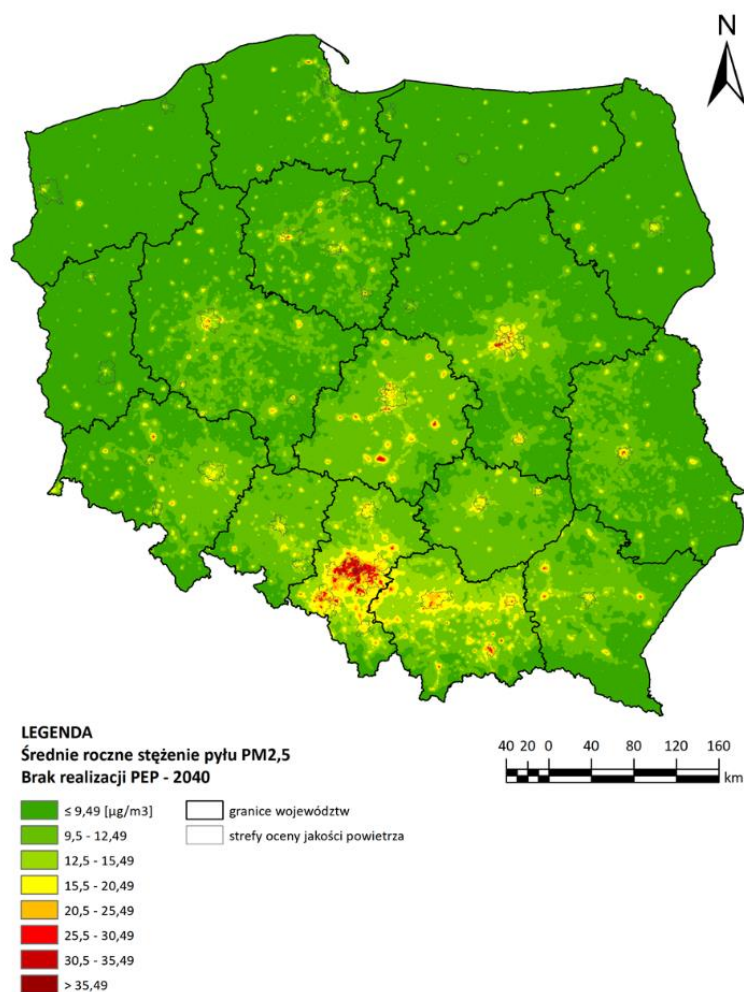
Jak wynika z powyższych danych wdrożenie scenariuszy BAU, PSW i UE nie wpłynęło znacząco na poprawę jakości powietrza na obszarze Polski, bo redukcje średnich obszarowych stężeń zanieczyszczeń mogą sięgać poniżej 1% poziomu stężeń dla roku bazowego 2018. Jedynie wdrożenie bardziej zaawansowanego scenariusza 2040+ mogłoby przynieść większy efekt redukcji stężeń zanieczyszczeń gazowych (SO_x i NO_x) na poziomie około 5%, a zanieczyszczeń pyłowych na poziomie około 2% (PM10 - 1,69% i PM2,5 - 2,35%).

Udokumentowaniem prognozowanych zmian zanieczyszczenia powietrza pyłami PM2,5 mogą być wyniki modelowania rozkładu stężeń tego zanieczyszczenia wykonane przez Atmoterm S.A w ramach Strategicznej Oceny Oddziaływania na Środowisko PEP 2040 z roku

579 Bank danych pomiarowych GIOŚ, <https://powietrze.gios.gov.pl/pjp/archives>, (dostęp: 10.04.2021)

580 tamże

2019 [581]. Jak wynika z poniższej mapy, stężenia te dla roku 2040 bez wdrożenia PEP 2040 niewiele różnią się od stężeń aktualnych, a wdrożenie PSW w kontekście danych z powyższych tabel (Tabela 166 i Tabela 167) też nie przyniesie na poziomie kraju znaczących efektów ekologicznych.



Rysunek 108 Średnie roczne stężenie pyłu PM_{2,5} na obszarze Polski w roku 2040 bez wdrożenia PEP 2040 (źródło: SOOŚ PEP 2040 [582])

Zasadnym więc jest rozpatrzenie efektów ekologicznych wdrożenia scenariusz strategii wodorowej na mniejszych obszarach np. województwach. Jak już wcześniej zasugerowano tymi województwami mogłyby być woj. śląskie z najwyższym udziałem w emisji krajowej oraz województwo pomorskie, z jednym z najniższych udziałów w emisji krajowej, ale z potencjałem produkcji wodoru z wykorzystaniem OZE.

Do analizy włączono także wariant zawężenia wdrożenia scenariuszy wodorowych na mniejszym obszarze jakim jest Aglomeracja Górnośląska.

581 Strategiczna ocena oddziaływania na środowisko projektu Polityki energetycznej Polski do 2040 r., Załącznik 3 do Polityki energetycznej Polski do 2040 r., Atmoterm S.A., Ministerstwo Klimatu i Środowiska, (2021)

582 tamże

Dla tych trzech opcji wykonano stosowne analizy, których wyniki przedstawiono w kolejnych rozdziałach.

Ocena efektów wdrożenia strategii wodorowej w województwie śląskim

Opisane wcześniej niskie efekty ograniczenia emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń, wynikające z wdrożenia scenariuszy strategii wodorowej w skali kraju stały się powodem do podjęcia analiz korzyści wdrożenia tych scenariuszy w mniejszej skali np. województwa. Do takiej analizy wybrano województwo śląskie, które ma największy udział w emisji krajowej zarówno zanieczyszczeń konwencjonalnych (SO₂, NO_x, PM₁₀, PM_{2,5}) jak i gazów cieplarnianych (CO₂, N₂O, CH₄), tj. około 20%.

Efektom ekologicznym wdrożenia strategii wodorowej będzie uniknięcie emisji określonych ładunków gazów cieplarnianych i substancji zanieczyszczających powietrze. Zmniejszenie emisji zanieczyszczeń powietrza powinno wpłynąć na poprawę jakości powietrza, co przekłada się na poprawę warunków życia ludzi i mniejsze zagrożenie ich zdrowia. Miarą jakości powietrza jest stężenie substancji zanieczyszczających, mierzone najczęściej w µg/m³. Stężenia poszczególnych substancji są normowane, a normy są określone dla różnych czasów uśredniania, najczęściej dla okresu godziny, doby lub roku.

Aby określić efekt ekologiczny dla powietrza w pierwszej kolejności oszacowano jak produkcja i zastosowanie wodoru w polskiej gospodarce wpłynie na zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych (CO₂) oraz innych zanieczyszczeń powietrza (pyłów PM₁₀ i PM_{2,5}, dwutlenku siarki oraz dwutlenku azotu). Podstawą dla tych szacunków były 3 scenariusze opisane powyżej, a wynikające z Polskiej Strategii Wodorowej.

Efekty w postaci emisji unikniętych poszczególnych substancji dla 3 scenariuszy wdrażania strategii wodorowej dla roku 2030 w Polsce, zawiera poniższa tabela.

Tabela 168 Emisje uniknięte poszczególnych zanieczyszczeń powietrza dla 3 scenariuszy wdrażania strategii wodorowej w Polsce dla roku 2030

Scenariusze wdrażania gospodarki wodorowej	Emisja uniknięta CO ₂ [t/r]	Emisja uniknięta SO ₂ [t/r]	Emisja uniknięta NO _x [t/r]	Emisja uniknięta PM ₁₀ [t/r]	Emisja uniknięta PM _{2.5} [t/r]
Scenariusz BAU	23 952	26,1	23,4	0,6	0,6
Scenariusz PSW	1 850 340	468,5	1 620,2	78,0	63,2
Scenariusz UE	3 775 525	2 462,7	3 579,7	410,9	322,5

Należało więc oszacować, jak zmniejszenie emisji substancji zanieczyszczających w wyniku jej wdrożenia może wpłynąć na redukcję emisji tych substancji do powietrza, a także na poprawę jakości powietrza, czyli o ile mogą zmniejszyć się średnie roczne stężenia poszczególnych zanieczyszczeń.

Rokiem bazowym dla szacowania zmian emisji substancji zanieczyszczających był rok 2018, dla którego dostępne były ostatnie oficjalne dane o emisjach na poziomie województwa z „Rocznej oceny jakości powietrza w województwie śląskim”⁵⁸³, (źródło danych: KOBIZE/IOŚ-PIB). Dla roku bazowego 2018 emisje przedstawiono w poniższych tabelach.

583 Roczna ocena jakości powietrza w województwie śląskim. Raport wojewódzki za rok 2019, Główny Inspektorat Ochrony Środowiska, Departament Monitoringu Środowiska, Regionalny Wydział Monitoringu Środowiska w Katowicach, Katowice (2020)

Tabela 169 Emisja roczna konwencjonalnych zanieczyszczeń powietrza w województwie śląskim w 2018 roku

Zanieczyszczenie	Jednostka	Emisja roczna* w 2018
SO _x	t/r	51 484
NO _x	t/r	74 519
PM10	t/r	31 504
PM2,5	t/r	25 801
BaP	t/r	14

*Roczna ocena jakości powietrza, GIOŚ, Katowice 2020 (źródło danych: KOBiZE/IOŚ-PIB)

Tabela 170 Emisja roczna gazów cieplarnianych w województwie śląskim w 2018 roku

Zanieczyszczenie	Jednostka	Emisja roczna w 2018
CO ₂	mln t/r	58,489
N ₂ O	tys. t/r	2,470
CH ₄	tys. t/r	448,286

Źródło danych: KOBiZE/IOŚ-PIB

Jakiego zatem efektu, jakich korzyści należy się spodziewać po wdrożeniu poszczególnych scenariuszy strategii wodorowej w województwie śląskim?

Ponieważ wdrażanie scenariuszy strategii wodorowej przewidywane jest na lata 2021 - 2030 z perspektywą do roku 2040, należało więc określić prognozę emisji substancji zanieczyszczających w tej perspektywie czasowej. Wobec braku prognoz emisji w tej perspektywie czasowej dla województwa śląskiego w wojewódzkich dokumentach strategicznych dokonano szacunku prognoz emisji zanieczyszczeń konwencjonalnych, wykorzystując w tym celu udostępnione przez KOBiZE/IOŚ-PIB prognozy dla Polski, opracowane na potrzeby sprawozdawczości międzynarodowej oraz udział emisji województwa śląskiego w emisjach krajowych na poziomie 20% w roku bazowym 2018. W poniższej tabeli zestawiono wyniki szacowanych prognoz emisji zanieczyszczeń konwencjonalnych w latach 2030 i 2040.

Tabela 171 Prognoza emisji zanieczyszczeń konwencjonalnych w latach 2030 i 2040 w województwie śląskim

Zanieczyszczenie	Jednostka	Prognoza emisji w 2030	Prognoza emisji w 2040
SO _x	t/r	61 028	39 435
NO _x	t/r	105 817	75 193
PM10	t/r	25 591	18 938
PM2,5	t/r	17 914	13 257

źródło: obliczenia własne na podstawie udziału emisji woj. śląskiego w emisji krajowej w roku bazowym

Oznacza to, że tak jak dla Polski, również w województwie śląskim wg scenariusza BAU prognozowane są redukcje emisji zanieczyszczeń konwencjonalnych, tak jak to przedstawiono w poniższej tabeli, dla najbardziej istotnych dla województwa śląskiego zanieczyszczeń pyłowych, z uwagi na fatalną jakość powietrza i występujące stany smogowe. Dla PM10 prognozowane są redukcje emisji do roku 2030 na poziomie prawie 19%, a do roku 2040 na poziomie prawie 40%. Oznaczają one oczekiwaną efektywność działań związanych z wdrażaniem uchwały antysmogowej od 2017 r. w zakresie redukcji emisji pyłów.

Tabela 172 Prognozowane procentowe redukcje emisji zanieczyszczeń konwencjonalnych w latach 2030 i 2040 w województwie śląskim

Zanieczyszczenie	Jednostka	Prognozowana redukcja emisji w 2030	Prognozowana redukcja emisji w 2040
SO _x	%	-15,6	-23,4
NO _x	%	-29,6	0,9
PM10	%	-18,8	-39,9
PM2,5	%	-30,0	-48,6

Prognozowana redukcja emisji pyłów PM2,5 do roku 2030 na poziomie 30% oraz na poziomie prawie 47% do roku 2040 wskazuje na możliwość znacznego ograniczenia narażenia mieszkańców na negatywne skutki zdrowotne. W obszarze prognoz emisji zanieczyszczeń gazowych w województwie śląskim w latach 2030 i 2040 redukcje emisji SO₂ mogą się kształtować na poziomie 15,6 i 23,4 % odpowiednio w stosunku do roku bazowego, natomiast emisje NO_x jeszcze do 2030 r. mogą ulec redukcji o ok. 30%, natomiast wynikający z szacunku wzrost emisji NO_x, co prawda niewielki, bo o 0,9% nie ma uzasadnienia i może wynikać z zakresu błędu oszacowania.

Nie wiadomo jak te prognozowane redukcje emisji zanieczyszczeń konwencjonalnych przełożą się na redukcje stężeń tych zanieczyszczeń w powietrzu wobec zachodzących zmian klimatu i zmieniających się warunków rozprzestrzeniania się emitowanych zanieczyszczeń.

W niniejszej analizie wykorzystano również dostępne prognozy emisji gazów cieplarnianych dla województw, opracowane na potrzeby sprawozdawczości międzynarodowej przez KOBiZE/IOŚ-PIB. Wielkość prognozowanych emisji dla województwa śląskiego przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 173 Prognoza emisji gazów cieplarnianych w województwie śląskim w latach 2018 - 2040

Zanieczyszczenie	Jednostka	Prognoza BAU KOBiZE			
		2018	2020	2030	2040
CO ₂	mln t/r	58,489	55,947	58,489	46,141
N ₂ O	tys. t/r	2,470	2,255	2,327	2,324
CH ₄	tys. t/r	448,286	458,289	452,125	402,356

Jak widać z powyższej tabeli, prognozy emisji gazów cieplarnianych wynikające ze strategii rozwoju do 2030 z perspektywą do roku 2040 nie wskazują na obniżenie wielkości emisji tych zanieczyszczeń z terenu województwa śląskiego do roku 2030, a do roku 2040 wskazują na możliwą redukcję emisji tych zanieczyszczeń na poziomie 21%. Redukcja ta wynika z założeń odchodzenia w sektorze energetycznym od stosowania paliw stałych jako głównego źródła do produkcji ciepła i energii elektrycznej.

Jakie zatem efekty mogą być nałożone na prognozy redukcji emisji poprzez wdrożenie scenariuszy strategii wodorowej na terenie województwa śląskiego do roku 2030 pokazują dane zawarte w poniższej tabeli.

Tabela 174 Efekty wdrożenia scenariuszy strategii wodorowej na terenie województwa śląskiego do roku 2030

Zanieczyszczenie	Jednostka	Emisja roczna w 2030	Wielkość emisji unikniętej wg scenariusza BAU, 2030	Wielkość emisji unikniętej wg scenariusza PSW, 2030	Wielkość emisji unikniętej wg scenariusza UE, 2030	Efekt redukcji scenariusz BAU 2030	Efekt redukcji scenariusz PSW 2030	Efekt redukcji scenariusz UE 2030	% redukcji emisji scenariusz BAU 2030	% redukcji emisji scenariusz PSW 2030	% redukcji emisji scenariusz UE 2030
SO _x	t/r	61 028	26,08	468,535	2462,70	61 002,1	60 559,7	58 565,5	0,0	-0,8	-4,0
NO _x	t/r	105 817	23,36	1 620,19	3 579,70	105 793,4	104 196,6	102 237,1	0,0	-1,5	-3,4
PM10	t/r	25 591	0,62	78,037	410,91	25 590,2	25 512,8	25 179,9	0,0	-0,3	-1,6
PM2,5	t/r	17 914	0,64	63,237	322,48	17 913,0	17 850,4	17 591,1	0,0	-0,4	-1,8

Największą redukcję emisji w województwie śląskim można będzie osiągnąć dla SO₂ i NO_x poprzez wdrożenie scenariusza UE. Redukcje te mogą sięgać ok. 5% emisji z roku 2018, a w stosunku do prognozowanych poziomów emisji dla roku 2030 mogą mieścić się w granicach 3-4%. Dla zanieczyszczeń pyłowych PM10 i PM2,5 może to być poziom ok. 1,6 - 1,8%, co mieści się w granicach błędów oszacowania.

Dla prognozowanych emisji w województwie śląskim dla roku 2040 wdrożenie scenariuszy strategii wodorowej może skutkować dodatkowym efektem ograniczenia emisji przedstawionym w poniższej tabeli.

Tabela 175 Efekty wdrożenia scenariuszy strategii wodorowej na terenie województwa śląskiego do roku 2040

Zanieczyszczenie	Jednostka	Emisja roczna w 2040	Wielkość emisji unikniętej wg scenariusza BAU, 2040	Wielkość emisji unikniętej wg scenariusza PSW, 2040	Wielkość emisji unikniętej wg scenariusza UE, 2040	Efekt redukcji scenariusz BAU 2040	Efekt redukcji scenariusz PSW 2040	Efekt redukcji scenariusz UE 2040	% redukcji emisji scenariusz BAU 2040	% redukcji emisji scenariusz PSW 2040	% redukcji emisji scenariusz UE 2040
SO _x	t/r	39 435	26,08	468,535	2 462,70	39 408,7	38 966,3	36 972,1	-0,1	-1,2	-6,2
NO _x	t/r	75 193	23,36	1 620,19	3 579,70	75 169,2	73 572,4	71 612,9	0,0	-2,2	-4,8
PM10	t/r	18 938	0,62	78,037	410,91	18 937,6	18 860,2	18 527,3	0,0	-0,4	-2,2
PM2,5	t/r	13 257	0,64	63,237	32 248	13 256,2	13 193,6	12 934,3	0,0	-0,5	-2,4

Wdrożenie scenariuszy strategii wodorowej w województwie śląskim dla roku 2040 może przynieść większe efekty ekologiczne. Emisja SO₂ może zostać dodatkowo zredukowana w stosunku do planowanych działań o ponad 6%, emisja NO_x może być zmniejszona dodatkowo o prawie 5%, a emisja pyłów PM10 i PM2,5 może ulec redukcji o dodatkowych 2,2 - 2,4%, co dla województwa śląskiego jest istotne z punktu widzenia walki o poprawę jakości powietrza. Na zmieniające się warunki klimatyczne nie mamy wpływu, ale każde działania przybliżające nas do redukcji emisji zanieczyszczeń mają istotne znaczenie w staraniach o ograniczenie stanów smogowych i poprawę jakości powietrza. A w tym wypadku ograniczenie emisji pyłów nawet o 2 - 2,5% może mieć istotne znaczenie dla poprawy komfortu życia społeczności lokalnych.

Dla gazów cieplarnianych efekty wdrożenia scenariuszy strategii wodorowej w województwie śląskim również nie przyniosą znaczących redukcji emisji dla roku 2030. Wskazują na to wyniki przeprowadzonej analizy przedstawione w poniższej tabeli.

Tabela 176 Efekty wdrożenia scenariuszy strategii wodorowej na terenie województwa śląskiego dla gazów cieplarnianych

Zanieczy- szczenie	Jedno- stka	Prognoza BAU KOBIZE				Scenariusz PSW		Scenariusz UE	
		2018	2020	2030	2040	2030	2040	2030	2040
CO ₂	mln t/r	58,489	0,000	58,489	46,141	56,639		54,713	
N ₂ O	tys. t/r	2,470	0,000	2,327	2,324	0,707		-1,253	
CH ₄	tys. t/r	448,286	0,000	452,125	402,356	452,125		452,12	

Redukcja emisji CO₂ w roku 2030 będzie możliwa na poziomie ok. 1% przy wdrożeniu scenariusza UE i ok. 3,5% redukcji emisji N₂O przy wdrożeniu scenariusza PSW.

Zarówno w przypadku zanieczyszczeń konwencjonalnych jak i gazów cieplarnianych efekty wdrożenia scenariuszy strategii wodorowej zawężone do województwa śląskiego są większe, niż wynika to z analiz przeprowadzonych dla obszaru Polski.

Jak te efekty redukcji emisji mogą się przełożyć na poprawę jakości powietrza, a w konsekwencji na poprawę warunków życia mieszkańców? Aby określić tę zależność zastosowano opisany w metodyce model statystyczny odnoszący roczne emisje zanieczyszczeń do średnich rocznych obszarowych poziomów stężeń, zmierzonych na stacjach monitoringu powietrza Państwowego Monitoringu Środowiska (PMS) w województwie śląskim. Wyliczono tzw. współczynniki transmisji określające jaki ładunek emitowanych zanieczyszczeń odpowiada za zmianę średniorocznego stężenia o 1 µg/m³. W ten uproszczony sposób można ocenić potencjalne efekty planowanych do wdrożenia strategii w odniesieniu do poprawy jakości powietrza.

Wyniki tej analizy przeprowadzonej dla województwa śląskiego przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 177 Ocena potencjalnych efektów wdrożenia strategii w odniesieniu do poprawy jakości powietrza w województwie śląskim w 2030 roku

Zanieczy- szczenie	Jed- nostka	Emisja roczna*	Średnie roczne obszarowe stężenie zanieczy- szczenia [µg/m ³]**	Wielkość emisji rocznej powodująca zmianę średniego rocznego stężenia o 1 µg/m ³	Wielkość emisji unikniętej wg scenariusza BAU 2030	Wielkość emisji unikniętej wg scenariusza PSW 2030	Wielkość emisji unikniętej wg scenariusza UE 2030	Zmiana średniego rocznego stężenia obszarowego w 2030 wg scenariusza BAU [µg/m ³]	Zmiana średniego rocznego stężenia obszarowego w 2030 wg scenariusza PSW [µg/m ³]	Zmiana średniego rocznego stężenia obszarowego w 2030 wg scenariusza UE [µg/m ³]
SO _x	t/r	51 484	10	5 200	26,08	468,535	2 462,70	0,01	0,09	0,47
NO _x	t/r	74 519	29	2 570	23,36	1 620,19	3 579,70	0,01	0,63	1,39
PM10	t/r	31 504	33	946	0,62	78,037	410,91	0,00	0,08	0,43
PM2,5	t/r	25 801	24	1 062	0,64	63,237	322,48	0,00	0,08	0,30
BaP	t/r	14	7	2	0,034	0,044	0,134	0,02	0,02	0,06

*źródło: opracowanie własne na podstawie danych z KOBIZE/IOŚ-PIB

**źródło: GIOŚ

Jak wynika z powyższych danych wdrożenie scenariuszy strategii wodorowej na obszarze województwa śląskiego nie przełoży się na poprawę jakości powietrza w roku 2030. W ostatniej kolumnie tabeli podano najbardziej optymistyczne prognozy redukcji stężeń średnich rocznych dla całego obszaru województwa śląskiego i te jedynie dla NO_x dają wartość powyżej 1µg/m³, co w praktyce oznacza brak poprawy jakości powietrza mimo planowanego zaangażowania dużych środków, a w efekcie brak poprawy komfortu życia mieszkańców.

Wdrożenie scenariusza 2040+ w województwie śląskim może skutkować znacznymi redukcjami emisji zanieczyszczeń. Wyniki analizy przeprowadzonej dla tego scenariusza zawiera Tabela 178.

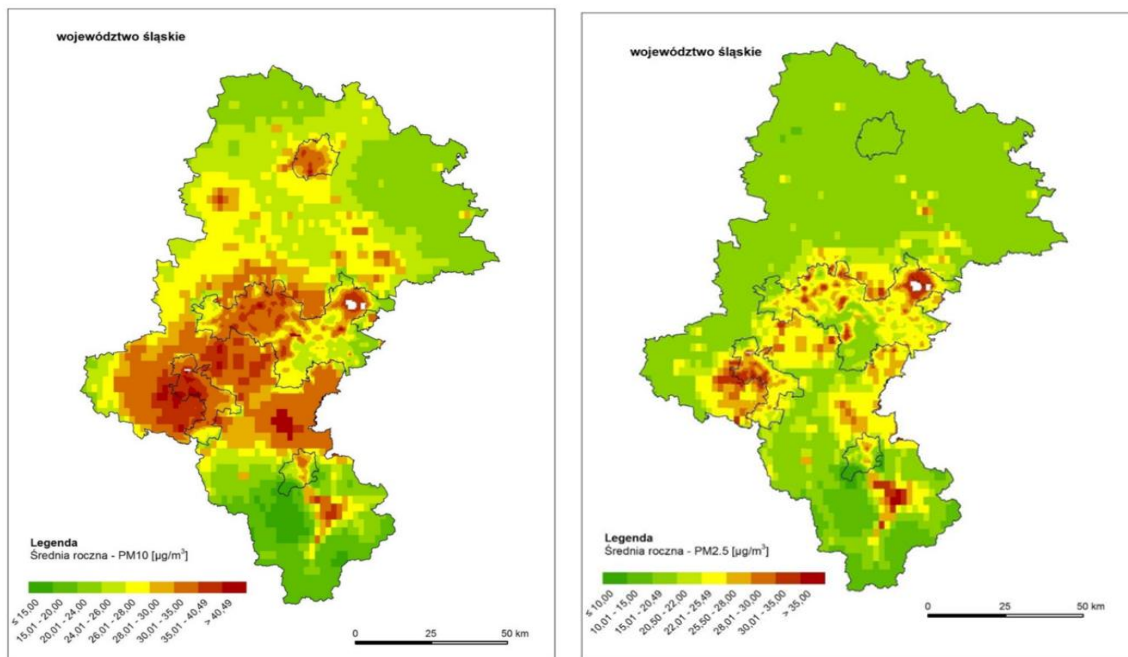
Tabela 178 Efekty wdrożenia scenariusza 2040+ w województwie śląskim - redukcje emisji zanieczyszczeń w 2040 r.

Zanieczyszczenie	Emisja roczna w województwie śląskim w 2018 [t/r]	Prognoza emisji po wdrożeniu scenariusza 2040+ [t/r]	Redukcja emisji [%]
CO ₂	58 489 000	20 848 467	35,65
SO ₂	51 484	14 882	47,69
NO ₂	74 519	39 504	53,01
PM10	31 504	14 841	47,11
PM2,5	25 801	10 042	38,92

Jak wynika z powyższej tabeli wdrożenie scenariusza 2040+ może skutkować obniżeniem emisji w stosunku do roku bazowego dla CO₂ ~ 63%, zanieczyszczeń gazowych SO₂ i NO₂ odpowiednio ~48 i 53%, a dla zanieczyszczeń pyłowych PM10 i PM2,5 odpowiednio 47% i 39%.

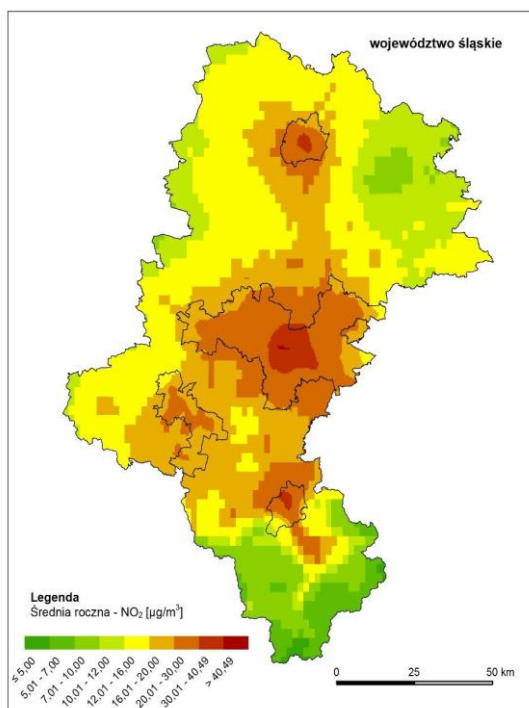
Według ostatniej, dostępnej obecnie „Rocznej oceny jakości powietrza w województwie śląskim”⁵⁸⁴, (źródło danych: KOBiZE/IOŚ-PIB) rozkłady przestrzenne kluczowych zanieczyszczeń mających wpływ na jakość powietrza w województwie śląskim w roku oceny przedstawiały się następująco:

584 Roczna ocena jakości powietrza w województwie śląskim. Raport wojewódzki za rok 2019, Główny Inspektorat Ochrony Środowiska, Departament Monitoringu Środowiska, Regionalny Wydział Monitoringu Środowiska w Katowicach, Katowice (2020)



Rysunek 109 Rozkład przestrzenny średniorocznego stężenia pyłu PM10 i PM2,5 opracowany z wykorzystaniem metody szacowania w oparciu o wyniki modelowania jakości powietrza dla 2019 roku wykonanego przez IOŚ-PIB

Dla NO_x rozkład przestrzenny stężeń średnich rocznych wg ostatniej „Rocznej oceny jakości powietrza”⁵⁸⁵, przedstawiał się następująco:



585 tamże

Rysunek 110 Rozkład przestrzenny średniorocznego stężenia NO₂, opracowany z wykorzystaniem metody szacowania w oparciu o wyniki modelowania jakości powietrza dla 2019 roku wykonanego przez IOŚ-PIB

Jak wynika z legendy map dla pyłów PM₁₀ i PM_{2,5} przedziały stężeń mają zmienność 5 µg/m³, a w przypadku NO₂ jest to 2 µg/m³, co przy wykazanych wyżej efektach redukcji stężeń zanieczyszczeń konwencjonalnych maksymalnie na poziomie 1 µg/m³ dla NO_x nie zmieni ani poziomu średnich rocznych stężeń, ani ich rozkładów przestrzennych w skali województwa. Być może przyniesie to efekty w mniejszej skali np. w skali aglomeracji lub skali lokalnej.

Wdrożenie wariantu 2040+ strategii wodorowej w województwie śląskim może przynieść znaczące efekty w postaci redukcji stężeń średnich rocznych. Wyniki przeprowadzonych analiz przedstawia poniższa tabela.

Tabela 179 Redukcja stężeń w woj. śląski po wdrożeniu scenariusza 2040+

Zanieczyszczenie	Wielkość emisji rocznej odpowiadająca za zmianę stężenia zanieczyszczeń o 1 µg/m ³ [t]	Redukcja stężeń wynikająca z obniżenia emisji do 2040 r. wg wariantu 2040+ [µg/m ³]	Stężenie średnie roczne w 2018 r [µg/m ³]	Stężenie średnie w 2040 r. po wdrożeniu scenariusza 2040 [µg/m ³]	Redukcja stężeń w 2040 r.
SO _x	5 200	4,7	10	5,3	47,22
NO _x	2 570	13,9	29	15,1	47,89
PM ₁₀	946	4,3	33	28,7	13,12
PM _{2,5}	1 062	3,0	24	21,0	12,61

Jak wskazują dane w powyższej tabeli dla zanieczyszczeń gazowych SO₂ i NO₂ może to być reedukacja stężeń o 47% w stosunku do stężeń średnich rocznych tych zanieczyszczeń w roku bazowym natomiast dla zanieczyszczeń pyłowych redukcja ta wynosić może ~13%.

Ocena efektów wdrożenia strategii wodorowej w odniesieniu do Aglomeracji Górnośląskiej

Efektem ekologicznym wdrożenia strategii wodorowej będzie uniknięcie emisji określonych ładunków gazów cieplarnianych i substancji zanieczyszczających powietrze. Zmniejszenie emisji zanieczyszczeń powietrza wpłynie na poprawę jakości powietrza, co przekłada się na poprawę warunków życia ludzi i mniejsze zagrożenie ich zdrowia. Miarą jakości powietrza jest stężenie substancji zanieczyszczających, mierzone najczęściej w $\mu\text{g}/\text{m}^3$. Stężenia poszczególnych substancji są normowane, a normy są określone dla różnych czasów uśredniania, najczęściej dla okresu godziny, doby lub roku. Aby określić efekt ekologiczny dla powietrza w pierwszej kolejności oszacowano, jak zastosowanie wodoru wpłynie na zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych (CO_2) oraz zanieczyszczeń powietrza (pyłów PM_{10} i $\text{PM}_{2.5}$, dwutlenku siarki oraz dwutlenku azotu). Efekty w postaci emisji unikniętych poszczególnych substancji dla 3 scenariuszy strategii wodorowej, zawiera poniższa tabela.

Tabela 180 Efekty w postaci unikniętych emisji poszczególnych zanieczyszczeń powietrza dla 3 scenariuszy strategii wodorowej

Scenariusze wdrażania gospodarki wodorowej	Emisja uniknięta CO_2 [t/r]	Emisja uniknięta SO_2 [t/r]	Emisja uniknięta NO_x [t/r]	Emisja uniknięta PM_{10} [t/r]	Emisja uniknięta $\text{PM}_{2.5}$ [t/r]
Scenariusz BAU	23 952	26,1	23,4	0,6	0,6
Scenariusz PSW	1 850 340	468,5	1 620,2	78,0	63,2
Scenariusz UE	3 775 525	2 462,7	3 579,7	410,9	322,5

Niniejsza analiza oparta jest na założeniu, że strategia wodorowa zostanie wdrożona na obszarze Aglomeracji Górnośląskiej. Należało więc oszacować, jak zmniejszenie substancji zanieczyszczających wpłynie na jakość powietrza, czyli o ile zmniejszą się stężenia poszczególnych zanieczyszczeń.

Wykorzystano do tego wcześniej opisaną metodykę szacowania wpływu zmniejszenia emisji zanieczyszczeń powietrza na jakość powietrza określoną zmniejszeniem stężeń średniorocznych poszczególnych zanieczyszczeń. Metoda ta bazuje na powiązaniu emitowanego rocznego ładunku zanieczyszczenia z danego obszaru i stężenia średnioroczного tego zanieczyszczenia określonego dla tego obszaru w oparciu o dane monitoringowe. W przypadku Aglomeracji Górnośląskiej wykorzystano fakt, że stanowi ona wydzieloną strefę z uwagi na ocenę jakości powietrza, co wymusza dokonywanie okresowych bilansów emisji zanieczyszczeń powietrza oraz prowadzenie monitoringu jakości powietrza opartego na sieci stacji monitoringowych. W związku z tym dla obszaru strefy są dostępne informacje o emitowanych ładunkach zanieczyszczeń powietrza oraz informacje o poziomach stężeń poszczególnych zanieczyszczeń. Niniejsza analiza została oparta na danych emisyjnych z roku 2018 (przygotowanych w ramach POP 2020 [586]) oraz na wynikach

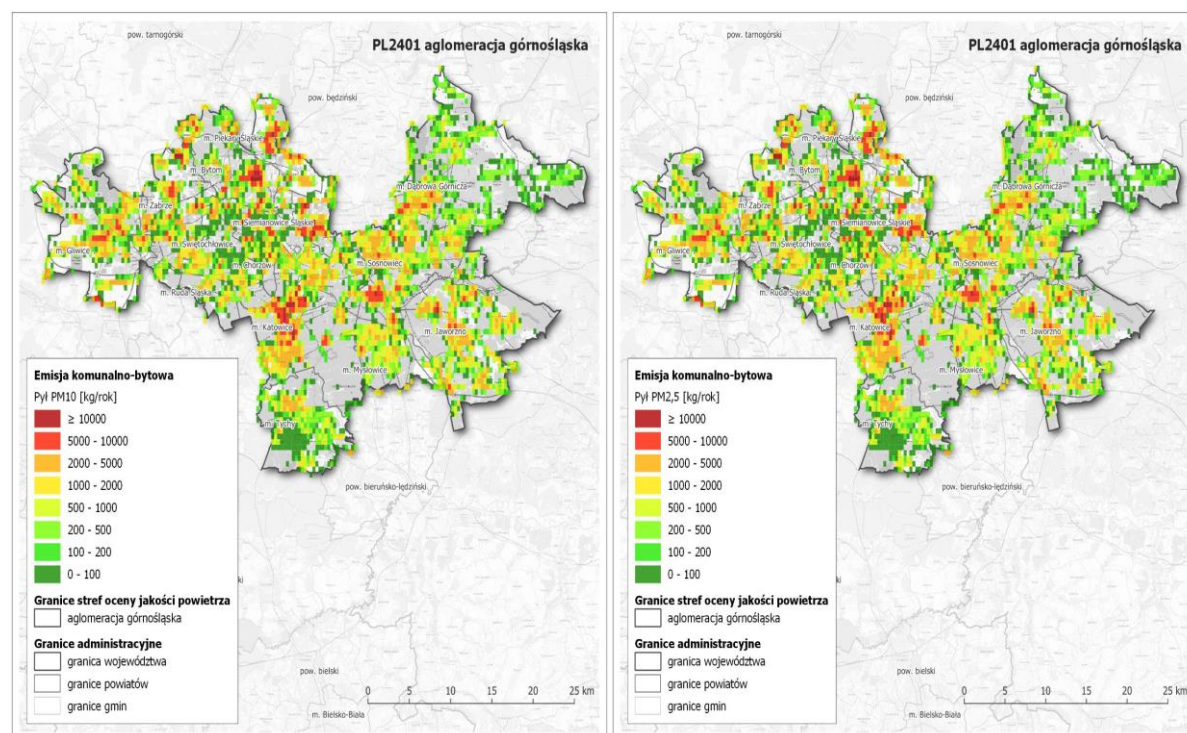
monitoringu powietrza z tego samego roku, publikowanych na portalu internetowym WIOŚ w Katowicach [587].

Emisja zanieczyszczeń z obszaru Aglomeracji Górnośląskiej w 2018 roku wynosiła:

Tabela 181 Emisja zanieczyszczeń z obszaru Aglomeracji Górnośląskiej w 2018

Parametr	PM10	PM2,5	NO _x	SO ₂
Emisja [t/r]	9 747	8 518	31 255	18 452

Największy udział w tych emisjach mają źródła komunalno-bytowe (67%). Przestrzenny rozkład emisji PM10 i PM2,5 z tych źródeł przedstawiono na poniższych mapach.



Rysunek 111 Lokalizacja i wielkość emisji pyłu PM10 i PM2,5 ze źródeł sektora komunalno-bytowego w Aglomeracji Górnośląskiej w roku bazowym 2018.

(źródło: POP 2020 [588])

Stężenia średnie roczne poszczególnych zanieczyszczeń na obszarze Aglomeracji Górnośląskiej wyznaczono analizując dane pomiarowe z kilku stacji monitoringu powietrza zlokalizowanych na jej obszarze.

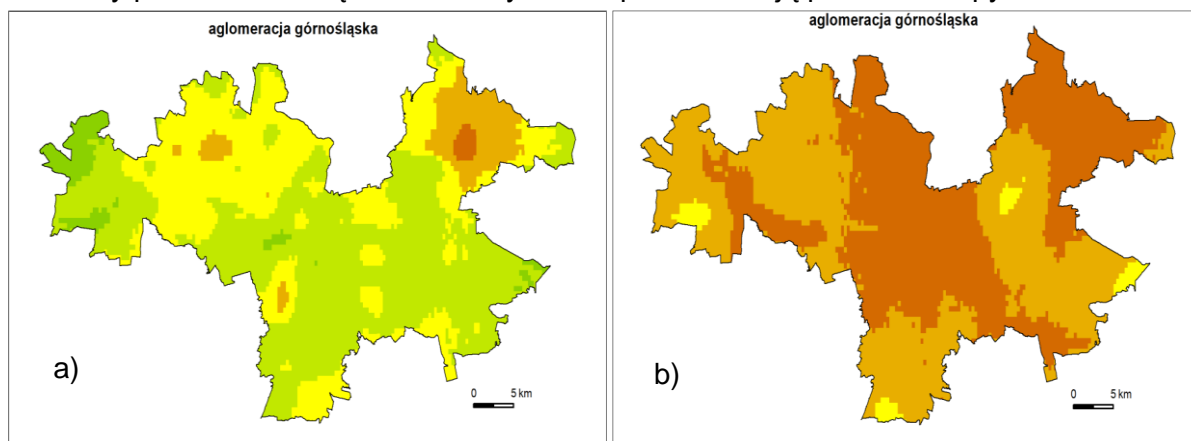
587 System monitoringu jakości powietrza, Wojewódzki Inspektorat Ochrony Środowiska w Katowicach, <http://powietrze.katowice.wios.gov.pl/>, (dostęp: 22.04.2021)

588 Program ochrony powietrza dla województwa śląskiego, Atmoterm S.A., Uchwała Sejmiku Województwa Śląskiego nr VI/21/12/2020 z dnia 22 czerwca 2020

Tabela 182 Analiza stężeń średnich rocznych dla obszaru Aglomeracji Górnośląskiej

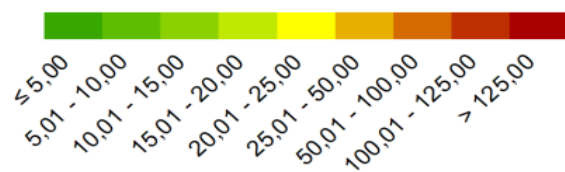
Stacja	PM10 [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	PM2,5 [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	NO ₂ [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	SO ₂ [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]
Dąbrowa Górnicza	41,8		26,9	8,4
Gliwice	40,0	32,9	23,3	8,1
Katowice Kossutha	40,0	30,0	29,7	9,5
Sosnowiec	37,2		22,3	9,8
Tychy	38,0		23,4	10,9
Zabrze	44,9		23,2	12,9
Średnia dla Aglomeracji Górnośląskiej	40,3	31,5	24,8	9,9

Rozkłady przestrzenne stężeń zanieczyszczeń przedstawiają poniższe mapy.



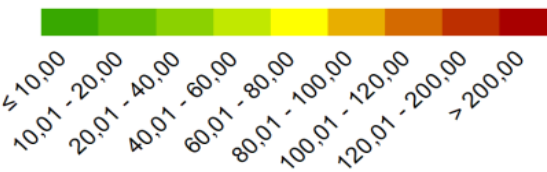
Legenda

4 maksymalne stężenie
dobowe dla SO₂ [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]



Legenda

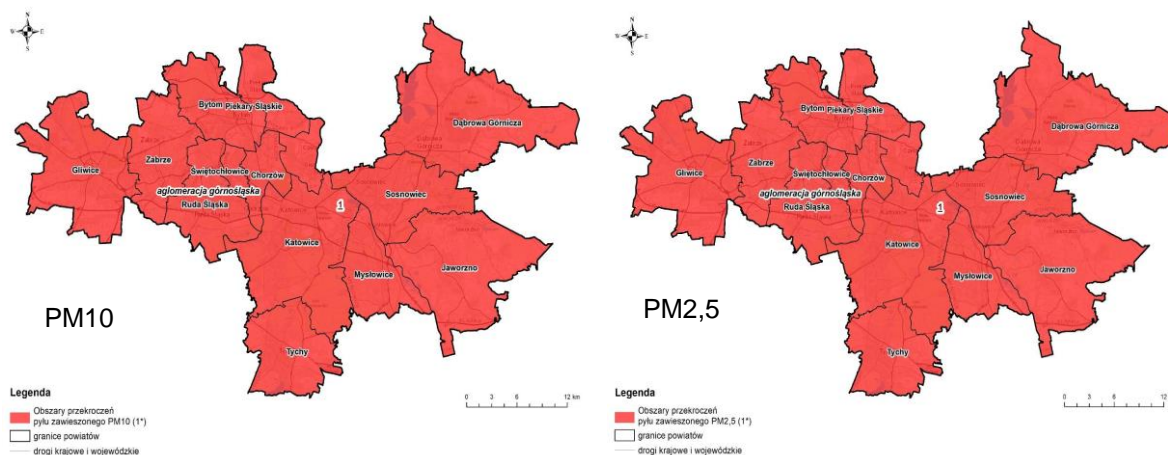
19 maksymalne stężenie
godzinowe dla NO₂ [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]



Rysunek 112 Rozkłady przestrzenne stężeń zanieczyszczeń na obszarze strefy Aglomeracji Górnośląskiej.

(źródło: POP 2020 [589])

- a) rozkład przestrzenny wartości stężenia SO₂ wyrażony jako 4. maksymalne stężenie z rocznej serii stężeń dobowych na obszarze strefy Aglomeracji Górnośląskiej, będący wynikiem modelowania jakości powietrza dla roku 2019 wykonanego przez IOŚ-PIB
- b) Rozkład przestrzenny wartości stężenia NO₂ wyrażony jako 19. maksymalne stężenie z rocznej serii stężeń jednogodzinnych w województwie śląskim w 2019 roku, będący wynikiem modelowania jakości powietrza dla roku 2019 wykonanego przez IOŚ-PIB



Rysunek 113 Obszary przekroczeń poziomu dopuszczalnego dla pyłu PM10 i PM2,5 (dobowe) na terenie aglomeracji górnośląskiej w 2018 roku (źródło: POP 2020)

Na kształtowanie stężeń zanieczyszczeń w obrębie Aglomeracji miały wpływ także źródła emisji zlokalizowane poza jej granicami. Wielkość tego udziału jest określana jako tzw. tło regionalne. Tło regionalne zostało określone metodą modelowania (dane POP 2020). Wielkości tła regionalnego zestawiono poniżej.

Tabela 183 Wielkości tła regionalnego w Aglomeracji Górnośląskiej dla wybranych zanieczyszczeń powietrza

Parametr	PM10 [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	PM2,5 [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	NO ₂ [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	SO ₂ * [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]
Poziom tła średniorocznego	14	11	4	1,6

*obliczono we własnym zakresie przyjmując udział tła w stężeniu średnim rocznym jak dla NO₂

Aby określić poziom stężenia średniego rocznego, za który odpowiada emisja w granicach Aglomeracji, należy pomniejszyć poziom stężenia średniego rocznego o poziom tła regionalnego.

Tabela 184 Poziom zredukowanego stężenia średniego rocznego w Aglomeracji Górnośląskiej dla wybranych zanieczyszczeń powietrza

Parametr	PM10 [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	PM2,5 [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	NO ₂ [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	SO ₂ * [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]
Poziom zredukowanego stężenia średniego rocznego	26,3	20,5	20,8	8,3

*obliczono we własnym zakresie przyjmując udział tła w stężeniu średnim rocznym jak dla NO₂

W następnej kolejności powiązано emisje poszczególnych zanieczyszczeń z wielkością zredukowanego stężenia średniego rocznego (pomniejszonego o poziom tła regionalnego) określając jaka wielkość emitowanego zanieczyszczenia w t/r odpowiada za 1 µg stężenia średniego rocznego tego zanieczyszczenia. Obliczone wielkości ładunków mogą być wykorzystane w dalszej analizie mającej na celu określenie wpływu wdrożenia strategii wodorowej na jakość powietrza. Wyznaczone ładunki poszczególnych zanieczyszczeń zawiera poniższa tabela.

Tabela 185 Wielkość emisji odpowiedzialna za 1 µg/m³ stężenia średniorocznego wybranych zanieczyszczeń powietrza

Parametr	PM10	PM2,5	NO ₂	SO ₂
Emisja jednostkowa E _j [t/r]	370	417	1503	2215

W celu określenia wpływu poszczególnych strategii wdrażania gospodarki wodorowej na poprawę jakości powietrza wykorzystano obliczone wcześniej ładunki emisji unikniętych i korzystając z emisji jednostkowych z powyższej tabeli wyliczono, w jaki sposób zmniejszenie emitowanych ładunków wpłynie na jakość powietrza, której miernikiem jest poziom stężenia średniego rocznego.

Zmniejszenie stężenia średniego rocznego na obszarze Aglomeracji Górnośląskiej wyniesie:

$$R_{ss} = E_u / E_j$$

gdzie:

R_{ss} - zmniejszenie stężenia średniego rocznego [µg/m³],

E_u - emisja roczna uniknięta [t/r],

E_j - emisja odpowiedzialna za 1 µg/m³ stężenia średniego rocznego.

Uzyskany efekt ekologiczny wyrażony obniżeniem średnich rocznych stężeń wybranych zanieczyszczeń powietrza przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 186 Uzyskany efekt ekologiczny wyrażony obniżeniem średnich rocznych stężeń wybranych zanieczyszczeń powietrza

Scenariusze wdrażania gospodarki wodorowej	PM10 [µg/m ³]	PM2,5 [µg/m ³]	NO ₂ [µg/m ³]	SO ₂ [µg/m ³]
Scenariusz BAU	0,00	0,00	0,02	0,01
Scenariusz PSW	0,21	0,15	1,08	0,21
Scenariusz UE	1,11	0,77	2,38	1,11

Wyliczony powyżej efekt ekologiczny można zobrazować w zestawieniu z poziomami średnich rocznych stężeń jakie występują obecnie na obszarze Aglomeracji Górnośląskiej.

Tabela 187 Poziomy średnich rocznych stężeń wybranych zanieczyszczeń powietrza występujące aktualnie na obszarze Aglomeracji Górnośląskiej

Parametr	PM10 [µg/m ³]	PM2,5 [µg/m ³]	NO ₂ [µg/m ³]	SO ₂ [µg/m ³]
Stężenie średnioroczne w 2018	40,3	31,5	24,8	9,9

Wyliczony efekt wyrażony w procentowym obniżeniu średnich rocznych stężeń poszczególnych zanieczyszczeń na obszarze Aglomeracji Górnośląskiej (w odniesieniu do stężeń z 2018 r.) jest następujący:

Tabela 188 Procentowe obniżenie średnich rocznych stężeń poszczególnych zanieczyszczeń na obszarze Aglomeracji Górnośląskiej

Uzyskane zmniejszenie stężenia średniego rocznego [%]	PM10	PM2,5	NO₂	SO₂
Scenariusz BAU	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%
Scenariusz PSW	0,5%	0,5%	4,3%	2,1%
Scenariusz UE	2,8%	2,5%	9,6%	11,2%

Podsumowując efekty wdrażania strategii wodorowej w Aglomeracji Górnośląskiej można stwierdzić, że w przypadku scenariusza BAU efekty są znikome i w odniesieniu do każdego z analizowanych zanieczyszczeń nie przekraczają poziomu 0,1% obecnie notowanych stężeń średnich rocznych poszczególnych zanieczyszczeń. W przypadku scenariusza PSW efekty te osiągają od 0,5% do 4,3% redukcji stężeń, a w przypadku scenariusza UE od 2,5 do 11,2%, w zależności od zanieczyszczenia. Najwyższe efekty dotyczą zmniejszenia stężeń NO₂ i SO₂, które w scenariuszu PSW wynoszą odpowiednio 4,3% i 2,1%, a w scenariuszu UE - 9,6% i 11,2%.

W przypadku gazów cieplarnianych efektem wdrażania strategii wodorowej na obszarze Aglomeracji Górnośląskiej będzie ograniczenie ich ładunków emitowanych do powietrza. Emisje gazów cieplarnianych z obszaru Aglomeracji Górnośląskiej dla roku 2018 nie były szacowane, gdyż programy ochrony powietrza nie dotyczą gazów cieplarnianych. Na potrzeby niniejszej pracy oszacowano emitowany ładunek CO₂, wychodząc z emisji na poziomie województwa. Emisja wojewódzka z kolei została określona na podstawie danych z lat 2010 - 2012, kiedy to KOBiZE przeprowadziło szacunek emisji gazów cieplarnianych na poziomie województw. Na podstawie tych danych określono udział województwa śląskiego w krajowej emisji CO₂, który wykorzystano przy oszacowaniu emisji dla roku 2018 (bazując na emisji krajowej GHG określonej przez KOBiZE).

Tabela 189 Emisja gazów cieplarnianych z obszaru województwa śląskiego w 2018 r.

Parametr	CO₂
Emisja [t/r]*	58 489 000

*oszacowane na podstawie udziału w emisji krajowej 2010 - 2012

Emisja CO₂ z obszaru Aglomeracji Górnośląskiej została oszacowana z emisji wojewódzkiej przy przyjęciu udziału Aglomeracji w emisji wojewódzkiej jako średniego udziału określonego dla zanieczyszczeń konwencjonalnych (NO_x, PM10 i PM2,5), który stanowi 35,3%.

Tabela 190 Emisja gazów cieplarnianych z obszaru Aglomeracji Górnośląskiej w 2018 r.

Parametr	CO₂
-----------------	-----------------------

Emisja [t/r]	20 646 617
--------------	------------

Porównując wielkości unikniętych ładunków CO₂, wynikających z wdrażania strategii wodorowej (przy założeniu że wdrożenie tej strategii będzie ograniczone do obszaru Aglomeracji Górnośląskiej) oraz całkowitą emisję CO₂ z tego obszaru, określono możliwe procentowe redukcje emitowanego ładunku CO₂.

Tabela 191 Emisja CO₂ oraz wielkości emisji unikniętej i procentowe redukcje emitowanego ładunku CO₂ z obszaru Aglomeracji Górnośląskiej dla 3 rozpatrywanych scenariuszy

Emisja z obszaru Aglomeracji Górnośląskiej [t/r]	20 646 617
Emisja uniknięta - scenariusz BAU [t/r]	23 952
Emisja uniknięta - scenariusz PSW [t/r]	1 850 340
Emisja uniknięta - scenariusz UE [t/r]	3 775 525
Emisja uniknięta - scenariusz BAU [%]	0,12
Emisja uniknięta - scenariusz PSW [%]	8,96
Emisja uniknięta - scenariusz UE [%]	18,29

Reasumując, efekty wdrażania strategii wodorowej w zakresie obniżenia emisji gazów cieplarnianych mogą być znaczące, a wdrożenie scenariusza PSW spowoduje zmniejszenie ładunku emitowanego CO₂ o około 9%, natomiast wdrożenie scenariusza UE (strategia plus) może dać wzrost efektu do około 18,2%.

Ocena efektów wdrożenia poszczególnych scenariuszy strategii wodorowej w województwie pomorskim

Województwo pomorskie charakteryzuje się znacznie lepszą jakością powietrza w porównaniu do wcześniej analizowanego województwa śląskiego. Jest to związane z mniejszym uprzemysłowieniem i mniejszą liczbą mieszkańców, co przekłada się na poziom emisji zanieczyszczeń do powietrza. Emisje podstawowych zanieczyszczeń powietrza są 2 - 2,5 razy niższe w porównaniu z województwem śląskim.

Tabela 192 Emisja roczna konwencjonalnych zanieczyszczeń powietrza w województwie pomorskim w 2018

Zanieczyszczenie	Jednostka	Emisja roczna*
SO ₂	t/r	21 499
NO _x	t/r	28 305
PM10	t/r	17 730
PM2,5**	t/r	13 865

*Roczna ocena jakości powietrza w województwie pomorskim 2018590

**emisja PM2,5 wyliczona z emisji PM10 na podstawie współczynnika określonego na bazie oceny za rok 2019

Tabela 193 Emisja roczna gazów cieplarnianych w województwie pomorskim w 2018

Zanieczyszczenie	Emisja roczna w 2018
CO ₂ [mln t/r]	12,80984
CH ₄ [tys. t/tok]	77,45633
N ₂ O [tys. t/r]	3,732177

Źródło danych: KOBiZE/IOŚ-PIB

Ponieważ wdrażanie scenariuszy strategii wodorowej przewidywane jest na lata 2021 – 2030 z perspektywą do roku 2040, należało zatem określić prognozę emisji wybranych zanieczyszczeń powietrza w tej perspektywie czasowej. W tym celu wykorzystano dostępne prognozy emisji opracowane na potrzeby sprawozdawczości międzynarodowej przez KOBiZE/IOŚ-PIB. Niestety dotyczą one tylko emisji gazów cieplarnianych. Wielkość prognozowanych emisji przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 194 Wielkość prognozowanych emisji gazów cieplarnianych w województwie pomorskim

Zanieczyszczenie	Prognoza emisji		
	2018	2030	2040
CO ₂ [mln t/r]	12,80984	12,58184	10,10537
CH ₄ [tys. t/tok]	77,45633	78,11964	69,52045
N ₂ O [tys. t/r]	3,732177	3,515892	3,510862

Jak wynika z powyższej tabeli prognozy emisji gazów cieplarnianych wynikające ze strategii rozwoju do 2030 z perspektywą do roku 2040 wskazują na niewielkie zmiany emisji tych zanieczyszczeń do roku 2030, a do roku 2040 wskazują na możliwą redukcję emisji. Redukcja ta, podobnie jak w przypadku województwa śląskiego, wynika z założeń odchodzenia w sektorze energetycznym od stosowania paliw stałych jako głównego źródła produkcji ciepła i energii elektrycznej.

Poprzez wdrożenie strategii wodorowej na terenie województwa pomorskiego do roku 2030 zostaną osiągnięte te same poziomy unikniętych poziomów emisji co w przypadku wdrożenia ich na obszarze całego kraju czy też w województwie śląskim. Jednak efekty tych zmian wyrażone w procentowym zmniejszeniu emitowanych ładunków zanieczyszczeń jak i stężeń tych zanieczyszczeń w powietrzu będą inne. Pokazują to poniższe tabele.

Tabela 195 Emisje uniknięte dla poszczególnych scenariuszy wdrażania strategii wodorowej w województwie pomorskim

Scenariusze wdrażania gospodarki wodorowej	Emisja uniknięta CO ₂ [t/r]	Emisja uniknięta SO ₂ [t/r]	Emisja uniknięta NO _x [t/r]	Emisja uniknięta PM ₁₀ [t/r]	Emisja uniknięta PM _{2.5} [t/r]
Scenariusz BAU	23 952	26,1	23,4	0,6	0,6
Scenariusz PSW	1 850 340	468,5	1 620,2	78,0	63,2
Scenariusz UE	3 775 525	2462,7	3 579,7	410,9	322,5

Tabela 196 Procentowe udziały emisji unikniętych w emisjach wojewódzkich dla roku 2018

Zanieczyszczenie	Udział emisji unikniętych w emisjach wojewódzkich			
	PM10	PM2,5	NO _x	SO ₂
Scenariusz BAU	0,00%	0,01%	0,10%	0,15%
Scenariusz PSW	0,56%	0,58%	7,25%	2,76%
Scenariusz UE	2,93%	2,94%	16,01%	14,50%

Największą redukcję emisji w województwie pomorskim można będzie osiągnąć dla SO₂ i NO_x poprzez wdrożenie scenariusza UE. Redukcje te mogą sięgać odpowiednio około 14,5% - 16% emisji z roku 2018. Dla zanieczyszczeń pyłowych może to być poziom około 3%. Jak widać poziomy redukcji emitowanych ładunków są znacznie wyższe niż w przypadku województwa śląskiego, co jest oczywiste z uwagi na mniejsze ładunki obecnie emitowanych zanieczyszczeń.

Dla gazów cieplarnianych efekty wdrożenia scenariuszy strategii wodorowej oceniono porównując wielkość emisji unikniętej CO₂ oraz ładunek emitowanego CO₂ wg prognozy dla roku 2030.

Tabela 197 Wielkości emisji unikniętych CO₂ i ich udział w emisji województwa pomorskiego.

Emisja z obszaru województwa pomorskiego prognoza 2030 [t/r]	12 581 840
Emisja uniknięta - scenariusz BAU [t/r]	23 952
Emisja uniknięta - scenariusz PSW [t/r]	1 850 340
Emisja uniknięta - scenariusz UE [t/r]	3 775 525
Emisja uniknięta - scenariusz BAU [%]	0,2%
Emisja uniknięta - scenariusz PSW [%]	14,7%
Emisja uniknięta - scenariusz UE [%]	30,0%

Wdrożenie strategii wodorowych na obszarze województwa pomorskiego daje efekt w postaci obniżenia emitowanego wojewódzkiego ładunku CO₂ odpowiednio o około 15% w przypadku wdrożenia scenariusza PSW i o 30% w przypadku wdrożenia scenariusza UE.

Wdrożenie scenariusza 2040+ w województwie pomorskim mogłoby spowodować bardzo duże redukcje emisji CO₂ oraz SO₂ i NO₂. Tabela 198 zawiera wyniki analizy przeprowadzonej dla tego wariantu.

Tabela 198 Emisje dla scenariusza 2040+ w województwie pomorskim

Zanieczyszczenie	Emisje uniknięte według scenariusza 2040+ [t]	Emisje po wdrożeniu scenariusza 2040+ [t]	Redukcja emisji [%]
CO ₂	37 640 533	-24 830 693	194
SO ₂	24 553	-3 054	100
NO ₂	35 689	-7 384	100
PM10	4 097	13 633	77

PM2,5**	3 215	10 650	23
---------	-------	--------	----

Emisje uniknięte przy wdrożeniu tego scenariusza są zdecydowanie wyższe niż emisje w roku bazowym dla CO₂, SO₂ i NO₂, stąd uzyskany efekt redukcji emisji tych zanieczyszczeń w województwie pomorskim dla CO₂ teoretycznie wyniósłby 194% czyli nastąpiłaby całkowita redukcja emisji tego zanieczyszczenia, podobnie jak w przypadku SO₂ i NO₂.

Zarówno w przypadku zanieczyszczeń konwencjonalnych jak i gazów cieplarnianych efekty wdrożenia scenariuszy strategii wodorowej zawężone do obszaru województwa pomorskiego są większe niż wynika to z analiz przeprowadzonych dla obszaru Polski, jak i dla obszaru województwa śląskiego.

Jak te efekty redukcji emisji mogą się przełożyć na poprawę jakości powietrza, a w konsekwencji na poprawę warunków życia mieszkańców? W tym celu zastosowano opisany w metodyce model statystyczny odnoszący roczne emisje zanieczyszczeń do średnich rocznych obszarowych poziomów stężeń pomierzonych na stacjach monitoringu jakości powietrza Państwowego Monitoringu Środowiska (PMŚ) w województwie pomorskim. Wyliczono tzw. współczynniki transmisji określające jaki ładunek emitowanych zanieczyszczeń odpowiada za zmianę średniego rocznego stężenia o 1 µg/m³. W ten uproszczony sposób można ocenić potencjalne efekty planowanych do wdrożenia strategii w odniesieniu do poprawy jakości powietrza.

Tabela 199 Średnie roczne stężenia zanieczyszczeń powietrza na obszarze województwa pomorskiego dla roku 2018

Zanieczyszczenie	PM10 [µg/m ³]	PM2,5 [µg/m ³]	NO ₂ [µg/m ³]	SO ₂ [µg/m ³]
Średnie roczne obszarowe stężenia zanieczyszczeń w 2018 r.	25,50	19,00	16,00	18,80

*szacunek własny na podstawie archiwalnych danych pomiarowych PMŚ (GIOŚ)591

Znając emisje poszczególnych zanieczyszczeń w roku 2018 oraz średnią wartość stężenia średniorocznego określono jaka wielkość emitowanego zanieczyszczenia w t/r odpowiada za 1 µg stężenia średniorocznego tego zanieczyszczenia. Obliczone w ten sposób ładunki mogą być wykorzystane w dalszej analizie mającej za cel określenie wpływu zastosowania wodoru na jakość powietrza. Wyznaczone jednostkowe ładunki poszczególnych zanieczyszczeń zawiera poniższa tabela.

Tabela 200 Wielkość emisji odpowiedzialna za 1 µg/m³ stężenia średniorocznego wybranych zanieczyszczeń powietrza w województwie pomorskim

Parametr	PM10	PM2,5	NO ₂	SO ₂
Emisja jednostkowa E _j [t/r]	613	683	1639	4674

W celu określenia wpływu poszczególnych strategii wdrażania gospodarki wodorowej na poprawę jakości powietrza wykorzystano obliczone wcześniej ładunki emisji unikniętych i

korzystając z emisji jednostkowych z powyższej tabeli wyliczono, w jaki sposób zmniejszenie emitowanych ładunków wpłynie na jakość powietrza, której miernikiem jest poziom stężenia średniego rocznego.

Zmniejszenie stężenia średniorocznego na obszarze województwa pomorskiego wyniesie:

$$R_{ss} = E_u / E_j$$

gdzie:

R_{ss} - zmniejszenie średniego rocznego stężenia [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

E_u - emisja roczna uniknięta [t/r]

E_j - emisja odpowiedzialna za 1 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ średniego rocznego stężenia

Tabela 201 Uzyskany efekt ekologiczny wyrażony obniżeniem średnich rocznych stężeń zanieczyszczeń powietrza

Scenariusz	PM10 [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	PM2,5 [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	NO ₂ [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	SO ₂ [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]
Scenariusz BAU	0,00	0,00	0,01	0,01
Scenariusz PSW	0,13	0,09	0,99	0,10
Scenariusz UE	0,67	0,47	2,18	0,53

Tabela 202 Uzyskany efekt ekologiczny wyrażony procentowym obniżeniem średnich rocznych stężeń zanieczyszczeń powietrza

Scenariusz	PM10	PM2,5	NO ₂	SO ₂
Scenariusz BAU	0,00%	0,00%	0,08%	0,12%
Scenariusz PSW	0,44%	0,46%	5,72%	2,18%
Scenariusz UE	2,32%	2,33%	12,65%	11,45%

Jak wynika z powyższych danych wdrożenie scenariuszy strategii wodorowej na obszarze województwa pomorskiego nieznacznie przełoży się na poprawę jakości powietrza, ale tylko dla zanieczyszczeń gazowych (NO₂, SO₂). Stężenia tych zanieczyszczeń obniżą się średnio o kilka (scenariusz PSW) do kilkunastu procent (scenariusz UE). Jednak z uwagi na stosunkowo niskie poziomy stężeń zanieczyszczeń notowane aktualnie na obszarze województwa (brak przekroczeń poziomów normowych) i prognozowane obniżenie emisji tych zanieczyszczeń w kolejnych latach, zmiany stężeń wyrażone w $\mu\text{g}/\text{m}^3$ będą minimalne i nie przełożą się w zauważalny sposób na efekty zdrowotne wśród mieszkańców.

Porównanie efektów środowiskowych dla różnych rozpatrywanych wariantów lokalizacji strategii

Aglomeracja Górnośląska (jako strefa w POP)

Podsumowując efekty wdrażania wodoru w Aglomeracji Górnośląskiej można stwierdzić, że w przypadku scenariusza BAU efekty są znikome i w odniesieniu do każdego z analizowanych zanieczyszczeń nie przekraczają poziomu 0,1%. W przypadku scenariusza PSW efekty te osiągają od 0,5% do 4,3%, a w przypadku scenariusza UE od 2,5 do 11,2%, w zależności od zanieczyszczenia. Najwyższe efekty dotyczą zmniejszenia stężeń NO₂ i SO₂, które w scenariuszu PSW wynoszą odpowiednio 4,3% i 2,1%, a w scenariuszu UE - 9,6% i 11,2%.

Porównując wielkości unikniętych ładunków CO₂ wynikających z wdrażania strategii wodorowych (przy założeniu, iż wdrożenie tych strategii będzie ograniczone do obszaru Aglomeracji Górnośląskiej) oraz całkowitą emisję CO₂ z tego obszaru, określono procentowe redukcje emitowanego ładunku CO₂.

Reasumując efekty wdrażania strategii wodorowych w stosunku do obniżenia emisji gazów cieplarnianych można stwierdzić, że wdrożenie scenariusza PSW spowoduje zmniejszenie ładunku emitowanego CO₂ o około 9 %, W przypadku wdrożenia scenariusza UE (strategia plus) efekty te wzrosną do około 18,2 %.

Województwo pomorskie

Wdrożenie scenariuszy strategii wodorowej na obszarze województwa pomorskiego nieznacznie przełoży się na poprawę jakości powietrza, ale tylko dla zanieczyszczeń gazowych (NO₂, SO₂). Stężenia tych zanieczyszczeń obniżą się średnio o kilka (scenariusz PSW) do kilkunastu procent (scenariusz UE). Jednak z uwagi na stosunkowo niskie poziomy tych stężeń notowane aktualnie na obszarze województwa (brak przekroczeń poziomów normatywnych) i prognozowane obniżenie emisji tych zanieczyszczeń w kolejnych latach, zmiany stężeń wyrażone w µg/m³ będą minimalne i nie przełożą się w zauważalny sposób na efekty zdrowotne wśród mieszkańców.

Wdrożenie strategii wodorowych na obszarze województwa pomorskiego daje efekt w postaci obniżenia emitowanego wojewódzkiego ładunku CO₂ odpowiednio o około 15 % w przypadku wdrożenia scenariusza PSW i o 30% w przypadku wdrożenia scenariusza UE.

Województwo śląskie

Zmiany średnich rocznych stężeń w województwie śląskim wyniosą maksymalnie 0,5 µg/m³ dla SO₂ oraz 1,4 µg/m³ dla NO₂ (dla scenariusza UE). Stężenia zanieczyszczeń pyłowych (PM10, PM2,5) obniżą się odpowiednio o 0,4 i 0,3 µg/m³.

Wdrożenie strategii wodorowych na obszarze województwa śląskiego da efekt w postaci obniżenia emitowanego wojewódzkiego ładunku CO₂ odpowiednio o około 0,36% w przypadku wdrożenia scenariusza PSW i o 0,74% w przypadku wdrożenia scenariusza UE. Podkreślenia wymaga fakt, że obniżenie ładunku emisji wojewódzkiej poniżej 1% mieści się w granicach błędu oszacowania.

Podsumowanie

- Redukcja emisji CO₂ dla scenariusza UE w roku 2040 maksymalnie może wynieść w Polsce 1,41%, a dla pozostałych zanieczyszczeń od 0,31-0,44%:
 - Wdrożenie najbardziej efektywnego scenariusza PSW w Polsce do roku 2040 może przynieść w roku docelowym redukcję średniego rocznego stężenia zanieczyszczeń konwencjonalnych poniżej 1 µg/m³ tj. od 0,2 µg/m³ dla SO₂ do 0,6 µg/m³ dla zanieczyszczeń pyłowych PM₁₀ i PM_{2,5}.
 - Procentowa redukcja stężeń zanieczyszczeń gazowych SO₂ i NO₂ może kształtować się na poziomie ~5% (odpowiednio 4,89% i 4,69%).
 - Redukcja stężeń zanieczyszczeń pyłowych będzie prawie o połowę niższa i może kształtować się w granicach 2% (dla PM₁₀ - 1,69%, dla PM_{2,5} - 2,35%).
 - Te wartości redukcji stężeń w wyniku wdrażania scenariuszy PSW będą wartością dodaną do efektów wdrażania innych strategii zmierzających do poprawy jakości powietrza.

- Wdrożenie scenariuszy PSW w województwie śląskim może w przypadku wdrożenia najbardziej zaawansowanego scenariusza UE przynieść redukcję emisji GHG na poziomie 65%, natomiast w przypadku wdrożenia scenariusza zintensyfikowanej produkcji wodoru 2040+ może przynieść prawie sześciokrotny wzrost redukcji emisji GHG:
 - Najbardziej optymistyczne prognozy redukcji stężeń średnich rocznych dla całego obszaru województwa śląskiego dotyczą jedynie NO₂ i wynoszą powyżej 1 µg/m³.
 - Natomiast wdrożenie scenariusza 2040+ może skutkować znacznym obniżeniem średnich rocznych stężeń zanieczyszczeń w stosunku do roku bazowego 2018 tj. 47% zanieczyszczeń gazowych (SO₂ i NO₂) oraz 13% zanieczyszczeń pyłowych (PM₁₀, PM_{2,5}).

- Wdrożenie scenariuszy strategii wodorowej na obszarze Aglomeracji Górnośląskiej przełoży się na redukcję emisji zanieczyszczeń:
 - Największe redukcje mogą wystąpić przy wdrożeniu scenariusza UE w emisjach zanieczyszczeń gazowych dla SO_x o 13% dla NO_x o 14% natomiast dla pyłów PM₁₀ i PM_{2,5} odpowiednio 4,2% i 3,7%.
 - Wdrożenie scenariuszy strategii wodorowej na obszarze Aglomeracji Górnośląskiej przełoży się na 18% redukcję emisji GHG.
 - Wdrożenie scenariuszy strategii wodorowej na obszarze Aglomeracji Górnośląskiej może przynieść redukcję stężeń średnich rocznych od 1 do 2,5 µg/m³.
 - Największe redukcje mogą wystąpić przy wdrożeniu scenariusza UE dla NO₂ ~ 2,4 µg/m³.

- Dla scenariusza 2040+ nie przeprowadzono analizy efektów wdrożenia w Aglomeracji Górnośląskiej z uwagi na zbyt duże emisje uniknione w stosunku do emisji rocznej tych zanieczyszczeń w roku bazowym 2018.
- Najbardziej efektywne w woj pomorskim będzie wdrożenie do roku 2030 scenariusza UE, dające 30% redukcję emisji CO₂, ~ 11% i 12% redukcję emisji SO_x i NO_x oraz ~2% redukcję emisji PM₁₀ i PM_{2,5}:
- Wdrożenie scenariusza 2040+ w woj pomorskim według obliczeń skutkowało by zerowymi stężeniami zanieczyszczeń gazowych i stężeniami na poziomie 4 µg/m³ średniego rocznego obszarowego stężenia PM₁₀ oraz 1 µg/m³ pyłu PM_{2,5}. Są to poziomy praktycznie nieosiągalne z uwagi na poziom tła stężeń tych zanieczyszczeń, wynikający z napływu zanieczyszczeń z województw ościennych, jak i transportu transgranicznego.
- **Wnioski ogólne:**
- Wdrożenie scenariuszy PSW na poziomie krajowym nie da znaczących efektów ekologicznych w perspektywie roku 2030 i 2040 zarówno w odniesieniu do redukcji emisji krajowej GHG jak i innych zanieczyszczeń, a tym samym redukcji średnich rocznych stężeń zanieczyszczeń w skali kraju.
 - Większe efekty ekologiczne może dać wdrożenie tych scenariuszy w mniejszej skali np. województwa lub mniejszej np. Aglomeracja Górnośląska. Wykazały to przeprowadzone analizy dla woj. śląskiego i pomorskiego.
 - Zaproponowany dodatkowy scenariusz 2040+, zakładający zwiększenie produkcji wodoru i jego zastosowanie w sektorach gospodarki, dający co najmniej 10% redukcję emisji GHG w stosunku do emisji tych zanieczyszczeń w roku bazowym 2018 mógłby dać znaczące efekty ekologiczne w skali kraju, a wdrożony w województwie o dużym udziale w emisji krajowej zarówno zanieczyszczeń konwencjonalnych jak i GHG dać także znaczące efekty w redukcji stężeń zanieczyszczeń.

Vc. Obniżenie kosztów opieki zdrowotnej

Unia Europejska wyznacza ambitne cele w zakresie ograniczenia wpływu zmian klimatu, które ukierunkowane są na redukcję gazów cieplarnianych oraz wspieranie rozwoju energii odnawialnych. Wykorzystanie niskoemisyjnych źródeł energii jest coraz intensywniejsze, lecz nadal gospodarka Polski bazuje na wykorzystaniu paliw kopalnych, które charakteryzują się najwyższym współczynnikiem emisyjności (OECD, 2015 [592]). Jakość powietrza w Polsce należy do najgorszych w Europie pod względem stężeń benzo(α)pirenu oraz zanieczyszczeń pyłowych (EEA, 2020 [593]). Przyczyną złej sytuacji aerosanitarnej w Polsce, zwłaszcza na południu kraju, jest wykorzystanie paliw stałych, głównie węgla kamiennego i drewna w celach grzewczych. W ogólnym bilansie emisji zanieczyszczeń największy udział mają zanieczyszczenia pyłowe, co w głównej mierze przekłada się na koszty zdrowotne i ekonomiczne.

Emisje gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń powietrza pochodzą najczęściej z tych samych źródeł. Redukcja emisji gazów cieplarnianych związana jest zatem często z jednoczesną redukcją emisji zanieczyszczeń powietrza, co przyczynia się do poprawy jakości powietrza, a tym samym stanowi korzyść dla zdrowia i środowiska (West *et al.*, 2013 [594]).

Narażenie na zanieczyszczenia powietrza, szczególnie pył zawieszony (PM) skutkuje wzrostem umieralności i zachorowalności, zwłaszcza na choroby układu krążenia i układu oddechowego. Według najnowszych danych zanieczyszczenie powietrza jest jednym z głównych czynników środowiskowych wpływających na pogorszenie się sytuacji zdrowotnej ludności Europy. Oszacowano, że w 2018 roku około 379 000 przedwczesnych zgonów w krajach UE spowodowanych było narażeniem na PM_{2,5}, 19 400 zgonów narażeniem na ozon, a 54 000 zgonów narażeniem na NO₂ (EEA, 2019 [595]).

Skutki zdrowotne u ludzi, wywołane przez zanieczyszczone powietrze, mogą być związane zarówno z narażeniem krótkotrwałym (godziny, dni, tygodnie), jak i długotrwałym (miesiące, lata). Wśród skutków ekspozycji krótkotrwałej wyróżnia się zaostrzenie istniejących wcześniej chorób układu oddechowego (astmy, przewlekłej obturacyjnej choroby płuc) oraz chorób układu krążenia (niedokrwienie, zaburzenia rytmu, niewydolność serca) powodujące zwiększoną liczbę hospitalizacji i wizyt na oddziałach pomocy doraźnej. Długotrwałe narażenie na zanieczyszczenia powietrza może powodować przewlekłą obturacyjną chorobę płuc (POChP), nowotwory płuc oraz wiele innych schorzeń, takich jak: astma oskrzelowa, rozedma płuc i oskrzeli, przewlekłe zapalenie oskrzeli czy niewydolność dróg oddechowych (Abelshon i Stieb, 2011 [596]).

Zanieczyszczeniu powietrza przypisuje się zwiększoną umieralność z powodu takich chorób, jak: niedokrwienność serca, zawał, przewlekła obturacyjna choroba płuc, nowotwory,

592 Climate Change Mitigation, Policies and Progress, OECD Publishing (2015)

593 Air quality in Europe - 2020 report, European Environment Agency, nr 09/2020 (2020)

594 J. West, S. Smith, R. Silva *et al.*, Co-benefits of mitigating global greenhouse gas emissions for future air quality and human health, *Nature Climate Change*, (3), (2013) 885-889

595 Healthy environment, healthy lives: how the environment influences health and well-being in Europe, EEA Report, nr 21/2019 (2019)

596 A. Abelshon, D.M. Stieb, Health effects of outdoor air pollution. Approach to counseling patients using the Air Quality Health Index, *Canadian Family Physician*, 57 (2011) 881-887

infekcje układu oddechowego. Zanieczyszczenie powietrza przyczynia się także do rozwoju zaburzeń neurologicznych, astmy, cukrzycy i otyłości (EEA, 2019 [597]). Spośród chorób spowodowanych zanieczyszczeniem powietrza do najbardziej istotnych należą niedokrwienne choroby serca, które zgodnie z szacunkami WHO w 2016 roku odpowiadały za 112 000 zgonów w krajach UE (WHO, 2018 [598]). Najnowsze doniesienia wskazują, że długotrwałe narażenie na zanieczyszczenia powietrza może szkodliwie oddziaływać na każdy narząd, pogarszając ogólny stan zdrowia lub prowadząc do zaostrzenia istniejących chorób (Schraufnagel et al., 2019 [599]).

W przypadku ekspozycji na pył zawieszony, skutki zdrowotne mogą być wyrażane w postaci zwiększonego ryzyka wystąpienia przedwczesnych zgonów, zapadalności na określone choroby, jak i chorobowości hospitalizowanej (WHO-REVIHAAP, 2013 [600]). Istotnym aspektem w kontekście wpływu na zdrowie jest rakotwórcze działanie pyłu zawieszonego. W 2016 roku pył zawieszony, jako mieszanina wielu różnych zanieczyszczeń został zaklasyfikowany przez Międzynarodową Agencję Badań nad Rakiem (IARC) do grupy 1, czyli substancji o udowodnionym działaniu rakotwórczym na człowieka (IARC 2016 [601]).

Jedną z miar służących do określania skutków zdrowotnych zanieczyszczenia powietrza jest wskaźnik DALY. Wskaźnik ten, opracowany przez Murray'a (1994) [602], podlegając ciągłym modyfikacjom, jest stosowany przez WHO do szacowania środowiskowego obciążenia chorobami (*EBD – environmental burden of diseases*), (WHO 2003 [603], WHO 2013 [604], WHO 2021 [605]).

Konsekwencje zdrowotne złej jakości powietrza, w postaci zwiększonej zachorowalności, umieralności i skrócenia oczekiwanej długości życia, przekładają się na bardzo wysokie koszty zdrowotne, społeczne oraz gospodarcze. Pełne oszacowanie wszystkich tych kosztów jest niezmiernie trudne. W skali krajowej związane są one z leczeniem chorób cywilizacyjnych, w tym chorób układu oddechowego (astma, POChP), układu krążenia oraz nowotworów. Istotne są również koszty zwiększonego zużycia leków oraz absencji chorobowej pracowników. Trudne do oszacowania są koszty społeczne i ekonomiczne związane ze skutkami prenatalnej ekspozycji na zanieczyszczenia powietrza (obniżenie ilorazu inteligencji,

597 Healthy environment, healthy lives: how the environment influences health and well-being in Europe, EEA Report, nr 21/2019 (2019)

598 Global Health Observatory data repository - Ambient air pollution - burden of disease - deaths by country, WHO, <https://apps.who.int/gho/data/node.main.BODAMBIENTAIRDTHS?lang=en> (2018), (dostęp 26.04.2021)

599 D.E. Schraufnagel, J. R. Balmes, J. R. Cowl et al., Air pollution and noncommunicable diseases: a review by the forum of International Respiratory Societies' Environmental Committee, Part 1: the damaging effects of air pollution. *Chest*, 155(2) (2019) 409-416

600 Review of evidence on health aspects of air pollution - REVIHAAP project, final technical report, World Health Organization, WHO Regional Office for Europe (2013)

601 IARC monographs on the evaluation of carcinogenic risks to humans, tom 109, Outdoor air pollution. Lyon, International Agency for Research on Cancer (2016)

602 C. J. L. Murray, Quantifying the burden of disease: the technical basis for disability-adjusted life years, *Bulletin of the World Health Organization*, 72(3) (1994) 429-445

603 A. Prüss-Ustün, C. Mathers, C. Corvalan, A. Woodward, Introduction and Methods, Assessing the Environmental Burden of Disease at National and Local Levels, World Health Organization, Geneva, Switzerland (2003)

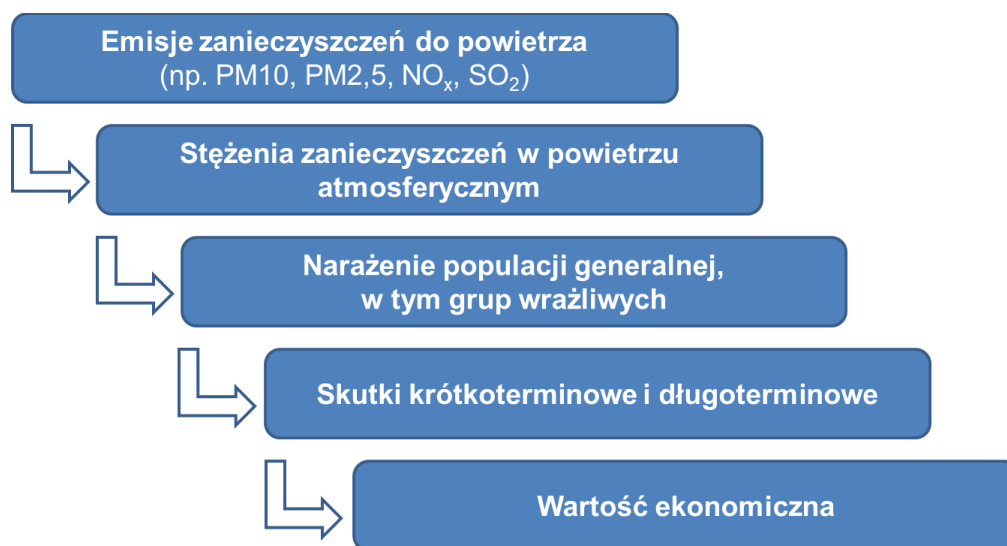
604 Disability-adjusted life years (DALYs), Global Health Observatory, WHO; <https://www.who.int/data/gho/indicator-metadata-registry/imr-details/158> (2013) (dostęp 10.03.2021)

605 Quantifying environmental health impacts, About the environmental burden of disease, World Health Organization; https://www.who.int/quantifying_ehimpacts/about/en/ (2021) (dostęp 21.04.2021)

niska waga urodzeniowa, wcześniactwo, gorszy rozwój i częstsze infekcje układu oddechowego). Do pozostałych kosztów można zaliczyć wydatki związane z przedwczesnym obniżeniem sprawności osób w podeszłym wieku i utraconymi latami życia spowodowanymi przedwczesnymi zgonami (Jędrak i wsp., 2017 [606]).

Europejska Agencja Środowiska (EEA) oszacowała, że w Polsce zanieczyszczenie powietrza pyłem PM_{2,5} w 2018 roku spowoduje wystąpienie przedwczesnych zgonów u ponad 46 tysięcy osób, natomiast liczba lat życia utraconych w związku z przedwczesnym zgonem (YLL - *years of life lost*) szacowana jest na ponad 590 tysięcy lat życia (EEA, 2020 [607]).

Według raportu WHO, wartość życia ludzkiego (VSL - *value of a statistical life*) w Polsce w roku 2010 wyceniana została na 2,09 mln USD, zatem **całkowity koszt ekonomiczny związany z przedwczesnymi zgonami spowodowanymi zanieczyszczeniem powietrza odpowiada kwocie rządu 100 mld USD rocznie** (WHO/OECD, 2015 [608]). Natomiast, z raportu Holland (2014) [609] wynika, że w roku 2015 jedynie z powodu ekspozycji na pył PM_{2,5} utracono w Polsce około 16 milionów dni pracy, a związane z tym koszty oszacowano na niemal 2,1 mld EUR rocznie.



Rysunek 114 Schemat zależności przyczynowo-skutkowych przedstawiający poszczególne elementy w procesie szacowania kosztów spowodowanych zanieczyszczeniami powietrza (Holland, 2014 [610]).

Badania przeprowadzone w Polsce dla miasta Warszawy wykazały, że w ciągu roku zanieczyszczenie powietrza stanowi przyczynę około 2 264 przedwczesnych zgonów, 351 839 dni ograniczonej aktywności, a także 684 i 1 551 dodatkowych hospitalizacji

606 J. Jędrak, E. Konduracka, A. J. Badyda, P. Dąbrowiecki, Wpływ zanieczyszczeń powietrza na zdrowie, Karkowski Alarm Smogowy, Kraków (2017)

607 Air quality in Europe - 2020 report. European Environment Agency, nr 09/2020 (2020)

608 Economic cost of the health impact of air pollution in Europe, Clean air, health and wealth, Copenhagen, WHO Regional Office for Europe, <https://www.euro.who.int/en/media-centre/events/events/2015/04/ehp-mid-term-review/publications/economic-cost-of-the-health-impact-of-air-pollution-in-europe> (2015) (dostęp 21.04.2021)

609 M. Holland, Cost-benefit analysis of final policy scenarios for the EU Clean Air Package, Version 2. Vol. 11. Corresponding to IIASA TSAP report (2014)

610 M. Holland, Cost-benefit analysis of final policy scenarios for the EU Clean Air Package, Version 2. Vol. 11. Corresponding to IIASA TSAP report (2014)

odpowiednio z powodu chorób układu oddechowego oraz chorób sercowo-naczyniowych. Całkowity koszt negatywnych skutków zanieczyszczenia powietrza w Warszawie w 2012 roku skalkulowano na około 4,4 mld PLN (Jakubiak-Lasocka, 2014 [611]).

Według danych dla Europy oszacowano, że wzrost stężenia PM_{2,5} o 1 µg/m³ lub o 10% w przypadku średniego stężenia spowoduje spadek realnego PKB o 0,8% w tym samym roku. W opinii Komisji Europejskiej redukcja emisji pyłu PM_{2,5} o 25% w całej Europie kosztowałaby 1,2 mld EUR rocznie, ale po uwzględnieniu korzyści w postaci unikniętej śmiertelności zyski ekonomiczne byłyby co najmniej dwa rzędy wielkości większe (OECD, 2019 [612]).

Zgodnie z opracowaniem Organizacji Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (OECD) **brak podjęcia skutecznych działań na rzecz poprawy jakości powietrza może spowodować, że do roku 2060 w skali świata liczba przedwczesnych zgonów z powodu zanieczyszczeń powietrza zostanie podwojona i kształtować się będzie na poziomie 8-9 mln zgonów rocznie, co wygeneruje koszty na poziomie 1% światowego PKB** (OECD, 2016 [613]).

611 J. Jakubiak-Lasocka, J. Lasocki, Z. Chłopek, R. Siekmeier, The economic burden of air pollution impact on health of Warsaw population, *Economic and Environmental Studies*, 14(3) (2014) 265-282

612 The economic cost of air pollution: Evidence from Europe, *Economics Department Working Papers* nr 1584, OECD, ECO/WKP(2019)54 (2019)

613 The economic consequences of outdoor air pollution, OECD Publishing, Paris (2016)

Wyznaczenie zmian wskaźnika DALY (*disability-adjusted life years* - utrata lat życia skorygowana niepełnosprawnością) zachodzących dzięki wdrożeniu gospodarki wodorowej.

Do szacowania skutków zdrowotnych w populacji spowodowanych czynnikami środowiskowymi, w tym zanieczyszczeniem powietrza, zastosowanie znajduje koncepcja środowiskowego obciążenia chorobami (EBD - *environmental burden of diseases*), (WHO 2003 [614], WHO 2021[615]).

EBD jest ściśle powiązane z szerszą koncepcją obciążenia chorobami danej populacji (*burden of diseases* - BoD). BoD ukierunkowane jest na możliwość ilościowego określania utraty zdrowia z powodu chorób, urazów i innych czynników ryzyka wpływających na zdrowie. Głównym miernikiem obciążenia chorobowego społeczeństwa jest wskaźnik DALY (*disability-adjusted life years*), który oznacza lata życia skorygowane niesprawnością (WHO 2003 [616], WHO 2013 [617], WHO 2013 [618], WHO 2020 [619], GBD 2017 [620]).

Zastosowanie wskaźnika DALY pozwala oszacować wagę (umieralność, chorobowość) konkretnych chorób, a tym samym wagę czynników ryzyka powodujących ich wystąpienie. W konsekwencji pozwala także oszacować korzyści wynikające z zastosowanej prewencji rozprzestrzeniania się chorób lub leczenia.

Wskaźnik DALY stanowi sumę liczby utraconych lat życia z powodu przedwczesnego zgonu (*years of life lost* - YLL) i liczby lat przeżytych z niesprawnością (*years of life with disability* - YLD). Jeden DALY oznacza jeden utracony rok życia w zdrowiu (WHO, 2003 [621]). Wskaźnik ten stosowany jest do identyfikacji głównych przyczyn obciążenia chorobami i może wspomagać decyzje dotyczące alokacji środków na zwalczanie tych przyczyn.

$$DALY = YLL + YLD$$

614 A. Prüss-Üstün, C. Mathers, C. Corvalan, A. Woodward, Introduction and Methods: Assessing the Environmental Burden of Disease at National and Local Levels, World Health Organization, Geneva, Switzerland (2003)

615 Quantifying environmental health impacts. About the environmental burden of disease, World Health Organization; https://www.who.int/quantifying_ehimpacts/about/en/ (2021) (dostęp 21.04.2021)

616 A. Prüss-Üstün, C. Mathers, C. Corvalan, A. Woodward, Introduction and Methods, Assessing the Environmental Burden of Disease at National and Local Levels, World Health Organization, Geneva, Switzerland (2003)

617 Disability-adjusted life years (DALYs), Global Health Observatory, WHO; <https://www.who.int/data/gho/indicator-metadata-registry/imr-details/158> (2013) (dostęp 10.03.2021)

618 WHO methods and data sources for global burden of disease estimates 2000-2011, Global Health Estimates Technical Paper WHO/HIS/HSI/GHE/2013.4. Department of Health Statistics and Information Systems. Geneva, World Health Organization; https://www.who.int/healthinfo/statistics/GlobalDALYmethods_2000_2011.pdf?ua=1 (2013) (dostęp 10.03.2021)

619 WHO methods and data sources for global burden of disease 2000-2019, Global Health Estimates Technical Paper WHO/DDI/DNA/GHE/2020.3, Department of Health Statistics and Information Systems. Geneva: World Health Organization; https://www.who.int/docs/default-source/gho-documents/global-health-estimates/ghe2019_daly-methods.pdf?sfvrsn=31b25009_7 (2020) (dostęp 23.04.2021)

620 Global, regional, and national disability-adjusted life-years (DALYs) for 333 diseases and injuries and healthy life expectancy (HALE) for 195 countries and territories, 1990–2016: a systematic analysis for the Global Burden of Disease Study 2016, *The Lancet* 390 (10100) (2017) 1260-1344

621 A. Prüss-Üstün, C. Mathers, C. Corvalan, A. Woodward, Introduction and Methods: Assessing the Environmental Burden of Disease at National and Local Levels. World Health Organization, Geneva, Switzerland (2003)

Środowiskowe obciążenie chorobami oblicza się zgodnie ze wzorem (Hänninen, Knol, 2011 [622]):

$$EBD (DALY) = PAF \cdot BoD (DALY)$$

gdzie:

EBD - ang. *environmental burden of diseases*, środowiskowe obciążenie chorobami spowodowane danym czynnikiem środowiskowym, wyrażane w DALY,

PAF - ang. *population attributable fraction*, ryzyko przypisane do danej populacji,

BoD - ang. *burden of diseases*, całkowite obciążenie chorobami w kraju wyrażane w DALY; przy czym może być ono określone dla danej przyczyny zgonu lub dla zgonów ogółem.

PAF oblicza się według wzoru:

$$PAF = f \cdot (RR - 1) / f \cdot (RR - 1) + 1$$

gdzie:

f - udział populacji narażonej na dany czynnik ryzyka (np. na pył PM_{2,5}),

RR - ang. *relative risk*, ryzyko względne dla danego narażenia w populacji.

Ryzyko względne oblicza się z wykorzystaniem wzoru:

$$RR = e^{(E \cdot \ln RRo)}$$

gdzie:

E - średnie roczne ważone populacyjnie stężenie pyłu PM_{2,5} lub PM₁₀

RRo - jednostkowe ryzyko związane ze wzrostem stężenia zanieczyszczenia o umowną jednostkę narażenia.

Według WHO jednostka narażenia dla pyłu zawieszonego PM_{2,5} lub PM₁₀ wynosi 1 µg/m³ 10 µg/m³, (WHO-HRAPIE, 2013 [623]; Hänninen, Knol, 2011 [624]). Natomiast jednostkowe względne ryzyko zgonu ogółem (RRo) w odpowiedzi na wzrost pyłu PM_{2,5} o 1 µg/m³ w populacji osób dorosłych w wieku 30+ wynosi 1,0058 (95% PU: 1,0020-1,0096), (Hänninen, Knol, 2011 [625]).

Zakładając związek przyczynowo-skutkowy (narażenie – skutek), wartości RR można interpretować w następujący sposób:

RR = 1 oznacza, że narażenie nie powoduje ryzyka zgonu,

RR > 1 oznacza, że w wyniku narażenia ryzyko zgonu jest zwiększone,

RR < 1 oznacza, że w wyniku narażenia ryzyko zgonu jest zmniejszone.

Sposób szacowania EBD ilustruje Rysunek 111.

622 O. Hänninen, A. Knol (red.), EBoDE-Report, Environmental Perspectives on Environmental Burden of Disease. Estimates for Nine Stressors in Six European Countries, National Institute for Health and Welfare (THL), Report 1/2011, Helsinki, Finland (2011)

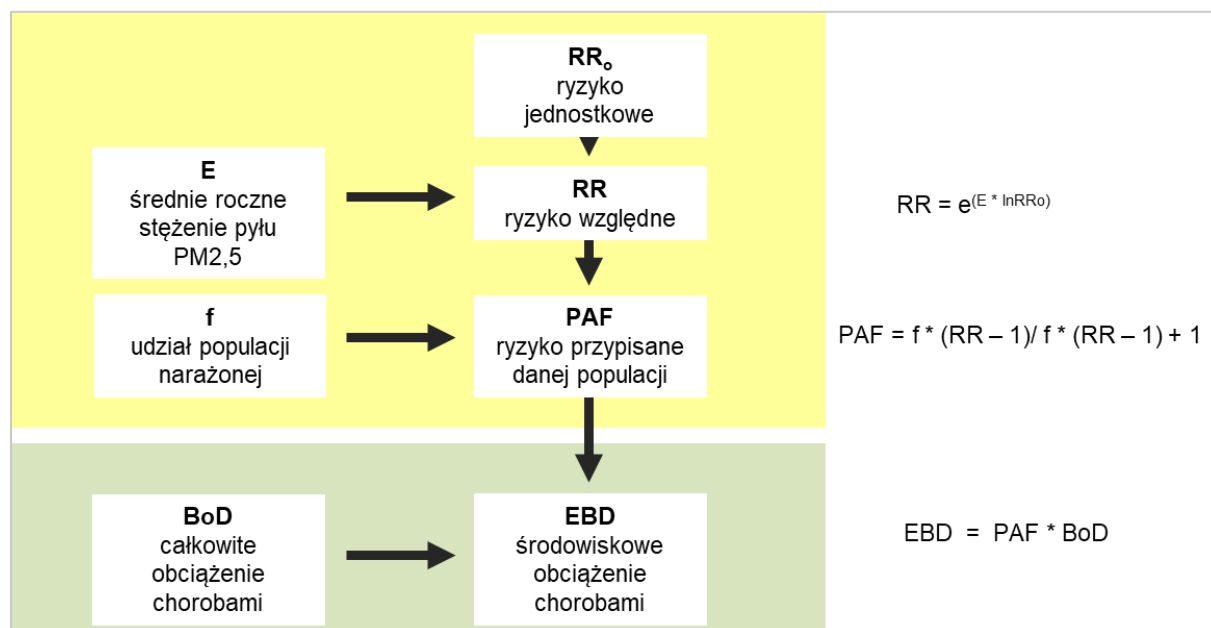
623 Health risks of air pollution in Europe-HRAPIE project: Recommendations for concentration-response functions for cost-benefit analysis of particulate matter, ozone and nitrogen dioxide, UN City: Copenhagen, Denmark. WHO-HRAPIE https://www.who.int/healthinfo/global_burden_disease/en/ (2013) (dostęp 26.04.2021)

624 O. Hänninen, A. Knol (red.), EBoDE-Report, Environmental Perspectives on Environmental Burden of Disease. Estimates for Nine Stressors in Six European Countries, National Institute for Health and Welfare (THL), Report 1/2011, Helsinki, Finland (2011)

625 tamże

Koncepcję EBD zastosowano do oceny efektywności scenariuszy określonych w projekcie Polskiej Strategii Wodorowej w zakresie redukcji emisji zanieczyszczeń, a tym samym zmniejszenia liczby utraconych lat życia w zdrowiu na skutek zanieczyszczenia powietrza pyłem PM_{2,5}.

Ocenę tę przeprowadzono przyjmując założenie, że całkowita ilość wodoru określona w projekcie Polskiej Strategii Wodorowej będzie wdrożona w następujący sposób: w odniesieniu do obszaru całego kraju, województwa śląskiego, pomorskiego lub Aglomeracji Górnośląskiej. Założono przy tym, że w danym obszarze występuje jednakowe stężenie pyłu PM_{2,5} (średnie stężenie roczne pyłu PM_{2,5}), a liczba ludności nie ulegnie zmianie w latach 2018-2040. Przyjęto stałą liczbę ludności w analizowanych latach, aby uniknąć wpływu tej zmiennej na wartość wskaźnika EBD.



Rysunek 115 Metodyka szacowania środowiskowego obciążenia chorobami (EBD) (Hänninen, Knol, 2011).

Do obliczeń wskaźnika EBD wykorzystano trzy zestawy danych:

- 1) środowiskowe - średnie stężenia roczne pyłu PM_{2,5} oszacowane dla scenariuszy BAU, PSW, UE i 2040+ dla 4 obszarów - Polski, województwa śląskiego, pomorskiego i Aglomeracji Górnośląskiej na podstawie danych KOBiZE i obliczeń własnych, przy założeniu, że scenariusz BAU odnosi się do 2018 roku, (Tabela 166, Tabela 177, Tabela 186, Tabela 201).
- 2) demograficzne - liczba ludności w analizowanych obszarach w 2018 roku (GUS-BDL 2021 [626])
- 3) zdrowotne - wskaźnik całkowitego DALY dla Polski dla zgonów ogółem (WHO-GHE, 2019 [627]).

Wyniki

626 Bank Danych Lokalnych, Główny Urząd Statystyczny; <https://bdl.stat.gov.pl/BDL/> (2021) (dostęp 28.04.2021)

627 Global Health Estimates 2019 - Summary Tables, World Health Organization, Geneva, Switzerland (2020)

Wyniki obliczeń wskaźnika EBD dla 3 scenariuszy w odniesieniu do Polski, województwa śląskiego, pomorskiego i Aglomeracji Górnośląskiej przedstawia odpowiednio Tabela 203, Tabela 204, Tabela 205, Tabela 206.

Tabela 203 Wskaźnik EBD dla Polski wg scenariuszy BAU, PSW i UE.

Parametr	Polska		
	BAU	PSW	UE
Liczba ludności	38 411 148	38 411 148	38 411 148
E - stężenie PM _{2,5} µg/m ³	23,7	23,7	23,6
RRo	1,0058	1,0058	1,0058
f	1	1	1
PAF = $f*(RR - 1)/f*(RR - 1) + 1$	0,128	0,128	0,128
RR = $e^{(E \ln RRo)}$	1,147	1,147	1,146
BoD (DALY)* w tysiącach	12 301,8	12 301,8	12 301,8
EBD (DALY) EBD = PAF x BoD	1 573 810,26	1 573 189,81	1 570 087,06
EBD/1000 ludności	40,97	40,96	40,88
Różnica EBD/1000		0,02	0,10
Różnica EBD/1000 (%)		0,04	0,24

* DALY dla kraju za 2019 r. (WHO-GHE, 2019628); brak dostępnych danych za 2018 r.

Tabela 204 Wskaźnik EBD dla województwa śląskiego wg scenariuszy BAU, PSW i UE.

Parametr	Województwo śląskie		
	BAU	PSW	UE
Liczba ludności	4 533 565	4 533 565	4 533 565
E - stężenie PM _{2,5} µg/m ³	24,3	24,2	24
RRo	1,0058	1,0058	1,0058
f	1	1	1
PAF = $f*(RR - 1)/f*(RR - 1) + 1$	0,131	0,131	0,130
RR = $e^{(E \ln RRo)}$	1,151	1,150	1,149
BoD (DALY)* w tysiącach	12 301,8	12 301,8	12 301,8
EBD (DALY) EBD = PAF x BoD	1 612 825,97	1 607 879,47	1 594 264,79
EBD/1000 ludności	355,75	354,66	351,66
Różnica EBD/1000		1,1	4,1
Różnica EBD/1000 (%)		0,31	1,15

* DALY dla Polski za 2019 r. (WHO-GHE, 2019); brak dostępnych danych za 2018 r.

Tabela 205 Wskaźnik EBD dla województwa pomorskiego wg scenariuszy BAU, PSW i UE.

Parametr	Województwo pomorskie		
	BAU	PSW	UE
Liczba ludności	2 333 523	2 333 523	2 333 523
E - stężenie PM _{2,5} µg/m ³	19,0	18,4	18,6
RRo	1,0058	1,0058	1,0058
f	1	1	1
PAF = $f*(RR - 1)/f*(RR - 1) + 1$	0,104	0,101	0,102
RR = $e^{(E \ln RRo)}$	1,116	1,113	1,122
BoD (DALY)* w tysiącach	12 301,8	12 301,8	1 2301,8
EBD (DALY) EBD = PAF x BoD	1 280 123,30	1 244 370,45	1 252 041,52
EBD/1000 ludności	548,58	533,26	536,55
Różnica EBD/1000		15,3	12,0
Różnica EBD/1000 (%)		2,79	2,19

* DALY dla Polski za 2019 r. (WHO-GHE, 2019629); brak dostępnych danych za 2018 r.

Tabela 206 Wskaźnik EBD dla Aglomeracji Górnośląskiej wg scenariuszy BAU, PSW i UE.

Parametr	Aglomeracja Górnośląska		
	BAU	PSW	UE
Liczba ludności	1 849 659	1 849 659	1 849 659
E - stężenie PM _{2,5} µg/m ³	31,5	31,4	30,7
RRo	1,0058	1,0058	1,0058
f	1	1	1
PAF = $f*(RR - 1)/f*(RR - 1) + 1$	0,167	0,166	0,163
RR = $e^{(E \ln RRo)}$	1,200	1,199	1,194
BoD (DALY)* w tysiącach	12 301,8	12 301,8	12 301,8
EBD (DALY) EBD = PAF x BoD	2 048 768,86	2 039 870,63	2 003 009,29
EBD/1000 ludności	1 107,64	1 102,83	1 082,90
Różnica EBD/1000		4,8	24,7
Różnica EBD/1000 (%)		0,43	2,23

* DALY dla Polski za 2019 r. (WHO-GHE, 2019630); brak dostępnych danych za 2018 r.

Wartości oszacowanego środowiskowego obciążenia chorobami w przeliczeniu na 1000 ludności związane ze zmniejszeniem stężenia pyłu PM_{2,5} są zbliżone dla wszystkich trzech scenariuszy w każdym analizowanym obszarze.

Różnica w środowiskowym obciążeniu chorobami pomiędzy scenariuszami wynosi:

- w kraju - 0,02 DALY na 1000 ludności między scenariuszami BAU i PSW oraz 0,1 DALY na 1000 ludności między scenariuszem BAU i UE,
- w województwie śląskim - 1,1 DALY na 1 000 ludności między scenariuszami BAU i PSW oraz 4,1 DALY na 1000 ludności między scenariuszem BAU i UE,

629 tamże

630 tamże

- w województwie pomorskim - 15,3 DALY na 1 000 ludności między scenariuszem BAU i PSW oraz 12,0 DALY na 1000 ludności między scenariuszem BAU i UE,
- w Aglomeracji Górnośląskiej - 4,8 DALY na 1 000 ludności między scenariuszem BAU i PSW oraz 24,7 DALY na 1000 ludności między scenariuszem BAU i UE.

Procentowe różnice EBD na 1 000 ludności pomiędzy scenariuszami BAU i PSW wynoszą od 0,04 dla Polski do 0,43 dla Aglomeracji Górnośląskiej, a pomiędzy scenariuszami BAU i UE - od 0,24 dla Polski do 2,23 dla Aglomeracji Górnośląskiej. Wszystkie te różnice są nieznaczne, co oznacza, że wykorzystanie wodoru w ilości określonej w scenariuszu PSW i UE nie przyczyni się do wyraźnej poprawy sytuacji zdrowotnej w żadnym z analizowanych obszarów.

Koncepcja EBD została także zastosowana do oceny efektywności scenariusza 2040+ w zakresie zmniejszenia liczby utraconych lat życia w zdrowiu w wyniku zanieczyszczenia powietrza pyłem PM_{2,5} na obszarze Polski, województwa śląskiego i pomorskiego. Wyniki obliczeń wskaźnika EBD dla tego scenariusza przedstawiają odpowiednio: Tabela 207, Tabela 208, Tabela 209.

Tabela 207 Wskaźnik EBD dla Polski po wdrożeniu scenariusza 2040+.

Parametr	Polska	
	BAU	Scenariusz 2040+
Liczba ludności	38 411 148	38 411 148
E - stężenie PM _{2,5} µg/m ³	23,7	23,1
RRo	1,0058	1,0058
f	1	1
PAF = $f \cdot (RR - 1) / (f \cdot (RR - 1) + 1)$	0,128	0,125
RR = $e^{(E \cdot \ln RRo)}$	1,147	1,143
BoD (DALY) w tysiącach	12 301,8	12 301,8
EBD (DALY) EBD = PAF x BoD	1 573 810,26	1 539 196,11
EBD/1000 ludności	40,97	40,07
Różnica EBD/1000		0,9
Różnica EBD/1000 (%)		2,2

* DALY dla Polski za 2019 r. (WHO GHE, 2019631); brak dostępnych danych za 2018 r.

Tabela 208 Wskaźnik EBD dla województwa śląskiego po wdrożeniu scenariusza 2040+.

Parametr	Województwo śląskie	
	BAU	Scenariusz 2040+
Liczba ludności	4 533 565	4 533 565
E - stężenie PM _{2,5} µg/m ³	24,3	21,3
RRo	1,0058	1,0058
f	1	1
PAF = $f*(RR - 1)/f*(RR - 1) + 1$	0,131	0,116
RR = $e^{(Eln RRo)}$	1,151	1,131
BoD (DALY) w tysiącach	12 301,8	12 301,8
EBD (DALY) EBD = PAF x BoD	1 612 825,97	1 425 757,01
EBD/1000 ludności	355,75	314,49
Różnica EBD/1000		41,3
Różnica EBD/1000 (%)		11,60

* DALY dla Polski za 2019 r. (WHO GHE, 2019632); brak dostępnych danych za 2018 r.

Tabela 209 Wskaźnik EBD dla województwa pomorskiego po wdrożeniu scenariusza 2040+.

Parametr	Województwo pomorskie	
	BAU	Scenariusz 2040+
Liczba ludności	2 333 523	2 333 523
E - stężenie PM _{2,5} µg/m ³	19,0	14,6
RRo	1,0058	1,0058
f	1	1
PAF = $f*(RR - 1)/f*(RR - 1) + 1$	0,104	0,081
RR = $e^{(Eln RRo)}$	1,116	1,088
BoD (DALY) w tysiącach	12 301,8	12 301,8
EBD (DALY) EBD = PAF x BoD	1 280 123,30	995 691,3
EBD/1000 ludności	548,58	426,69
Różnica EBD/1000		121,9
Różnica EBD/1000 (%)		22,2

* DALY dla Polski za 2019 r. (WHO GHE, 2019633); brak dostępnych danych za 2018 r.

W porównaniu z 2018 r. wartości środowiskowego obciążenia chorobami w przeliczeniu na 1 000 ludności oszacowane dla scenariusza 2040+ są mniejsze tylko o 0,9 DALY w kraju, o 41,3 DALY w województwie śląskim i o 121,9 DALY w woj. pomorskim. Różnica ta wyrażona w procentach jest najmniejsza dla Polski (2,2 %), a największa dla woj. pomorskiego (22,2 %). Oznacza to, że największa redukcja stężenia PM_{2,5} w woj. pomorskim w następstwie wdrożenia scenariusza 2040+ zapobiegnie utracie 121,9 lat życia w zdrowiu przynosząc największe korzyści zdrowotne wśród wszystkich analizowanych obszarów.

632 tamże

633 tamże

Ponadto należy podkreślić, że w województwie śląskim i całym kraju, mimo obniżenia średnich rocznych stężeń pyłu PM_{2,5} w następstwie zastosowania Scenariusza 2040+, stężenia te będą nadal wyższe od poziomu dopuszczalnego ze względu na ochronę zdrowia ludzi, który wynosi 20 µg/m³ (Dz.U. 2021, poz. 845 [634]).

Podsumowanie:

1. W każdym analizowanym obszarze (obszar Polski, woj. śląskie, woj. pomorskie i Aglomeracja Śląska) wartości środowiskowego obciążenia chorobami - EBD (w DALY)/1 000 ludności, związane ze zmniejszeniem stężenia pyłu PM_{2,5}, są zbliżone dla wszystkich trzech scenariuszy (BAU, PSW i UE).
2. Różnica wartości EBD/1 000 ludności jest najmniejsza w kraju (0,02 DALY/1 000 ludności) między scenariuszami BAU i PSW, a największa w Aglomeracji Górnośląskiej (24,7 DALY/1 000 ludności) między scenariuszem BAU i UE.
3. Nieznaczne różnice EBD/1 000 ludności pomiędzy scenariuszami BAU i PSW oraz BAU i UE oznaczają, że wykorzystanie wodoru w ilości określonej w scenariuszach PSW i UE nie przyczyni się do wyraźnej poprawy sytuacji zdrowotnej w żadnym z analizowanych obszarów.
4. Zastosowanie koncepcji EBD do oceny efektywności scenariusza 2040+ w zakresie zmniejszenia liczby DALY w wyniku redukcji zanieczyszczenia powietrza pyłem PM_{2,5} na obszarze Polski, województwa śląskiego i pomorskiego.
5. W porównaniu z 2018 r. wartości EBD/1 000 ludności oszacowane dla scenariusza 2040+ są mniejsze tylko o 0,9 DALY w kraju, o 41,3 DALY w województwie śląskim i o 121,9 DALY w woj. pomorskim. Największa redukcja stężenia PM_{2,5} w woj. pomorskim w następstwie wdrożenia scenariusza 2040+ zapobiegnie utracie 121,9 lat życia w zdrowiu przynosząc największe korzyści zdrowotne wśród wszystkich analizowanych obszarów.
6. W województwie śląskim i całym kraju, mimo obniżenia średnich rocznych stężeń pyłu PM_{2,5} w następstwie zastosowania scenariusza 2040+, stężenia te będą nadal wyższe od poziomu dopuszczalnego ze względu na ochronę zdrowia ludzi, który wynosi 20 µg/m³.

Wskazanie zmniejszenia kosztów opieki zdrowotnej oraz opieki społecznej w gospodarce narodowej, wynikających z ograniczenia emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń powietrza.

Określanie kosztów opieki zdrowotnej oraz opieki społecznej w skali Polski, które są spowodowane zanieczyszczeniami powietrza opiera się na metodach szacowania. Wdrażanie programów ograniczenia emisji, zwłaszcza tych, które przekładają się na wymierne efekty ekologiczne, wymaga przeprowadzenia analiz kosztów i korzyści. **Całościowe koszty zewnętrzne wynikające z przekroczeń norm jakości powietrza w Polsce, których konsekwencją są przedwczesne zgony, szacuje się na niecałe 300 mld PLN** [635] (WHO/OECD, 2015 [636]).

Określenie kosztów szkód zdrowotnych, wynikających m. in. ze wzrostu zachorowalności oraz umieralności w populacji narażonej na zanieczyszczenia powietrza jest obarczone dużą niepewnością, ponieważ statystyczna wartość ludzkiego życia (wskaźnik VSL - *value of statistical life*) dla Polski została oszacowana w 2010 roku na poziomie 2,09 mln USD [637]. Uogólniając, wysokość kosztów zewnętrznych oblicza się na podstawie danych dotyczących liczby przypadków zachorowań oraz szacunkowej wartości kosztów na jeden przypadek.

W 2005 roku została opublikowana metoda analizy kosztów i korzyści zalecana do stosowania w szczególności w Programie Czyste Powietrze dla Europy (CAFE-CBA 2005 [638]; CAFE-CBA 2005 [639]). Zgodnie z tą metodyką można określić wartość kosztów zewnętrznych ponoszonych przez każdy kraj w związku z emisją określonych zanieczyszczeń takich jak: pył PM_{2,5}, NO_x, SO₂, nieorganiczne związki lotne, a także amoniak. Według metodyki CAFE-CBA, w analizach uwzględniane są: wielkość emisji substancji zanieczyszczającej, powierzchnia analizowanego obszaru i liczebność narażonej populacji. Obliczenia dokonywane są w oparciu o założenie, że emisja każdego kilograma zanieczyszczeń pyłowych lub gazowych powoduje powstawanie kosztów zewnętrznych wynikających z negatywnego oddziaływania tych zanieczyszczeń na zdrowie ludzkie i ekosystemy (POP, 2020 [640]).

W Programie Ochrony Powietrza dla Województwa Śląskiego opracowanym w 2020 roku przez Atmoterm S.A., zgodnie z metodyką CAFE-CBA, zostały wyliczone szacunkowe koszty zewnętrzne. W przeprowadzonych analizach oparto się na kosztach zewnętrznych związanych z emisją pyłu PM_{2,5}. Wycena ta uwzględniała koszty związane z przewlekłymi skutkami narażenia na wysokie stężenia, śmiertelność, zachorowalność na choroby układu oddechania, układu krążenia, konsultacje z lekarzami, ograniczone dni aktywności ruchowej mieszkańców - absencje w pracy, stosowanie leków, czy ilość dni hospitalizacji i występowania objawów chorobowych. **Wyznaczone w analizie jednostkowe koszty zewnętrzne**

635 kwota obliczona na podstawie wartości VSL dla Polski w roku 2010 oraz liczby przedwczesnych zgonów spowodowanych narażeniem na pył PM_{2,5} w 2018 roku; do przeliczenia waluty przyjęto kurs dolara wg NBP z dnia 31.12.2010 (1 USD – 2,9641 PLN).

636 Economic cost of the health impact of air pollution in Europe, Clean air, health and wealth, Copenhagen, WHO Regional Office for Europe, <https://www.euro.who.int/en/media-centre/events/events/2015/04/ehp-mid-term-review/publications/economic-cost-of-the-health-impact-of-air-pollution-in-europe> (2015) (dostęp 21.04.2021)

637 w 2010 roku VSL dla Polski wyznaczono na poziomie 2,09 mln USD, co odpowiada 1,57 mln EURO, jeśli jako stosunek wartości EUR/USD przyjmie 1,33.

638 Methodology for the Cost-Benefit analysis for CAFÉ, Volume 1, Overview of Methodology (2005)

639 Methodology for the Cost-Benefit analysis for CAFÉ, Volume 2, Health Impact Assessment (2005)

640 Program ochrony powietrza dla województwa śląskiego, Atmoterm S.A., Uchwała Sejmiku Województwa Śląskiego nr VI/21/12/2020 z dnia 22 czerwca 2020 (2020)

kształtowały się na poziomie: 228 000 zł/t PM_{2,5}/r ^[641] (POP, 2020 [642]). W oparciu o wyznaczony wskaźnik jednostkowy kosztów zewnętrznych dla emisji pyłu PM_{2,5}, oszacowano wielkość kosztów wynikających z przekroczeń normy jakości powietrza dla tego zanieczyszczenia (Tabela 210).

Tabela 210 Koszty zewnętrzne wynikające z zanieczyszczenia powietrza pyłem PM_{2,5} oszacowane dla województwa śląskiego i wybranych jednostek administracyjnych w roku 2018.

Lp.	Obszar	Szacunkowe koszty zewnętrzne zanieczyszczenia powietrza pyłem PM _{2,5} [mln PLN]
1.	Bytom	111,357
2.	Chorzów	57,878
3.	Dąbrowa Górnicza	666,032
4.	Gliwice	125,136
5.	Jaworzno	138,702
6.	Katowice	234,856
7.	Mysłowice	83,852
8.	Piekary Śląskie	71,036
9.	Ruda Śląska	64,922
10.	Siemianowice Śląskie	80,210
11.	Sosnowiec	132,460
12.	Świętochłowice	18,634
13.	Tychy	42,034
14.	Zabrze	115,035
15.	Aglomeracja Górnośląska (14 miast)	1 942,144
16.	Województwo śląskie	7 084,004

Źródło: POP 2020

Zgodnie z założeniami Programu Ochrony Powietrza dla Województwa Śląskiego zmniejszenie kosztów zewnętrznych wynikających z przekroczeń normy jakości powietrza dla pyłu PM_{2,5} wynikać będzie w znacznej mierze z redukcji emisji z sektora komunalno-bytowego do roku 2026. W skali całego województwa śląskiego, pod względem redukcji emisji pyłu PM_{2,5} planowane jest zmniejszenie kosztów zewnętrznych o niecałe 40% (z 7 084,004 mln PLN do 2 798,813 mln PLN) (POP 2020).

W oparciu o wyznaczony dla roku 2018 jednostkowy wskaźnik kosztów zewnętrznych dla emisji pyłu PM_{2,5} w województwie śląskim, wynoszący 228 000 zł/t PM_{2,5}/r, oszacowano redukcję kosztów, jaka wynika z wdrożenia strategii wodorowej w Polsce, w podziale na trzy scenariusze. Wyniki szacowania przedstawia Tabela 211.

641 w kosztach nie uwzględniono skutków ekonomicznych (np. związanych ze stratami w rolnictwie – zmniejszenie plonów), społecznych (np. związanych z przedwczesnymi rentami, czy wymaganą rehabilitacją) oraz wpływu na dziedzictwo kulturowe (np. niszczenie zabytków przez zanieczyszczone powietrze).

642 Program ochrony powietrza dla województwa śląskiego, Atmoterm S.A., Uchwała Sejmiku Województwa Śląskiego nr VI/21/12/2020 z dnia 22 czerwca 2020 (2020)

Tabela 211 Redukcja kosztów zewnętrznych spowodowanych zmniejszeniem emisji pyłu PM2,5 w wyniku wdrożenia strategii wodorowej oszacowana dla województwa śląskiego i Aglomeracji Górnośląskiej w oparciu o dane za rok 2018.

Scenariusze wdrażania gospodarki wodorowej	Emisja uniknięta pyłu PM2,5 [t/r]	Redukcja kosztów zewnętrznych wynikająca z wdrożenia strategii wodorowej [mln PLN]	Procent redukcji kosztów zewnętrznych na terenie województwa śląskiego	Procent redukcji kosztów zewnętrznych na terenie Aglomeracji Górnośląskiej
Scenariusz BAU	0,64	0,15	0,002%	0,008%
Scenariusz PSW	63,24	14,42	0,20%	0,74%
Scenariusz UE	322,48	73,53	1,04%	3,79%

Źródło: obliczenia własne IETU z wykorzystaniem danych wejściowych POP2020

Zgodnie z wynikami przeprowadzonej analizy obniżenie emisji zanieczyszczeń w następstwie wykorzystania wodoru w gospodarce narodowej, będzie kształtowało się na bardzo niskim poziomie w skali całej Polski. Wyliczenia przeprowadzone dla województwa śląskiego, także nie potwierdzają znaczącej redukcji kosztów zewnętrznych spowodowanych zmniejszeniem emisji pyłu PM2,5 w wyniku wdrożenia strategii wodorowej (procent redukcji kosztów mieści się w zakresie 0,002% - 1,04% w zależności od scenariusza). Biorąc pod uwagę, 14 miast Aglomeracji Górnośląskiej zmniejszenie kosztów zewnętrznych również jest nieznaczne (w scenariuszu UE procent redukcji kosztów wynosi niecałe 4%) (Tabela 211).

Na podstawie przeprowadzonego szacowania, można wnioskować, że wdrożenie technologii wodorowych, zgodnie z przyjętymi scenariuszami, nie będzie miało wymiernego wpływu na obniżenie kosztów opieki zdrowotnej i społecznej w skali Polski. Redukcja ta nie będzie również znacząca w skali województwa śląskiego oraz Aglomeracji Górnośląskiej.

Na obszarze województwa śląskiego emisje pyłu PM2,5 stanowią znaczący udział wszystkich oszacowanych kosztów zewnętrznych. Z tego względu uzasadnione jest wprowadzenie działań mających na celu zwiększenie wykorzystania wodoru w sektorze ciepłownictwa, aby intensyfikować działania ograniczające emisje zanieczyszczeń pyłowych z sektora komunalno-bytowego. Podejmowanie takich działań jest również uzasadnione na innych obszarach Polski charakteryzujących się najwyższymi przekroczeniami norm pyłowych zanieczyszczeń powietrza.

Szacowanie kosztów zdrowotnych wynikających z oddziaływania pyłu PM2,5 dla województwa pomorskiego nie zostało wykonane ze względu na brak wystarczającej liczby danych wejściowych.

Podsumowanie:

1. Zgodnie z danymi WHO, całościowe zdrowotne koszty zewnętrzne wynikające z przekroczeń norm jakości powietrza szacuje się na niecałe 300 mld PLN⁶⁴³ (100 mld USD) w skali całej Polski.
2. Szacowane zmniejszenie emisji pyłu PM_{2,5} dla województwa śląskiego oraz Aglomeracji Górnośląskiej w wyniku wdrożenia strategii wodorowej może przełożyć się na nieznaczną procentową redukcję kosztów zewnętrznych (odpowiednio: od 0,002% do 1,04% oraz od 0,008% do 3,79% w zależności od scenariusza).
3. Wzrost wykorzystania wodoru w gospodarce narodowej Polski nie będzie miał istotnego wpływu na obniżenie kosztów opieki zdrowotnej i społecznej w skali Polski, nawet przy realizacji najbardziej ambitnego scenariusza UE.

⁶⁴³ do przeliczenia waluty przyjęto kurs dolara wg NBP z dnia 31.12.2010 (1 USD – 2,9641 PLN)

Vd. Korzyści wynikające ze wzrostu wykorzystania wodoru w gospodarce narodowej

Przegląd literatury

Scenariusze dla UE sięgające roku 2030 przyjmują popyt na wodór na poziomie 42 albo 183 TWh rocznie (FCHU, 2020). W pierwszym przypadku wartość dodana w gospodarce wodorowej przekroczy 7,5 mld EUR, a w drugim sięgnie 30 mld EUR. Do wygenerowania tej wartości niezbędne będzie zatrudnienie (w ekwiwalentach pełnego czasu pracy) wynoszące, odpowiednio, ponad 100 tys. i ponad 350 tys. pracowników. Należy podkreślić, że efekty rozwoju gospodarki wodorowej będą skoncentrowane w Niemczech, Włoszech, Francji, Hiszpanii i Niderlandach. Obliczenia dla Polski wskazują na umiarkowanie niskie liczby wynoszące ponad 343 mln EUR i 870 mln EUR wartości dodanej dla, odpowiednio, niskiego i wysokiego popytu na wodór w UE, oraz wzrostu zatrudnienia na poziomie 3 600 i ponad 8 600 pracowników.

Rozważając wpływ rozwoju gospodarki wodorowej na zatrudnienie należy zwrócić uwagę, że choć skala oczekiwanych korzyści wydaje się znaczna, wiele nowych miejsc pracy zostanie stworzonych w zawodach obecnie nieistniejących i będzie wymagało innych kwalifikacji i wykształcenia niż wykorzystywane na rynku pracy obecnie. Bezdek (2019) wymienia ponad 40 nowych zawodów, których wykonywanie w USA będzie powierzone osobom z wykształceniem wyższym, ze stopniem naukowym doktora, lub ze znacznym doświadczeniem i po długotrwałych szkoleniach. Ze względu na ich wysoki poziom kwalifikacji, płace w sektorze produkcji i dystrybucji wodoru oraz produkcji i obsłudze ogniw paliwowych będą przekraczały średnie wynagrodzenie w gospodarce USA. Patrząc bardziej ogólnie (zob. Road Map to a US Hydrogen Economy, 2020), w ambitnym scenariuszu rozwoju gospodarki wodorowej w USA, zakładającym popyt na wodór w wysokości 17 mln ton w 2030 i 63 mln ton w 2050, zatrudnienie wzrośnie o 700 tys. w 2030 i 3,4 mln w 2050. Szacunki te zostały oparte na założeniu, że 100% popytu zostanie zaspokojone przez produkcję krajową, której wartość w 2030 r. wyniesie 140 mld USD i 750 mld USD w 2050 r.

Proste przeniesienie doświadczeń i prognoz amerykańskich na grunt polski nie jest uzasadnione, niemniej jest to jeden z bardziej dojrzałych rynków, który stanowi punkt odniesienia wielu analiz. USA od roku 1969 jest liderem technologii produkcji ogniw paliwowych i wodoru oraz technologii przesyłu, magazynowania i dystrybucji wodoru, które przeszły już proces komercjalizacji. Obecnie w gospodarce amerykańskiej funkcjonują firmy wytwarzające ogniwa paliwowe, ale też producenci elektrolizerów o mocy przekraczającej 10 MW, a do roku 2025 planowane jest uruchomienie produkcji elektrolizerów o mocy przekraczającej 50 MW. Tymczasem w Polsce rozwój gospodarki wodorowej, co najmniej do roku 2030, będzie wymagał importu zdecydowanej większości urządzeń potrzebnych do wytwarzania energii z OZE, produkcji i dystrybucji wodoru. Ponadto, USA do zasilenia produkcji wodoru wykorzystuje nie tylko odnawialne źródła energii (po niskich kosztach: w 2030 r. cena 1 MWh z tych źródeł wyniesie zaledwie 20 USD, zob. Road Map to a US Hydrogen Economy, 2020), ale dysponuje także rozwiniętą energetyką nuklearną, która do 2030 zostanie zmodernizowana przy wykorzystaniu małych reaktorów modułarnych. Ze względu na te opóźnienia w rozwoju technologicznym, skala korzyści z rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce będzie niższa niż w USA oraz innych krajach wysokorozwiniętych. W Kanadzie wpływ gospodarki wodorowej na wartość dodaną jest szacowany w 2050 r. na

47 mld CAD rocznie w scenariuszu optymistycznym (zob. Hydrogen Strategy for Canada, 2020). Scenariusz optymistyczny zakłada 31% udział wodoru w produkcji energii w 2050r., co oznacza popyt 20Mt rocznie. Przy takich założeniach w 2050 w gospodarce wodorowej (głównie produkcja, dystrybucja wodoru) powstanie ponad 350 000 miejsc pracy.

Metoda badawcza

Kompleksowa ocena korzyści wynikających z rozwoju gospodarki wodorowej wymaga oszacowania efektów bezpośrednich rozwoju nowego sektora oraz efektów pośrednich, występujących w sektorach powiązanych. W analizie uwzględnione zostaną dwa typy sektorów powiązanych: dostawcy usług i komponentów niezbędnych do wytworzenia wodoru (czyli ogniwa w łańcuchu wartości w produkcji wodoru) oraz sektory zaangażowane w produkcję energii wykorzystywanej do wytworzenia wodoru, dystrybucję i magazynowanie wodoru.

Do oszacowania zatrudnieniowych efektów gospodarki wodorowej zostaną wykorzystane dwie metody:

Wskaźnik zatrudnienia (*employment factor approach*). Mierzy bezpośrednie efekty uruchomienia produkcji (zatrudnienie wynikające z MCI – *manufacturing, construction, installation* – czyli produkcji wyposażenia kapitałowego, przygotowania miejsca jego instalacji i samej instalacji).

Międzygałęziowe przepływy czynników brutto. Oprócz bezpośrednich efektów zatrudnienia, wykorzystanie tablicy nakładów i wyników pozwala oszacować efekty pośrednie, czyli wzrost zatrudnienia w gałęziach przemysłu będących poprzednimi ogniwami łańcuchów produkcyjnych. Metoda ta pozwala również na oszacowanie wartości dodanej w sektorach powiązanych z gospodarką wodorową i, na tej podstawie, wpływów podatkowych. Metoda ta jest najczęściej wykorzystywanym sposobem oszacowania skutków produkcji energii z OZE (zob. Breitschopf et al., 2012).

Ad A

Wskaźnik zatrudnienia jest podstawową metodą oszacowania bezpośrednich efektów zatrudnieniowych w wytwarzaniu wodoru. Polega ona na wyznaczeniu liczby pracowników bezpośrednio zaangażowanych w produkcji określonej ilości wodoru (mierzonej w jednostkach fizycznych, np. Nm³). W zależności od założonej skali krajowej produkcji wodoru możliwe będzie oszacowanie łącznego zatrudnienia w sektorze wytwarzającym wodór. Dane dotyczące zatrudnienia niezbędnego do wytworzenia określonej ilości wodoru będą oparte na międzynarodowych doświadczeniach (tzn. na podstawie zatrudnienia w już istniejących instalacjach do produkcji wodoru).

Uwzględnione zostaną dwie podstawowe metody wytwarzania wodoru, tzn. elektroliza oraz reforming parowy gazu ziemnego. Na podstawie już zgromadzonych danych (IEAGHG, 2017), oszacowano że przy zdolnościach produkcyjnych wynoszących 100 000 Nm³/h, zatrudnienie w zakładzie dwustopniowego reformingu parowego z odzyskiem CO₂ znajduje 38 osób.

Ad B

Pierwszą tablicą w analizie nakładów i wyników jest bilans przepływów międzygałęziowych, który pokazuje wartość transakcji między sektorami w danym roku (dla polskiej gospodarki najnowsza tablica została przez GUS opracowana dla 2015 roku). Kolumny tej macierzy

zawierają wartości zakupów dóbr zaopatrzeniowych wybranej gałęzi (działu) od producentów z innych gałęzi (działów) gospodarki. Rzędy tej macierzy pokazują wartość produkcji danej gałęzi nabytej przez producentów z innych gałęzi oraz przez nabywców dóbr finalnych.

Drugą tablicą w analizie nakładów i wyników jest tablica współczynników bezpośredniej produktochłonności, która pokazuje w każdej kolumnie niezbędne zakupy dóbr zaopatrzeniowych dostarczanych przez wszystkie gałęzie gospodarki do wytworzenia, przez daną gałąź, produkcji o wartości 1 PLN. Powstaje przez podzielenie wartości przedstawionych w każdej kolumnie bilansu przepływów międzygałęziowych przez wielkość produkcji danej gałęzi.

Trzecia z macierzy, tablica współczynników pełnej produktochłonności pokazuje, oprócz efektów bezpośrednich (przedstawionych w Tablicy współczynników bezpośredniej produktochłonności), efekty pośrednie zwiększenia produkcji przez każdą z gałęzi przedstawionych w kolumnach. Początkowy wzrost produkcji wynikający ze zwiększenia popytu na dobra zaopatrzeniowe zmusza ich dostawców do zwiększenia popytu na dobra zaopatrzeniowe, które oni wykorzystują w produkcji. Ten efekt drugiej rundy prowadzi do dalszego wzrostu popytu na dobra zaopatrzeniowe w całej gospodarce i współczynniki pełnej produktochłonności pokazują całkowite (po wszystkich rundach wzrostu popytu na dobra zaopatrzeniowe) niezbędne zakupy dóbr zaopatrzeniowych dostarczanych przez wszystkie gałęzie gospodarki do wytworzenia, przez daną gałąź, produkcji o wartości 1 PLN. Tablica ta jest wykorzystywana do obliczenia pośrednich i bezpośrednich efektów zatrudnieniowych (patrz poniżej: odwrotna macierz Leontiefa).

Formalnie, całkowita produkcja działu i może być zapisana jako suma popytu końcowego i zużycia pośredniego w innych działach:

$$X_i = Y_i + \sum_j X_{ij}$$

X_i – produkcja globalna działu i

Y_i – popyt końcowy na produkty działu i

X_{ij} – zużycie pośrednie produktów działu i w dziale j .

Uwzględnionymi w analizie gospodarki wodorowej działami j są działy produkcji energii (OZE: farmy wiatrowe lądowe i morskie oraz fotowoltaika), produkcji wodoru w procesie elektrolizy oraz działy dystrybucji i magazynowania wodoru (transport gazociągami, stacje tankowania wodoru). Działami i są wszystkie pozostałe działy gospodarki, które dostarczają komponentów potrzebnych do inwestycji i funkcjonowania wymienionych działów j . Oczywiście nie wszystkie działy i dostarczają komponentów niezbędnych w gospodarce wodorowej, czyli w wielu przypadkach $X_{ij}=0$.

Niech współczynnik techniczny $a_{ij} = X_{ij}/X_j$, wtedy całkowita produkcja działu i jest równa

$$X_i = Y_i + \sum_j a_{ij}X_j$$

Wykorzystując zapis macierzowy, produkcją w całej gospodarce można przedstawić następująco:

$$X = AX + Y,$$

gdzie A oznacza macierz współczynników technicznych.

Rozwiązaniem tego równania jest:

$$X = (I - A)^{-1}Y$$

gdzie $L = (I - A)^{-1}$ to tzw. odwrotna macierz Leontiefa, czyli macierz współczynników pełnej produktywności. Każdy element tej macierzy jest miarą wzrostu produkcji w dziale i w wyniku wzrostu popytu na produkcję działu j o 1.

Mnożnik całkowitego zatrudnienia E można wyprowadzić z mnożnika produkcji. Niech e oznacza nakłady pracy na jednostkę produkcji globalnej, które zostaną obliczone, na podstawie danych GUS, przez podzielenie wartości produkcji globalnej w każdym dziale przez liczbę pracujących w tym dziale.

$$E = eL$$

Następnie obliczone zostanie całkowite zużycie pośrednie w działach i wynikające ze wzrostu popytu zaopatrzeniowego ze strony firm wytwarzających wodór:

$$IT = (I - v) X^{H2}$$

gdzie v to macierz diagonalna z wartościami współczynników wartości dodanej obliczonych jako iloraz wartości dodanej do produkcji globalnej (a zatem diagonalne elementy macierzy $(I-v)$ równają się ilorazowi zużycia pośredniego i produkcji globalnej). Wielkość produkcji wodoru została oznaczona X^{H2} .

Całkowite zużycie pośrednie we wszystkich działach należy teraz przyporządkować poszczególnym działom, tak aby uzyskać wartość popytu na produkcję każdego z działów i z osobna. W tym celu wykorzystana zostanie macierz A'' , czyli macierz udziału produktów pośrednich z działu i w produkcji energii oraz produkcji i dystrybucji wodoru. Zostanie ona obliczona w kolumnach jako popyt na dobro zaopatrzeniowe z działu i podzielony przez całkowite zużycie pośrednie działu j , czyli działu gospodarki wodorowej.

Ostatecznie, popyt na produkcję działu i wynikającą z popytu na dobra zaopatrzeniowe zgłaszanego przez producentów energii z OZE i wodoru wynosi:

$$II = A''IT$$

Ostatnim krokiem jest wykorzystanie mnożnika całkowitego zatrudnienia do obliczenia pośredniego wpływu sektora wodorowego na zatrudnienie, wynikającego z popytu na dobra zaopatrzeniowe:

$$Z_{\text{pośredni}} = E II$$

Łączny wpływ na zatrudnienie będzie sumą zatrudnienia pośredniego i zatrudnienia bezpośredniego obliczonego metodą wskaźników zatrudnienia (patrz metoda A).

Macierz II umożliwia także obliczenie wartości dodanej w działach dostarczających produkty zaopatrzeniowe sektorowi wodorowemu. Niech va równa się udziałowi wartości dodanej w produkcji globalnej. Wtedy mnożnik wpływów podatkowych ma postać:

$$VA = vaL$$

Natomiast wartość wpływów podatkowych z działów dostarczających dobra zaopatrzeniowe zostanie na dwa sposoby, wykorzystujące średni udział podatków w wartości dodanej w Polsce. Pierwszy sposób wykorzystuje średni (w latach 2015-2019) udział dochodów

sektora finansów publicznych ogółem w PKB, który wynosił wg danych GUS 0,3919. Drugi sposób wykorzystuje średni (w latach 2015-2019) udział dochodów podatkowych budżetu państwa w PKB, który wynosił wg danych GUS 0,1548. Oba procentowe udziały zostaną pomnożone przez wartość dodaną w gospodarce wodorowej, co pozwoli oszacować wartość wpływów podatkowych.

Założenia dotyczące struktury kosztów i scenariusze wielkości produkcji.

Niezbędnym elementem analizy efektów zatrudnieniowych działalności sektora wodorowego przy wykorzystaniu tablicy przepływów międzygałęziowych jest oszacowanie popytu na dobra zaopatrzeniowe wytwarzane przez sektory *i*. W tym celu wykorzystana zostanie struktura kosztów inwestycji oraz obsługi i konserwacji sektora wodorowego sporządzona w oparciu na pogłębione wywiady przeprowadzone z ekspertami. Ekspertcy dostarczyli też informacji o możliwościach zaspokojenia popytu na dobra zaopatrzeniowe przez dostawców krajowych. Jedynie ta część popytu wywoła pośrednie i bezpośrednie efekty zatrudnieniowe oraz wpłynie na wartość dodaną w Polsce.

Jak wspomniano wcześniej, przez sektor wodorowy rozumiemy wytworzenie energii z OZE potrzebnej do produkcji wodoru, wytworzenie wodoru oraz jego magazynowanie i dystrybucję. Zgodnie ze strategią wodorową EU z 2020, do roku 2024 zainstalowana moc elektrolizerów zasilanych energią z OZE ma wynosić 6 GW (a produkcja wodoru 1 mln ton), a do roku 2030 ma sięgnąć 40 GW (a poziom produkcji osiągnie 10 mln ton). Moc urządzeń wytwarzających energię z OZE w 2020 r. wynosiła w UE wynosiła ok. 480 GW (IRENA, 2021). Biorąc pod uwagę, że moc urządzeń wytwarzających energię z OZE musi być na poziomie kilkakrotnie większym niż moc zainstalowanych elektrolizerów, osiągnięcie celów strategii wodorowej EU będzie wymagało dodatkowych inwestycji w energetykę opartą na OZE. Uwzględniając niski udział OZE w mixie energetycznym Polski (w 2020 r. moc zainstalowanych urządzeń wyniosła ok. 12 GW, zob. PEP), założyliśmy, że rozwój gospodarki wodorowej w Polsce będzie musiał być poprzedzony inwestycjami w produkcję energii z OZE. Dlatego w oszacowanym wpływie rozwoju gospodarki wodorowej na zatrudnienie, wartość dodaną i wpływy podatkowe uwzględniliśmy efekty wynikające z produkcji energii przez wiatrowe turbiny lądowe i morskie oraz instalacje fotowoltaiczne.

W tabeli poniżej przedstawiono strukturę kosztów ponoszonych w trakcie inwestycji i eksploatacji urządzeń wytwarzających energię z OZE z przypisaniem krajowego popytu na dobra zaopatrzeniowe (czyli z pominięciem wydatków na importowane dobra zaopatrzeniowe) do poszczególnych działów klasyfikacji NACE. Warto zauważyć, że wartość lokalną (*local content*) w przypadku turbin lądowych oszacowano na ok. 30%, w przypadku turbin morskich na ok. 24%, a w przypadku instalacji fotowoltaicznych na 40% całości kosztów inwestycji.

Tabela 212 Produkcja energii z OZE: podział kosztów inwestycji na 1MW mocy zainstalowanej (w EUR) wg działów

Rodzaj OZE	turbiny lądowe	turbiny morskie	fotowoltaika
Dział NACE	kwota	kwota	kwota
22	58 800	0	0
25	45 400	0	35 000
27	145 000	48 300	217 000
28	96 000	64 750	0
33	5 000	10 500	10 800
35	2 600	1 350	0
41-43	78 200	15 400	0
64	0	0	28 000
68	10 000	0	3 000
71	75 000	31 500	0

Uwagi: Koszty inwestycji w przypadku turbin lądowych przyjęto na poziomie 1,5 mln EUR na 1MW, a w przypadku turbin morskich i fotowoltaiki na poziomie 0,7 mln EUR na 1MW. Do obliczeń wszystkich efektów wykorzystano jedynie tę część popytu inwestycyjnego, która zostanie zaspokojona przez producentów krajowych.

Źródło: Zestawienie własne

Następnie przeprowadzono analizę kosztów produkcji elektrolizerów z membraną PEM, alkalicznych i stałotlenkowych. Koszty inwestycji w każdym przypadku przyjęto na poziomie 1 mln EUR na 1MW (na podstawie Christensen, 2020). Dla każdego typu elektrolizera składają się na nie w 55% urządzenia uzupełniające (Balance of plant), czyli urządzenia obiegu wody zdemineralizowanej, kondycjonowania wodoru i chłodzenia. Pozostałe koszty (45%) dotyczą stosu ogniw, które poza samymi ogniwami obejmują elementy konstrukcyjne, uszczelki, powłoki i inne materiały, w proporcjach charakterystycznych dla każdego typu elektrolizera. Wszystkie z wymienionych urządzeń i materiałów zostały przypisane do Statystycznej Klasyfikacji Działalności Gospodarczej UE (NACE) i przedstawione w tabeli powyżej.

W tabeli poniżej uwzględniono jedynie tę część popytu inwestycyjnego, która zostanie zaspokojona przez producentów krajowych, bo tylko ona wpłynie na zatrudnienie i wartość dodaną w polskich przedsiębiorstwach. Zawartość lokalna (local content) w przypadku urządzeń uzupełniających (BoP) wynosi 100%, a w przypadku stosu ogniw wynosi ok. 50% całości kosztów inwestycji.

Tabela 213 Podział kosztów produkcji elektrolizera na 1MW mocy urządzenia (w EUR) wg działów

Rodzaj elektrolizera	z membraną PEM	alkaliczne	stało-tlenkowe
Dział NACE	kwota	kwota	kwota
20	0	0	14 985
22	36 000	17 550	110 700
23	0	0	5 670
25	126 000	31 365	0
27	45 360	220 590	31 428
28	275 000	275 000	357 500

Uwagi: Koszty inwestycji w każdym przypadku przyjęto na poziomie 1 mln EUR na 1MW (na podstawie Christensen, 2020, tabela 5.4.1). Do obliczeń wszystkich efektów wykorzystano jedynie tę część popytu inwestycyjnego, która zostanie zaspokojona przez producentów krajowych. Nie uwzględniono kosztów energii, ponieważ przyjęto założenie, że będzie ona pochodziła z OZE, które rozpatrywane są osobno.

Źródło: Zestawienie własne

Tabela 214 Podział kosztów produkcja stacji tankowania wodorem na 1 sztukę (w EUR) wg działów

Dział NACE	kwota
22	36 000
25	126 000
27	45 360
28	275 000

Uwagi: Koszty inwestycji przyjęto na poziomie 1,75 mln EUR na 1 stację. Do obliczeń wszystkich efektów wykorzystano jedynie tę część popytu inwestycyjnego, która zostanie zaspokojona przez producentów krajowych.

Źródło: Zestawienie własne

Punktem wyjścia do oszacowania wielkości energii pochodzącej z OZE i wynikającej z niej wielkości produkcji elektrolizerów i liczby uruchomionych stacji tankowania wodorem była „Polityka energetyczna Polski do 2040” (PEP). Poziomy zainstalowanej mocy urządzeń OZE w latach 2030 i 2040 wynikające z tego dokumentu zostały przedstawione w tabeli 5.3. W tabeli przedstawiono też 6 scenariuszy, zakładających wykorzystanie do produkcji wodoru 5%, 10% albo 30% dodatkowej mocy urządzeń wytwarzających energię z OZE, która zostanie zainstalowana do 2030 albo 2040 roku.

Można zakładać, że efektywność wytwarzania energii z OZE w Polsce przez turbiny lądowe, turbiny morskie i instalacje fotowoltaiczne wymaga zainstalowania urządzeń o mocy, odpowiednio, 4-krotnie, 2-krotnie i 10-krotnie większej niż zainstalowana moc elektrolizerów. Z tego wynika, że w przedstawionym scenariuszu wykorzystania 5% nowych mocy urządzeń wytwarzających energię z OZE wg założeń PEP, możliwe będzie uruchomienie elektrolizerów o łącznej mocy ok. 100 MW w roku 2030 i ok. 250 MW w roku 2040. Analogicznie, łączna moc zainstalowanych elektrolizerów przy założeniu wykorzystania 10% nowych mocy urządzeń wytwarzających energię z OZE wg założeń PEP wynosiłaby 200 MW w 2030 r. i 500 MW w

roku 2040. W najbardziej optymistycznym scenariuszu wykorzystania 30% nowych mocy urządzeń wytwarzających energię z OZE wg założeń PEP do zasilania elektrolizerów, ich łączna moc mogłaby wynosić 600 MW w 2030 i 1500 MW w 2040.

Warto w tym kontekście przywołać założenia Polskiej Strategii Wodorowej do roku 2030 z perspektywą do 2040. Elementem jej celu 4 jest wykorzystanie mocy zainstalowanej w OZE dla potrzeb produkcji wodoru i paliw syntetycznych w oparciu o proces elektrolizy. Przyjęto założenie, że zainstalowana moc elektrolizerów sięgnie w 2030 r. 2 GW. Oznaczałoby to, że na potrzeby elektrolizerów zarezerwowane zostanie aż 40% łącznej zainstalowanej mocy urządzeń wytwarzających energię z OZE wg założeń PEP na rok 2030. W niniejszym raporcie w scenariuszu optymistycznym założyliśmy poziom 30%.

Tabela 215 Obecna i planowana wielkość mocy zainstalowanych urządzeń produkujących energię z OZE oraz scenariusze wykorzystania do produkcji wodoru dodatkowo zainstalowanej mocy do 2030 albo 2040 r.

Moc docelowa wg PEP	turbiny lądowe	turbiny morskie	fotowoltaika
2020	9 497	0	2 285
2030	9 601	3 815	7 270
2040	9 761	7 985	16 062
Moc przeznaczona do wykorzystania w elektrolizie w scenariuszu wykorzystania do produkcji wodoru 5% mocy zainstalowanej			
2030	5,2	190,75	249,25
2040	13,2	399,25	688,85
Moc przeznaczona do wykorzystania w elektrolizie w scenariuszu wykorzystania do produkcji wodoru 10% mocy zainstalowanej			
2030	10,4	381,5	498,5
2040	26,4	798,5	1 377,7
Moc przeznaczona do wykorzystania w elektrolizie w scenariuszu wykorzystania do produkcji wodoru 30% mocy zainstalowanej			
2030	31,2	1 144,5	1 495,5
2040	79,2	2 395,5	4 133,1

Źródło: Zestawienie własne

Przy oszacowaniu liczby elektrolizerów oraz stacji tankowania kierowano się wielkościami mocy urządzeń wytwarzających energię na potrzeby produkcji wodoru. Ponownie, dla porównań, przyjęto dwa poziomy mocy urządzeń wytwarzających energię z OZE do zasilania elektrolizerów, które zostały przewidziane w strategii PEP.

Tabela 216 Liczba elektrolizerów (o mocy 1 MW) i stacji tankowania wodoru

Rok	Elektrolizery z membraną PEM	Elektrolizery alkaliczne	Elektrolizery stałotlenkowe	Stacje tankowania
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 5% mocy zainstalowanej urządzeń OZE				
2030	0	50	50	300
2040	25	100	100	1 000
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 10% mocy zainstalowanej urządzeń OZE				
2030	0	100	100	300
2040	50	200	200	1 000
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 30% mocy zainstalowanej urządzeń OZE				
2030	100	300	300	300
2040	200	600	600	1 000

Uwagi: Przyjęto, że liczba stacji tankowania wodoru nie zależy od wielkości energii z OZE przeznaczonej do produkcji wodoru. W przypadku mniejszej produkcji krajowej, popyt na wodór zostanie zaspokojony przez wodór importowany, co nie zmienia niezbędnej liczby stacji tankowania w Polsce. Przyjęto parametry stacji z wodorem magazynowanym pod ciśnieniem do 30MPa. Duża liczba stacji wynika również z założenia o możliwości podjęcia eksportu tego typu rozwiązań na chłonny rynek UE.

Źródło: zestawienie własne

Wpływ gospodarki wodorowej na zatrudnienie, wartość dodaną i dochody sektora publicznego.

Wartości elementów macierzy Leontiefa pochodzą z ostatniego opublikowanego przez GUS *Bilansu przepływów międzygałęziowych*, który został sporządzony na podstawie danych dla roku 2015. Należy podkreślić, że wszystkie szacunki wykorzystujące te tablice mogą być obarczone błędem wynikający ze zmian strukturalnych gospodarki. Dlatego przyjęte w tym opracowaniu scenariusze dla roku 2030 i 2040 należy rozumieć jako efekty inwestycji w gospodarkę wodorową, które pojawią się w polskiej gospodarce gdyby przy dzisiejszej jej strukturze dokonać zwiększenia mocy zainstalowanych w urządzeniach wytwarzających energię z OZE do poziomów założonych w PEP dla tych lat. Oznacza to, że im później te inwestycje zostaną podjęte, tym większym błędem będą obarczone przedstawione poniżej oszacowania. Wynikać to będzie nie tylko ze zmieniającej się struktury przepływów międzygałęziowych, ale przede wszystkim z dynamicznie zmieniającej się technologii i struktury kosztów w gospodarce wodorowej.

Drugie ważne zastrzeżenie dotyczy trwałości oszacowanych efektów rozwoju gospodarki wodorowej dla zatrudnienia, wartości dodanej i dochodów sektora publicznego. Zdecydowana większość tych efektów (ok. 90%) będzie odczuwana jedynie w okresie dokonywania inwestycji. Po zakończeniu inwestycji wpływ będzie niewielki, zwłaszcza w odniesieniu do zatrudnienia. Nowoczesne technologie są obsługiwane w sposób zautomatyzowany i nie wymagają zatrudnienia wielu pracowników. Wpływ na wartość dodaną i dochody sektora publicznego będzie trwalszy, ale będzie wynikał wyłącznie z efektów bezpośrednich. Ogólnie można przyjąć, że efekty pośrednie w sferze zatrudnienia, wartości dodanej i dochodów będą zanedbywalnie niskie po zakończeniu inwestycji w OZE, elektrolizery i urządzenia do dystrybucji wodoru. Oczywiście urządzenia te ulegają zużyciu i konieczne inwestycje odtworzeniowe będą generowały trwałe, ale nieznaczne efekty pośrednie.

Wpływ gospodarki wodorowej został oszacowany na podstawie scenariuszy rozwoju produkcji energii z OZE oraz liczby elektrolizerów i stacji tankowania przedstawiony w Tabela 215 i Tabela 216.

Zatrudnienie

Tabela 217 Bezpośredni wpływ na zatrudnienie obsługi urządzeń wytwarzających energię z OZE

(w ekwiwalentach pełnego czasu pracy)

Rok	turbiny lądowe	turbiny morskie	fotowoltaika
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 5% mocy zainstalowanej urządzeń OZE			
2030	1,0	57,2	74,8
2040	2,6	119,8	206,7
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 10% mocy zainstalowanej urządzeń OZE			
2030	2,1	114,5	149,6
2040	5,3	239,6	413,3
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 30% mocy zainstalowanej urządzeń OZE			
2030	6,2	343,4	448,7
2040	15,8	718,7	1 239,9

Źródło: Zestawienie własne

Tabela 218 Bezpośredni wpływ na zatrudnienie w działach dostarczających dóbr zaopatrzeniowych wykorzystanych do urządzeń wytwarzających energię z OZE (w ekwiwalentach pełnego czasu pracy)

Rok	turbiny lądowe	turbiny morskie	fotowoltaika
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 5% mocy zainstalowanej urządzeń OZE			
2030	25,4	323,0	617,7
2040	64,4	676,0	1 707,0
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 10% mocy zainstalowanej urządzeń OZE			
2030	50,7	646,0	1 235,3
2040	128,7	1 352,1	3 414,0
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 30% mocy zainstalowanej urządzeń OZE			
2030	152,1	1 937,9	3 705,9
2040	386,2	4 056,2	10 242,0

Źródło: Zestawienie własne

Tabela 219 Pośredni wpływ na zatrudnienie w działach dostarczających dóbr zaopatrzeniowych wykorzystanych do urządzeń wytwarzających energię z OZE (w ekwiwalentach pełnego czasu pracy)

Rok	turbiny lądowe	turbiny morskie	fotowoltaika
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 5% mocy zainstalowanej urządzeń OZE			
2030	14,6	203,9	421,7
2040	37,1	426,8	1 165,5
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 10% mocy zainstalowanej urządzeń OZE			
2030	29,2	407,8	843,4
2040	74,2	853,6	2 331,0
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 30% mocy zainstalowanej urządzeń OZE			
2030	87,6	1 223,5	2 530,3
2040	222,5	2 560,8	6 993,0

Źródło: Zestawienie własne

Jak wynika z danych przedstawionych w Tabelach 201-203 najsilniejsze są efekty zatrudnieniowe pojawiające się w okresie inwestycji w urządzenia OZE wynikające ze wzrostu popytu na produkty zaopatrzeniowe. Są to efekty bezpośrednie i pośrednie u dostawców. Wpływ bezpośredni, czyli najbardziej trwały, w sektorze wytwarzania energii z OZE jest nieznaczny poza najbardziej optymistycznym scenariuszem, w którym zbliża się do 2000 ekwiwalentów pełnego czasu pracy we wszystkich rozpatrywanych OZE. Łączne – pośrednie i bezpośrednie – efekty zatrudnieniowe są przedstawione w Tabeli 220.

Tabela 220 Pośredni i bezpośredni wpływ na zatrudnienie w działach dostarczających dóbr zaopatrzeniowych wykorzystanych do urządzeń wytwarzających energię z OZE oraz w obsłudze tych urządzeń (w ekwiwalentach pełnego czasu pracy)

Rok	turbiny lądowe	turbiny morskie	fotowoltaika
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 5% mocy zainstalowanej urządzeń OZE			
2030	41,0	584,1	1 114,1
2040	104,1	1 222,6	3 079,1
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 10% mocy zainstalowanej urządzeń OZE			
2030	82,0	1 168,2	2 228,3
2040	208,2	2 445,2	6 158,3
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 30% mocy zainstalowanej urządzeń OZE			
2030	246,0	3 504,8	6 684,9
2040	624,5	7 335,7	18 474,9

Źródło: Zestawienie własne

W Tabelach 221-223 przedstawiono szacunki efektów zatrudnieniowych w produkcji elektrolizerów i stacji tankowania wodorem. Dla wszystkich wymienionych urządzeń przyjęto poziom zatrudnienia bezpośrednio wynikający z ich obsługi na poziomie 0, ponieważ są to urządzenia zautomatyzowane. Jak wspomniano wcześniej, przyjęto założenie, że liczba stacji tankowania wodoru będzie zależna od krajowego popytu na ten gaz, a nie od wielkości i sposobu jego produkcji w kraju. Dlatego liczba ta nie zależy od scenariuszy inwestycji w OZE.

Tabela 221 Bezpośredni wpływ na zatrudnienie w działach dostarczających dobra zaopatrzeniowe wykorzystane do produkcji elektrolizerów i stacji tankowania wodorem (w ekwiwalentach pełnego czasu pracy)

Rok	Elektrolizery z membraną PEM	Elektrolizery alkaliczne	Elektrolizery stałotlenkowe	Stacje tankowania
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 5% mocy zainstalowanej urządzeń OZE				
2030	0	258,1	261,3	2 666,3
2040	127,3	516,2	522,7	8 887,8
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 10% mocy zainstalowanej urządzeń OZE				
2030	0	516,2	522,7	2 666,3
2040	254,6	1 032,5	1 045,4	8 887,8
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 30% mocy zainstalowanej urządzeń OZE				
2030	509,2	1548,7	1568,0	2666,3
2040	1018,4	3097,4	3136,1	8887,8

Źródło: Zestawienie własne

Tabela 222 Pośredni wpływ na zatrudnienie w działach dostarczających dóbr zaopatrzeniowych wykorzystanych do produkcji elektrolizerów i stacji tankowania wodorem (w ekwiwalentach pełnego czasu pracy)

Rok	Elektrolizery z membraną PEM	Elektrolizery alkaliczne	Elektrolizery stałotlenkowe	Stacje tankowania
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 5% mocy zainstalowanej urządzeń OZE				
2030	0	156,0	152,5	1650,0
2040	74,2	312,0	304,9	5500,1
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 10% mocy zainstalowanej urządzeń OZE				
2030	0	312,0	304,9	1650,0
2040	148,3	624,0	609,8	5500,1
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 30% mocy zainstalowanej urządzeń OZE				
2030	296,7	935,9	914,7	1650,0
2040	593,4	1871,9	1829,5	5500,1

Źródło: Zestawienie własne

Tabela 223 Łączny wpływ na zatrudnienie w działach dostarczających dóbr zaopatrzeniowych wykorzystanych do produkcji elektrolizerów i stacji tankowania wodorem (w ekwiwalentach pełnego czasu pracy)

Rok	Elektrolizery z membraną PEM	Elektrolizery alkaliczne	Elektrolizery stałotlenkowe	Stacje tankowania
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 5% mocy zainstalowanej urządzeń OZE				
2030	0	414,1	413,8	4 316,4
2040	201,5	828,2	827,6	14 387,9
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 10% mocy zainstalowanej urządzeń OZE				
2030	0	828,2	827,6	4 316,4
2040	403,0	1 656,4	1 655,2	14 387,9
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 30% mocy zainstalowanej urządzeń OZE				
2030	805,9	2 484,7	2 482,8	4 316,4
2040	1611,8	4969,3	4965,5	14387,9

Źródło: Zestawienie własne

W tym podrozdziale przedstawiono 3 scenariusze wpływu na zatrudnienie rozwoju produkcji wodoru przez elektrolizery zasilane energią wytworzoną z OZE oraz dystrybucji wodoru w stacjach tankowania. Scenariusze te oparte są na założeniach PEP, dotyczących zainstalowanych mocy urządzeń wykorzystujących OZE do produkcji energii. W scenariuszu ostrożnym, w którym jedynie 5% planowanej w PEP na rok 2030, nowo zainstalowanej mocy urządzeń produkujących energię z OZE jest wykorzystywanych w gospodarce wodorowej, łączny efekt zatrudnieniowy wynosi 6883 ekwiwalentów pełnego czasu pracy. W scenariuszu ostrożnym, w którym jedynie 5% planowanej w PEP na rok 2040, nowo zainstalowanej mocy urządzeń produkujących energię z OZE jest wykorzystywanych w gospodarce wodorowej, łączny efekt zatrudnieniowy wynosi 20650 ekwiwalentów pełnego czasu pracy. W scenariuszu bazowym, w którym 10% planowanej w PEP na rok, odpowiednio, 2030 i 2040 nowo zainstalowanej mocy urządzeń produkujących energię z OZE jest wykorzystywanych w gospodarce wodorowej, łączny efekt zatrudnieniowy wynosi odpowiednio 9450 i 26914 ekwiwalentów pełnego czasu pracy. W scenariuszu optymistycznym, w którym 30% planowanej w PEP na rok, odpowiednio, 2030 i 2040 nowo zainstalowanej mocy urządzeń produkujących energię z OZE jest wykorzystywanych w gospodarce wodorowej, łączny efekt zatrudnieniowy wynosi odpowiednio 20525 i 52369 ekwiwalentów pełnego czasu pracy. Należy podkreślić, że zdecydowana większość (ok. 90%) nowych miejsc pracy nie będzie trwała, ponieważ efekty zatrudnieniowe wystąpią tylko w okresie inwestycji w OZE, elektrolizery i stacje tankowania wodorem.

Wartość dodana

Największą trudność w szacowaniu wartości dodanej w sektorach gospodarki stanowi fakt ich pominięcia w tablicach przepływów międzygałęziowych. Dotyczy to nawet sektora, który osiągnął już dość wysoki stopień dojrzałości, a mianowicie wytwarzania energii przez turbiny wiatrowe i ogniwa fotowoltaiczne. W przypadku urządzeń wytwarzania energii z OZE

posłużono się eksperymentalnymi tablicami przepływów międzygałęziowych dla sektorów OZE w gospodarce niemieckiej opracowanych przez O'Sullivan i Edlera (2020). Z tablic tych zaczerpnięto wartości produkcji globalnej oraz kosztów operacyjnych dla każdego rozpatrywanego sposobu wytwarzania energii (turbiny lądowe, turbiny wiatrowe, elektrowoltaika) i obliczono wartość dodaną każdego z tych sektorów jako różnicę produkcją globalną a kosztami operacyjnymi. Biorąc pod uwagę niski udział kosztów pracy w kosztach operacyjnych, wynikający z automatyzacji, jest to wiarygodne przybliżenie. Następnie z danych Federal Ministry of Economic Affairs and Energy (2021) zaczerpnięto dane o zainstalowanej mocy wszystkich urządzeń wytwarzających energię z OZE i obliczono wartość dodaną przypadającą na 1MW zainstalowanej mocy. Biorąc pod uwagę zbliżone warunki klimatyczne, tak obliczona wartość dodana urządzeń wytwarzających energię z OZE w Niemczech powinna być jej dobrym przybliżeniem w Polsce.

Wartość dodana bezpośrednio w produkcji wodoru przez elektrolizery została także przybliżona przez różnicę między wartością produkcji globalnej a kosztami operacyjnymi. Produkcja globalna wynikająca z zainstalowania elektrolizera o mocy 1 MW została obliczona w sposób następujący. Przy doskonałej efektywności elektrolizera, 1 MWh wystarcza na wyprodukowanie 30 kg wodoru. Faktyczna efektywność elektrolizerów jest niższa i wynosi dla elektrolizera z membraną PEM 60%, alkalicznego 70% i stało-tlenkowego 80% (Christensen, 2020). Przyjęto, że elektrolizer będzie pracował 8600 godzin rocznie, a cena wodoru będzie wynosiła w Polsce w 2030 r. 3 EUR za kg. Koszty operacyjne zostały przyjęte na poziomie 42 000 EUR/MW (Christensen, 2020). W roku 2040 spodziewany jest spadek ceny wodoru do 2 EUR/kg H₂, ale spodziewany jest też spadek cen za energię, która stanowi zdecydowaną większość kosztów operacyjnych. Z tego wynika, że wartość produkcji globalnej i kosztów operacyjnych elektrolizera zmieniają się proporcjonalnie do kosztów energii, czyli mają zaniedbywalny wpływ na wartość dodaną.

W przypadku stacji tankowania wodoru posłużono się inną metodą oszacowania ich bezpośredniej wartości dodanej. Przyjęto, że wartość dodana stacji tankowania wodoru będzie równa wartości dodanej stacji paliw do pojazdów silnikowych. W 2018r. (ostatnie dostępne dane OECD) wartość dodana w dziale 47,3 Sprzedaż detaliczna paliw do pojazdów silnikowych na stacjach paliw wynosiła ok. 4,6 mld złotych przy liczbie podmiotów w tym dziale wynoszącej 4119. Oznacza to, że wartość dodana na 1 stacji paliw wynosiła ok. 0,25 mln EUR i taką wartość przyjęto dla stacji tankowania wodoru. Wyniki przedstawiono w tabelach.

Tabela 224 Bezpośredni wpływ na wartość dodaną obsługi urządzeń wytwarzających energię z OZE (w mln EUR)

Rok	turbiny lądowe	turbiny morskie	fotowoltaika
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 5% mocy zainstalowanej urządzeń OZE			
2030	1,214	45,005	25,697
2040	3,082	94,198	71,019
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 10% mocy zainstalowanej urządzeń OZE			
2030	2,428	90,010	51,394
2040	6,163	188,396	142,037
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 30% mocy zainstalowanej urządzeń OZE			
2030	7,284	270,031	154,182
2040	18,490	565,188	426,112

Źródło: Zestawienie własne

Tabela 225 Bezpośredni wpływ na wartość dodaną w działach dostarczających dóbr zaopatrzeniowych wykorzystanych do urządzeń wytwarzających energię z OZE (w mln EUR)

Rok	turbiny lądowe	turbiny morskie	fotowoltaika
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 5% mocy zainstalowanej urządzeń OZE			
2030	1,001	12,793	24,957
2040	2,541	26,776	68,973
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 10% mocy zainstalowanej urządzeń OZE			
2030	2,002	25,585	49,914
2040	5,081	53,552	137,946
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 30% mocy zainstalowanej urządzeń OZE			
2030	6,005	76,756	149,742
2040	15,243	160,655	413,839

Źródło: Zestawienie własne

Tabela 226 Pośredni wpływ na wartość dodaną w działach dostarczających dóbr zaopatrzeniowych wykorzystanych do urządzeń wytwarzających energię z OZE (w mln EUR)

Rok	turbiny lądowe	turbiny morskie	fotowoltaika
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 5% mocy zainstalowanej urządzeń OZE			
2030	0,617	17,942	50,426
2040	1,566	17,942	50,426
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 10% mocy zainstalowanej urządzeń OZE			
2030	1,234	17,145	36,492
2040	3,133	35,885	100,852
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 30% mocy zainstalowanej urządzeń OZE			
2030	3,702	51,434	109,475
2040	9,399	107,654	302,555

Źródło: Zestawienie własne

Tabela 227 Pośredni i bezpośredni wpływ na wartość dodaną w działach dostarczających dóbr zaopatrzeniowych wykorzystanych do urządzeń wytwarzających energię z OZE oraz w obsłudze tych urządzeń (w mln EUR)

Rok	turbiny lądowe	turbiny morskie	fotowoltaika
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 5% mocy zainstalowanej urządzeń OZE			
2030	2,832	75,74016	101,0798
2040	7,189	138,9162	190,4177
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 10% mocy zainstalowanej urządzeń OZE			
2030	5,664	132,740	138,800
2040	14,377	277,832	380,835
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 30% mocy zainstalowanej urządzeń OZE			
2030	16,991	398,221	413,399
2040	43,132	833,497	1 142,506

Źródło: Zestawienie własne

Tabela 228 Bezpośredni wpływ na wartość dodaną w produkcji wodoru przez elektrolizery i funkcjonowaniu stacji tankowania wodorem (w mlnEUR)

Rok	Elektrolizery z membraną PEM	Elektrolizery alkaliczne	Elektrolizery stałotlenkowe	Stacje tankowania
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 5% mocy zainstalowanej urządzeń OZE				
2030	0	24,990	28,860	75
2040	10,560	49,980	57,720	250
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 10% mocy zainstalowanej urządzeń OZE				
2030	0	49,980	57,720	75
2040	21,120	99,960	115,440	250
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 30% mocy zainstalowanej urządzeń OZE				
2030	42,240	149,940	173,160	75
2040	84,480	299,880	346,320	250

Źródło: Zestawienie własne

Tabela 229 Bezpośredni wpływ na wartość dodaną w działach dostarczających dóbr zaopatrzeniowych wykorzystanych do produkcji elektrolizerów i stacji tankowania wodorem (w mln EUR)

Rok	Elektrolizery z membraną PEM	Elektrolizery alkaliczne	Elektrolizery stałotlenkowe	Stacje tankowania
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 5% mocy zainstalowanej urządzeń OZE				
2030	0	8,989	8,801	94,630
2040	4,252	17,979	17,601	315,434
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 10% mocy zainstalowanej urządzeń OZE				
2030	0	17,979	17,601	94,630
2040	8,504	35,958	35,202	315,434
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 30% mocy zainstalowanej urządzeń OZE				
2030	17,008	53,936	52,803	94,630
2040	34,015	107,873	105,606	315,434

Źródło: Zestawienie własne

Tabela 230 Pośredni wpływ na wartość dodaną w działach dostarczających dóbr zaopatrzeniowych wykorzystanych do produkcji elektrolizerów i stacji tankowania wodorem (w mln EUR)

Rok	Elektrolizery z membraną PEM	Elektrolizery alkaliczne	Elektrolizery stałotlenkowe	Stacje tankowania
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 5% mocy zainstalowanej urządzeń OZE				
2030	0	6,357	6,213	70,090
2040	3,004	12,714	12,425	233,635
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 10% mocy zainstalowanej urządzeń OZE				
2030	0	12,714	12,425	70,091
2040	6,007	25,429	24,850	233,635
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 30% mocy zainstalowanej urządzeń OZE				
2030	12,014	38,143	37,275	70,091
2040	24,028	76,286	74,550	233,635

Źródło: Zestawienie własne

Tabela 231 Łączny wpływ na wartość dodaną w działach dostarczających dóbr zaopatrzeniowych wykorzystanych do produkcji elektrolizerów i stacji tankowania wodorem (w mln EUR)

Rok	Elektrolizery z membraną PEM	Elektrolizery alkaliczne	Elektrolizery stałotlenkowe	Stacje tankowania
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 5% mocy zainstalowanej urządzeń OZE				
2030	0	40,337	43,873	239,721
2040	17,815	80,673	87,746	799,069
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 10% mocy zainstalowanej urządzeń OZE				
2030	0	80,673	87,746	239,721
2040	35,631	161,346	175,492	799,069
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 30% mocy zainstalowanej urządzeń OZE				
2030	71,261	242,019	263,238	239,721
2040	142,523	484,038	526,477	799,069

Źródło: Zestawienie własne

W tym podrozdziale przedstawiono 3 scenariusze wzrostu wartości dodanej, wynikającego z rozwoju produkcji wodoru przez elektrolizery zasilane energią wytworzoną z OZE oraz dystrybucji wodoru w stacjach tankowania. Scenariusze te oparte są na założeniach PEP dotyczących zainstalowanych mocy urządzeń wykorzystujących OZE do produkcji energii. W scenariuszu ostrożnym, w którym jedynie 5% planowanej w PEP na rok 2030 nowo zainstalowanej mocy urządzeń produkujących energię z OZE jest wykorzystywanych w gospodarce wodorowej, wartość dodana wynosi 503 mln EUR. W scenariuszu ostrożnym, w którym jedynie 5% planowanej w PEP na rok 2040 nowo zainstalowanej mocy urządzeń produkujących energię z OZE jest wykorzystywanych w gospodarce wodorowej, wartość dodana wynosi 1322 mln EUR. W scenariuszu bazowym, w którym 10% planowanej w PEP na rok, odpowiednio, 2030 i 2040 nowo zainstalowanej mocy urządzeń produkujących energię z OZE jest wykorzystywanych w gospodarce wodorowej, wartość dodana wynosi odpowiednio 684 i 1844 mln EUR. W scenariuszu optymistycznym, w którym 30% planowanej w PEP na rok, odpowiednio, 2030 i 2040 nowo zainstalowanej mocy urządzeń produkujących energię z OZE jest wykorzystywanych w gospodarce wodorowej, wartość dodana wynosi odpowiednio 1645 i 3971 mln EUR. Wpływ rozwoju gospodarki wodorowej na wartość dodaną ma bardziej trwały charakter niż na zatrudnienie. Można oczekiwać, że nawet ok. 50% oszacowanego wzrostu wartości dodanej będzie generowane przez sektor wodorowy po zakończeniu procesu inwestycji w OZE, elektrolizery i stacje tankowania wodorem.

Dochody sektora publicznego

Jak wspomniano, dochody sektora publicznego zostały oszacowane na podstawie obliczeń wartości dodanej przedstawionych powyżej. Wykorzystano średni (w latach 2015-2019) udział dochodów sektora finansów publicznych ogółem w PKB, wynoszący 0,3919 oraz średni udział dochodów podatkowych budżetu państwa w PKB, który wynosił wg danych GUS 0,1548. Warto przypomnieć, że PKB jest sumą wartości dodanych wszystkich sektorów więc zastosowanie tych procentowych udziałów do obliczonych wartości dodanych w gospodarce wodorowej pozwala otrzymać dokładne przybliżenie dochodów sektora publicznego. Należy jeszcze raz podkreślić, że zdecydowana większość wartości dodanej powstanie w okresie

inwestycji i dlatego nie można przedstawionych szacunków traktować jako stałych źródeł dochodów sektora finansów publicznych. W Tabelach 216-219 przedstawiono jedynie łączny, czyli wynikający z bezpośrednich i pośrednich efektów dla wartości dodanej, wpływ rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce.

Tabela 232 Pośredni i bezpośredni wpływ na dochody sektora finansów publicznych w działach dostarczających dóbr zaopatrzeniowych wykorzystanych do urządzeń wytwarzających energię z OZE oraz w obsłudze tych urządzeń (w mln EUR)

Rok	turbiny lądowe	turbiny morskie	fotowoltaika
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 5% mocy zainstalowanej urządzeń OZE			
2030	1,110	29,683	39,614
2040	2,817	54,443	74,627
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 10% mocy zainstalowanej urządzeń OZE			
2030	2,220	52,022	54,005
2040	5,635	108,886	149,254
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 30% mocy zainstalowanej urządzeń OZE			
2030	6,659	156,068	162,016
2040	16,904	326,658	447,762

Źródło: Zestawienie własne

Tabela 233 Pośredni i bezpośredni wpływ na wpływy podatkowe budżetu państwa w działach dostarczających dóbr zaopatrzeniowych wykorzystanych do urządzeń wytwarzających energię z OZE oraz w obsłudze tych urządzeń (w mln EUR)

Rok	turbiny lądowe	turbiny morskie	fotowoltaika
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 5% mocy zainstalowanej urządzeń OZE			
2030	0,438	11,725	15,647
2040	1,113	21,505	29,477
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 10% mocy zainstalowanej urządzeń OZE			
2030	0,877	20,549	21,331
2040	2,226	43,009	58,954
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 30% mocy zainstalowanej urządzeń OZE			
2030	2,630	61,646	63,995
2040	6,677	129,028	176,863

Źródło: Zestawienie własne

Tabela 234 Łączny wpływ na dochody sektora finansów publicznych w działach dostarczających dóbr zaopatrzeniowych wykorzystanych do produkcji elektrolizerów i stacji tankowania wodorem (w mln EUR)

Rok	Elektrolizery z membraną PEM	Elektrolizery alkaliczne	Elektrolizery stałotlenkowe	Stacje tankowania
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 5% mocy zainstalowanej urządzeń OZE				
2030	0	15,808	17,194	93,947
2040	6,982	31,616	34,388	313,155
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 10% mocy zainstalowanej urządzeń OZE				
2030	0	31,616	34,388	93,947
2040	13,964	63,232	68,775	313,155
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 30% mocy zainstalowanej urządzeń OZE				

2030	27,927	94,847	103,163	93,947
2040	55,855	189,695	206,326	313,155

Źródło: Zestawienie własne

Tabela 235 Łączny wpływ na wpływy podatkowe budżetu państwa w działach dostarczających dóbr zaopatrzeniowych wykorzystanych do produkcji elektrolizerów i stacji tankowania wodorem (w mln EUR)

Rok	Elektrolizery z membraną PEM	Elektrolizery alkaliczne	Elektrolizery stałotlenkowe	Stacje tankowania
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 5% mocy zainstalowanej urządzeń OZE				
2030	0	6,244	6,792	37,109
2040	2,758	12,488	13,583	123,696
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 10% mocy zainstalowanej urządzeń OZE				
2030	0	12,488	13,583	37,109
2040	5,516	24,976	27,166	123,696
Scenariusz wykorzystania do produkcji wodoru 30% mocy zainstalowanej urządzeń OZE				
2030	11,031	37,465	40,749	37,109
2040	22,063	74,929	81,499	123,696

Źródło: Zestawienie własne

W tym podrozdziale przedstawiono 3 scenariusze wzrostu dochodów publicznych wynikającego z rozwoju produkcji wodoru przez elektrolizery zasilane energią wytworzoną z OZE oraz dystrybucji wodoru w stacjach tankowania. Scenariusze te oparte są na założeniach PEP dotyczących zainstalowanych mocy urządzeń wykorzystujących OZE do produkcji energii. W scenariuszu ostrożnym, w którym jedynie 5% planowanej w PEP na rok 2030 nowo zainstalowanej mocy urządzeń produkujących energię z OZE jest wykorzystywanych w gospodarce wodorowej, szacunkowa wartość dochodów sektora finansów publicznych wynosi 197 mln EUR, natomiast wartość wpływów podatkowych budżetu państwa jest równa 78 mln EUR. W scenariuszu ostrożnym, w którym jedynie 5% planowanej w PEP na rok 2040 nowo zainstalowanej mocy urządzeń produkujących energię z OZE jest wykorzystywanych w gospodarce wodorowej, wartość dochodów sektora finansów publicznych wynosi 518 mln EUR, natomiast wartość wpływów podatkowych budżetu państwa jest równa 205 mln EUR. W scenariuszu bazowym, w którym 10% planowanej w PEP na rok, odpowiednio, 2030 i 2040 nowo zainstalowanej mocy urządzeń produkujących energię z OZE jest wykorzystywanych w gospodarce wodorowej, wartość dochodów sektora finansów publicznych wynosi odpowiednio 268 mln EUR i 723 mln EUR. Wartość wpływów podatkowych budżetu państwa w tym scenariuszu wynosi natomiast, odpowiednio, 106 mln EUR i 286 mln EUR. W scenariuszu optymistycznym, w którym 30% planowanej w PEP na rok, odpowiednio, 2030 i 2040 nowo zainstalowanej mocy urządzeń produkujących energię z OZE jest wykorzystywanych w gospodarce wodorowej, wartość dochodów sektora finansów publicznych wynosi odpowiednio 645 mln EUR i 1556 mln EUR, a wartość wpływów podatkowych budżetu państwa, odpowiednio, 255 mln EUR i 615 mln EUR.

Wpływ rozwoju gospodarki wodorowej na dochody sektora publicznego ma bardziej trwały charakter niż na zatrudnienie. Można oczekiwać, że nawet ok. 50% oszacowanego wzrostu wartości dodanej będzie generowane przez sektor wodorowy po zakończeniu procesu inwestycji w OZE, elektrolizery i stacje tankowania wodorem.

Rozdział VI - Uwarunkowania rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce - Rekomendacje

Vla. Analiza czynników PESTEL i SWOT

- A) Analiza PESTEL
- B) Analiza SWOT
 - a. Ocena potencjału polskich podmiotów – analiza gotowości technologicznej, stopnia komercjalizacji i wdrażania technologii w czasie
 - b. Analiza możliwości budowania lokalnych łańcuchów wartości
- C) Ocena zmian mogących pojawić się w gospodarce po wprowadzeniu wodoru

Metodologia badania

Analiza PESTEL ma na celu ocenę wpływu czynników makroekonomicznych oraz czynników tzw. otoczenia dalszego na rozwój gospodarki wodorowej w Polsce. Rekomendacje z analizy PESTEL mogą być wykorzystane w podejmowaniu strategicznych decyzji gospodarczych w tworzeniu długoterminowej strategii rozwoju technologii wodorowych, a także w analizie SWOT. Analiza PESTEL identyfikuje czynniki wpływające na rozwój gospodarki wodorowej w Polsce, dzieląc je na sześć kategorii: polityczne (P), ekonomiczne (E), społeczne (S), technologiczne (T), środowiskowe (E), prawne (L).

Badanie zostało przeprowadzone w dwóch etapach. Pierwszy etap polegał na identyfikacji głównych czynników z podziałem na kategorie, którego dokonał zespół badawczy. Drugim etapem analizy było ustalenie wpływu każdego z czynników na technologie wodorowe i perspektywy rozwoju w przewidywalnym czasie przez grupę ankietowanych ekspertów, w postaci formularza on-line. W ankiecie udział wzięli eksperci (58 osób) z instytucji z różnych obszarów działalności:

- instytucje naukowe (29%),
- instytucje wdrożeniowe (8%),
- przedsiębiorstwa produkcyjne (21%),
- otoczenie biznesu (11%),
- administracja państwowa (10%).

Do ankiety wybrano po sześć, najistotniejszych zdaniem ekspertów czynników we wskazanych wcześniej sześciu kategoriach. Wybrane czynniki podzielone zostały na te, które wstępnie zakwalifikowano jako oddziałujące pozytywnie, negatywnie lub neutralnie na realizację strategii wodorowej. Poniżej przedstawiono katalog czynników poddanych ocenie przez ekspertów (w skali: -2, -1, 0, 1, 2, przy czym -2 oznacza silny czynnik negatywny, 2 oznacza silny czynnik pozytywny).

Czynniki polityczne

1. Zmiany w polityce klimatycznej oraz energetycznej UE i Polski, w kierunku ograniczania negatywnego oddziaływania na środowisko naturalne
2. Planowane i wdrażane krajowe strategie i plany rozwojowe (w tym energetyczne, przemysłowe, transportowe, etc.)
3. Wskazywana rola wodoru w procesie dekarbonizacji gospodarki
4. Zdolność do osiągnięcia konsensusu wokół wspólnych celów rozwojowych oraz podziału środków inwestycyjnych
5. Dostęp do krytycznych surowców, niezbędnych do rozwoju i implementacji technologii wodorowych, w tym efektywność działania globalnych łańcuchów dostaw
6. Globalne ryzyka i szanse – uwarunkowania polityczne dostępu do rynków surowcowych, finansowych, kluczowych zasobów, itp.

Czynniki ekonomiczne

1. Skala i dostęp do środków na kluczowe inwestycje wodorowe, wskazanych w krajowych programach strategicznych
2. Sytuacja ekonomiczna i finansowa polskich przedsiębiorstw, które odegrają rolę w implementacji technologii wodorowych
3. Dostęp do pozakrajowych środków na kluczowe inwestycje wodorowe (programy europejskie, współpraca międzynarodowa, inne źródła finansowania)
4. Krajowa sytuacja gospodarcza (konkurencyjność przemysłu, koszty funkcjonowania przedsiębiorstw, inflacja, zmienność kursów walut, etc.)
5. Koszty uprawnień do emisji i ich wpływ na ceny energii dla tradycyjnych nośników energii
6. Koniunktura gospodarcza na świecie i UE po pandemii

Czynniki społeczne

1. Akceptacja społeczna transformacji klimatycznej i świadomość ekologiczna społeczeństwa
2. Wzrost stopnia urbanizacji i zagęszczenie mieszkańców w obszarach aglomeracyjnych
3. Społeczna akceptacja technologii wodorowych w różnych zastosowaniach
4. Sytuacja na rynku pracy (np. dostęp do wykwalifikowanej kadry pracowniczej i naukowej)

5. Społeczna odpowiedzialność biznesu (CSR), raportowanie niefinansowe przedsiębiorstw oraz strategię ESG (E-środowisko, S-społeczna odpowiedzialność, G-ład korporacyjny)
6. Lokalne konflikty interesów społecznych i biznesowych, bądź zdolność do osiągnięcia konsensusu

Czynniki technologiczne

1. Dojrzałość technologii wodorowych w poszczególnych elementach łańcucha wartości H₂
2. Rynkowa dostępność technologii wodorowych
3. Niepewność dotycząca tempa rozwoju technologii wodorowych
4. Krajowe doświadczenie B+R w obszarze technologii wodorowych i produkcji małoseryjnej urządzeń wodorowych
5. Zdolność krajowych podmiotów do wejścia w wodorowy łańcuch wartości
6. Zdolność do produkcji urządzeń wodorowych

Czynniki środowiskowe

1. Zeroemisyjność technologii wodorowych
2. Bezpieczeństwo technologii i infrastruktury wodorowej oraz oddziaływanie na lokalne środowisko naturalne
3. Wpływ lokalnych uwarunkowań klimatycznych i środowiskowych na możliwość produkcji zielonego wodoru
4. Dostęp do innych lokalnych surowców wykorzystywanych do niskoemisyjnej produkcji wodoru (np. bioodpadów)
5. Gospodarka wodna w Polsce i ograniczony dostęp do wody
6. Wpływ pogody i lokalnego klimatu w Polsce na funkcjonowanie różnych urządzeń nisko i zeroemisyjnych (np. eksploatacja samochodów w okresie zimowym)

Czynniki prawne

1. Sprawność i szybkość działań administracji publicznej
2. Stabilność prawa krajowego i europejskiego
3. Planowane regulacje krajowe w zakresie wodoru
4. Normalizacja, unifikacja i proces certyfikacji urządzeń infrastruktury wodorowej
5. Obecne krajowe przepisy prawne w zakresie wodoru
6. Bardzo szczegółowe regulacje sektorowe, normy środowiskowe i techniczne, etc.

Wyniki badań i wnioski

Respondentami ankiety byli uczestnicy pięciu tematycznych paneli eksperckich, które w ramach procesu badawczego zgromadziły kilkadziesiąt osób, oraz uczestnicy kilkunastu pogłębionych wywiadów indywidualnych.

Czynniki polityczne

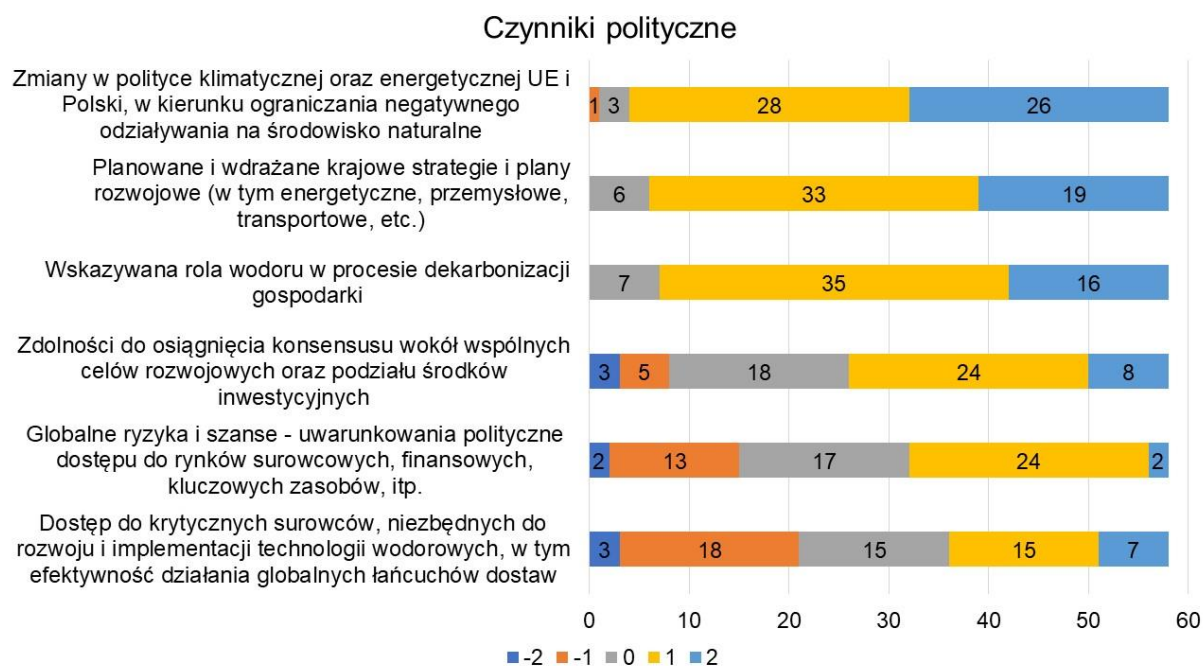
Jak wskazują wyniki badań, czynniki polityczne mogą mieć decydujący wpływ na szanse rozwoju technologii wodorowych w Polsce. Pozytywnie oceniono kierunki polityki klimatycznej w powiązaniu z krajowymi i unijnymi planami, w których eksponowana jest rola wodoru jako nośnika energii w procesie dekarbonizacji gospodarek. W opinii ekspertów ujawnia się **przekonanie, o silnym związku czynników politycznych z powodzeniem strategii wodorowej**, co wskazuje na dużą wrażliwość planowanych działań na te uwarunkowania.

Wszystkie badane czynniki polityczne, w opinii ekspertów, wpłyną raczej w pozytywny sposób na rozwój gospodarki wodorowej. Respondenci zauważają jednak pewne ryzyko dla rozwoju gospodarki wodorowej, wyrażone w postaci obaw o efektywne działanie globalnych łańcuchów dostaw, a co za tym idzie, dostępu do krytycznych surowców.

Do 3 czynników politycznych, które w największym stopniu pozytywnie wpłyną na rozwój gospodarki wodorowej w Polsce należą:

1. Zmiany w polityce klimatycznej oraz energetycznej UE i Polski.
2. Planowane i wdrażane krajowe strategie i plany rozwojowe (w tym energetyczne, przemysłowe, transportowe, etc.).
3. Wskazywana rola wodoru w procesie dekarbonizacji gospodarki.

Wszystkie wskazane czynniki polityczne jako najważniejsze dla procesu rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce, mają w opinii ekspertów pozytywny/stymulujący charakter.



Źródło: zestawienie na podstawie ankiety „Wpływ otoczenia dalszego na rozwój gospodarki wodorowej w Polsce”.

Rysunek 116 Rozkład odpowiedzi ekspertów w zakresie oceny czynników politycznych

Czynniki ekonomiczne

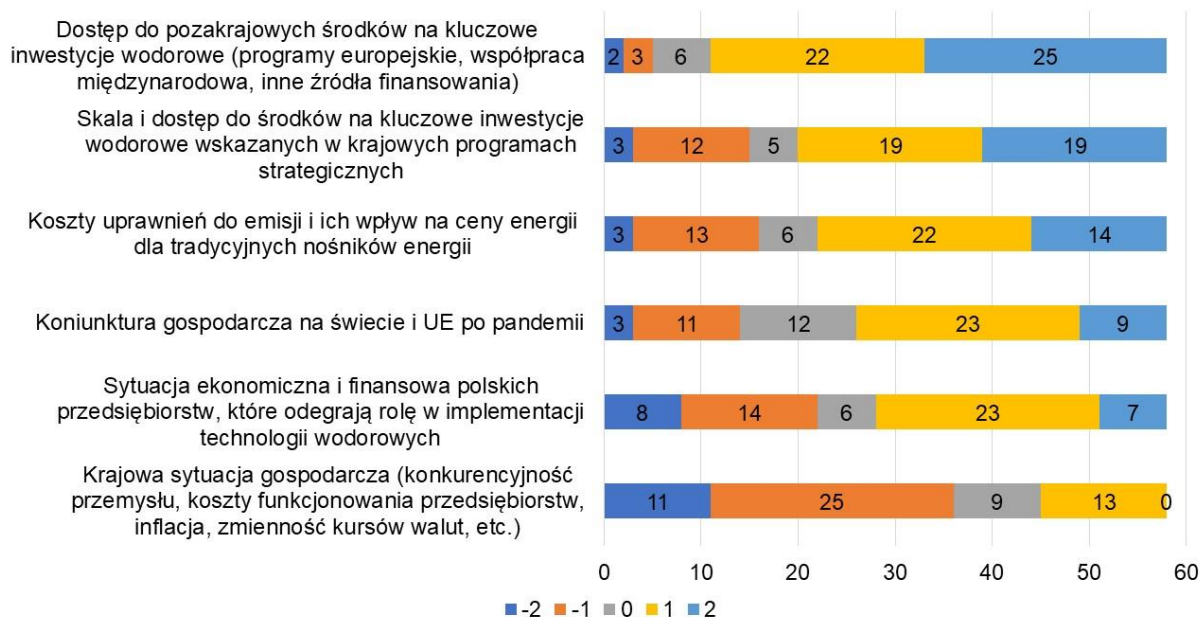
Czynniki ekonomiczne warunkują skalę przedsięwzięć wodorowych i silnie zależą od dostępu do dedykowanych środków krajowych i unijnych. Z perspektywy roku 2021, **spodziewany jest duży impuls rozwojowy w postaci zapowiadanych środków z funduszy unijnych (zarówno programów operacyjnych, jak i Funduszu Sprawiedliwej Transformacji czy Krajowego Programu Odbudowy), a także krajowych (m.in. NFOŚiGW). Stąd ogólna ocena wpływu czynników ekonomicznych sformułowana przez respondentów jest pozytywna.** Niezależnie od bieżących optymistycznych opinii badanych ekspertów czynniki te warunkują dynamikę postępu we wdrażaniu gospodarki wodorowej. W niekorzystnych warunkach ekonomicznych w kraju może dojść do osłabienia tempa rozwoju komercjalizacji nowoczesnych technologii wodorowych, a nawet wstrzymania wdrożeń. Taki pesymistyczny scenariusz, choć mało prawdopodobny, również należy brać pod uwagę.

Wśród czynników ekonomicznych, najważniejszym w opinii badanych ekspertów jest skala i dostęp do środków wskazanych w krajowych programach strategicznych oraz do środków pozakrajowych. Oba czynniki zostały ocenione przez ekspertów pozytywnie, co oznacza, że postrzegają skalę i dostępność planowanych środków jako aspekt, który pozytywnie wpłynie na rozwój gospodarki H₂ w Polsce. Dopłaty do realizacji inwestycji wodorowych, w opinii ekspertów, odegrają kluczową rolę w procesie rozwijania gospodarki H₂.

Postrzeganym jako bardzo istotny czynnik, mający wpływ na ocenę otoczenia ekonomicznego jest koszt uprawnień emisyjnych i związana z nim cena energii. Rosnące ceny emisji CO₂ wpłyną na zwiększone zainteresowanie transformacją energetyczną i wodorem jako jej ważnym elementem.

Głównym czynnikiem ocenionym negatywnie w obszarze ekonomicznym jest *Krajowa sytuacja gospodarcza (konkurencyjność przemysłu, koszty funkcjonowania przedsiębiorstw, inflacja, zmienność kursów walut, etc.)*. Wskazuje to na istotną rolę stabilności makroekonomicznej, jako warunku powodzenia inwestycji w gospodarkę wodorową. Jednocześnie oznaczać to może, że eksperci postrzegają krajowe podmioty jako niewystarczająco konkurencyjne i niewystarczająco przygotowane do intensywnego rozwoju gospodarki H₂ w Polsce.

Czynniki ekonomiczne



Źródło: zestawienie na podstawie ankiety „Wpływ otoczenia dalszego na rozwój gospodarki wodorowej w Polsce”.

Rysunek 117 Rozkład odpowiedzi ekspertów w zakresie oceny czynników ekonomicznych

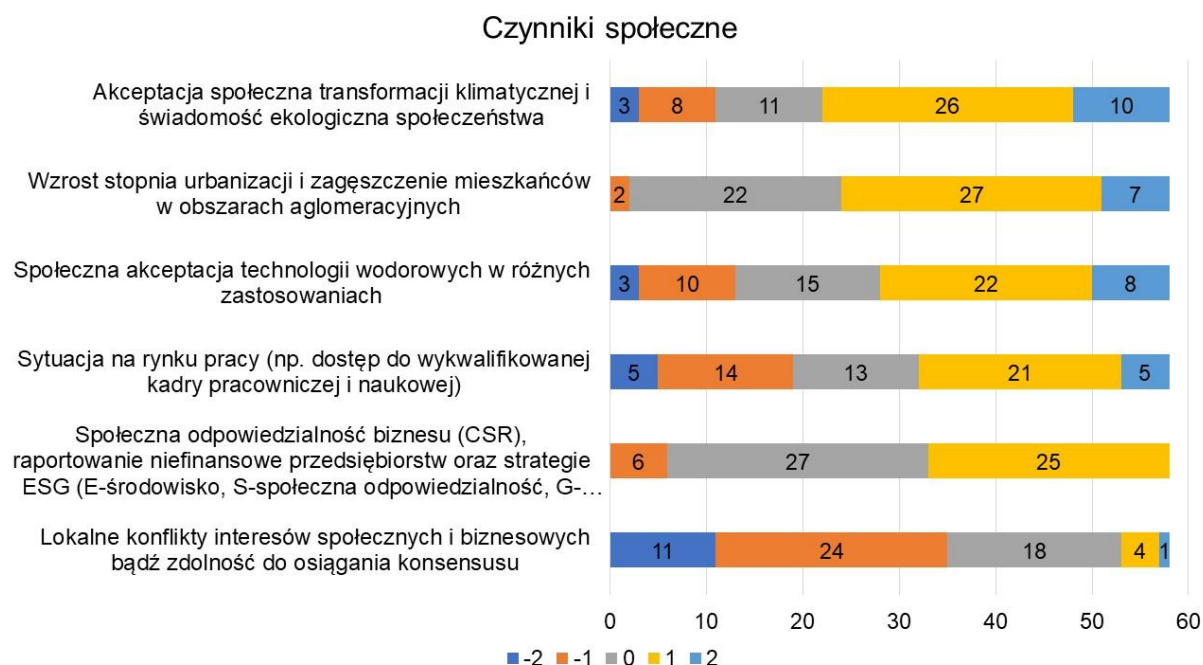
Czynniki społeczne

Czynniki społeczne związane są przede wszystkim z **ogólną akceptacją konieczności działań w kierunku transformacji klimatycznej**. Podkreśla się rosnącą świadomość ekologiczną społeczeństwa oraz społeczną akceptację technologii wodorowych w różnych zastosowaniach. Natomiast **szczegółowe problemy wymagają działań edukacyjnych dostosowanych do lokalnych warunków**. Wątpliwości mogą wystąpić w uwzględnianiu lokalnych interesów społecznych i biznesowych. Konkretnie przedsięwzięcia gospodarcze mogą być związane ze zwiększonym ryzykiem i koniecznością rezygnacji z korzystnych ekonomicznie scenariuszy.

Jako najważniejsze czynniki społeczne eksperci wskazali społeczną akceptację transformacji klimatycznej i świadomość ekologiczną społeczeństwa oraz społeczną akceptację technologii wodorowych w różnych zastosowaniach (np. w transporcie). Ogólna świadomość ekologiczna społeczeństwa została oceniona przez ekspertów pozytywnie, jednak społeczna akceptacja technologii wodorowych w poszczególnych zastosowaniach może stanowić barierę dla rozwoju gospodarki H₂ w Polsce. Aspektem, który stymulująco wpłynie na rozwój gospodarki H₂ jest proces urbanizacji i koncentracji mieszkańców w obszarach aglomeracyjnych. Koncentracja dużej liczby mieszkańców w miastach powoduje wiele problemów środowiskowych i logistycznych, a technologie wodorowe mogą w tym obszarze przyczynić się do ograniczania ww. problemów. Większość respondentów postrzega dostępność wykwalifikowanej kadry pracowniczej i naukowej jako aspekt pozytywny i stymulujący dla rozwoju gospodarki H₂ w Polsce, jednak część ekspertów wskazuje także na potrzebę edukacji kadr w obszarze technologii H₂.

Najbardziej negatywnym czynnikiem społecznym, w opinii ekspertów, jest zdolność do osiągania konsensusu oraz lokalne konflikty interesów społecznych i biznesowych. Eksperci zauważają duże ryzyko ze strony tego czynnika dla rozwoju gospodarki H₂ w Polsce. Stąd wydaje się ważne wykreowanie postrzegania gospodarki wodorowej jako sposobu na

kreowanie stabilnych miejsc pracy o dużej wartości nie tylko ekonomicznej, ale też społecznej i przyczyniającej się do rozwoju społeczno-ekonomicznego społeczności lokalnych, do tej pory często stojących na uboczu procesów transformacji i modernizacji polskiej gospodarki lub dotkniętych problemami społecznymi z procesami tymi związanymi (np. Górny Śląsk, Zagłębie Wałbrzyskie, Pomorze Zachodnie czy ściana wschodnia) – budowanie wspólnoty interesów w obszarze wodoru.



Źródło: zestawienie na podstawie ankiety „Wpływ otoczenia dalszego na rozwój gospodarki wodorowej w Polsce”.

Rysunek 118 Rozkład odpowiedzi ekspertów w zakresie oceny czynników społecznych

Czynniki technologiczne

Czynniki technologiczne oceniane są przez ekspertów ostrożnie, z koncentracją uwagi na dojrzałości technologii wodorowych w poszczególnych elementach łańcucha wartości. Podkreśla się słabe zaawansowanie lub brak ofert komercyjnych dla urządzeń wodorowych. Większość dostępnych technologii i rozwiązań pochodzi spoza kraju. Wielu ekspertów oceniło ten aspekt negatywnie.

Odrębnym problemem jest zdolność polskich podmiotów do wejścia w wodorowy łańcuch wartości oraz produkcję urządzeń wodorowych. Oceny ekspertów w tym obszarze są zróżnicowane, a połowa respondentów wskazuje na zdolność do podjęcia produkcji na rzecz gospodarki wodorowej. Może to oznaczać, że w ogólnym rozumieniu istnieje duży potencjał polskich przedsiębiorstw do zaistnienia w wodorowym łańcuchu wartości, ale istnieje także wiele barier i niepewności w tym zakresie, co może się przełożyć na mniejszy udział polskich przedsiębiorstw w rozwoju i implementacji gospodarki H₂ w stosunku do oczekiwań.

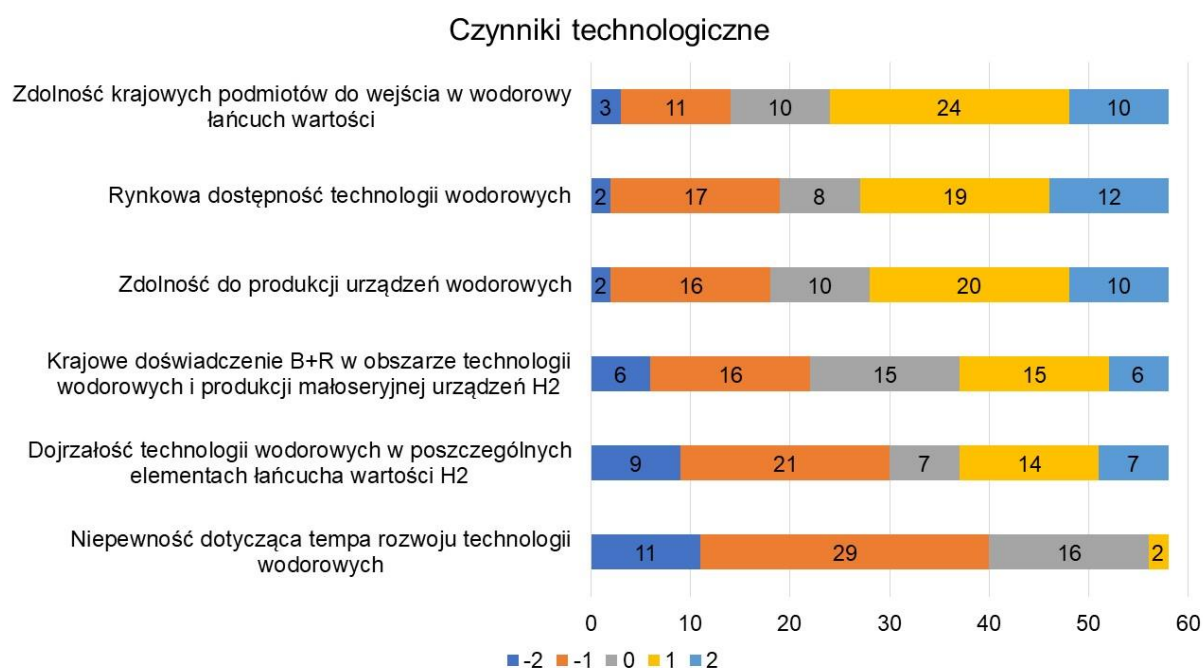
W opinii badanych ekspertów, najważniejszym czynnikiem technologicznym rozwoju gospodarki H₂ w Polsce jest dojrzałość technologii wodorowych w poszczególnych elementach łańcucha wartości H₂. Większość ekspertów oceniło ten aspekt negatywnie, co oznacza, że dostrzegają oni barierę dla rozwoju gospodarki H₂ w postaci niewystarczającego zaawansowania technologicznego poszczególnych rozwiązań.

Eksperci dostrzegają również barierę dla rozwoju gospodarki H₂ w postaci niepewności dotyczącej tempa rozwoju technologii wodorowych. Czynniki ten wiąże się z niepewnością dotyczącą wzrostu efektywności następnych generacji urządzeń, gwarantujących lepsze parametry techniczne.

Z jednej strony większość ekspertów pozytywnie ocenia dostępność rynkową technologii wodorowych, z drugiej jednak zauważalna część ekspertów postrzega ten czynnik jako negatywny (niewystarczająca dostępność rozwiązań wodorowych, która może stanowić barierę dla rozwoju gospodarki H₂ w perspektywie do 2030 r.).

Ogólnie, w obszarze czynników technologicznych eksperci wskazali dużo odpowiedzi negatywnych (-2, -1), co może oznaczać, że dojrzałość i powszechna dostępność technologii wodorowych będzie stanowić barierę rozwoju rynku, a oczekiwany stopień zaawansowania technologii osiągniemy z pewnym opóźnieniem.

Łączna ocena udzielanych odpowiedzi wskazuje, jak ważne jest połączenie procesu produkcyjnego i związanego w tym wsparcia, dla mających w ocenie ekspertów duży potencjał podmiotów gospodarczych, z rozwojem bazy B+R w obszarze wodoru. Kluczem do osiągnięcia sukcesu jest kontynuacja i intensyfikacja programów badawczych i wdrożeniowych, połączona z finansowaniem wdrożeń wyników badań w podmiotach mających odpowiednie kompetencje i potencjał przemysłowy. Działanie to jednak jest niewystarczające, szczególnie z punktu widzenia możliwości rozwojowych tych podmiotów, które przede wszystkim poszukiwać będą rynków zbytu (dla osiągnięcia skali pozwalającej na przekroczenie punktu opłacalności). Zapewnienie zbytu na nowe produkty na poziomie gotowości komercyjnej CRI 2-5, poprzez skalowalne uruchomienie programów inwestycyjnych, gdzie nowo powstałe rozwiązania znalazły pierwsze zastosowania do dalszych działań. Należy wskazać, że jednocześnie działanie takie zwiększyłoby szanse eksportowe polskich przedsiębiorstw w obszarze wodoru, budując potencjalne specjalizacje międzynarodowe.



Źródło: zestawienie na podstawie ankiety „Wpływ otoczenia dalszego na rozwój gospodarki wodorowej w Polsce”.

Rysunek 119 Rozkład odpowiedzi ekspertów w zakresie oceny czynników technologicznych

Czynniki środowiskowe

Czynniki środowiskowe są oceniane przez ekspertów przede wszystkim pod względem bezpieczeństwa i oddziaływania na lokalne środowisko naturalne, **przy pełnej świadomości zalet wodoru jako bezemisyjnego nośnika energii**. Akcentuje się kluczową przyszłościową rolę technologii wodorowych. Bierze się też pod uwagę duży potencjał możliwości krajowej produkcji wodoru z lokalnych surowców.

Jako najważniejsze czynniki środowiskowe, eksperci wskazali zeroemisyjność technologii wodorowych, bezpieczeństwo technologii i infrastruktury wodorowej oraz oddziaływanie na lokalne środowisko naturalne.

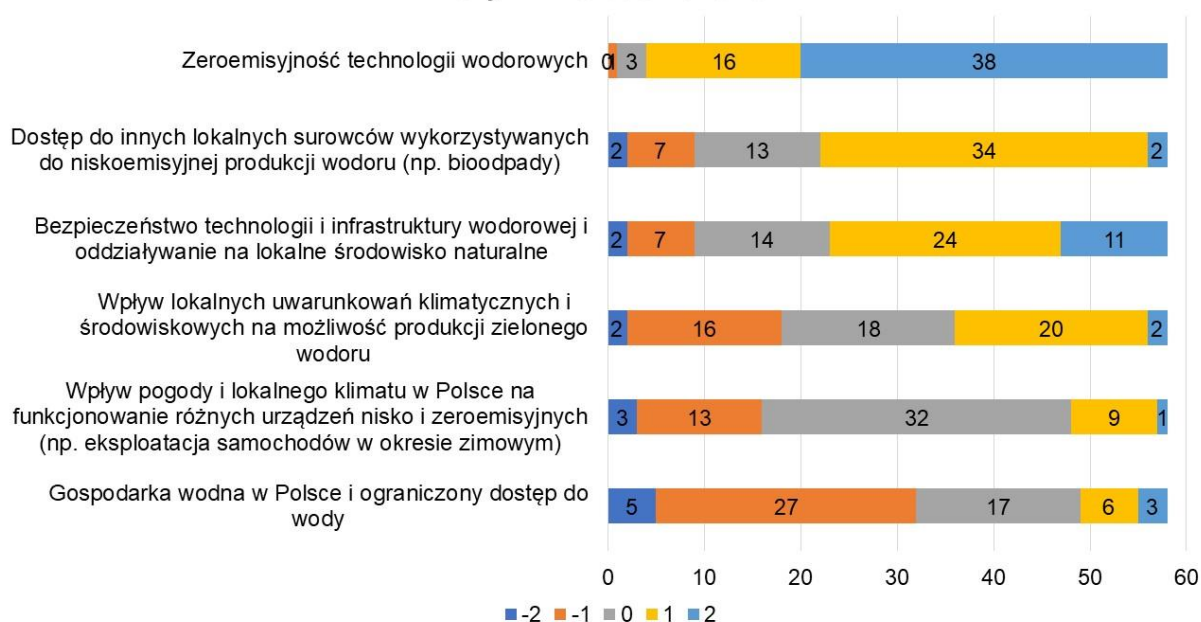
Kluczową cechą technologii wodorowych dla procesu ich implementacji i powszechnego wykorzystywania jest mała szkodliwość oddziaływania na środowisko (faktyczna oraz postrzegana przez społeczeństwo).

Eksperti dostrzegają duży potencjał rozwoju gospodarki H₂ w dostępności do lokalnych surowców, wykorzystywanych do niskoemisyjnej produkcji wodoru (np. bioodpadów).

Jako aspekt, który może wpłynąć negatywnie na rozwój gospodarki H₂, eksperci wskazali gospodarkę wodną w Polsce oraz ograniczony dostęp do wody. Należy jednak wskazać, że w ramach wywiadów pogłębionych rozmówcy wskazywali, że nie jest to krytyczny problem, poza przypadkami, gdzie produkcja wodoru będzie lokowana na obszarach z utrudnionym dostępem do wody.

W obszarze czynników środowiskowych odnotowano również dużą liczbę odpowiedzi neutralnych (istotna część ekspertów uważa, że czynniki środowiskowe nie wpłyną ani w sposób negatywny ani pozytywny na rozwój gospodarki H₂ w Polsce).

Czynniki Środowiskowe



Źródło: zestawienie na podstawie ankiety „Wpływ otoczenia dalszego na rozwój gospodarki wodorowej w Polsce”.

Rysunek 120 Rozkład odpowiedzi ekspertów w zakresie oceny czynników środowiskowych

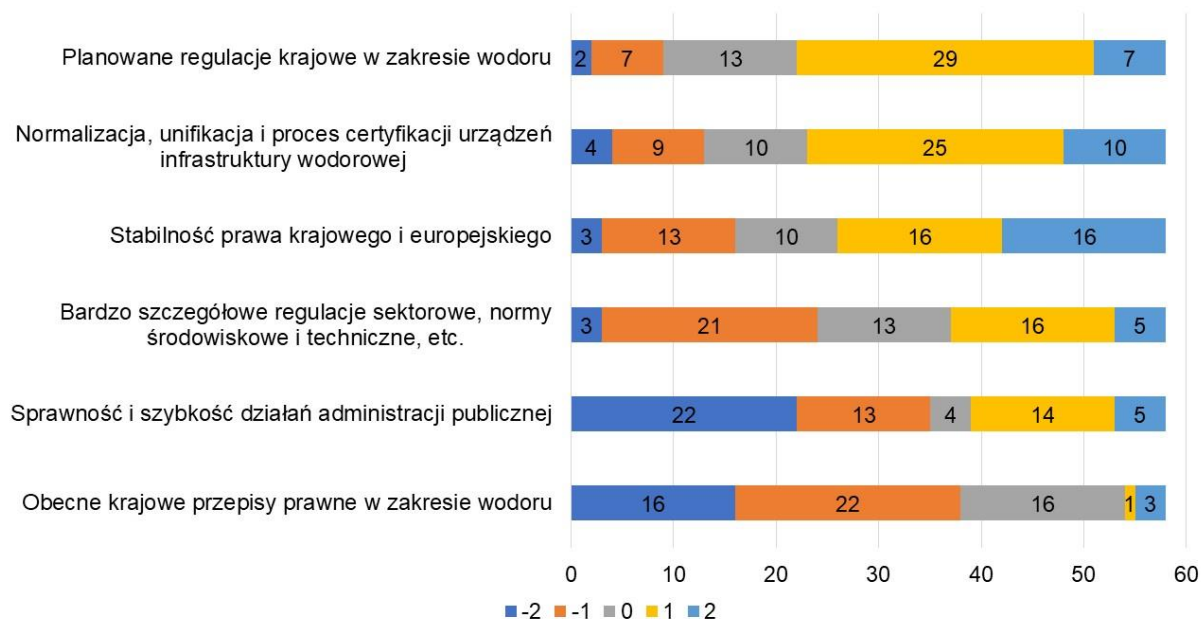
Czynniki prawne

Czynniki prawne zostały podzielone na pozytywnie i negatywnie wpływające na skuteczne wdrażanie technologii wodorowych. **Czynnik określony jako niewystarczająca sprawność i szybkość działań administracji publicznej, został uznany za mogący mieć negatywny wpływ na powodzenie przedsięwzięć wodorowych. Szansą są planowane krajowe regulacje prawne w zakresie gospodarki opartej na wodorze.** Uznawano konieczność wprowadzania unifikacji norm i certyfikacji urządzeń i procedur technicznych dla włączenia się w globalną gospodarkę wodorową.

Negatywnie ocenione zostały obecne krajowe przepisy w zakresie wodoru. **Planowane regulacje krajowe ocenione zostały przez ekspertów w większości pozytywnie.**

W różnych częściach badania eksperci podkreślali duże znaczenie czynników prawnych dla rozwoju gospodarki H₂.

Czynniki prawne



Źródło: zestawienie na podstawie ankiety „Wpływ otoczenia dalszego na rozwój gospodarki wodorowej w Polsce”.

Rysunek 121 Rozkład odpowiedzi ekspertów w zakresie oceny czynników prawnych

Rekomendacje

Czynniki polityczne

- Wspieranie wdrożeń dojrzałych komponentów we wszystkich fragmentach łańcucha wartości gospodarki wodorowej przez przyjęcie prorozwojowych zapisów strategii wodorowej, a także uruchomienie dużych krajowych przedsięwzięć wodorowych w ramach polityki klimatycznej.
- W ramach krajowych strategii, stymulowanie strony popytowej rynku wodoru energetycznego w Polsce, dla zwiększania szans rozwoju technologii wodorowych w dużych przedsiębiorstwach.

- Powiązanie rozwoju technologii wodorowych ze wzmocnieniem polityki ekologicznej, działaniami na rzecz ochrony klimatu i zasobów narodowych oraz stopniowe odchodzenie od węglowodorów.
- Rozwój inicjatyw międzynarodowych – przyciągnięcie silnych partnerów międzynarodowych – przemysłowych i B+R, oraz równoległy rozwój krajowych kompetencji.
- Podjęcie inicjatyw rozszerzających programy UE w krajach zachodnich na kraje UE centralnej i wschodniej, np. H2Mobility (Hydrogen Mobility Europe).

Czynniki ekonomiczne

- Uruchomienie wsparcia rozwoju technologii wodorowych w ramach programów restrukturyzacyjnych w tradycyjnych ośrodkach przemysłowych, obecnie produkujących wodór.
- Działanie strategiczne na rzecz stworzenia podstaw ekonomicznych i zwiększenia możliwości rozwoju polskich przedsiębiorstw w kierunku eksportu wodoru.
- Skierowanie programów B+R+I do firm zdolnych do seryjnej produkcji małych, skalowalnych instalacji wodorowych, zintegrowanych z OZE.
- Przyciągnięcie inwestycji zagranicznych wytwarzających kluczowe komponenty, jak np. ogniwa paliwowe dla mobilności, przy zapewnieniu dostępu do puli produkowanych ogniw i udziału we wdrażaniu technologii.

Czynniki społeczne

- Prowadzenie działań edukacyjnych, w celu promowania technologii wodorowych i wskazywanie na aspekty zdrowotne, estetyczne, pozytywny wpływ na klimat.
- Udział w dialogu społecznym, dla utrzymywania akceptacji w lokalnych środowiskach dla przedsięwzięć wodorowych.
- Wzmacnianie rosnącej świadomości ekologicznej oraz społecznej akceptacji różnych zastosowań wodoru.

Czynniki technologiczne

- Rozwój technologii wodorowych w wybranych elementach łańcucha wartości: produkcja i magazynowanie wodoru w ilościach hurtowych, dystrybucja wodoru rurociągami, dystrybucja wodoru ciekłego.
- Uruchomienie wsparcia B+R+I dla przyszłościowych technologii wodorowych w ramach programów unijnych i krajowych, wzdłuż całego łańcucha wartości.
- Działanie strategiczne na rzecz budowy potencjału technologicznego do zwiększenia możliwości polskich przedsiębiorstw w kierunku eksportu wodoru.
- Wsparcie inwestycji firm podejmujących seryjną produkcję małych, skalowalnych instalacji wodorowych z OZE.

- Pozyskanie partnerów technologicznych, dokumentacji, licencji i technologii na produkcję podstawowych komponentów (problemem może być dostępność, z uwagi na wczesne stadium rozwoju technologii, bądź brak kompetencji w jej wdrożeniu; Samo nabycie może być niewystarczające).

Czynniki środowiskowe

- Rozwój technologii wodorowych w wybranych elementach łańcucha wartości: produkcja i magazynowanie wodoru w ilościach hurtowych, dystrybucja wodoru rurociągami, dystrybucja wodoru ciekłego.
- Uruchomienie wsparcia B+R dla przyszłościowych technologii wodorowych w ramach programów unijnych.
- Działanie strategiczne na rzecz budowy potencjału technologicznego do zwiększenia możliwości polskich przedsiębiorstw w kierunku eksportu wodoru.
- Wsparcie inwestycji firm podejmujących seryjną produkcję małych, skalowalnych instalacji wodorowych z OZE.

Czynniki prawne

- Przyjęcie norm międzynarodowych, dotyczących różnych aspektów gospodarki wodorowej i ich internalizacja.
- Opracowanie procedur certyfikacji urządzeń infrastruktury wodorowej.
- Zapewnienie spójnych regulacji prawnych dla rozwoju rynku wodoru.

Wnioski i rekomendacje z analizy PESTEL, wyrażane przez ekspertów, wskazują na zidentyfikowane obszary, które należy uwzględnić w planach strategicznych. Przeprowadzona analiza wskazuje, jak ważne będą podejmowane działania oraz rola Państwa w procesie wdrożenia gospodarki wodorowej. Umiejętne sformułowanie strategii w obszarze wodoru i wynikających z niej działań pozwoli na wykorzystanie pozytywnych skutków analizowanych czynników oraz ograniczenie tych, które mogą utrudniać rozwój gospodarki wodorowej w Polsce. Wydaje się, że PSW 2030 w dużej mierze odpowiada na sformułowane w wyniku analizy PESTEL wnioski.

Analiza SWOT

1. Silne strony

a) Organizacyjno-administracyjne

- Prorozwojowa orientacja rządu oraz Ministerstwa Klimatu i Środowiska.
- Przygotowanie i przyjęcie dokumentów strategicznych w postaci Polityki Energetycznej Polski do 2040 oraz Polskiej Strategii Wodorowej do 2030.
- Odrębny Departament Elektromobilności i Gospodarki Wodorowej w strukturze MKiŚ, wskazujący na znaczenie gospodarki wodorowej w działaniach ministerstwa.
- Powiązanie gospodarki wodorowej z elektromobilnością jako kierunek przemian w polskiej gospodarce.
- Organizacja zrzeszającego licznych interesariuszy Partnerstwa Wodorowego przez MKiŚ.
- Silne wsparcie dla sektora B+R w postaci programów prowadzonych przez NCBR i NFOŚiGW.
- Wprowadzenie wodoru do Krajowego Planu Odbudowy.

b) W zakresie potencjału krajowego

- Kilkuletnie doświadczenie krajowe w zakresie implementacji bateryjnych pojazdów elektrycznych (elektromobilności), które stanowi podwaliny do wdrażania mobilności wodorowej, upraszczając niektóre elementy procesu popularyzacji pojazdów z ogniwem paliwowym.
- Wieloletnie doświadczenie w produkcji i wykorzystaniu wodoru, skoncentrowane w przemyśle chemicznym i rafineryjnym. Bardzo duży potencjał produkcyjny wodoru szarego (Grupa Azoty, Grupa PKN Orlen, Grupa Lotos, Jastrzębska Spółka Węglowa, itd.).
- Silny sektor autobusów miejskich, posiadający doświadczenie w projektowaniu, rozwijaniu i produkcji napędów nisko- i zeroemisyjnych.
- Silni krajowi i zagraniczni producenci taboru kolejowego, posiadający zakłady produkcyjne na terenie Polski (m.in. Pesa, Alstom, Bombardier, Stadler, Newag, itd.).
- Doświadczenie i potencjał przemysłu stocznioowego.
 - Przykładowy cytat wypowiedzi eksperta w przeprowadzonym badaniu: *„Ale też nie należy zapominać o żegludze. Przecież mamy też w Polsce kilka firm, a ja mogę wymienić przynajmniej jedną, która bardzo mocno jest zaangażowana [...], która ma napęd oparty o ogniwa paliwowe, więc to myślę, że ma również dużą przyszłość”.*
- Przewagi konkurencyjne i unikalne cechy wybranych branż, elastyczność i adaptacyjność polskich przedsiębiorstw.
- Wysoki poziom instytucji i przedsiębiorstw badawczo-rozwojowych.

- Przykładowy cytat wypowiedzi eksperta w przeprowadzonym badaniu: *„Tak, tak, zbiorniki, kompresory, to są takie elementy, gdzie możemy się wykazać. Mamy dobrze opanowane te technologie, przynajmniej jeśli chodzi o zbiorniki, mamy innowacyjne przedsiębiorstwa”*

c) W zakresie dostępności technologii, komponentów, surowców

- Dostęp do lokalnych surowców wykorzystywanych do niskoemisyjnej produkcji wodoru (np. bioodpadów).
- Ukształtowanie geologiczne kraju (np. możliwość magazynowania w kawernach solnych i potencjał pełnienia funkcji „hubu” wodorowego).
- Centralne położenie geograficzno-polityczne, stanowiące przewagę konkurencyjną kraju (np. możliwość koordynacji handlu tranzytowego wodoru pomiędzy Ukrainą a Niemcami oraz koordynacja handlu H₂ w całym regionie Europy Środkowo-Wschodniej).

d) Społeczno-ekonomiczne

- Duży poziom społecznej akceptacji transformacji klimatycznej i wysoka świadomość ekologiczna społeczeństwa, dostrzeganie zagrożeń związanych z zanieczyszczeniem środowiska i zrozumienie potrzeby implementacji rozwiązań wodorowych, w celu ich ograniczenia. W tym zakresie świadomość mają również duzi gracze rynkowi, którzy uwzględniają wodór w swoich strategiach rozwojowych jako ważny punkt rozwoju przedsiębiorstw.
- Duży rynek i potencjał gospodarczy.
- Możliwość wykorzystania wodoru nie tylko w procesie transformacji energetycznej, ale też w przebudowie polskiej gospodarki i restrukturyzacji regionów dotkniętych procesami transformacji.
- Dostęp do wykwalifikowanej kadry pracowniczej i naukowej.

2. Słabe strony

a) Organizacyjno-administracyjne

- Obecne krajowe przepisy prawne w odniesieniu do możliwości wykorzystania wodoru.

b) W zakresie potencjału krajowego.

- W porównaniu do liderów europejskich i światowych, niewielki potencjał komercjalizacyjny i produkcyjny wysoce innowacyjnych technologii wodorowych, w tym kluczowych podzespołów technologii wodorowych – elektrolizery, ogniwa paliwowe, itp.
 - Przykładowy cytat wypowiedzi eksperta w przeprowadzonym badaniu: *„Czy sprężarki i elektrolizery są z importu? No niestety, mam złą wiadomość, że nie ma w tej chwili w Polsce producentów sprężarek i elektrolizerów wodorowych, a przynajmniej nie są mi tacy znani komercyjni dostawcy. Wiem, że się przymierzają firmy do tego, żeby tego typu rzeczy produkować”.*

- Duże rozwarstwienie sektora i sprzeczne interesy – dużo małych i słabych kapitałowo podmiotów, dysponujących rozwiązaniami, na których wprowadzenie nie mają środków – brak potencjalnych OEM w kluczowych obszarach gospodarki wodorowej.
- Duże uzależnienie programów badawczych i inwestycyjnych od finansowania ze środków unijnych.
- Uzależnienie od importu w wielu elementach łańcucha wartości

c) W zakresie dostępności technologii, komponentów, surowców.

- Brak krajowych zasobów surowcowych, ważnych dla możliwości produkcji poszczególnych komponentów technologii wodorowych.

d) Społeczno-ekonomiczne.

- Lokalne konflikty interesów społecznych i biznesowych oraz ograniczona zdolność do osiągnięcia konsensusu.
 - Przykładowy cytat wypowiedzi eksperta w przeprowadzonym badaniu: *„Więc dlaczego patrząc na taki potencjał nie można połączyć sił, mając odrębne interesy, ale jednak osiągając jeden cel: walkę o lepszy klimat, budowanie gospodarki wodorowej, tworzenie nowych miejsc pracy, a zarazem i lokalne samorzady będą beneficjentami z tego splotu podatków etc.”*
- Podatność na lobbing i mody, negatywną motywację oraz realizację interesu małych, ale wpływowych grup w branży.

3. Szanse

a) Organizacyjno-administracyjne

- Zmiany w polityce klimatycznej oraz energetycznej UE i Polski, w kierunku ograniczania negatywnego oddziaływania na środowisko naturalne.
- Planowane i wdrażane krajowe strategie i plany rozwojowe (w tym energetyczne, przemysłowe, transportowe, etc.) oraz planowane krajowe regulacje prawne w zakresie wodoru.
- Duże środki przeznaczone na wsparcie rozwoju gospodarki wodorowej, wskazane w krajowych programach strategicznych.
- Duże pozakrajowe środki finansowe, potencjalnie dostępne na finansowanie kluczowych inwestycji wodorowych, częściowo lub w całości realizowanych w Polsce (np. programy europejskie, współpraca międzynarodowa).
 - Przykładowy cytat wypowiedzi eksperta w przeprowadzonym badaniu: *„Oczywiście, te pieniądze są w Europie i należy je wykorzystać. Ale to nie jest dlatego, że Europa nie chce zapłacić Polsce, tylko dlatego, że my takich projektów nie składamy. I polskie firmy, polskie instytucje może nie są aż tak mocno zaangażowane, czy nie mają takiej siatki kontaktów z innymi instytucjami europejskimi i nie budują odpowiednich konsorcjów, bo po prostu nie miały sukcesu. Ale oczywiście, że są i ja zachęcam jak najbardziej, żeby*

Polska, polskie instytucje i firmy, instytucje naukowe się starały o takie projekty”.

b) W zakresie potencjału krajowego

- Duży potencjał do implementacji technologii wodorowych w sektorze energetycznym, wynikający z potrzeby dużych inwestycji i modernizacji w energetyce, co przekłada się na możliwość zastosowania najnowszych technologii w podnoszeniu efektywności funkcjonowania branży energetycznej.
- Duży potencjał wykorzystania technologii wodorowych w wielu obszarach gospodarki, w tym w sektorze transportowym.
- Duży potencjał obecnie istniejących producentów komponentów Tier 3 oraz Tier 2 w zaistnieniu w wielu elementach lokalnego *value chain* gospodarki wodorowej, szczególnie w obszarach: energetyka, przemysł elektrotechniczny, chemiczny, rolnictwo, transport.
- Potencjał do przygranicznego bilansowania energetyczno-wodorowego – np. z Niemcami. Możliwość nawiązania współpracy w zakresie lokalnego, przygranicznego transferu nadwyżek energetycznych z niemieckiego OZE do produkcji zielonego wodoru w Polsce i eksportu H₂ na rynki zagraniczne.
- Potencjał do bycia „hubem” wodorowym. Możliwość magazynowania wodoru w różnych metodach (np. w kawernach solnych), ale także szansa na wykorzystanie centralnego, tranzytowego położenia kraju, w postaci transferu wodoru pomiędzy krajami Europy Środkowo-Wschodniej (np. pomiędzy Ukrainą a Niemcami).
- W krótkiej perspektywie czasowej, przy szybkim uruchomieniu produkcji zielonego wodoru i małym krajowym zapotrzebowaniu (opóźnieniu implementacji zastosowań H₂ w stosunku do liderów europejskich) będzie istniała możliwość eksportu zielonego wodoru, przede wszystkim do Niemiec i pozostałych krajów sąsiadujących.
- Wykorzystanie silnej pozycji Polski na regionalnym rynku państw Bałtyckich, w celu łączenia rozwoju morskich farm wiatrowych i technologii wodorowych wraz z sezonowym magazynowaniem wodoru w podziemnych strukturach geologicznych. Zapewni to niezależności i bezpieczeństwo energetyczne regionu oraz zwiększy lokalną współpracę międzypaństwową w zakresie nowoczesnej energetyki.

c) W zakresie dostępności technologii, komponentów, surowców

- Aktualny poziom B+R i dalszy jego rozwój, a także potencjał przemysłowy w zakresie wodoru dają duże szanse na wykreowanie własnych, w tym przełomowych, technologii.
- Posiadany potencjał B+R oraz przemysłowy pozwala na łatwą absorpcję technologii zagranicznych.
- Istnieje rozbudowany przemysł komponentów takich, jak sprężarki, kompresory, aparatura do schładzania gazów oraz wiele innych komponentów z potencjalnie szeroką ofertą produktową.

d) Społeczno-ekonomiczne

- Wskazywana rola wodoru jako kluczowego elementu w procesie dekarbonizacji gospodarki

- Otwartość światowych liderów rynkowych na współpracę w zakresie wspólnego rozwijania rynku H₂ – np. uwalnianie patentów technologicznych (świadomość dużych graczy rynkowych o potrzebie wspólnego tworzenia rynku H₂, aby opracowane przez poszczególne ośrodki technologie miały szansę na upowszechnienie w dużej, globalnej skali). Możliwość pozyskania brakującej wiedzy poprzez współpracę naukową, badawczą ze światowymi liderami rozwoju technologii wodorowych.
- Oczekiwana poprawa koniunktury po pandemii COVID-19, wraz z licznymi instrumentami wsparcia gospodarki.

4. Zagrożenia (wyzwania)

a) Organizacyjno-administracyjne

- Niewystarczająca sprawność i szybkość działań administracji publicznej, opóźniająca dostosowanie środowiska regulacyjno-administracyjnego do gotowości na powszechne wdrożenia technologii wodorowych.
- Zbyt dużo regulacji i wymagań prawno-administracyjnych, które mogą zahamować dynamikę rozwoju rynku H₂ (np. w zakresie uzyskiwania pozwoleń, w tym rygorystycznych zgód środowiskowych na budowę stacji tankowania H₂).
- Brak strategicznego planu i odpowiedniego otoczenia regulacyjno-finansowego dla rozwoju źródeł OZE w Polsce (ryzyko braku realizacji celów OZE w mixie energetycznym, tzw. ustawa odległościowa, która po nowelizacji nadal nie będzie pozwalać na realizację nowych inwestycji onshore, brak realizacji nowych aukcji OZE). Niskie tempo wdrażania źródeł OZE w Polsce przyczyni się do osłabienia rozwoju gospodarki wodorowej.
- Potencjalny brak zgodności i zdolności do osiągnięcia konsensusu wokół wspólnych celów rozwojowych oraz podziału środków inwestycyjnych.
- Brak planu i wyznaczenia krytycznych projektów wodorowych (w podziale na krótkoterminowe, średnioterminowe i długoterminowe), niezbędnych do zaistnienia gospodarki wodorowej w Polsce
- Koncentracja w zakresie dofinansowania projektów wyłącznie na wybranych elementach łańcucha wartości H₂ (np. zakup autobusów miejskich lub elektrolizerów) oraz brak realizacji wszystkich krytycznych, podstawowych projektów inwestycyjnych we wszystkich elementach łańcucha wartości H₂, co może zaburzyć prawidłowe działanie poszczególnych elementów łańcucha wartości H₂.
- Rozproszenie dofinansowania na małe podmioty działające w tym samym obszarze technologii H₂, brak konsolidacji poszczególnych branż, wyznaczania i koordynowania realizacji zbiorczych celów, co może przełożyć się na brak widocznych rezultatów z punktu widzenia krajowego.
- Brak wdrożenia krajowych certyfikacji wodorowych, co może uniemożliwić ewentualny handel wodorem na rynku europejskim.

- Niekoordynowany rozwój sieci tankowania H₂ w Polsce. Możliwość powołania podmiotu zajmującego się centralnym planowaniem i zarządzaniem rozwojem krajowej sieci stacji tankowania (np. na wzór niemiecki).
- Brak regulacji aspektów prawno-administracyjnych na poziomie regionalnym lub lokalnym. Potrzeba planowania regulacji prawnych nie tylko na poziomie krajowym, ale również na niższych, lokalnych poziomach.
- Brak podstawowej wiedzy i procedur w zakresie implementacji technologii wodorowych na poziomie lokalnym, np. w administracji.
 - Przykładowy cytat wypowiedzi eksperta w przeprowadzonym badaniu: *„Szczególnie w takich sytuacjach jak teraz, gdzie mamy Covid, gdzie w ogóle urzędy nie spotykają się z patentami, nie ma takiej możliwości wyjaśnienia tego, jak się buduje stację. Nie ma możliwości wyjaśnienia tego, że ten wodór nie jest tak niebezpieczny, jakby się wydawało. A proszę zwrócić uwagę, że ja się spotykam osobiście z takimi rozmowami, gdzie ktoś, gdy słyszy o tym, to: „a, wy produkujecie stacje wodorowe, a co to ma wspólnego z bombą wodorową?” W związku z tym, jest taki poziom wiedzy w społeczeństwie, niestety także wśród urzędników. Więc tutaj może taki podstawowy wniosek może dla rządu, dla instytucji rządowych, że powinien się pojawić naprawdę szeroki program edukacyjny dla urzędów, które wydają zgody na budowę. To jest pierwsza rzecz, żeby w takim każdym urzędzie ci ludzie wiedzieli, na czym polega budowa stacji i na czym polegają pewne elementy bezpieczeństwa i jak się taką stację projektuje”*
 - Przykładowy cytat wypowiedzi eksperta w przeprowadzonym badaniu *„Jest jeszcze cała gama, szczególnie jeśli chodzi o bezpieczeństwo, uregulowanie. Nie wiem, jak będzie z odbiorami tych stacji tankowania w przyszłości, ale takiej wiedzy na pewno nie mają ani te wszystkie urzędy dozoru, ani strażacy, którzy i tak będą musieli to odebrać, ale to jest na razie dużym problemem. Wodór nie kojarzy się chyba nikomu dobrze. My akurat wiemy jakie są jego własności i to nie jest dla nas paliwo przerażające”*.

b) W zakresie potencjału krajowego

- Brak powszechnej świadomości polskich podmiotów produkcyjnych, o możliwościach wejścia na rynek urządzeń wodorowych jako poddostawca lub producent komponentów (głównie małe i średnie przedsiębiorstwa, funkcjonujące na rynku na poziomie Tier 2 oraz Tier 3-4).
 - Przykładowy cytat wypowiedzi eksperta w przeprowadzonym badaniu: *„W tych rozwiązaniach, i tutaj mamy też swoje doświadczenia i osiągi, możliwości, brak jest tylko koordynacji i zagospodarowania tego naszego potencjału”*.

c) W zakresie dostępności technologii, komponentów, surowców

- Ograniczona rynkowa dostępność technologii wodorowych, szczególnie w najbliższych 5-10 latach, związana z dużym zainteresowaniem urządzeniami H₂ na świecie oraz ograniczoną podażą.
- Globalne ryzyko związane z dostępem do rynków surowcowych, finansowych, kluczowych zasobów, niezbędnych do rozwoju i implementacji technologii wodorowych, w tym efektywność działania globalnych łańcuchów dostaw.

- Niewystarczająca dojrzałość technologii wodorowych w poszczególnych elementach łańcucha wartości H₂, opóźniająca proces globalnego upowszechnienia rozwiązań wodorowych.
- Brak wystarczających mocy OZE może wpłynąć bardzo niekorzystnie na potencjał produkcji zielonego wodoru. Brak przejrzystych powiązań rynku wodoru z OZE.
 - Przykładowy cytat wypowiedzi eksperta w przeprowadzonym badaniu: *„I jeszcze jedna rzecz, którą, myślę, że warto powiedzieć tutaj, to to, że może Państwo nie zdają sobie sprawy, ale te podstawowe instalacje Lotosu produkują około 17-u ton wodoru na godzinę, tak? Czyli zastąpienie takich ilości to jest naprawdę bardzo, bardzo ciężka sprawa, tak? Tak łatwo się takich rzeczy nie wykona, dlatego też takie moje powiedzenie, że właśnie rozróżniamy ten wodór zielony od tego czystego. Bo żeby zielony wytworzyć, to potrzeba olbrzymich ilości tych źródeł OZE, na których na razie brak w Polsce cierpimy”.*

d) Społeczno-ekonomiczne

- Niepewność związana z koniunkturą gospodarczą na świecie i UE po pandemii.
- Brak społecznej akceptacji technologii wodorowych w poszczególnych zastosowaniach (np. w zakresie wyznaczania lokalizacji stacji tankowania H₂, itp.).
 - Przykładowy cytat wypowiedzi eksperta w przeprowadzonym badaniu: *„No przede wszystkim edukacja. Zdaje się, że powinna być taka duża akcja edukacyjna też wśród społeczeństwa, że to nie jest bomba wodorowa, tak? Czyli, że to są zbiorniki z wodorem, po prostu gaz sprężony i tyle”.*
- Niedostosowanie systemu edukacji lub brak uruchomienia programów kształcenia w obszarze technologii wodorowych może skutkować niedoborem kadry pracowniczej i naukowej w obszarze gospodarki wodorowej, szczególnie w średnim i długim terminie.
 - Przykładowy cytat wypowiedzi eksperta w przeprowadzonym badaniu: *„Parę rzeczy takich również edukacyjnych, no ludzie są niedouczeni, brak specjalistów, brak specjalistów inżynierów do obsługi, techników brak, czy tego średniego personelu, czy całkiem niskiego, który będzie autentycznie tymi pojazdami zarządzać”.*
- Niska opłacalność inwestycji z wykorzystaniem technologii wodorowych, utrudniająca ich popularyzację i implementację w wielu zastosowaniach
 - Przykładowy cytat wypowiedzi eksperta w przeprowadzonym badaniu: *„Obecnie nawet, jeśli są pokaźne te fundusze na inwestycje, na dofinansowanie inwestycji, to tak naprawdę i tak idziemy, szorujemy po dnie, tak, czyli powiedzmy na tej minimalnej opłacalności”.*
 - Przykładowy cytat wypowiedzi eksperta w przeprowadzonym badaniu: *„Ale też wracając do kwestii finansowych, to jakieś dotacje też na pewno by nam tu pomogły. Jak wiemy, to jest na razie inwestycja w przyszłość, która, ciężko dla niej znaleźć jakiś rozsądny poziom zwrotu. Z dotacjami to już wszystko inaczej się później układa i inaczej się buduje i przeprowadza te inwestycje”.*

Analiza SWOT - Podsumowanie

Silne strony koncentrują się na dwóch obszarach. Pierwszym jest strategiczna orientacja rządu, a szczególnie Ministerstwa Klimatu i Środowiska dotycząca wpisania się w globalny trend, dotyczący przyszłościowego rozwoju gospodarki wodorowej z stworzeniem ram strategicznych w postaci PEP 2040 i PSW 2030, wraz z towarzyszącymi im instrumentami wsparcia (NCBR i NFOŚiGW). Nie bez znaczenia jest wpisanie i poważne potraktowanie wodoru w Krajowym Planie Odbudowy. Natomiast drugi, równie ważny, dotyczy przede wszystkim wysokiej konkurencyjności polskiej gospodarki, w tym dużej skumulowanej wiedzy i doświadczeń różnych gałęzi przemysłu, np. chemicznego i rafineryjnego, motoryzacyjnego, stoczniowego, wykorzystujących na szeroką skalę wodór w procesach produkcyjnych i związaną z tym bazę B+R oraz doświadczenie w zakresie wdrożenia wyników badań. Wśród silnych stron należy wskazać też wsparcie w postaci czynników społecznych, takich jak wysoki poziom społecznej akceptacji transformacji klimatycznej oraz wysoki potencjał kadrowy.

Wśród słabych stron dominują aspekty związane z dużym uzależnieniem polskich podmiotów gospodarczych od czynników zewnętrznych (zagranicznych), takich jak uzależnienie wielu branż od importu, uzależnienie od finansowania ze środków unijnych, a także konflikty interesów społecznych i biznesowych oraz ograniczona zdolność do osiągnięcia konsensusu, co powoduje rozwarstwienie sektora produkcyjnego i funkcjonowanie małych i słabych kapitałowo podmiotów, co w rezultacie skutkuje niewielkim potencjałem komercjalizacyjnym wysoce innowacyjnych technologii opracowanych w fazie B+R.

Szanse dotyczą wielu aspektów, w tym organizacyjnych i administracyjnych, powiązanych z wprowadzanymi nowymi regulacjami prawnymi oraz strategiami na poziomie krajowym i międzynarodowym, dostępem do stosunkowo dużych funduszy finansowych, przeznaczonych na cele transformacji klimatycznej, otwartości na współpracę podmiotów zagranicznych w celu realizacji wspólnego celu ochrony środowiska oraz potrzeby konsolidacji branżowej, w celu wykreowania rynku na technologie wodorowe, a w końcu wysokiego potencjału polskich podmiotów we wszystkich elementach łańcucha wartości H₂ – produkcja, magazynowanie, transport i dystrybucja oraz zastosowanie.

W związku ze złożonością procesu rozwijania gospodarki wodorowej, zidentyfikowano również wiele zagrożeń i wyzwań. Niezwykle istotną rolę w początkowej fazie rozwoju gospodarki H₂ odegrają czynniki organizacyjne i administracyjne. W tym obszarze niezbędna jest systematyczna i konsekwentna likwidacja pojawiających się barier natury prawnej oraz organizacyjnej. W celu jak najefektywniejszego wykorzystania potencjału polskiej gospodarki oraz krajowych podmiotów gospodarczych i instytucji badawczo-rozwojowych, potrzebne jest także duże wsparcie organizacyjne i edukacyjne, zarówno polskiego społeczeństwa jako ogółu, jak i podmiotów gospodarczych o szansach związanych z produkcją i zastosowaniem technologii wodorowych. Dużym wyzwaniem jest potrzeba koordynacji współpracy polskich instytutów badawczych i podmiotów gospodarczych, stymulacji zawierania porozumień i wyznaczania wspólnych celów, a co za tym idzie, zwiększania zdolności do komercjalizacji innowacyjnych technologii w Polsce. Stymulacja i koordynacja współpracy różnych grup i podmiotów powinna obejmować zarówno czynniki stricte organizacyjne, aktywne działania społeczno-edukacyjne, jak również wsparcie na gruncie ekonomiczno-finansowym.

Vlb. Rekomendacje

W zakresie działań strategicznych i organizacyjnych:

- Podniesienie znaczenia wodoru w kolejnej edycji Polityki Energetycznej Polski po 2030 r., które odzwierciedlało będzie rosnącą rolę tego surowca w procesie transformacji energetycznej.
- „Obudowanie” Polskiej Strategii Wodorowej politykami funkcjonalnymi (map drogowych) w obszarach m.in. transportu, przemysłu, energetyki, tworzącymi środowisko dla podejmowania decyzji biznesowych i wykreowania odpowiednich instrumentów wsparcia.
- Koncentracja w strategii i programach wsparcia na perspektywicznym „zielonym” wodorze z OZE.
- Stworzenie programu strategicznych inwestycji wodorowych, umożliwiających polskiemu przemysłowi budowę i umocnienie kompetencji w tym obszarze oraz, co najważniejsze, osiągnięcie punktu opłacalności z działalności związanej z wodorem.
- Powiązanie PSW z towarzyszącymi jej dokumentami z innymi dokumentami, dotyczącymi strategii gospodarczej Polski.
- Powiązanie PSW z dokumentami, dotyczącymi gospodarki wodnej oraz rozwoju rolnictwa i restrukturyzacji wsi.
- Wzmocnienie roli MKiŚ jako koordynatora transformacji wodorowej polskiej gospodarki.
- Rozbudowa programów wsparcia oferowanych przez NCBR i przede wszystkim NFOŚiGW, a także uruchomienie podobnych przez PFR, ARP i BGK.
- Intensyfikacja działań na rzecz stworzenia efektywnego i elastycznego, ale też stabilnego otoczenia prawego procesu transformacji wodorowej.
- Wsparcie, w tym finansowe i merytoryczne, dla jednostek samorządu terytorialnego w zakresie wspierania transformacji wodorowej.
- Wykonanie studium kompetencji, potencjału i możliwości polskiego przemysłu w zakresie transformacji wodorowej, w celu odpowiedniego wykreowania instrumentów wsparcia i budowy polskich specjalizacji wodorowych.
- Wykonanie oceny potencjału polskiego sektora B+R i zgodności rozwoju badań z tendencjami światowymi, a także możliwości wdrożeń realizowanych badań w polskim przemyśle i energetyce.
- Aktywny udział w wodorowych forach międzynarodowych w celu budowaniu poglądu na Polskę jako lidera transformacji wodorowej.
- Realizacja i koordynacja dużych projektów konsorcjalnych, które wygenerują pierwsze efekty skali na polskim/regionalnym rynku wodoru i na które można pozyskać preferencyjne finansowania UE

W zakresie krajowego potencjału B+R:

- Wspieranie zainteresowania instytucji badawczych oraz przemysłu badaniami oraz innowacjami w obszarze wodoru.
- Wzmocnienie organizacyjne oraz finansowe istniejących ośrodków badawczych.
- Stworzenie krajowego programu B+R obejmującego działania we wszystkich elementach łańcucha wartości wodoru i zniwelowania istniejących opóźnień względem badań światowych i określającego pożądane kierunki badań.
- Zwiększenie budżetu na B+R w obszarze wodoru.
- Intensyfikacja i koordynacja istniejących programów NCBR oraz NFOŚiGW oraz zwiększenie ich budżetów.
- Stworzenie narzędzi wsparcia dla MSP do współpracy z sektorem B+R w obszarze wodoru.
- Stworzenia narzędzi finansowego i organizacyjnego wsparcia wejścia polskich instytucji B+R do międzynarodowych programów badawczych w obszarze wodoru.

W zakresie krajowego przemysłu:

- Wsparcie rozwoju kompetencji w zakresie gospodarki wodorowej.
- Wykreowanie rynku zbytu dla produktów polskiego przemysłu, związanych z wodorem – strategiczny program inwestycji wodorowych.
- Wykreowanie nowych narzędzi wsparcia przedsiębiorstw, w tym małych i średnich, w zakresie inwestycji w technologie i produkty wodorowe (PFR, ARP, BGK, NFOŚiGW).
- Wsparcie dla przejścia od wodoru szarego do zielonego w przemysłach: chemicznym, rafineryjnym, metalurgicznym i in. – ograniczenie importu surowców energetycznych.
- W pierwszym etapie wdrażania gospodarki wodorowej największy potencjał rozwoju posiada przemysł chemiczny i rafineryjny z uwagi na obecnie posiadaną infrastrukturę, generację zapotrzebowania na wodór oraz potencjał zwiększenia mocy produkcyjnych wodoru na cele własne oraz przyszłej gospodarki wodorowej.
- Rozwój kompetencji w zakresie istniejących w ofercie polskich produktów związanych z wodorem – tj. kompresory, sprężarki, aparatura do skraplania gazów, aparatura chłodząca, zbiorniki wodoru.
- Wykreowanie kompetencji do produkcji niezbędnych urządzeń, takich jak elektrolizery.
- Kontynuacja programu polskiego samochodu elektrycznego, w postaci polskiego samochodu na wodór – wykorzystanie części potencjału krajowego sektora automotive.
- Wsparcie producentów autobusów i pojazdów ciężarowych w Polsce dla uruchomienia seryjnej produkcji pojazdów wodorowych.

W zakresie energetyki:

- Kontynuacja i wsparcie dla inwestycji w odnawialne źródła energii jako podstawy produkcji zielonego wodoru (głównie offshore, fotowoltaika).

- Wykorzystanie wodoru jako magazynu energii dla potrzeb bezpieczeństwa energetycznego Polski i budowa systemu magazynów wodoru.
- Rozważenie wykorzystania wodoru/nadwyżek wodoru do spalania (chemicznego i fizycznego) lub współspalania, w celu obniżenia emisyjności produkcji energii oraz spadku importu surowców energetycznych.
- Wykorzystanie wodoru do upowszechnienia i podniesienia sprawności małych rozproszonych instalacji OZE, w tym poprzez upowszechnienie rozwiązań typu smart grid.

W zakresie transportu:

- Wykorzystanie istniejącej sieci gazowej i rozbudowa tej sieci dla transportu wodoru.
- Stworzenie i finansowe wsparcie programu budowy sieci wodorowych stacji tankowania – wraz z rozwojem kompetencji przemysłowych w tym zakresie.
- Upowszechnienie i wsparcie wykorzystania wodoru w procesie elektromobilności, ze szczególnym uwzględnieniem:
 - zbiorowego transportu miejskiego
 - towarowego transportu samochodowego
 - transportu kolejowego
 - transportu wodnego
- Program polskiego samochodu wodorowego.

W zakresie dostępności technologii, komponentów, surowców:

- Wykreowanie nowych i rozwój istniejących programów badawczo-rozwojowych w obszarze wodoru, z określeniem najbardziej potrzebnych kierunków badań.
- Wsparcie współpracy sektora B+R z przedsiębiorstwami w zakresie badań, wdrożeń i innowacji technologii i produktów związanych z wodorem.
- Wsparcie transformacji wodorowej przedsiębiorstw – wykorzystanie produktów wodorowych do zmian oferty produktowej przedsiębiorstw działających w branżach schyłkowych tj. tradycyjny przemysł samochodowy.
- Powiązanie strategii wodorowej z gospodarką wodną i zwiększaniem zasobów wody.

W zakresie otoczenia społeczno-ekonomicznego:

- Intensyfikacja promocji zachowań proekologicznych z pokazaniem roli wodoru.
- Stworzenie programów edukacyjnych w szkołach podstawowych i średnich w ramach przedmiotów powiązanych.
- Upowszechnienie wiedzy o rzeczywistych parametrach fizycznych i chemicznych wodoru – np. w celu ograniczenia obaw przed pojazdami wodorowymi czy lokalizacją stacji tankowania wodorem.
- Promocja inwestycji wodorowych jako przynoszących nowoczesne, trwałe i lepiej wynagradzane miejsca pracy.

- Wykorzystanie transformacji wodorowej do restrukturyzacji gospodarczej wymagających tego regionów – ograniczenie systemowego bezrobocia lub zagrożenia jego wzrostem.
- Wsparcie szkół wyższych, szczególnie technicznych, ale też uniwersytetów posiadających przyrodnicze i ścisłe kierunki studiów w kształceniu kadr dla wodorowej transformacji gospodarki.
- Stworzenie programu krajowych i regionalnych inwestycji wodorowych
- Ułatwienia w korzystaniu z finansowania środkami unijnymi (KPO, FST, PO) projektów i inwestycji związanych w wodorem.
- Ułatwić dostęp do krajowych środków na inwestycje w obszarze wodoru (w tym małych grantów dla zainteresowanych MSP i startupów) – NFOŚiGW, ARP, PARP, BGK, BOŚ.

Vlc. Ocena dojrzałości technologicznej i komercjalizacyjnej mierzonej TRL i CRI – wyniki ankiety ekspertów

Zasadność spojrzenia przez pryzmat gotowości technologicznej i zdolności do komercjalizacji wynika w naszych warunkach z relatywnie dużej niepewności, co do rozwoju technologii (wyrażanych także przez respondentów w ankietach zrealizowanych w projekcie) oraz faktu, że wiele z technologii przyszłości jest wciąż w początkowych stadiach rozwoju. W ocenie MAE (*Energy Technology Perspectives*, 2020)⁶⁴⁴, obecnie dostępne jest jedynie ok 30% dojrzałych technologii, które są potrzebne na drodze do osiągnięcia w 2050 r. neutralności klimatycznej. Pozostałe 70%, to: 1) w ok. 30 % technologie znajdujące się w fazie prototypu lub demonstracji, 2) w ok. 40 % technologie, które nie zostały jeszcze wdrożone na masową skalę. Oznacza to istotną rolę B+R+I w zakresie podnoszenia gotowości technologicznej rozwiązań, projektów pilotażowych i wdrożeniowych w zakresie uczenia się, skalowalności, etc. Dla polskiej polityki energetycznej i gospodarki wodorowej oznacza to konieczność poszukiwania optymalnych rozwiązań jak: identyfikacja specjalizacji, dopasowanie do mixu energetycznego, zarządzania transformacją energetyczną w perspektywie 2021-2030 (kiedy pojawią się kluczowe wybory determinujące rozwój po 2030-2040).

Obok rozpoznawalnej i stosowanej w międzynarodowej nomenklaturze klasyfikacji TRL 1-9, w badaniu ankietowym ekspertów wykorzystaliśmy wskaźnik CRI - Indeks gotowości do komercjalizacji⁶⁴⁵.

CRI, to wskaźnik opracowany przez Australijską Agencję Energii Odnawialnej (ARENA), by w oparciu o sześć parametrów, ocenić dojrzałość komercyjną/rynkową technologii. Wskaźnik był wykorzystywany w ramach *Emerging Energy Program* do wyboru projektów używających nowej i możliwej do wykorzystania technologii na skalę użytkową (NSW Emerging Energy Program 2019)⁶⁴⁶.

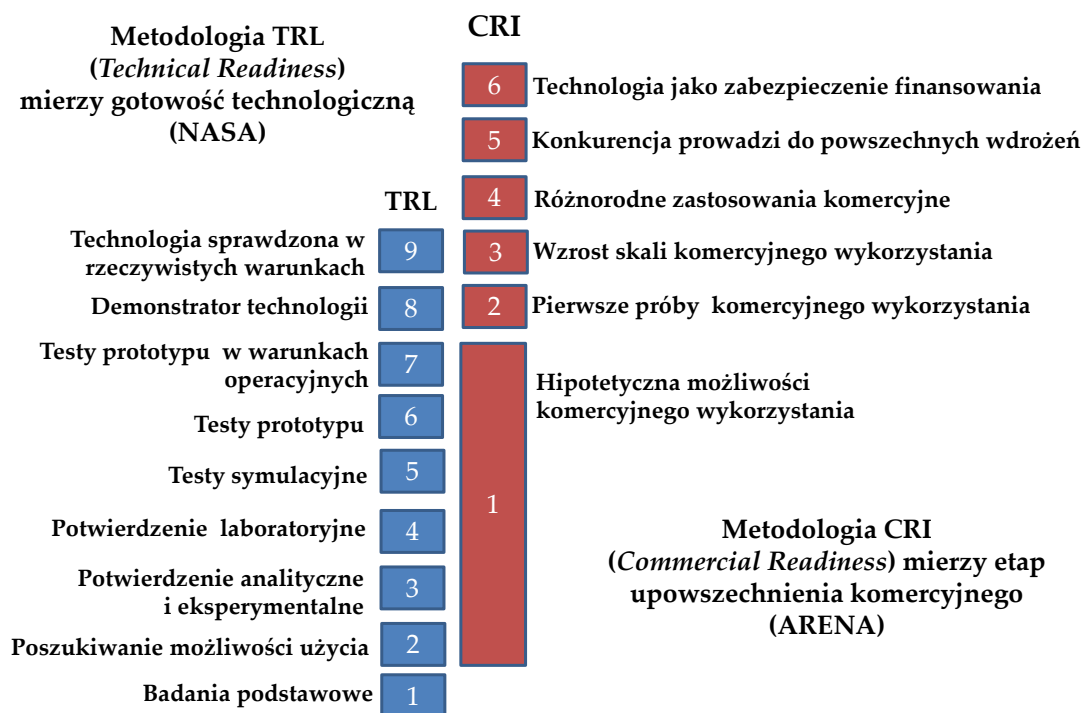
Do udzielenia pomocy kwalifikowały się nowe technologie, definiowane jako technologie mogące osiągnąć poziom gotowości technologicznej (TRL) wynoszący 9 oraz wskaźnik gotowości komercyjnej (CRI) wynoszący od 2 do 5, zgodnie z definicją zawartą w wytycznych Australijskiej Agencji Energii Odnawialnej (ARENA) *Advancing Renewables Program Guidelines*.

Projekt o współczynniku CRI od 2 do 5 oznacza, że technologia i / lub analiza biznesowa projektu zostały przetestowane komercyjnie na małą lub dużą skalę, ale nie są dojrzałą technologią komercyjną lub nie mogą uzyskać finansowania z banków.

644 Energy Technology Perspectives (2020), MAE

645 ARENA 2014, Commercial Readiness Index for Renewable Energy Sectors

646 <https://energy.nsw.gov.au/renewables/clean-energy-initiatives/regional-community-energ>



Źródło: *South Australian Green Hydrogen Study, 2017*

Rysunek 122 Zestawienie klasyfikacji TRL i CRI

Wskaźnik CRI

1. Hipotetyczna możliwości komercyjnego wykorzystania: technicznie gotowa – niesprawdzona komercyjnie, brak dowodów na możliwości rynkowe.

Zwolennicy technologii zakładają możliwość komercyjnego wykorzystania, ale nie posiadają dowodów technicznie weryfikowalnych lub danych finansowych na poparcie założeń.

2. Próba komercyjnego wykorzystania: pierwszy tego rodzaju projekt na małą skalę, finansowany ze środków własnych oraz z udziałem wsparcia państwowego.

Możliwość komercyjnego wykorzystania poparta weryfikowalnymi danymi, które zazwyczaj nie są dostępne publicznie.

3. Wzrost skali komercyjnego wykorzystania, wynikający z określonej polityki oraz pojawiającego się finansowania dłużnego.

Możliwości komercyjnego wykorzystania zwiększają się w wyniku zaangażowania zwolenników technologii oraz uczestników segmentu rynku – publicznie dostępne dane przyczyniają się do wzrostu zainteresowania ze strony sektora finansowego i regulacyjnego.

4. Wielorakie zastosowania komercyjne są coraz bardziej widoczne na poziomie lokalnym, mimo że nadal są dotowane.

Weryfikowalne dane, potwierdzające charakterystyki techniczne i dostępne publicznie wyniki finansowe, wzbudzają zainteresowanie różnych instrumentów dłużnych

i kapitałowych, jednak nadal wymagają wsparcia państwa. Problemy prawne są rozwiązywane w różnych systemach prawnych.

5. Konkurencja na rynku przyczynia się do powszechnego wdrożenia w ramach długoterminowych ustalonych zasad.

Powstaje konkurencja we wszystkich obszarach łańcucha dostaw, wraz z komercjalizacją kluczowych komponentów oraz pojawianiem się produktów finansowych.

6. Klasa aktywów mogących uzyskać finansowanie z banków, kierując się tymi samymi kryteriami, co w przypadku innych dojrzałych technologii energetycznych. Uważana za klasę aktywów mogących uzyskać finansowanie z banków, o znanych standardach i oczekiwaniach dotyczących wyników. Ryzyko rynkowe i technologiczne nie wpływa na decyzje inwestycyjne. Potencjał, ceny i inne typowe czynniki rynkowe wpływające na wzrost popularności.

Wyniki badania ankietowego ekspertów

Poniżej zaprezentowano zestawienie wyników badania ankietowego, jakie zostało przeprowadzone na próbie 29 respondentów, którzy wypełnili kwestionariusz w procesie badawczym w ramach projektu.

W ankiecie „Badanie dojrzałości technologii wodorowych”, respondenci zostali poproszeni o ocenę poziomu TRL i CRI wybranych technologii, wg przywołanej na powyższym rysunku metodologii. Ocena tych dwóch wymiarów, TRL i CRI, została przeprowadzona w przekroju sześciu elementów łańcucha wartości:

1. Produkcji OZE
2. Produkcji wodoru
3. Magazynowania oraz przesyłu/transportu wodoru
4. Dystrybucji wodoru
5. Zastosowania wodoru w energetyce i ciepłownictwie
6. Zastosowania technologii wodorowych w transporcie

oraz w kontekście absorpcji technologii wodorowych w czasie.

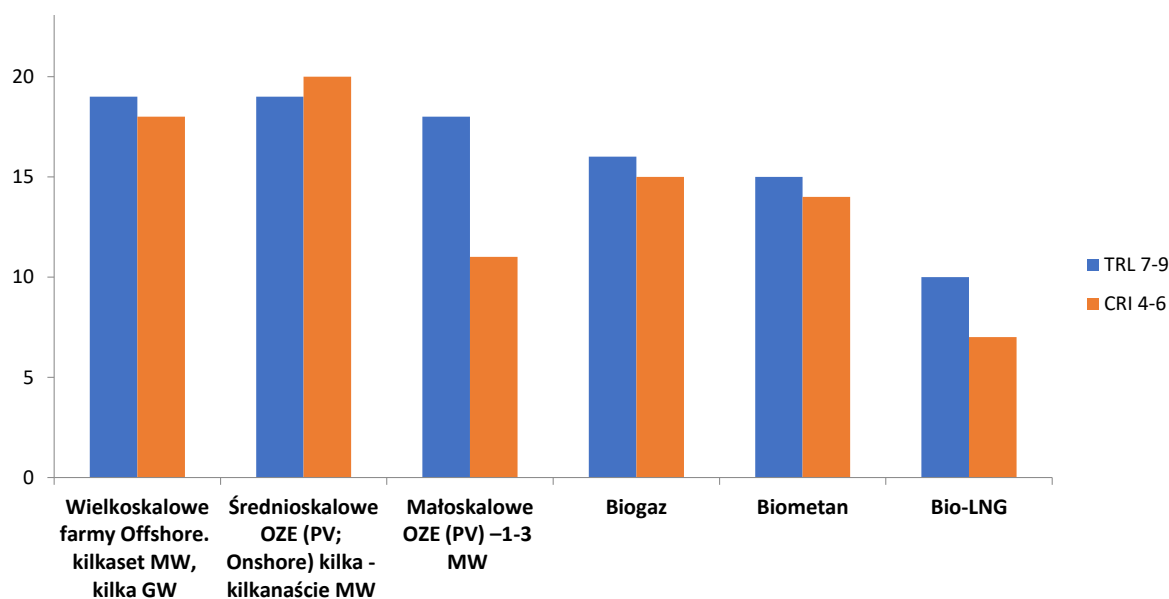
Charakterystyka próby

Blisko 60% respondentów reprezentowało podmioty funkcjonujące na rynku wodoru: a) powyżej 2-3 lat (20,7%), b) zajmujące się problematyką wodoru kilka lat, i mające wstępne doświadczenie wdrożeniowe, produkcyjne, prowadzące w zakresie B+R (24,1%), c) będące dostawcą/odbiorcą wodoru, bądź urządzeń, komponentów związanych z gospodarką wodorową, mające dobrze rozpoznane możliwości gospodarki wodorowej w kraju i za granicą i je wykorzystujące oraz prowadzące w tym zakresie działania B+R+I (13,8%). Nieco ponad 40% to podmioty: a) zajmujące się wodorem nie dłużej niż 1 rok, ale obserwujące jego możliwości, b) oceniające rozpoznanie problematyki wodoru na dużym poziomie ogólności, bądź silnie skoncentrowane i postrzegające siebie jako kandydata do wejścia na rynek gospodarki wodorowej.

Ekspertów zostali poproszeni o wskazanie swojej oceny poziomu TRL i CRI w poszczególnych technologiach. Po identyfikacji liczby wskazań, dokonaliśmy zsumowania wszystkich odpowiedzi (głosów) ekspertów w zakresie TRL 7-9 oraz w zakresie CRI 4-6 dla każdej technologii. Przykładowo więc, 18 wskazań w obszarze wielkoskalowego offshore w przedziale TRL 7-9 oznacza, że 18 ekspertów wymieniło daną technologię w zakresie dojrzałości TRL 7-9. Przyjmując poprawność ocen ekspertów, należy przyjąć, że technologia ta, na tle innych, ma relatywnie wysoki poziom gotowości (jeśli wykazuje wyższą liczbę wskazań).

Produkcja OZE

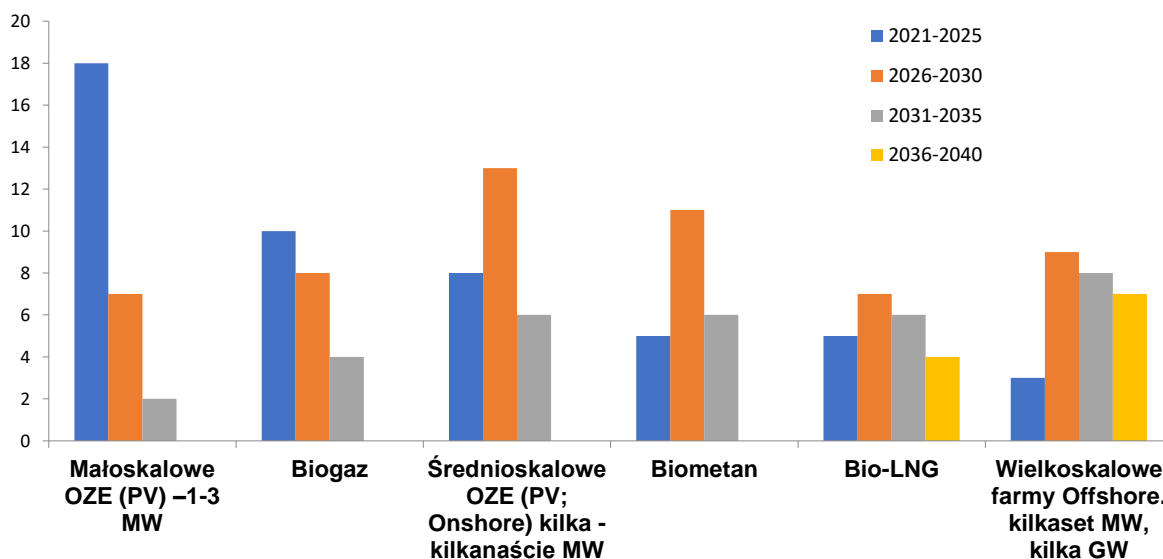
W zakresie technologii produkcji OZE, wg ocen ekspertów, za wysoko rozwinięte technologie należy uznać rozwiązania typu: wielkoskalowe farmy offshore, średnioskalowe OZE (onshore i PV) oraz małoskalowe OZE. W ostatnim przypadku, poziom CRI został jednak oceniony jako niższy niż w przypadku dwóch poprzednich metod produkcji energii. W następnej kolejności wskazywane były kolejno biogaz, biometan i bio-LNG, co jest zgodne z wcześniejszymi ustaleniami.



Źródło: opracowanie własne na podstawie ankiety „Badanie dojrzałości technologii wodorowych”

Rysunek 123 Porównanie TRL i CRI dla różnych technologii produkcji OZE (liczba wskazań ekspertów)

Pod względem perspektyw wdrażania poszczególnych technologii w Polsce w perspektywie 2021-2025, liderami mogą zostać małe i średnioskalowe źródła OZE z PV oraz biogaz. Respondenci oczekują również intensywnego rozwoju OZE średniej wielkości (kilka – kilkanaście MW), wielkoskalowego OZE (z offshore) oraz biometanu w latach 2026-2030. Dwa pierwsze źródła mają szansę na integrację z wodorem i magazynowaniem energii, bowiem są niesterowalne. Z ustaleń wynika, że w warunkach instalacji OZE rzędu 3-5 MW, uzasadniona może być lokalna produkcja wodoru *on-site* z nadwyżek energii, na potrzeby kilku pojazdów.

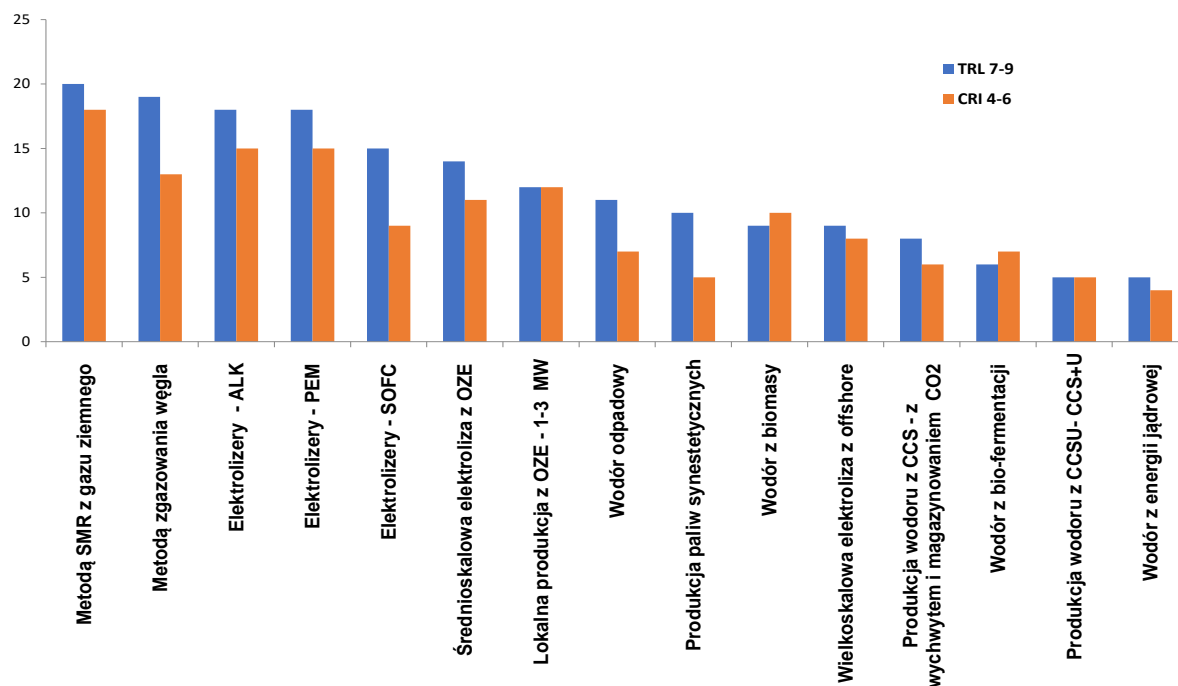


Źródło: opracowanie własne na podstawie ankiety „Badanie dojrzałości technologii wodorowych”

Rysunek 124 Perspektywa czasowa wdrożenia technologii (liczba wskazań ekspertów)

Produkcja wodoru

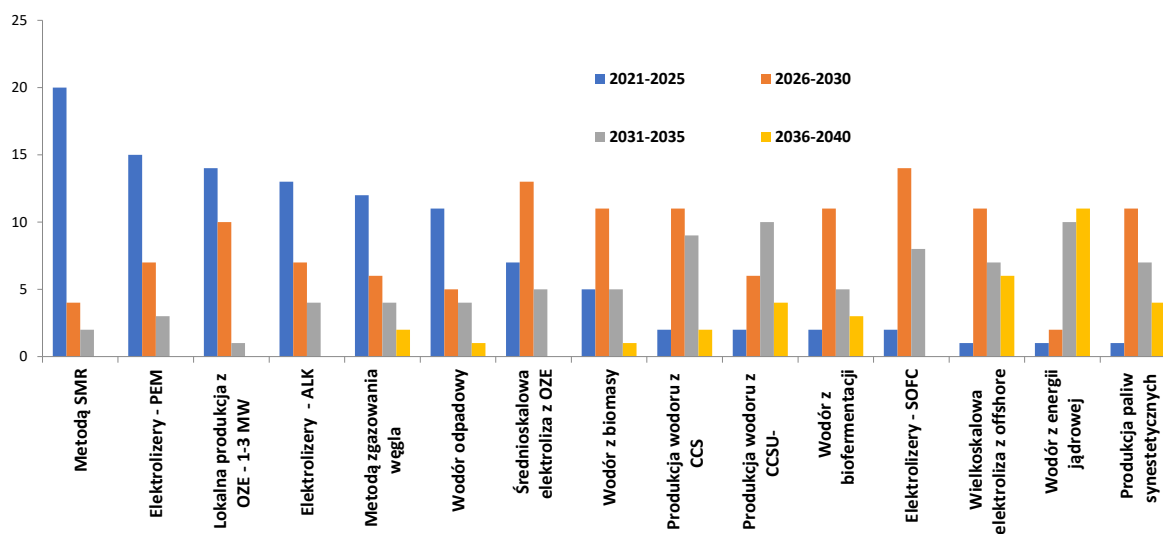
W obszarze metod produkcji, za najbardziej zaawansowane technologicznie i pod względem komercjalizacji, wskazane zostały tradycyjne metody produkcji wodoru z węglowodorów – SMR i zgazowanie węgla. Na relatywnie wysoki poziom TRL i CRI respondenci wskazali w przypadku elektrolizerów ALK, PEM i SOFC (w kolejności wskazań). Następnie wskazywane były metody produkcji wodoru z OZE (1-3 MW). Jako najmniej dojrzałe respondenci uznali produkcję wodoru z wykorzystaniem technologii CCS i CCSU oraz produkcję wodoru z energii jądrowej.



Źródło: opracowanie własne na podstawie ankiety „Badanie dojrzałości technologii wodorowych”

Rysunek 125 Porównanie TRL i CRI dla różnych technologii produkcji wodoru (liczba wskazań ekspertów)

Z perspektywy czasu w jakim będą wdrażane poszczególne metody produkcji wodoru, wg ekspertów w latach 2021-2025 implementowane będą: SMR, elektrolizery PEM, ALK oraz lokalna produkcja wodoru z małego OZE (1-3 MW). W latach 2026-2030 najwięcej wskazań uzyskały elektrolizery SOFC i średnioskalowe OZE. Równie często wskazywana była produkcja z biomasy, produkcja wodoru z wykorzystaniem CCS oraz CCSU, wielkoskalowa elektroliza z offshore oraz wodór z biofermentacji.

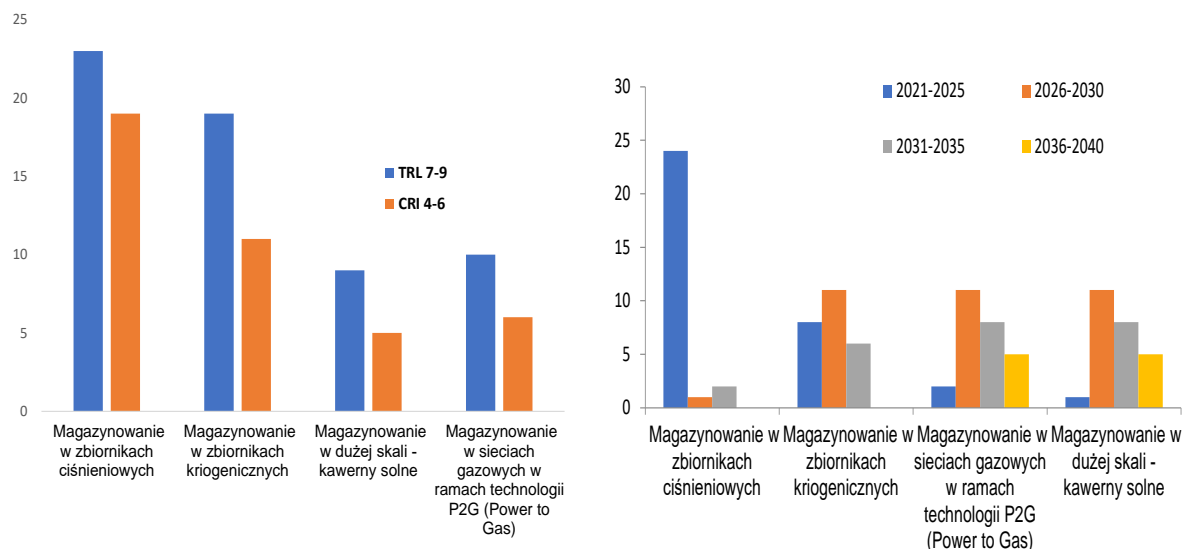


Źródło: opracowanie własne na podstawie ankiety „Badanie dojrzałości technologii wodorowych”

Rysunek 126 Perspektywa czasowa wdrożenia technologii

Magazynowanie wodoru

W obszarze magazynowania wodoru najczęściej wskazywaną technologią, o wysokim poziomie TRL i CRI jest magazynowanie w zbiornikach ciśnieniowych. Ekspertzy oczekują również, że ta technologia będzie dominować w latach 2021-2026. W kolejnej dekadzie ma szansę zaistnieć magazynowanie wodoru w stanie ciekłym, w ramach technologii Power-to-Gas oraz w kawernach solnych.

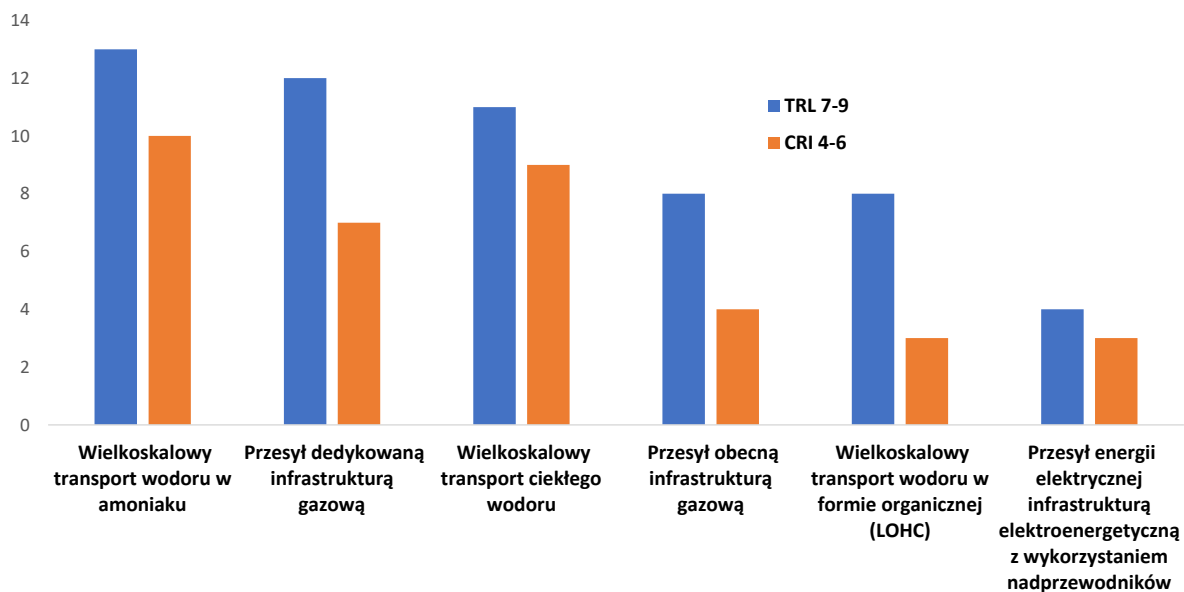


Źródło: opracowanie własne na podstawie ankiety „Badanie dojrzałości technologii wodorowych”.

Rysunek 127 Porównanie TRL i CRI dla różnych technologii magazynowania wodoru oraz perspektywy wdrażania technologii

Przesył, transport wodoru

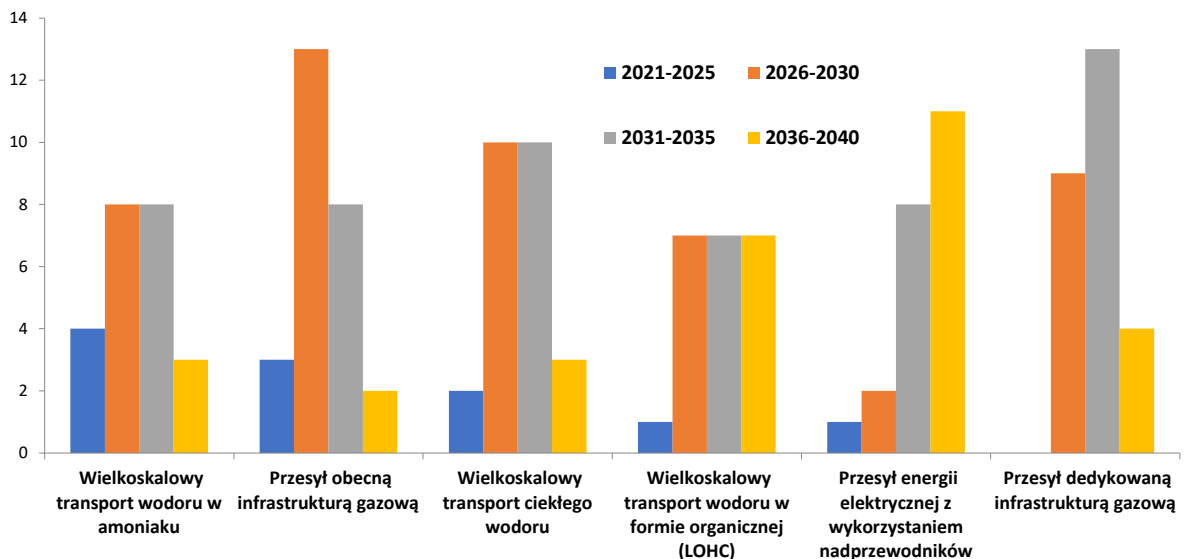
W zakresie wielkoskalowego i dalekodystansowego transportu, za najwyższy poziom TRL i CRI wskazywany jest transport wodoru w amoniaku, transport dedykowaną infrastrukturą gazową oraz transport wodoru ciekłego. Mniej wskazań uzyskały rozwiązania w postaci przesyłu dotychczasową infrastrukturą gazową oraz w formie organicznej. Za najmniej dojrzałą została uznana technologia przesyłu energii w warunkach kriogenicznych z wykorzystaniem nadprzewodnictwa i ciekłego wodoru.



Źródło: opracowanie własne na podstawie ankiety „Badanie dojrzałości technologii wodorowych”

Rysunek 128 Porównanie TRL i CRI dla technologii transportu i przesyłu wodoru, energii z wodoru

Respondenci przewidują, że wielkoskalowy i dalekodystansowy transport wodoru będzie się rozwijał w formie sprężonej (obecne, dostosowane sieci gazowe), w formie skroplonej oraz w amoniaku dopiero w latach 2026-2030. W latach 2031-2035 oczekiwany jest wzrost znaczenia wszystkich technologii, z największą liczbą wskazań w przypadku dedykowanej infrastruktury przesyłowej. Ekspertsi oczekują, że przesył energii z wykorzystaniem nadprzewodnictwa (przy użyciu ciekłego wodoru) będzie się rozwijał dopiero w latach 2036-2040.

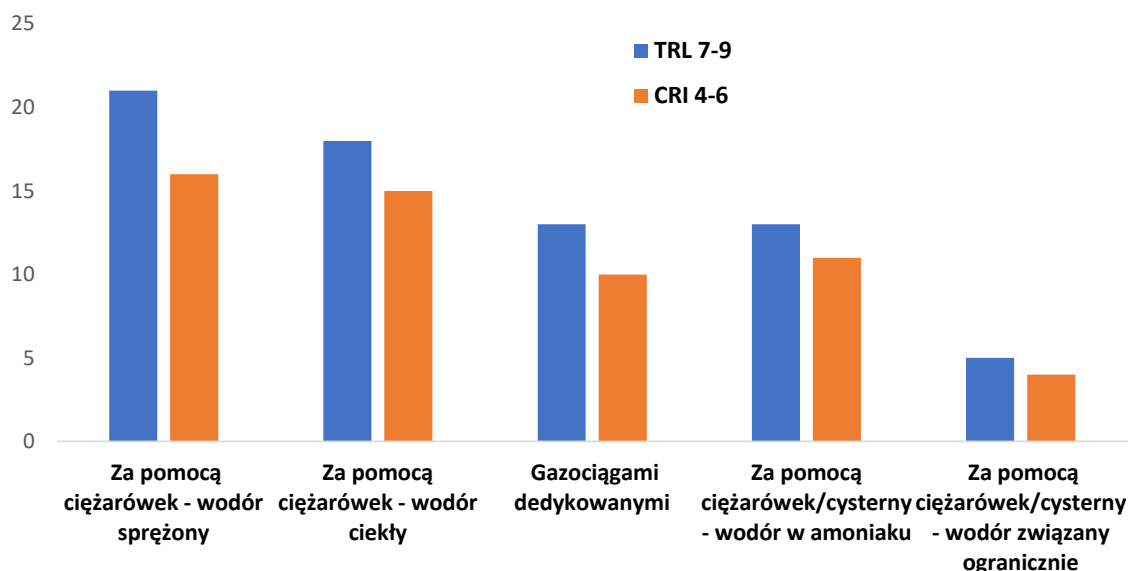


Źródło: opracowanie własne na podstawie ankiety „Badanie dojrzałości technologii wodorowych”

Rysunek 129 Perspektywa czasowa wdrożenia technologii transportu wodoru i przesyłu energii wodoru

Dystrybucja

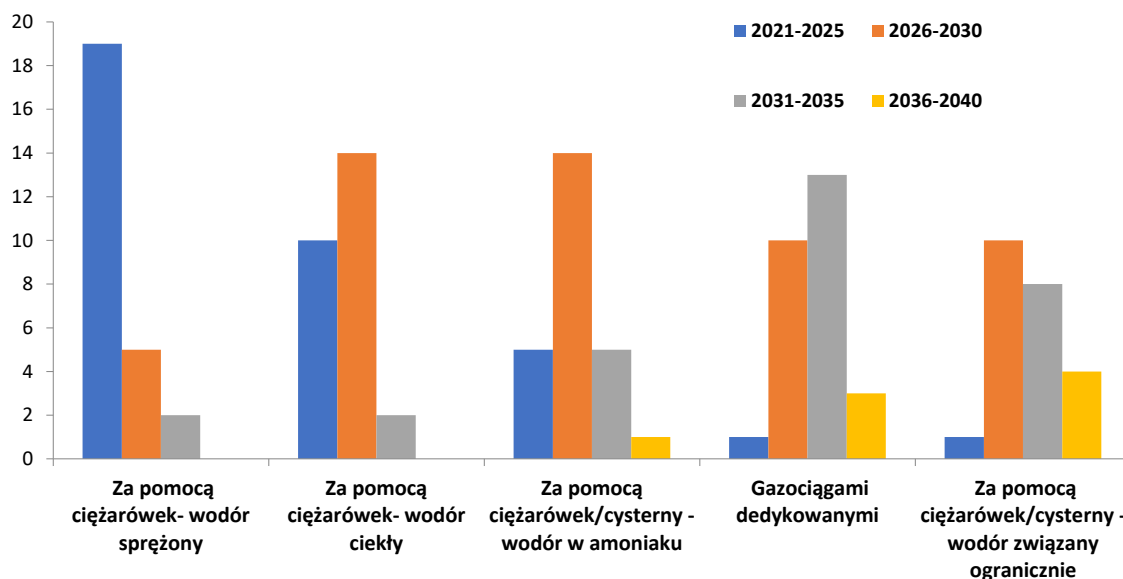
Wg ocen ekspertów, w zakresie dystrybucji wodoru najbardziej dojrzałe są metody z wykorzystaniem ciężarówek i przewozu wodoru w stanie sprężonym i skroplonym. Na nieco niższy poziom TRL i CRI wskazano w przypadku transportu dedykowanymi gazociągami i transportu wodoru w amoniaku (cysterny/ciężarówka), a najmniejszy w przypadku wodoru związanego organicznie (cysterny/ciężarówka).



Źródło: opracowanie własne na podstawie ankiety „Badanie dojrzałości technologii wodorowych”

Rysunek 130 Porównanie TRL i CRI dla technologii dystrybucji wodoru

W zakresie dystrybucji wodoru, eksperci oczekują rozwoju technologii dystrybucji wodoru sprężonego w bateriowozach oraz wodoru ciekłego z wykorzystaniem ciężarówek, co oznacza transport niewielkich ilości na nieznacznych odległościach w latach 2021-2025. W latach 2026-2030 nastąpi dalszy rozwój transportu wodoru w stanie skroplonym i w amoniaku. W latach 2026-2030 przewiduje się rozwój technologii dystrybucji wodoru dedykowanymi gazociągami oraz wodoru związanego organicznie (ciężarówkami), ale rozwój tej technologii jest również wskazywany w latach 2036-2040.

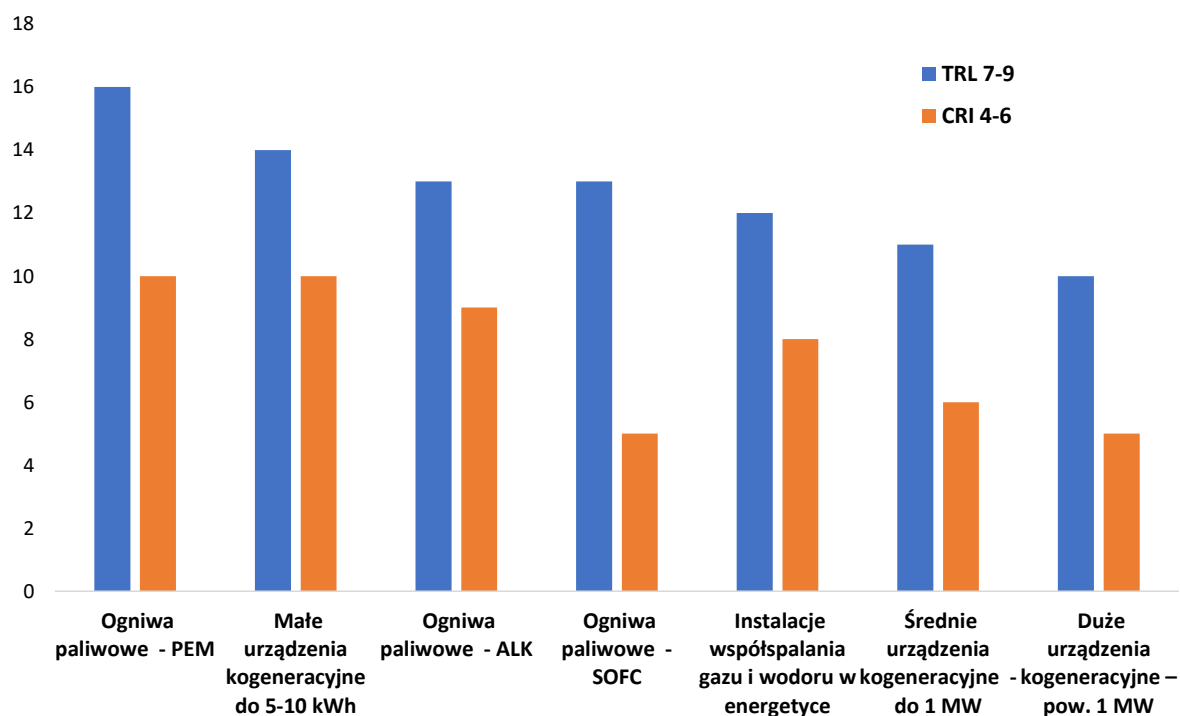


Źródło: opracowanie własne na podstawie ankiety „Badanie dojrzałości technologii wodorowych”

Rysunek 131 Perspektywa czasowa wdrożenia technologii w zakresie dystrybucji

Zastosowania wodoru w energetyce i ciepłownictwie

W zakresie oceny gotowości rozwiązań, pod względem TRL i CRI eksperci wysoko ocenili technologie ogniwo PEM, małe urządzenia kogeneracyjne, ogniwa ALK i SOFC (w tym przypadku o relatywnie mniejszej liczbie wskazań w zakresie CRI) oraz technologie współspalania wodoru z gazem. Za najmniej dojrzałe uznano średnie (kilkaset kWh do 1 MW) i duże urządzenia kogeneracyjne (pow. 1 MW).

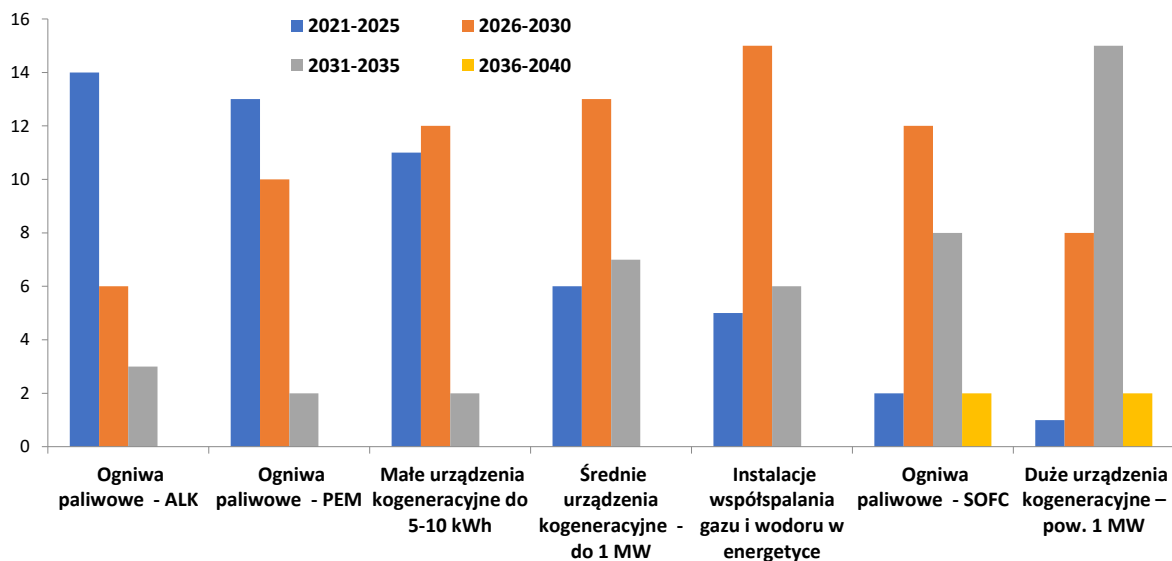


Źródło: opracowanie własne na podstawie ankiety „Badanie dojrzałości technologii wodorowych”

Rysunek 132 Porównanie TRL i CRI dla technologii zastosowania wodoru w energetyce i ciepłownictwie

W perspektywie do 2025 roku, eksperci oczekują implementacji rozwiązań wykorzystujących ogniwa ALK, PEM oraz małe urządzenia kogeneracyjne 5-10 kWh.

Małe i średnie urządzenia kogeneracyjne będą wdrażane w latach 2026-2030, równolegle z intensywnym rozwojem ogniwo SOFC oraz technologii współspalania gazu ziemnego z wodorem.

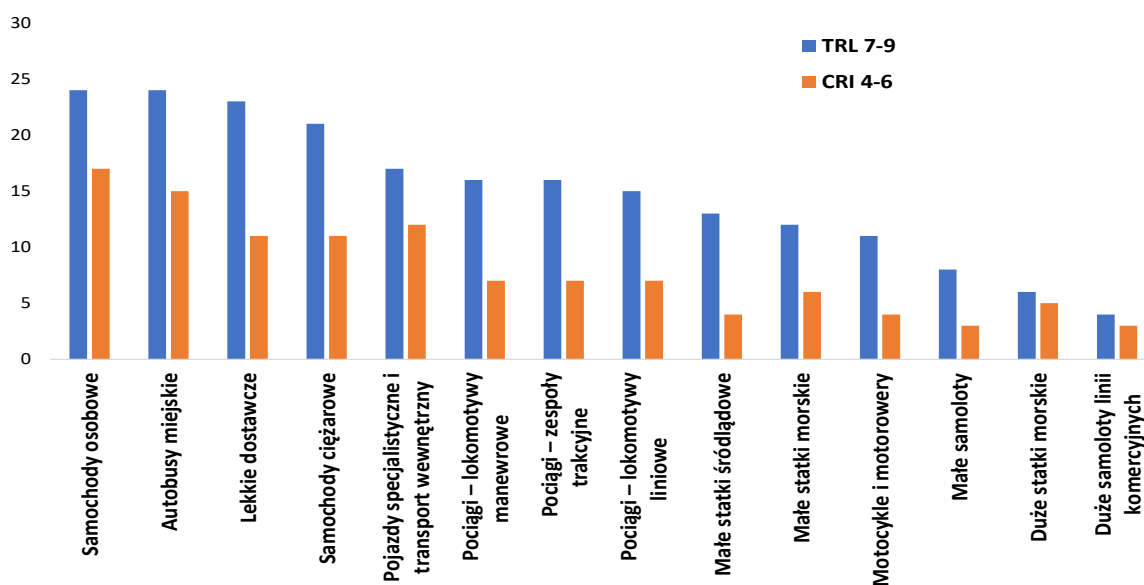


Źródło: opracowanie własne na podstawie ankiety „Badanie dojrzałości technologii wodorowych”

Rysunek 133 Perspektywa czasowa wdrożenia technologii wykorzystania wodoru w ciepłownictwie i energetyce

Zastosowania technologii wodorowych w transporcie

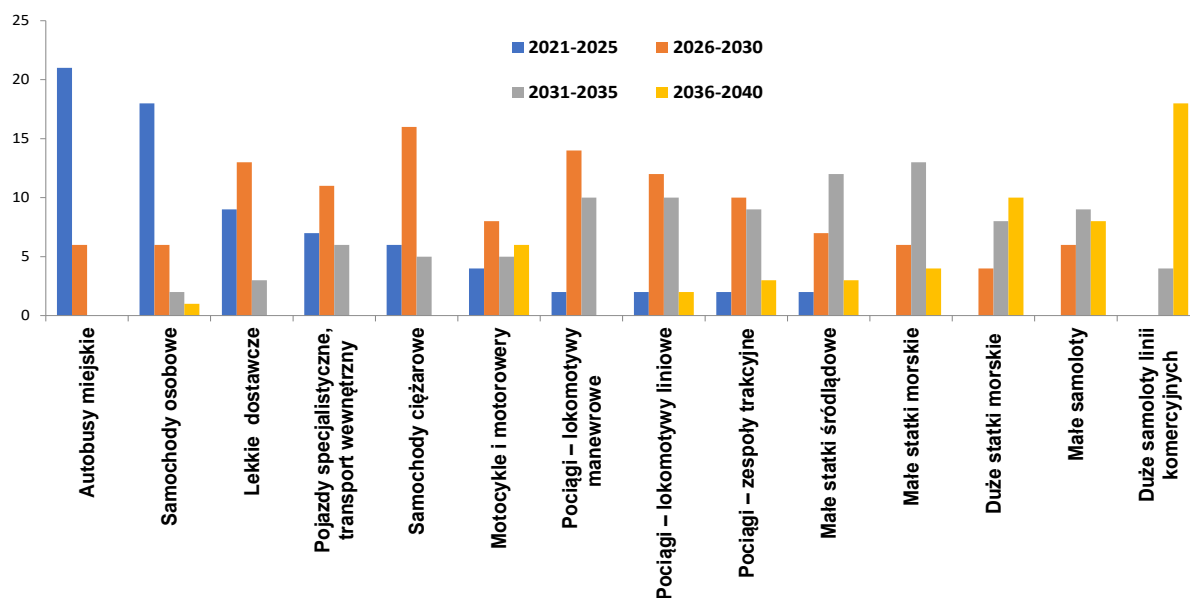
W zakresie zastosowań wodoru w mobilności, eksperci wskazują wysoką gotowość technologiczną TRL dla pojazdów osobowych, autobusów miejskich, lekkich pojazdów dostawczych i ciężarowych. Zastosowania te różnią się jednak w zakresie poziomu CRI, przy relatywnie wyższym poziomie dla pojazdów osobowych i autobusów. Wykorzystanie wodoru w transporcie wewnętrznym, pojazdach specjalistycznych, transporcie kolejowym i statkach oceniane jest na niższym poziomie TRL i CRI, natomiast najniżej eksperci ocenili duże statki morskie i duże samoloty.



Źródło: opracowanie własne na podstawie ankiety „Badanie dojrzałości technologii wodorowych”

Rysunek 134 porównanie TRL i CRI dla technologii wykorzystania wodoru w transporcie

W zakresie tempa wdrażania technologii w czasie, w najbliższej perspektywie 2021-2025 eksperci zakładają rozwój rynku autobusów wodorowych, następnie pojazdów osobowych. W kolejnym okresie, 2026-2030, powinna nastąpić ekspansja lekkich pojazdów dostawczych, pojazdów ciężarowych i specjalistycznych oraz pociągów.



Źródło: opracowanie własne na podstawie ankiety „Badanie dojrzałości technologii wodorowych”

Rysunek 135 Perspektywa czasowa wdrożenia technologii w transporcie

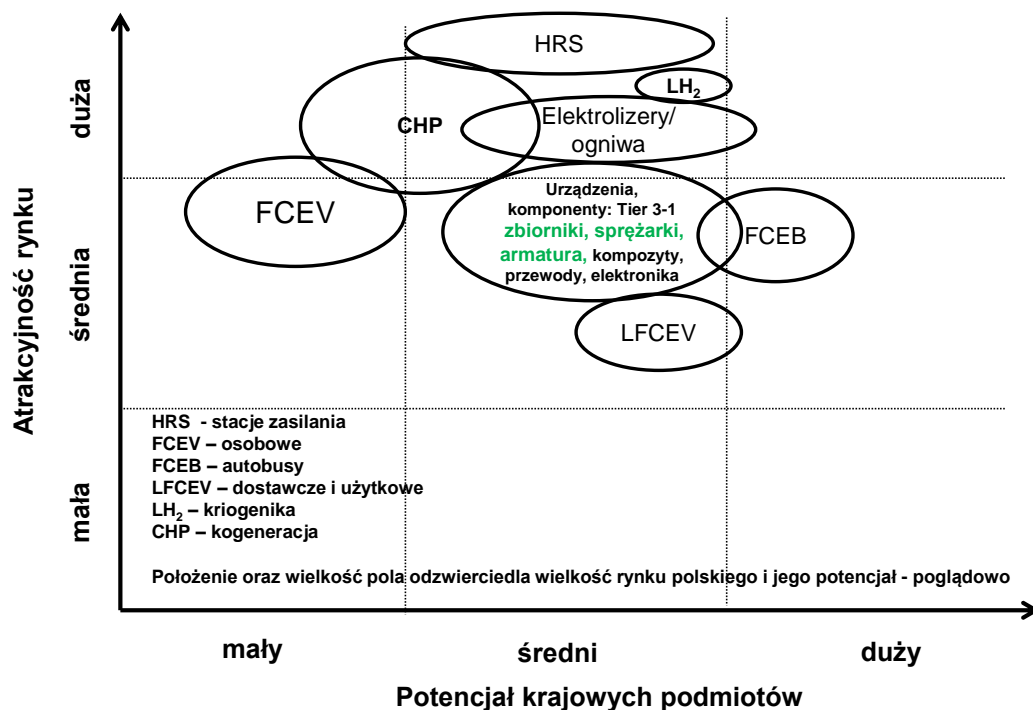
Ocena potencjału

Biorąc pod rozwagę potencjalne specjalizacje krajowych przedsiębiorstw w poszczególnych fragmentach gospodarki wodorowej, można dostrzec kilka obszarów. Należy jednak pamiętać, że ocena perspektyw będzie zależała od wielu czynników, w tym zmiennych w czasie i zależnych np. od tego czy dokonujemy jej na rok 2030 r. czy też na rok 2040 r., co wykazała powyższa analiza TRL i CRI oraz analiza tempa wdrażania technologii w czasie. Dla przykładu, segment wodoru skroplonego w 2030 r. może być znacząco mniejszy niż w 2040 r., na skutek rosnącej efektywności technologii odzysku energii (*exergy*), niższych kosztów skraplania, tańszych materiałów izolacyjnych oraz wykształcenia globalnych łańcuchów dostaw i globalnego rynku LH2.

Przedłożona ocena ekspercka została przygotowana na podstawie powszechnie przyjętych kryteriów, stosowanych w wyznaczaniu tzw. macierzy GE, używając dwóch wymiarów analizy:

Atrakcyjności rynku, która została oceniona przez pryzmat tempa wzrostu rynku, długość cyklu życia, potencjał wzrostu rynku, siły konkurencji oraz możliwość zróżnicowania produktu.

Pozycji konkurencyjnej sektora, która została oceniona przez pryzmat kosztu jednostkowego produkcji, potencjał zróżnicowania produktu, technologiczne know-how, organizację sprzedaży i image firmy [647].



Źródło: opracowanie własne

Rysunek 136 Kluczowe obszary gospodarki wodorowej - ocena potencjału B+R, wdrożeniowego i produkcyjnego – tzw. macierz GE/Mckinseya

Komponenty na potrzeby gospodarki wodorowej

Największy potencjał, pod względem możliwości zaangażowania liczby i różnorodności podmiotów, jest ulokowany w obszarze różnego rodzaju komponentów urządzeń końcowych, które będą wytwarzane na potrzeby gospodarki wodorowej. Z urządzeń o dużym potencjale należy wymienić: zbiorniki na wodór (o różnych ciśnieniach i z różnych materiałów), kompresory, urządzenia chłodzące, ale również armaturę. Należy jednak pamiętać, że z uwagi na brak dużego doświadczenia integracyjnego, zdolność firm krajowych do zaistnienia w łańcuch wodorowym należy ocenić na poziomie Tier 4, Tier 3, Tier 2, choć nie podważa to zasadności zainteresowania tym rynkiem.

Magazynowanie i dystrybucja

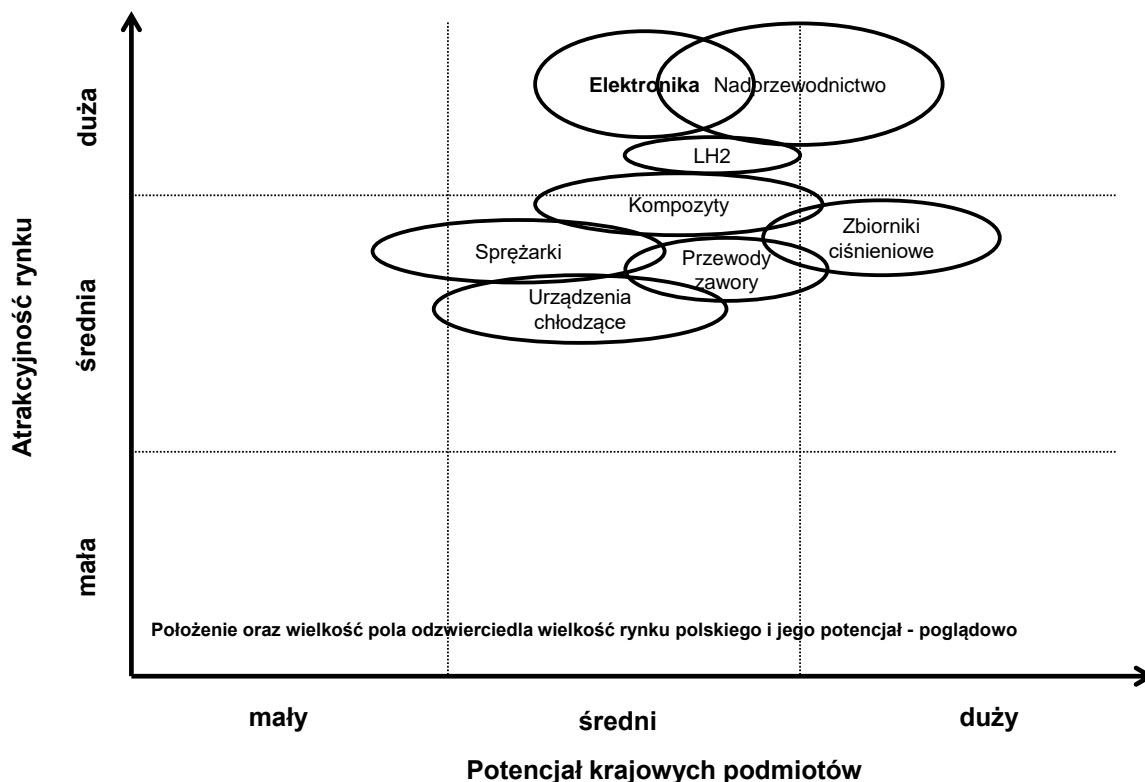
Skala i sposób wykorzystania wodoru będą determinować jego magazynowanie i dystrybucję. Najprostszym rozwiązaniem jest, i w początkowej fazie pozostanie, użycie butli stalowych, które mogą być w pełni produkowane w Polsce. Wystandaryzowane pakiety butli mogą pełnić

funkcję lokalnych magazynów wodoru i stanowić podstawę modelu swappingu butli (zautomatyzowanej wymiany zestawu pustych na pełne i odwrotnie). Bardziej zaawansowane są zbiorniki kompozytowe, które są wystandaryzowane do ciśnienia 350 i 700 bar. Ich produkcja odbywa się w Polsce, a Instytut Wysokich Ciśnień PAN w projekcie NCBR "Mobilne i stacjonarne wysokociśnieniowe zbiorniki wodoru" wskazuje na obiecujące wyniki pierwszych etapów prac. Krytycznym czynnikiem rozwoju rynku może być dostęp do nowych materiałów, w tym kompozytowych, tak, by zastąpić włókno węglowe, które ma obecnie ok 30-40 % udział w koszcie budowy zbiornika. Obiecującym kierunkiem badań może być stworzenie włókna bazaltowego, które choć podnosi masę zbiornika, to uzyskuje podobne parametry w zakresie funkcji magazynowania. Nowe materiały dla zbiorników mogą wpłynąć na ich zastosowanie np. w produkcji rur wykorzystywanych do przesyłu wodoru i na które rynek również wzrośnie.

W obszarze technologii i rozwiązań kriogenicznego magazynowania i dystrybucji wodoru należy się skoncentrować na rozwijaniu technologii a nie rynku urządzeń, przede wszystkim dlatego, że era wodoru ciekłego ma większe szanse zaistnieć w latach 2030-2040.

Utrzymanie ciśnienia i temperatury

Z uwagi na swe właściwości, wodór, po to by mógł być traktowany jako pełnoprawne paliwo i zasobnik energii, musi być utrzymywany pod wysokim ciśnieniem (200-900 bar), choć na etapie produkcji, np. w elektrolizie ciśnienie wyjściowe jest na poziomie 20-30 bar. Każdorazowa operacja podniesienia ciśnienia jest kosztowna energetycznie i wymaga specjalistycznych urządzeń typu kompresor, który będzie towarzyszył każdej stacji zasilania i w wielu miejscach w procesie przesyłu i dystrybucji sieciami gazowymi. Wzrost temperatury gazu w warunkach sprężania wymaga również urządzeń chłodzących i wymienników ciepła. W Polsce funkcjonuje pokaźna liczba podmiotów produkujących powyższe urządzenia, choćby na potrzeby rynku *automotive*, ale nie produkują one na rynek komponentów gospodarki wodorowej, a najczęściej po prostu nie mają świadomości potencjału tego rynku, bądź nie widzieli dotąd zasadności zajmowania się nim.



Źródło: Opracowanie własne

Rysunek 137 Kluczowe komponenty gospodarki wodorowej - ocena potencjału B+R, wdrożeniowego i produkcyjnego – tzw. macierz GE/Mckinseya

Armatura

W warunkach tworzenia nowej infrastruktury i jednoczesnych właściwości dyfuzyjnych wodoru, istotna będzie rola „galanterii” potrzebnej dla zapewnienia drożności i szczelności urządzeń transmisji wodoru, przy dążeniu do skracania cyklu i ogni w systemu, aby minimalizować straty. W tej kategorii pojawiają się elastyczne przewody doprowadzające wodór, zawory, uszczelki, mierniki, detektory, etc., a ich produkcja jest w Polsce możliwa. Należy jednak pamiętać, że w początkowych etapach rozwoju rynku produkcja urządzeń i komponentów specjalistycznych będzie się bardziej dokonywała w formule „na zamówienie”, niż w modelu „produkcja na rynek”, stąd istotny jest czynnik kooperacji i współpracy z podmiotami zagranicznymi w zakresie całego łańcucha wartośći gospodarki wodorowej.

Monitorowanie pracy urządzeń, bezpieczeństwo

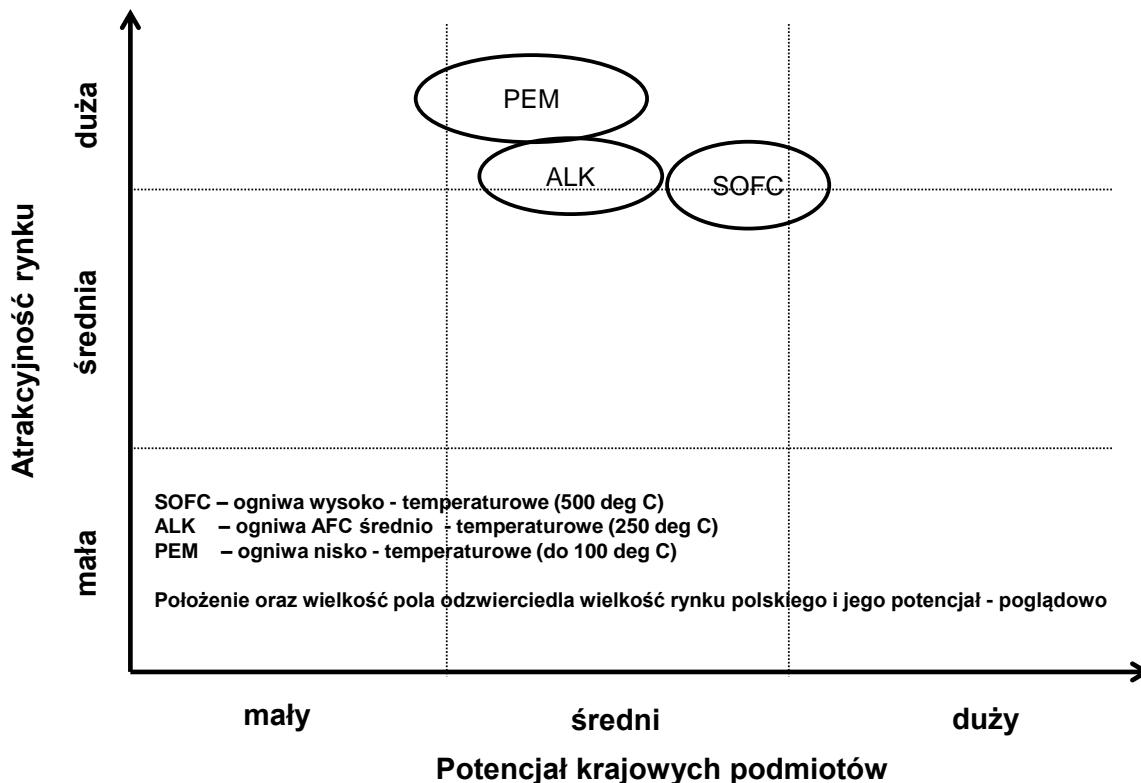
Z racji istotnej roli, jaką się przypisuje wodorowi w funkcji magazynu energii i specjalnego miejsca w procesie łączenia sektorów, integracja produkcji wodoru z OZE, jego zużycie i możliwości wykorzystania jako źródła energii sprawiają, że proces ten wymaga specjalistycznego i inteligentnego oprzyrządowania elektrotechnicznego i elektronicznego. Obejmuje to również aspekt dążenia do zapewnienia bezpieczeństwa i jego ciągłego monitorowania. Z uwagi na relatywnie nieduże koszty inwestycyjne (proporcjonalnie do roli know-how), może to być rynek dla podmiotów oferujących IT dla sektora energetycznego.

Produkcja i użycie wodoru - elektrolizery i ogniwa

Elektrolizery i ogniwa to krytyczne komponenty gospodarki wodorowej. Pierwsze z nich służą do wytwarzania wodoru, a drugie do jego zużycia i wytworzenia energii elektrycznej (i ciepłej). Choć urządzenia te mogą, przy nieznacznych modyfikacjach pracować w dwóch kierunkach – w trybie elektrolizy i trybie ogniwa paliwowego, to z uwagi na sprawność i trwałość komponentów preferowane są rozwiązania pracujące w jedną stronę.

Z trzech najpowszechniej rozwijanych technologii elektrolizerów i ogniw to ogniwa alkaliczne - ALK, z membraną do wymiany protonów – PEM oraz stałotlenkowe - SOFC. W zastosowaniach stacjonarnych wykorzystuje się elektrolizery/ogniwa ALK, które są najstarszą technologią choć są mniej elastyczne bowiem rozruch dużych instalacji może trwać kilka godzin. Elektrolizery PEM są bardziej elastyczne, rozruch instalacji rzędu kilku MW zajmuje minuty, a z uwagi na niską temperaturę pracy oraz możliwość optymalizacji pod względem gabarytów są powszechnie używane w mobilności. Najnowszą technologią są wysokotemperaturowe elektrolizery SOFC, które są jeszcze na wcześniejszych etapach wdrożeń niż dojrzałe ALK i PEM. Elektrolizery/ogniwa SOFC są pośrednie jeżeli chodzi o elastyczność, mniej wrażliwe na jakość paliwa (krytyczną dla PEM) i wykazują wysoką sprawność. Z uwagi na gabaryty, urządzenia przeznaczone głównie do zastosowań stacjonarnych, choć można sobie wyobrazić pojazdy gdzie brak przestrzeni nie jest głównym problemem i pozwala na montaż ogniwa SOFC w ciężarówkach, pociągach czy wózkach widłowych. Oczekuje się, że technologia ta uzyska dojrzałość komercjalizacji w licznych, skalowalnych rozwiązaniach ok roku 2030.

W zakresie doświadczenia i potencjału badawczego oraz wdrożeniowego krajowe podmioty wykazują dorobek przede wszystkim w zakresie ogniw/elektrolizerów SOFC (Instytut Energetyki, AGH). Jedynym podmiotem wdrożeniowym, który produkuje w Polsce ogniwa SOFC jest Oddział Ceramiki CEREL, będący jednostką rozwojową Instytutu Energetyki w Warszawie.



Źródło: Opracowanie własne

Rysunek 138 Elektrolizery/ogniwa - ocena potencjału B+R, wdrożeniowego i produkcyjnego - tzw. macierz GE/Mckinseya

Stacje zasilania wodorem

Rynek stacji zasilania wodorem jest już zagospodarowany przez kilku znaczących producentów w UE, operujących globalnie w zakresie H₂ sprężonego i skroplonego. W zakresie budowania pozycji integratora krajowego w tym zakresie, wysokie ryzyko związane jest z nakładami inwestycyjnymi i obawami, odnośnie niskiego poziomu wykorzystania infrastruktury w fazie początkowej rynku. Dużym problemem jest również różnorodność przepisów regulujących uwarunkowania lokalizacji stacji, normy techniczne i środowiskowe, często ustalane lokalnie (w perspektywie międzynarodowej). Brak dedykowanych dla wodoru przepisów, dotyczących budowy stacji i eksploatacji i zamawianie rozwiązań „pod klucz” oznacza konieczność rozwoju kompetencji poza-technicznych, bowiem ciężar postawienia stacji spoczywa na wykonawcy, w tym uzyskanie wszelkich zgód, pozwoleń i certyfikatów, odbiorów, itd., co przy braku jasnych regulacji niesie istotne ryzyko.

Niezależnie od powyższych barier, wg prognoz, w UE w 2030 r. będzie ok. 3700 stacji a rynek będzie wart ok. 8 mld EUR (na świecie ok. 20 000 stacji). O atrakcyjności rynku świadczy również możliwość zróżnicowania produktu poprzez modułowe zapewnienie różnych opcji:

- a) stacja dystrybucji H₂ (H₂ dostarczany z zbiornikach),
- b) stacja, gdzie wodór jest produkowany (z modułem OZE i elektrolizerem),

- c) stacja, gdzie wodór jest produkowany, magazynowany, dystrybuowany i ew. wykorzystywany w ogniwie paliwowym.

Choć rynek stacji tankowania dla pojazdów osobowych o wysokim ciśnieniu jest atrakcyjny, to jednak potencjał integracyjny krajowego podmiotu należałoby początkowo rozwijać na rynku urządzeń dla autobusów przy mniejszych wymaganiach w zakresie czasu tankowania i ciśnienia roboczego. Na rzecz podjęcia takiego wysiłku przemawiają również wysokie krajowe kompetencje B+R w technologiach: ciśnieniowych, kriogenicznych, materiałowych i próżniowych.

Pojazdy wodorowe

Patrząc na rynek pojazdów wodorowych w liczących się segmentach, w Polsce brak jest możliwości produkcji pojazdów osobowych zasilanych ogniwem jako integrator (OEM), z uwagi na znaczącą pozycję dominującą głównych producentów, operujących w warunkach nieporównywalnie większej skali produkcji (również na rynku pojazdów spalinowych i elektrycznych bateryjnych). Niezależnie od tego, możliwa jest produkcja komponentów i na tej podstawie wykształcenie kompetencji integracyjnych, jednak co bardziej prawdopodobne, na rynku pojazdów dostawczych i specjalistycznych, które można produkować w małych seriach.

Największy potencjał wydaje się być obecny na rynku produkcji autobusów wodorowych dla komunikacji miejskiej. Dotychczasowe doświadczenia krajowych podmiotów sugerują, że istnieje potencjał inżynierski i naukowy, który potrafi budować autobusy wodorowe (Solbus, Ursus Bus, Solaris). Uruchomienie drugiego silnego producenta obok Solarisa na rynku polskim wymaga znacznych wysiłków organizatorskich i menadżerskich oraz finansowych, ale funkcjonowanie podmiotu jako integratora istniejących rozwiązań jest możliwe. Technologia produkcji autobusów różni się znacząco od produkcji pojazdów osobowych i może się rozwijać na poziomie kilkunastu-kilkudziesięciu sztuk rocznie. W warunkach rosnącej popularności pojazdów wodorowych, istnieje również potencjał na dostawy rozwiązań zintegrowanych (pojazd + infrastruktura zasilania), na potrzeby przewoźników komunalnych.

Rekomendacje

Choć trudno uznać potencjał krajowych podmiotów za znaczący we wszystkich segmentach gospodarki wodorowej to jednak niektóre obszary po pogłębionej diagnozie powinny zyskać priorytety w zakresie wsparcia i programów B+R, prototypów, demonstratorów i wdrożeń. Poniżej przedstawiono wskazania w zakresie możliwości kreacji OEM – integratora urządzeń końcowych i poddostawców jego komponentów - Tier1, Tier2 w poszczególnych segmentach rynku.

Należy jednocześnie dodać, że choć w niektórych obszarach potencjał zasobów krajowych podmiotów nie jest zauważalny, a luka technologiczna do liderów jest duża bądź bardzo duża, to głównym motywem wejścia na rynek może być olbrzymie tempo jego wzrostu w kolejnych latach w perspektywie nie tylko krajowej, europejskiej ale i globalnej. Wskazana jest koncentracja na tych obszarach, które korespondują z krajowymi możliwościami i globalnymi perspektywami. W zakresie aktywności B+R a następnie B+R+I wskazana jest koncentracja na rozwiązaniach, które będą stosowane w perspektywie 10-20 lat bowiem obecnie konkurencja i globalne nakłady badawczo-rozwojowe nie są tak duże jak w dziedzinach podlegających szybkiej komercjalizacji. W obszarze technologii i rozwiązań o bliskich

terminach wdrożenia krytyczny jest czas i zdolność do znalezienia partnerów technologicznych, w tym zagranicznych.

Tabela 236 Potencjalne opcje działań w zakresie B+R+I - rekomendacje

Zastosowanie/ technologia	Potencjał integracyjny		Uwagi
	2025	2030	
FCEB	OEM-Tier1	OEM, Tier 1	Kompetencje w produkcji autobusów, potencjał inżynierski
LFCEV (+pociągi, statki)	Tier 2-Tier 3,	Tier1 - OEM	Potencjał do wejścia, produkcja wielu komponentów pojazdów w PL
FCEV	Tier 3-Tier 2	Tier2– Tier1	Konkurencyjny rynek, możliwość dostaw komponentów
HRS	Tier 2-Tier 1	Tier1 - OEM	Potrzebne kompetencje integracyjne, potencjał - np. stacje dla autobusów
LH ₂	Tier 3- Tier 2	Tier1 - OEM	Technologie skraplania, urządzenia krio
CHP	Tier 3- Tier 2	Tier2 – Tier1	Potrzebne kompetencje integracyjne
Elektrolizery/ogniwa	Tier 2- Tier 1	OEM - Tier1	Wysokie krajowe kompetencje, duże doświadczenie i potencjał - głównie SOFC
Zbiorniki ciśnieniowe	Tier 2- Tier 1	Tier1 - OEM	Krajowe kompetencje w zakresie wysokich ciśnień
Kompresory	Tier 3- Tier 2	Tier2 – Tier1	Duży potencjał, liczni producenci w PL
Układy chłodzenia	Tier 3- Tier 2	Tier1 - OEM	Duży potencjał, liczni producenci w PL
Rury, kompozyty, nowe materiały	Tier 3- Tier 2	Tier1 - OEM	Duży potencjał, szczególnie w warunkach rozwoju gazowej infrastruktury dedykowanej
Pomiary, detekcja bezpieczeństwa, IT	Tier 2- Tier 1	Tier1 - OEM	Krajowe kompetencje, duży potencjał

Pogrubione zostały obszary o najbardziej atrakcyjnych rynkach

Źródło: opracowanie własne

VId. Ocena zmian w gospodarce jakie mogą się pojawić po wprowadzeniu wodoru, w tym wpływ na jej konkurencyjność oraz odpowiedź na dylemat czy warto budować gospodarkę wodorową jako lider czy jako naśladowca,

Na obecnym poziomie rozwoju gospodarki światowej wskazuje się wodór jako paliwo przyszłościowe. Wykorzystanie wodoru pozbawione jest negatywnych emisji. Z wodorem związane są czyste technologie wytwarzania energii elektrycznej w ogniach paliwowych. Strategie wodorowe zakładają dużą dynamikę wzrostu rynku wodoru mimo, że dzisiejszy energetyczny ekwiwalent wytwarzanego przemysłowo wodoru stanowi zaledwie około 1% światowego zapotrzebowania na energię pierwotną. Ponadto dostępne i opłacalne przemysłowe technologie wytwarzania wodoru bazują na surowcach węglowodorowych. Wodór jest produkowany na potrzeby przemysłu chemicznego, petrochemii i metalurgii. W Polsce na skalę przemysłową stosuje się wytwarzanie wodoru z gazu koksowniczego. W procesie elektrolizy uzyskuje się zaledwie kilka procent wodoru niemniej procesy elektrolityczne uznaje się za najbardziej perspektywiczną grupę technologii produkcji wodoru. Obecnie stosowane są dojrzałe technologicznie urządzenia takie jak elektrolizery alkaliczne, membranowe, wysokotemperaturowe elektrolizery parowe. Nowe rozwiązania w tej dziedzinie są fazy demonstratorów technologii jak zgazowanie biomasy, fotochemiczny rozkład wody, termochemiczny rozkład wody. Prognozuje się, że oprócz obecnie istniejących rozwiną się zróżnicowane technologie otrzymywania wodoru. Duże zakłady będą produkowały wodór głównie dla scentralizowanej energetyki. Dla energetyki rozproszonej powstaną rozwiązania skalowalne od kilku kW do kilkunastu MW.

Wprowadzenie wodoru jako paliwa przez zastąpienie dotychczas stosowanych węglowodorów wpłynie znacząco na różne sektory gospodarki. Przede wszystkim rozwinie się przemysł komponentów technologii wodorowych występujących w wodorowym łańcuchu wartości. Dotyczy to elektrolizerów, zbiorników ciśnieniowych i kriogenicznych, ogni w paliwowych, kompresorów, napędów zasilanych wodorem, oprzyrządowania pomiarowego oraz specjalistycznej automatyki i zabezpieczeń. Wiele przyszłościowych rozwiązań o przełomowym znaczeniu znajduje się obecnie w fazie badań. Dotyczy to szczególnie sposobów możliwości magazynowania energii w wodorze co przyczyni się do wzrostu zainteresowania i rozwoju OZE. Podaż komponentów w różnej skali pobudzi działania w lokalnych społecznościach na rzecz energetyki rozproszonej. Powstaną nowe miejsca pracy. Pojawi się też nowe źródło dochodu dla inwestorów lokalnych. Technologie wodorowe stanowią też szansę dla obecnych dużych producentów ale i małych elastycznych firm. Mogą oni wzmocnić swoją aktualną pozycję na rozwijającym się rynku wodoru wykorzystując wyniki prac badawczo rozwojowych i możliwości inwestycyjne ze wsparciem państwa.

Wprowadzenie i rozwój gospodarki opartej na wodorze przyniesie pozytywne zmiany:

- impuls rozwojowy w sektorze wytwarzającym komponenty w wodorowym łańcuchu wartości,
- wzrost inwestycji w OZE w powiązaniu z magazynowaniem energii w wodorze,
- rozwój wielkoskalowej produkcji wodoru i możliwy eksport,
- rozwój sieci dystrybucji wodoru skompresowanego i skroplonego,
- zmniejszenie emisji substancji szkodliwych dla zdrowia,
- budowa rynku wewnętrznego wodoru przy dużych możliwościach podaży głównych producentów,
- poprawa pozycji konkurencyjnej na globalnym rynku energii,

- rozwój Lokalnych Obszarów Bilansowania w związku z dostępnością wodorowych magazynów energii,
- rozwój elektro-mobilności opartej na wodorze.
- Planowany rozwój gospodarki wodorowej będzie też powodował konsekwencje w innych sektorach gospodarczych:
 - nastąpi spadek przewozów masowych surowców energetycznych w związku z dekarbonizacją gospodarki,
 - wspierane przez państwo inwestycje u producentów wodoru pozytywnie wpłyną na koniunkturę gospodarczą w innych branżach,
 - rozbudowa infrastruktury dystrybucji wodoru pobudzi zaangażowanie lokalnego biznesu,
 - technologie wodorowe rozwijając się do roku 2050 nie spowodują znaczących zmian negatywnych,
 - w związku z podażą wodoru nastąpi rozwój rynku urządzeń zasilanych wodorem,
 - nastąpi stopniowe przesunięcie zatrudnienia do nowych sektorów.

Analiza łańcucha wartości wskazuje na drogi możliwego rozwoju technologii wodorowych. Pierwsza to łańcuch wartości od surowca do wodoru handlowego przez hurtową produkcję wielkoprzemysłową wodoru jako produktu głównie dla energetyki. Wiąże się to z zaspokojeniem potrzeb krajowych i szansą wyjścia na rynki globalne. Druga droga rozwoju to tworzenie rynku skalowalnych urządzeń wodorowych dla różnych zastosowań, przede wszystkim elementy energetyki rozproszonej, ale także rynku wodoru o wysokiej czystości w postaci skompresowanej i płynnej dla innych przyszłych zastosowań.

Rynek skalowalnych urządzeń do wytwarzania i konsumpcji wodoru jest bardziej złożony. Jest tu miejsce dla wielu producentów i firm obsługi systemów eksploatacyjnych. Należy dążyć, przez wsparcie badawczo-rozwojowe i wdrożeniowe, do wybrania niektórych komponentów łańcucha wartości (np. zbiorników ciśnieniowych, instalacji skraplania wodoru, instalacji oczyszczania wodoru) do wyspecjalizowanej produkcji. W ten sposób możliwe jest osiągnięcie pozycji lidera w wybranym produkcie. Pozostałe komponenty mogą być dostarczane z rynku globalnego lub produkowane z polskim udziałem. W tym przypadku polski udział powinien dorównywać jakością produktom zagranicznym.

Vle. analiza możliwości bilansowania nowych źródeł OZE za pomocą wodoru (alternatywnie dla rozbudowy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego)

Założenia przyjęte w symulacji

Struktura wytwarzania

Jednostki konwencjonalne

Strukturę mocy w konwencjonalnych jednostkach wytwórczych w roku 2030 założono na podstawie scenariusza polityki energetyczno-klimatycznej zawartej w Krajowym Planie na Rzecz Energii i Klimatu na lata 2021-2030 (KPEiK), z uwzględnieniem informacji rynkowych o planowanych inwestycjach w nowe jednostki oraz planowanych wycofaniach z użytkowania wyeksploatowanych bloków. W przypadku elektrociepłowni dokonano podziału jednostek na istniejące obecnie oraz nowe. Dla istniejących EC przyjęto założenie, że do 2030 roku ich łączna moc zainstalowana nie ulegnie większym zmianom (stare jednostki nie spełniające wymogów emisyjnych zostaną zastąpione jednostkami dotrzymującymi obowiązujące normy). Do grupy nowych EC zaliczono źródła, które powstaną w efekcie realizacji celu krajowej polityki energetycznej, w zakresie rozwoju ciepłownictwa sieciowego i kogeneracji. Założony potencjał zdolności wytwórczych w źródłach konwencjonalnych zestawiono w tabeli poniżej.

Tabela 237 Założony potencjał zdolności wytwórczych [MW] w źródłach konwencjonalnych

	2030	2040
El. na węgiel kamienny, w tym:	13,7	7,0
stare	10,2	3,5
nowe	3,5	3,5
El. na węgiel brunatny, w tym:	7,5	1,1
stare	7,0	0,6
nowe	0,5	0,5
El. gazowo-parowe	4,7	7,7
EC istniejące	6,0	4,4
EC nowe	1,4	2,9

Ponad jednostki w zestawieniu tabelarycznym uwzględniono również jednostki szczytowe w ilości wyznaczanej w trakcie symulacji jako niezbędnej do pokrycia zapotrzebowania na moc. Przyjęcie źródeł szczytowych, modelowanych jako turbiny gazowe w technologii OCGT, jako nowych niezdeteminowanych źródeł zapewniających bezpieczną pracę KSE jest pewnym uproszczeniem, przyjętym dla celów symulacji. W rzeczywistości w tej roli mogą wystąpić źródła w dowolnej technologii, które dostarczą mocy szczytowej i umożliwią zbilansowanie podaży i popytu, a także zapewnią regulacyjność odpowiednią do wymagań OSP w zakresie świadczenia usług regulacji pierwotnej i wtórnej.

Odnawialne źródła energii

Największy potencjał rozwoju w Polsce posiadają źródła odnawialne wykorzystujące energię promieniowania słonecznego oraz energię wiatru. Ze względu na zmienną charakterystykę produkcji, wynikającą z bieżących warunków pogodowych, źródła te w istotny sposób mogą wpływać na warunki bilansowania oraz bezpieczeństwo pracy KSE.

Wielkości mocy zainstalowanych w źródłach OZE przyjęto w symulacji na podstawie analizy prognoz i scenariuszy rozwoju zawartych w krajowych dokumentach planistycznych [KPEiK, PEP2040, PRSP], wyników przeprowadzonych aukcji OZE a także informacji pozyskanych z instytucji i stowarzyszeń branżowych [648]. Pełne zestawienie maksymalnych potencjałów wykorzystanych w niniejszej analizie zaprezentowano w tabeli poniżej.

Tabela 238 Zestawienie maksymalnych potencjałów energii odnawialnej w Polsce

Wyszczególnienie		Jedn	2030		2040	
			min	max	min	max
Fotowoltaika			5	7	10	16
Generacja wiatrowa	lądowa	8,7	8,7	8,7	11	
	morska	5,9	5,9	8	11	11
Geotermia		GW	0	0	0	0
Energetyka wodna (bez ESP)		GW	1,15	1,15	1,15	1,15
Bioenergia	biomasa stała	0,9	1,0	1,0	1,0	
	biogaz	0,4	0,4	0,42	0,42	

Zasoby zwiększające elastyczność pracy KSE

Do grupy technologii i urządzeń posiadających zdolność do kontrolowanej zmiany podaży lub zapotrzebowania na energię elektryczną, a tym samym mogących przyczynić się do zwiększenia elastyczności w pracy systemu elektroenergetycznego zaliczono:

pojazdy elektryczne:

Na potrzeby symulacji założono możliwość sterowania procesem ładowania pojazdów elektrycznych, co pozwoliłoby wpływać na dobowo-godzinowy bilans mocy w KSE. Dominująca większość energii dla celów ładowania pojazdów elektrycznych mogłaby być pobierana z KSE w godzinach nocnych, kiedy zapotrzebowanie na moc w systemie kształtuje się na niskim poziomie.

648 https://euc-word-edit.officeapps.live.com/we/wordeditorframe.aspx?ui=pl&rs=pl%2DPL&wopisrc=https%3A%2F%2Fien360.sharepoint.com%2Fsites%2FCPE-NFOiGW2020-2021%2F_vti_bin%2Fwopi.ashx%2Ffiles%2F3d8b7dd01ae644078ec0fe95365c0d40&wdenableroaming=1&mssc=1&hid=00000000-0000-0000-0000-000000000000&wddirection=AuthPrompt&jsapi=1&jsapiver=v1&newsession=1&corrid=a6c671be-1ece-49fe-9da9-ac9786a2e804&usid=a6c671be-1ece-49fe-9da9-ac9786a2e804&sftc=1&mtf=1&instantedit=1&wopicomplete=1&wdredirectionreason=Unified_SingleFlush&rct=Medium&ctp=L eastProtected#_ftn2

pompy ciepła:

Zakres wykorzystania pomp ciepła będzie się wiązał z postępującą dekarbonizacją ogrzewania oraz likwidacją niskiej emisji. Pompy ciepła charakteryzują się mniejszą regulacyjnością w stosunku do stacji ładowania pojazdów elektrycznych ze względu na ograniczenia technologiczne związane z akumulacją ciepła. Tym nie mniej, ze względu na większą moc efektywną urządzeń, oferuje zbliżone pod względem mocy możliwości zwiększania obciążenia w KSE w dolinie nocnej i zmniejszania w szczycie.

magazyny energii, w tym istniejące elektrownie szczytowo-pompowe:

Elektrownie szczytowo-pompowe oraz ewentualne przyszłe elektrochemiczne magazyny energii będą w przyszłości bardzo istotnym dostawcą usług dobowo-godzinowej regulacji bilansu w KSE, zarówno pod względem oferowanej mocy jak i zmagazynowanej energii, której zużycie przez odbiorców zostanie przeniesione z doliny w szczyt krzywej obciążenia.

redukcja poboru mocy przez odbiorców (DSR):

Redukcja zapotrzebowania (DSR – Demand Side Response) obejmuje interwencyjne ograniczenie poboru mocy polegające na zmniejszeniu, na polecenie OSP, wielkości pobieranej z sieci mocy przez urządzenia odbiorców w określonych godzinach.

instalacje typu „Power-to-heat” oraz „Power-to-hydrogen”:

Technologie „Power-to-X” obejmują procesy przekształcania nadwyżek energii wytwarzanej ze źródeł odnawialnych w różne typy nośników energii możliwych do wykorzystania w wielu sektorach gospodarki lub do konwersji z powrotem w energię elektryczną. Założono pobór nadwyżek energii ze źródeł odnawialnych na potrzeby ciepłownictwa, klimatyzacji lub produkcji wodoru.

import i eksport energii z sąsiednich systemów elektroenergetycznych.

Sterowanie zasobami elastycznymi może odbywać się w sposób bezpośredni poprzez realizację poleceń wydawanych przez operatora systemu lub w sposób pośredni, w wyniku reakcji na sygnały cenowe z rynku energii. Pełne zestawienie maksymalnych potencjałów zasobów elastycznych w niniejszej analizie zaprezentowano w tabeli poniżej.

Tabela 239 Pełne zestawienie maksymalnych potencjałów zasobów elastycznych

Wyszczególnienie		Jedn.	2030	
			min	max
Pompy ciepła ^[3]	ilość	mln szt.	1,1	2,1
	moc szczyt.	kW	2,3	2,6
Pojazdy elektryczne ^[4]	ilość	mln szt.	0,6	1
	moc	kW	22	55
	pojemność	kWh	90	200
Magazyny energii		GW	1,5	2,3
Power-to-hydrogen		GW	0	2

Power-to-heat ^[5]	GW	0,07	3,2
DSR	GW	1	1,2
Połączenia transgraniczne ^[6]	GW	2,36	3,6

Rozproszona gospodarka wodorowa.

Symulacje przeprowadzono dla trzech scenariuszy:

- Referencyjny, nie uwzględniający urządzeń gospodarki H₂, zawierający strukturę wytwarzania i zapotrzebowania odbiorców na moc i energię, zgodnie prognozami wynikającymi z dokumentów strategicznych;
- Scenariusz 1, utworzony na podstawie scenariusza Referencyjnego, zakładający dodatkowo budowę elektrolizerów o mocy 2 GW (zgodnie z PSW)
- Scenariusz 2, utworzony na podstawie scenariusza Referencyjnego, zakładający dodatkowo budowę elektrolizerów o mocy 2 GW (zgodnie z PSW)

Parametry elektrolizerów przedstawiono w tabeli poniżej. Założono dyspozycyjność techniczną na poziomie zbliżoną jak dla urządzeń wytwórczych OZE. Wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej jest związany z ilością H₂ planowaną do wytworzenia w instalacjach w poszczególnych technologiach⁶⁴⁹. Jednocześnie wielkość tego wskaźnika decyduje o elastyczności pracy urządzeń z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego⁶⁵⁰.

Tabela 240 Parametry elektrolizerów założone dla scenariuszy 1 i 2

Parametry elektrolizerów		AWE	PEM	SOE
Dyspozycyjność [% P _{INST}]		95%	95%	95%
Średni roczny wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej [% P _{INST}]		75%	85%	92%
Moc zainstalowana [MW]	Scenariusz 2 GW	1 200	500	300
	Scenariusz 5 GW	2 000	1 500	1 500
Tryby pracy regulacyjnej	DSR	T	T	T
	Generacja	N	N	T

Przyjęte założenia oraz sposób przeprowadzenia symulacji

649 Założono, że nadrzędnym celem jest produkcja określonej ilości H₂ rocznie. Wynika to z jednej strony z potrzeb przemysłu dla którego H₂ jest wytwarzany, a z drugiej, z finansowej wykonalności projektów inwestycyjnych budowy elektrolizerów.

650 Np. elektrolizery ze średnim rocznym wskaźnikiem wykorzystania mocy zainstalowanej 75% P_{INST}, na żądanie OSP lub ze względu na uwarunkowania rynku energii (hurtowa cena energii), może zwiększyć zużycie energii do poziomu mocy dyspozycyjnej (95% P_{INST}), zredukować pobór mocy do zera, a w przypadku elektrolizerów SOE, przejść do trybu pracy generacyjnej.

Symulacje pokrycia zapotrzebowania odbiorców na moc w 2030 przeprowadzono na podstawie danych z lat 2015 do 2019, przeskalowanych adekwatnie do poziomu oczekiwanego zapotrzebowania odbiorców na moc w roku 2030. Celem symulacji było określenie wpływu rozwoju elektrolizerów na bilansowanie KSE z uwzględnieniem rozwoju OZE do roku 2030. Cele zrealizowano poprzez porównanie wyników optymalizacji struktury wytwarzania energii w scenariuszu Referencyjnym i scenariuszach zakładających udział gospodarki H2 w zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną.

Kryteria optymalizacji struktury wytwarzania KSE:

Bezwzględne zachowanie bezpieczeństwa pracy KSE, rozumianego jako:

- Gwarancja pokrycia w każdej godzinie roku kalendarzowego zapotrzebowania odbiorców na moc w oparciu o źródła przyłączone do KSE.
- Zapewnienie obciążenia pokrywanego przez JWCD na poziomie nie mniejszym niż moc wynikająca z sieciowych ograniczeń systemowych (m.in. generacja wymuszona konwencjonalnych JWCD i nJWCD).
- Zapewnienie wymaganego poziomu rezerwy mocy w kierunku zmniejszania generacji w oparciu o źródła konwencjonalne, a w dalszej kolejności o źródła OZE.
- Zapewnienie wymaganego poziomu rezerwy mocy w kierunku zwiększania generacji w oparciu o źródła konwencjonalne, a w dalszej kolejności o środki zaradcze w postaci DSR oraz importu mocy spoza KSE.

Maksymalizacja produkcji z OZE – do poziomów mocy zainstalowanej w poszczególnych technologiach OZE przyjętych na podstawie dokumentów strategicznych. Ograniczenia produkcji OZE (nadprodukcja w stosunku do chwilowego zapotrzebowania odbiorców na moc) nie mogły przekraczać 1% rocznej produkcji OZE.

Maksymalne wykorzystanie szeregu dostępnych sterowalnych zasobów regulacyjnych przyłączonych do KSE – w celu regulacji bilansu mocy w KSE i pokrycia zapotrzebowania odbiorców na moc z uwzględnieniem ograniczeń i uwarunkowań technicznych. Poziom dostępności poszczególnych źródeł elastyczności został przyjęty jako stały, wynikający z prognoz dokumentów strategicznych^[7].

Minimalizacja mocy zainstalowanej nowej niezdeterminowanej generacji konwencjonalnej - wymaganej ze względu na bezpieczeństwo pracy KSE.

Maksymalizacja wykorzystania dostępnych zasobów regulacyjnych: ESP, Magazyny energii, inteligentne ładowanie EV i sterownia mocą pomp ciepła, DSR, elastyczność pracy elektrolizerów.

Powyższe podejście uwzględniało założenie, że wskaźniki wystarczalności generacji, takie jak oczekiwany łączny czas trwania deficytów generacji (Loss of Load Expectation – LOLE), wartość utraconej energii (Value of Lost Load – VOLL) przyjmą wartość zerową, oznaczającą pełną wystarczalność zasobów. W symulacjach przyjęto dyspozycyjność JWCD na podstawie historycznych danych dla bloków węglowych i gazowych charakteryzujących się najwyższymi wskaźnikami dyspozycyjności.

Sposób i wielkość wykorzystania zasobów elastycznych do bilansowania mocy w KSE podczas symulacji wynikał m.in. z uwarunkowań technicznych („must run”^[8]) oraz bilansowych.

W celu mitygacji zagrożeń związanych z brakiem zachowania bezpieczeństwa pracy KSE założono wykorzystania szeregu środków zaradczych, m.in. sterowalnych zasobów innych niż JWCD.

Wykorzystanie sterowalnych zasobów w KSE polegało na maksymalizacji zapotrzebowania na moc w godzinach o względnej przewadze podaży nad popytem i minimalizacji w godzinach, w których występował względny niedostatek podaży w stosunku do popytu. Założono zastosowanie następujących mechanizmów:

Ładowanie pojazdów z napędem elektrycznym w godzinach, kiedy podaż energii elektrycznej z OZE względnie przeważa nad popytem.

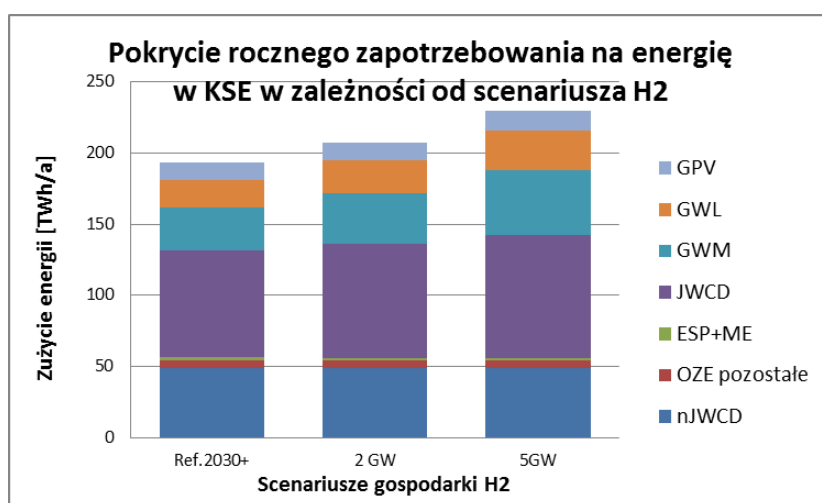
Maksymalizacja produkcji przez pompy ciepła w godzinach, w których występuje nadpodaż energii elektrycznej ze źródeł OZE.

Wykorzystanie elektrowni szczytowo pompowych oraz magazynów energii do przeniesienia generacji z godzin, w których generacja OZE przeważa nad zapotrzebowaniem odbiorców na moc, w godziny, w których występuje deficyt generacji.

Wykorzystanie nadmiarowej produkcji OZE w technologii Power-to-Heat^[9], jej eksport do wysokości zdolności przesyłowych łączy transgranicznych lub ograniczenie do poziomu gwarantującego pracę JWCD z mocą wynikającą z sieciowych ograniczeń systemowych („must run”).

Wyniki symulacji wpływu gospodarki H2 na warunki bilansowania KSE i budowę nowych źródeł OZE

Realizacja scenariuszy budowy elektrolizerów po 2030 prowadzi do wzrostu zużycia energii w KSE od ok 193 TWh/a (scenariusz referencyjny) do odpowiednio 207 TWh/a lub 230 TWh/a (scenariusze 2 GW lub 5 GW mocy zainstalowanej elektrolizerów). Oczekiwane wzrosty produkcji w podziale na technologie wytwarzania energii przedstawiono na rysunku i w tabeli poniżej.



Rysunek 139 Struktura rocznego wytwarzania energii w KSE w zależności od scenariusz H2

Tabela 241 Struktura rocznego wytwarzania energii w KSE w zależności od scenariusz H₂

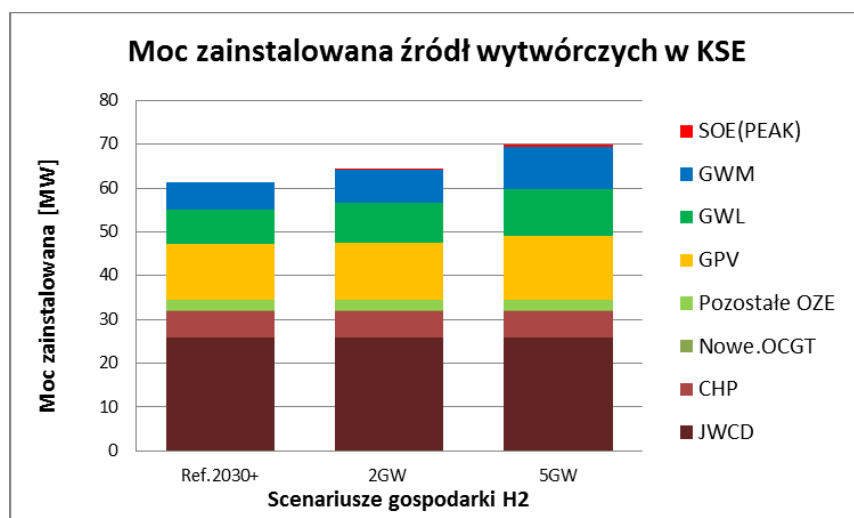
Scenariusze:	Ref. 2030+	2 GW	5 GW
JWCD	75,5	79,7	86,3
nJWCD	48,6	48,6	48,6
GWM	29,8	35,9	45,3
GWL	19,7	23,0	28,1
GPV	12,0	12,3	13,7
OZE pozostałe	5,7	5,7	5,7
ESP+ME	2,0	1,9	1,9
Import	0,0	0,0	0,0
RAZEM	193,3	207,1	229,6

Tabela 242 Zmiany w strukturze mocy zainstalowanej źródeł wytwórczych

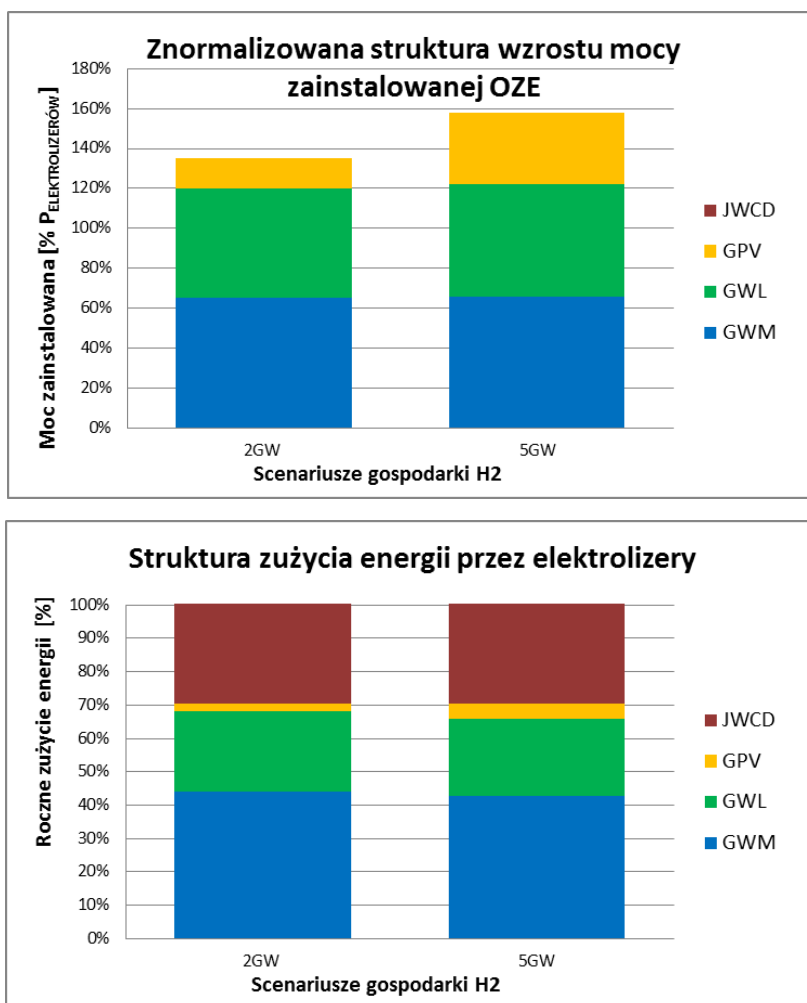
Zoptymalizowane moce wytwórcze			
Warianty:	Ref. 2030+	2 GW	5 GW
GWM	6 300	7 600	9 600
GWL	7 800	8 900	10 600
GPV	12 800	13 100	14 600
Pozostałe OZE	2 500	2 500	2 500
SOE	0	300*	1 500*
Nowe JWCD (OCGT)	0*	100**	100**

* Gotowość do pracy interwencyjnej SOE w trybie generacji, w godzinach deficytu rezerwy wirującej w kierunku zwiększania generacji .

** Wartość na granicy błędu prowadzenia symulacji. Można przyjąć, że rozwój gospodarki H₂ nie wymaga budowy dodatkowych źródeł konwencjonalnych. Pokrycie zapotrzebowania na moc i energię elektrolizerów w okresach braku generacji OZE może zostać zrealizowana w oparciu o istniejące lub zdeterminowane planowane jednostki wytwórcze konwencjonalne



Rysunek 140 Struktury mocy zainstalowanej źródeł wytwórczych w KSE w wariantcie referencyjnym oraz dwóch wariantach rozwoju gospodarki wodorowej



Rysunek 141 Porównanie struktur mocy zainstalowanej i wytwarzania energii zasilającej pracę elektrolizerów

Analiza wskazuje, że

1. Na 1,0 jednostkę wzrostu mocy zainstalowanej elektrolizerów, optymalne wzrosty mocy zainstalowanej OZE wynoszą odpowiednio:
 - a. Ponad 0,6 mocy jednostkowej morskiej energetyki wiatrowej,
 - b. Blisko 0,6 mocy jednostkowej lądowej energetyki wiatrowej,
 - c. Około 0,15 do 0,30 mocy jednostkowej fotowoltaiki
 - d. Rozwój gospodarki H₂ nie będzie wymagał budowy nowych mocy wytwórczych energetyki konwencjonalnej
2. Ok. 70% energii zużywanej przez elektrolizery będzie pochodziło ze źródeł OZE, z czego ok.
 - a. 40% będzie wytwarzane przez morską, oraz
 - b. 30 % przez lądową energetykę wiatrową.

c. Fotowoltaika będzie miała śladowy udział w produkcji energii dla potrzeb elektrolizerów.

3. Ok. 30% energii zużywanej przez elektrolizery będzie pochodziła ze źródeł konwencjonalnych (wyższa dyspozycyjność w stosunku do OZE).

Stosunkowo wysoki udział OZE w bilansie energii zużywanej rocznie przez elektrolizery wymaga zapewnienia zdolności magazynowania wodoru, wytwarzanego w ilościach nadmiarowych w godzinach o bardzo wysokim udziale OZE w bilansie mocy w KSE. Jak wspomniano powyżej, zmian struktury mocy zainstalowanej w KSE nie odpowiada zmianie struktury wytwarzania energii dla potrzeb elektrolizerów. W okresach braku generacji OZE będą one wykorzystywały źródła konwencjonalne dla wytworzenia wymaganej przez przemysł ilości wodoru.

Tabela 243 Struktura wytwarzania energii w 2030 dla potrzeb gospodarki wodorowej

Scenariusze źródeł pochodzenia energii zasilającej elektrolizery [TWh/a] (%)		
	2 GW	5GW
JWCD	4,3 (30 %)	10,8 (30 %)
GWM	6,2 (44 %)	15,5 (43 %)
GWL	3,3 (24 %)	8,4 (23 %)
GPV	0,3 (2 %)	1,7 (5 %)
Import	0 (0 %)	0 (0 %)
RAZEM	14 (100 %)	36,4 (100 %)

Rozwój gospodarki H2 w oparciu o OZE przyczyni się do wzrostu udziału energii odnawialnej w bilansie zużycia energii elektrycznej w KSE. Wolumen produkcji GPV wzrasta nieznacznie, co prowadzi do spadku udziału technologii PV i pozostałych OZE w całkowitym wolumenie wytwarzania OZE (przy równoczesnym wzroście rocznego zużycia energii w KSE). Obserwowalny jest wzrost udziału technologii GWM i GWL, a łączny udział produkcji OZE w rocznym bilansie zużycia energii w KSE wzrasta od blisko 35% do ponad 37% lub ponad 40%, w zależności od wariantu rozwoju H2. Wzrost udziału OZE w rocznym bilansie zużycia energii wynosi ok. 1,1% na 1GW zainstalowany elektrolizerów (odpowiednio 2,3 % i 5,6% dla dwóch scenariuszy)

Tabela 244 Udział technologii OZE w krajowym bilansie wytwarzania energii w KSE w 2030

Udział OZE w bilansie wytwarzania energii w KSE			
	Ref. 2030+	2 GW	5 GW
GWM	15,4%	17,3%	19,7%
GWL	10,2%	11,1%	12,2%
GPV	6,2%	5,9%	6,0%
OZE pozostałe	2,9%	2,8%	2,5%

RAZEM	34,8%	37,1%	40,4%
--------------	--------------	--------------	--------------

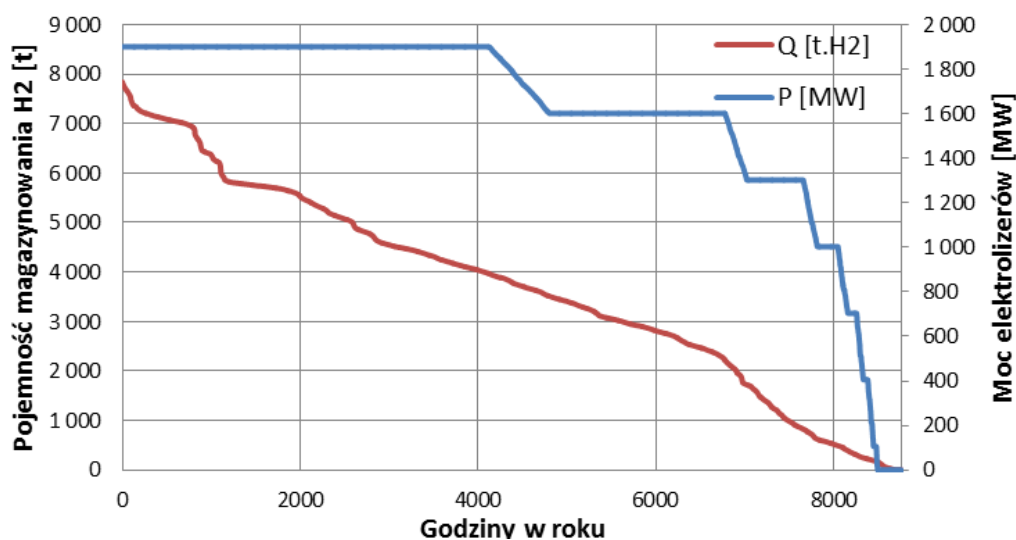
W symulacjach pracy KSE założono regulacyjność urządzeń gospodarki H₂, t.j. zdolność do zmiany mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej. Punktem odniesienia jest moc wynikająca ze średniej wartości wskaźnika wykorzystania mocy zainstalowanej w roku. W zależności od dyspozycji OSP (usługi regulacyjne) lub ceny zakupu energii elektrycznej (udział w hurtowym rynku energii), założono, że elektrolizery mogą zmieniać moc pobieraną z KSE w przedziale od zera do mocy dyspozycyjnej urządzeń (95% mocy zainstalowanej), a technologie SOE przejść do pracy generacyjnej. Kryterium nadrzędnym dla wykorzystania elastyczności pracy urządzeń jest wytworzenie założonej ilości H₂ dla potrzeb przemysłu (zwiększeniu produkcji H₂ w kolejnej godzinie roku musi towarzyszyć adekwatne zmniejszenie w godzinach po niej następujących). W tym kontekście, przy budowie gospodarki wodorowej należy:

- Zapewnić możliwości magazynowania nadwyżek H₂ ponad chwilowe potrzeby przemysłu. Z punktu widzenia KSE nie ma znaczenia, czy dla magazynowania H₂ zostanie wykorzystana infrastruktura gazowa czy dedykowane magazyny H₂.
- Zapewnić możliwość zwiększania produkcji H₂ w zależności od warunków bilansowania KSE. W praktyce oznacza to zaniżenie wskaźnika wykorzystania mocy zainstalowanej elektrolizerów („przewymiarowanie” zdolności produkcyjnych w stosunku do zapotrzebowania przemysłu na wodór), co spowoduje pogorszenie wskaźników finansowych inwestycji.

Wykorzystanie zdolności regulacyjnych elektrolizerów w połączeniu z potrzebą magazynowania nadwyżek produkcji H₂ dla dwóch scenariuszy przedstawiono na rysunkach poniżej.

Elektrolizery przez blisko 1/2 czasu w roku pracują z mocą dyspozycyjną (niebieska krzywa), przez 1/4 czasu w roku z mocą wynikającą ze wskaźnika wykorzystania mocy zainstalowanej oraz przez ok. 1/4 czasu w roku z mocą mniejszą lub znacznie mniejszą. Nadprodukcja H₂ w stosunku do potrzeb przemysłu wymaga magazynowania. Wymagana pojemność magazynowania H₂ wynosi ok. 8 tys. ton (akumulacja nadwyżki ponad typową produkcję H₂ = 31,2 t/h przy 1 600 MW wykorzystaniu mocy zainstalowanej i 1 900 MW mocy dyspozycyjnej). Roczna produkcja H₂ nie ulega zmianie i wynosi ok. 275 tys.t H₂/rok.

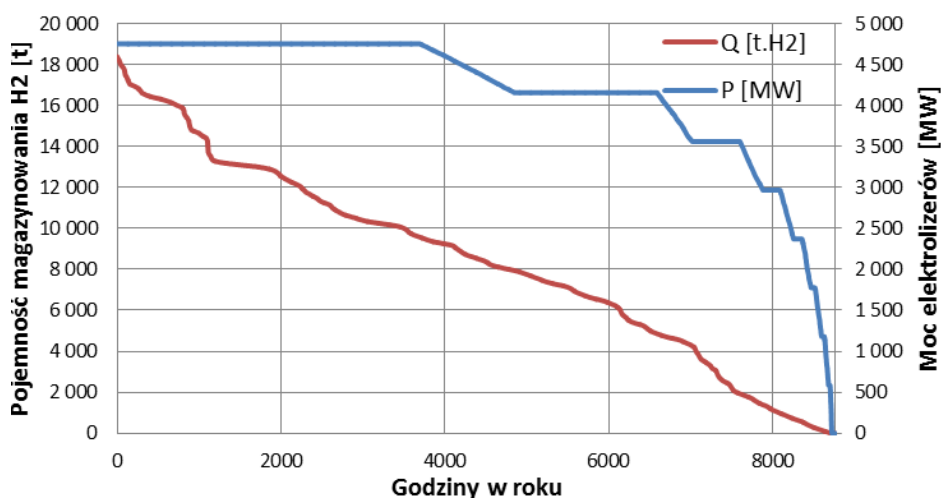
Wykorzystanie zdolności regulacyjnych gospodarki H₂



Rysunek 142 Wykorzystanie zdolności regulacyjnych elektrolizerów. Wariant 2GW mocy zainstalowanej

Dla scenariusza 5 GW, wymagana pojemność magazynowania H₂ wynosi ponad 18 tys. ton (akumulacja nadwyżki ponad typową produkcję H₂ = 91,3 t/h przy 4 150 MW wykorzystaniu mocy zainstalowanej i 4 750 MW mocy dyspozycyjnej). Roczna produkcja H₂ nie ulega zmianie i wynosi ok. 800 tys.t H₂ /rok.

Wykorzystanie zdolności regulacyjnych gospodarki H₂



Rysunek 143 Wykorzystanie zdolności regulacyjnych elektrolizerów. Wariant 5 GW mocy zainstalowanej

Wnioski dot. wpływu gospodarki H₂ na pracę KSE

Wnioski dla roku 2030

- Roczna produkcja H₂ w technologii elektrolizy w wariantach 2 GW wyniesie 275 tys.t H₂/rok a w wariantach 5 GW 800 tys.t H₂/rok [651]. Roczne zużycia energii elektrycznej wyniosły by odpowiednio 14 lub 36 TWh/rok.
- Dla wytwarzania H₂ elektrolitycznego będzie wykorzystywana przede wszystkim (~70%) energia pochodząca z OZE, których przyłączenie do KSE staje się możliwe na skutek budowy infrastruktury związanej z produkcją wodoru.
- Budowa tej infrastruktury przyczyni się przede wszystkim do rozwoju morskiej lądowej energetyki wiatrowej, oraz w mniejszym stopniu energetyki fotowoltaicznej. Spowoduje to wzrost udziału energii z OZE w rocznym bilansie zużycia energii elektrycznej z 35% do odpowiednio 37% lub 40%, w zależności od wariantów rozwoju infrastruktury gospodarki H₂.
- W związku ze zmiennością mocy oddawanej do sieci przez OZE i w kontekście zapewnienia minimalnego wymaganego wskaźnika wykorzystania mocy zainstalowanej elektrolizerów, H₂ elektrolityczny będzie musiał być częściowo (~30%) wytwarzany w oparciu o generację konwencjonalną. Nie powoduje to jedna konieczności budowy nowych mocy wytwórczych wykorzystujących paliwa kopalne.
- Rozwój gospodarki H₂, ze względu na potencjalną bardzo dużą elastyczność pracy, nie spowoduje wzrostu wymaganej ze względu na bezpieczeństwo i niezawodność dostaw energii w KSE, mocy zainstalowanej nowych OCGT [652]. Przyczyni się natomiast do wzrostu wskaźników wykorzystania mocy zainstalowanej istniejących lub planowanych jednostek wytwórczych, a co za tym idzie, obniżenia kosztów dostaw energii elektrycznej dla pozostałych odbiorców.
- Charakterystyki techniczne elektrolizerów w połączeniu z możliwościami magazynowania H₂ stanowią znakomity zasób regulacyjny z punktu widzenia bezpieczeństwa i niezawodności dostaw energii w KSE. Zasób ten mógł by być uruchamiany zarówno poprzez rynek usług regulacyjnych (polecenie OSP) lub poprzez hurtowy rynek energii (bodźce cenowe).
- Na elastyczność pracy elektrolizerów decydujący wpływ będą miały
 - Możliwości magazynowania H₂ będzie (charakterystyka zmienności podaży H₂ sezonowa i dobową)
 - Stopień „przewymiarowania” mocy zainstalowanej elektrolizerów nad mocą dyspozycyjną. W opracowaniu ekspercko przyjęto założenia dot. w.w. zagadnienia, które wymaga zweryfikowania i pogłębionych analiz. .

651 Założono techniczną dyspozycyjność elektrolizerów na poziomie 95% oraz minimalny, wymagany ze względów ekonomicznych, poziom wykorzystania mocy zainstalowanej od 75% do 92%, w zależności od technologii elektrolizera

652 Wymagana dodatkowa moc zainstalowana OCGT została określona dla wariantu referencyjnego – bez infrastruktury gospodarki H₂

Perspektywa 2040

W opracowaniu nie uwzględniano rozwoju energetyki jądrowej. Należy oczekiwać, że praca w podstawie energetyki jądrowej oraz wzrost mocy zainstalowanej OZE spowodują wzrost zapotrzebowania na regulację w KSE. W tym kontekście można oczekiwać wzrostu roli bardzo elastycznej pracy urządzeń gospodarki wodorowej.

JWCD	Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana – jednostka wytwórcza przyłączona do sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV, podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
nJWCD	jednostki wytwórcze nie będące jednostkami wytwórczymi centralnie dysponowanymi Moc dyspozycyjna jest to moc osiągalna pomniejszona o ubytki na remonty planowe, ubytki okresowe, eksploatacyjne i losowe
Moc dyspozycyjna	
netto	jest to moc dyspozycyjna pomniejszona o moc potrzeb własnych danej jednostki wytwórczej
Moc osiągalna	największa moc trwała jednostki wytwórczej lub wytwórcy, utrzymywana przez wytwórcę cieplnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 15 godzin oraz przez wytwórcę wodnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 5 godzin, przy znamionowych warunkach pracy, potwierdzona testami
OSP	Operator Systemu Przesyłowego
PKD	Plan Koordynacyjny Dobowy zawiera plan pracy JWCD na każdą z 24 godzin doby, uwzględniając zbilansowanie dobowej prognozy zapotrzebowania, wymagane rezerwy i występujące w KSE ograniczenia systemowe KSE Krajowy System Elektroenergetyczny (wg PSE – rozbudowany układ urządzeń do wytwarzania, przesyłania i rozdziału energii elektrycznej)
DSR	Redukcja zapotrzebowania (DSR – Demand Side Response) obejmuje interwencyjne ograniczenie poboru mocy polegające na zmniejszeniu, na polecenie OSP, wielkości pobieranej z sieci mocy przez urządzenia odbiorców w określonych godzinach
OZE BioM	biometan
OZE EW	wodna
OZE BioG	biogaz
OZE GPV	fotowoltaika
OZE GWL	wiatrowa lądowa
OZE GWM	wiatrowa morska

ESP

Wodne elektrownie szczytowo-pompowe (ang. Pumped-Storage Hydropower – PSH) są znane i szeroko wykorzystywane do akumulacji energii)

Bibliografia wraz z dodatkowymi założeniami do modelu:

- [1] Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030, Polskie Sieci Elektroenergetyczne
- [2] Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (PSEW), Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki, Towarzystwo Elektrowni Wodnych (TEW), Polskie Stowarzyszenie Paliw Alternatywnych (PSPA), Polskie Towarzystwo Biomasy (POLBIOM)
- [3] „Scenariusze elektryfikacji ogrzewania w budynkach jednorodzinnych w Polsce do 2030 roku”, PORT PC, Kraków, maj 2020 r.
- [4] Raport końcowy. Analiza stanu rozwoju oraz aktualnych trendów rozwojowych w obszarze elektromobilności w Polsce. Atmoterm, Warszawa 2019.
- [5] Odnawialne źródła energii w ciepłownictwie. Technologie, które zmieniają rzeczywistość; Forum Energii; maj 2020.
- [6] „Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030”. Polskie Sieci Elektroenergetyczne, Konstancin-Jeziorna, 2020.
- [7] Moce zainstalowane i możliwość udziału tych zasobów w regulacji KSE mają bezpośredni wpływ na możliwości przyłączania źródeł OZE. Brak osiągniętego przyjętego poziomu nasycenia KSE zasobami regulowanymi będzie skutkowało zmniejszeniem możliwości przyłączania OZE.
- [8] JWCD posiadające status „must run” ze względu na sieciowe ograniczenia systemowe, tzn. takich, których praca w określonych węzłach sieci przesyłowej jest bezwzględnie wymagana m.in. ze względu na regulację napięć w KSE. Łączna moc tego typu jednostek wynosi od 3 do 4 GW w zależności od pory roku.
- [9] Założono, że P2H jest realizowana w źródłach hybrydowych, w których energia elektryczna jest zużywana dla celów grzewczych wyłącznie w godzinach w których występuje nadpodaż energii elektrycznej z OZE. W pozostałych godzinach roku energia dla celów grzewczych jest pozyskiwana z innych źródeł, np. gaz ziemny.

Vlf. Modele promocji rozwiązań wodorowych – modele klastrowe, tworzenie dolin wodorowych, animowanie współpracy lokalnych samorządów, etc.

METODYKA REALIZACJI ZADANIA

- wstęp – co to jest gospodarka wodorowa i jakie są główne bariery dla jej wzrostu?
- promocja gospodarki wodorowej w Polsce,
- wnioski i rekomendacje

Wstęp

Gospodarka wodorowa to całość technologii przeznaczonych do produkcji, przechowywania, przesyłu i dystrybucji, a także wykorzystania wodoru przez użytkowników końcowych (Maj i Szpor 2020⁶⁵³). Celem gospodarki wodorowej jest obniżenie (w tendencji redukcja do zera) emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w gospodarce. W takim ujęciu gospodarka wodorowa obejmuje przede wszystkim niskoemisyjne (docelowo zeroemisyjne) metody wytwarzania wodoru, a także inne elementy tzw. wodorowego łańcucha wartości w obrębie szeroko pojętego sektora energii (elektroenergetyka, ciepłownictwo i paliwa transportowe) zastępujące dotychczas stosowane metody wytwarzania energii wykorzystujące paliwa kopalne. Należy podkreślić, że powyższe określenie gospodarki wodorowej zasadniczo wyklucza z jej zasięgu metody produkcji wodoru charakteryzujące się wysoką wartością jednostkowych wskaźników emisji gazów cieplarnianych, takie jak reforming parowy metanu, natomiast jak najbardziej obejmuje takie sposoby wykorzystania wodoru jak produkcja amoniaku czy procesy rafinacji. Należy również zauważyć, że technologie wodorowe stanowią jeden z wielu elementów kształtowanego na nowo systemu energetycznego, przy czym coraz więcej danych wskazuje, że wodór mógłby odegrać zasadniczą rolę w transformacji globalnego sektora energii (Komisja Europejska 2020⁶⁵⁴).

Wdrażanie gospodarki wodorowej w skali globalnej (a więc także krajowej) napotyka na problemy natury technologicznej, finansowej i organizacyjnej; technologie wodorowe charakteryzują się różnym stopniem dojrzałości (z perspektywy wielkoskalowych zastosowań rynkowych), koszt produkcji wodoru za pomocą elektrolizy wody z wykorzystaniem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (wodór zielony) przewyższa wyraźnie koszt produkcji wodoru najbardziej rozpowszechnioną na świecie metodą reformingu parowego gazu ziemnego, a powszechne wykorzystanie zielonego wodoru wymaga głębokich zmian w sposobie funkcjonowania sektora energii. Ocenia się, że do zrównania się kosztów produkcji wodoru zielonego i szarego – co może nastąpić przed 2035 rokiem, a w niektórych miejscach pod koniec obecnego dziesięciolecia – potrzebne są globalne inwestycje w wysokości nie mniej niż 50 mld USD, nie licząc kosztów przechowywania, transportu i dystrybucji, a także organizacji sprzedaży wodoru (Mc Kinsey 2021⁶⁵⁵).

653 Magdalena Maj, Aleksander Szpor, Gospodarka wodorowa w Polsce. Obserwacje na podstawie ram badawczych Technologicznego Systemu Innowacji, Policy Paper, nr 5, Polski Instytut Ekonomiczny, Warszawa (2020)

654 A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, European Commission, COM (2020) 301 final, (2020)

655 McKinsey & Company, Hydrogen insights, A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness (2021)

Promocja gospodarki wodorowej w Polsce

Uwarunkowania wyjściowe

Do istotnych elementów wyjściowych promocji gospodarki wodorowej Polsce należy zaliczyć następujące uwarunkowania (IRENA 2020 [656]; Maj i Szpor 2020 [657]):

- kilka dużych polskich przedsiębiorstw posiada znaczne doświadczenie w produkcji i wykorzystaniu wodoru (produkowanego najczęściej metodą reformingu parowego gazu ziemnego) w zastosowaniach przemysłowych, jednak ogólny potencjał Polski w zakresie niskoemisyjnych technologii wodorowych jest niewielki w porównaniu z wysoko rozwiniętymi państwami Europy o czym świadczą niskie wydatki na badania i rozwój w dziedzinie wodoru i ogniw paliwowych (Rysunek 135a), brak liczących się na rynku europejskim polskich producentów elektrolizerów przemysłowych, brak - lub niewielki - udział podmiotów z Polski w ogólnoświatowych i europejskich organizacjach (inicjatywach) wspierających rozwój technologii opartych o wykorzystanie wodoru, jak Hydrogen Council, Mission Innovation, Hydrogen Europe czy European Clean Hydrogen Alliance,
- polskie uczelnie, jednostki PAN i instytuty badawcze posiadają znaczące kompetencje w dziedzinie badań nad wodorem jako paliwem i nad problematyką ogniw paliwowych, o czym może świadczyć stosunkowo duża liczba publikacji naukowych i patentów odpowiadająca z grubsza względnej wielkości polskiej gospodarki w Europie (np. 6 miejsce w Europie pod względem liczby patentów w w/w dziedzinach) (Rysunek 135b).
- problemem z perspektywy wdrażania gospodarki wodorowej pozostaje niewielki wpływ prac badawczych na zaawansowanie technologiczne przedsiębiorstw powiązanych z gospodarką wodorową. Uczelnie i ośrodki badawcze generalnie nie oferują rozwiązań gotowych do zastosowania na skalę przemysłową, z kolei przedsiębiorstwa nie są skłonne do finansowania przejścia od rozwiązań na skalę laboratoryjną do instalacji wielkoskalowych.

Wsparcie dla gospodarki wodorowej

Przyspieszenie rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce w obecnym dziesięcioleciu nie jest możliwe bez wszechstronnego wsparcia ze strony administracji centralnej i zaangażowania spółek Skarbu Państwa posiadających doświadczenie w produkcji, magazynowaniu, przesyłce i obrocie wodorem. W tym ujęciu wdrażanie technologii wodorowych, przynajmniej w początkowo, będzie procesem, na którego przebieg będą wpływać głównie działania i decyzje podejmowane na krajowym szczeblu administracji. Ponadto, w procesie upowszechniania technologii wodorowych niezbędna będzie współpraca z partnerami z UE i przemyślane wykorzystanie unijnych środków przeznaczonych na gospodarkę wodorem (Maj i Szpor 2020 [658]). Skuteczna realizacja programu gospodarki wodorowej będzie wymagała następujących działań:

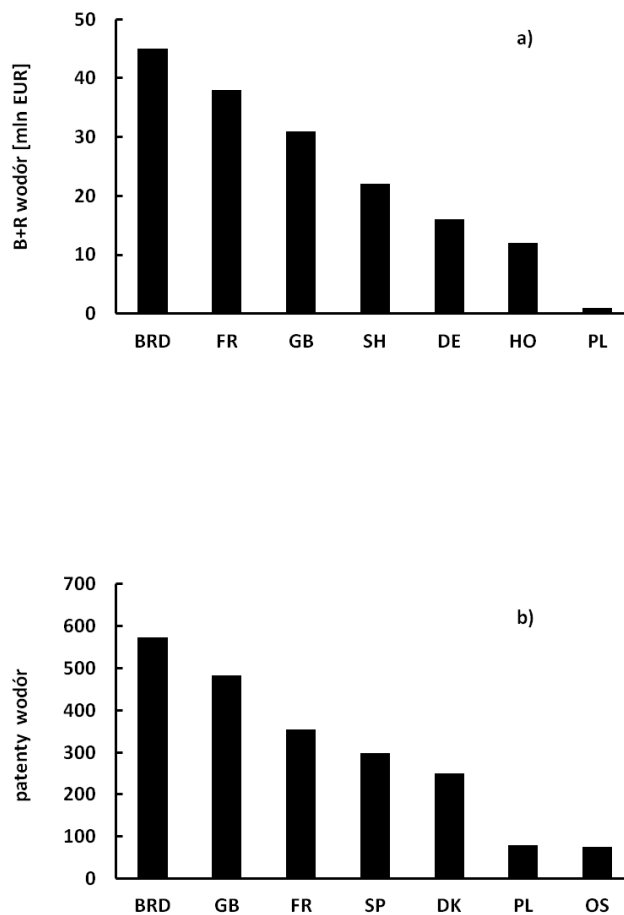
- uzupełnienia strategii wodorowej o średnio i długookresową wizję gospodarki wodorowej w horyzoncie 2040 (2050) z rozpisanymi celami pośrednimi wykorzystania wodoru

656 Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal, International Renewable Energy Agency IRENA, Abu Dhabi (2020)

657 Magdalena Maj, Aleksander Szpor, Gospodarka wodorowa w Polsce. Obserwacje na podstawie ram badawczych Technologicznego Systemu Innowacji, Policy Paper, nr 5, Polski Instytut Ekonomiczny, Warszawa (2020)

658 tamże

w poszczególnych sektorach gospodarki. Jeśli rozpisanie jednego scenariusza rozwoju technologii opartych o wodór okaże się obarczone zbyt dużą niepewnością prognostyczną, to należy dodać kolejne scenariusze aby uwidocznic granice minimalnego i maksymalnego rozwoju tego sektora. Brak takiej wizji może zniechęcać do zaangażowania się przedsiębiorców oczekujących potwierdzenia woli politycznej wsparcia dla technologii wodorowych w najbliższych dziesięcioleciach. Ponadto zapisy strategii wodorowej powinny znaleźć pełniejsze potwierdzenie i uszczegółowienie w treści dokumentów strategicznych dotyczących i rozwoju sektora energii w horyzoncie 2030 (2040) (MAK 2019 [659]; MKiŚ 2021 [660]). Należy dodać, że stosunkowo niewielka skala rozwoju gospodarki wodorowej do roku 2030 nie odbiega od planów rozwoju technologii wodorowych innych państw UE (Rysunek 136a) (Adamczewski 2021 [661]), problemem natomiast jest brak harmonogramu dalszego wdrażania technologii wodorowych,



Rysunek 144 Działalność naukowo-badawczo w dziedzinie wodoru i ogniw paliwowych w wybranych państwach Europy

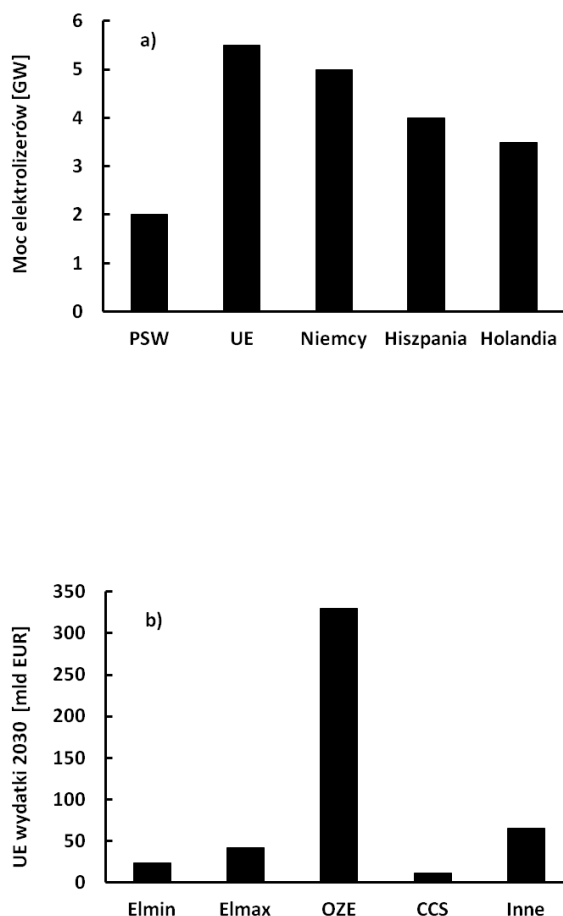
a) wydatki na prace badawczo - rozwojowe [mln EUR], b) liczba zgłoszonych patentów w latach 2014-2019.

659 Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030, Ministerstwo Aktywów Państwowych (2019)

660 Polityka Energetyczna Polski do 2040 r., Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Warszawa (2021)

661 Tobiasz Adamczewski, Zielona strategia wodorowa nadal zbyt szara, Forum Energii, 15 luty 2021 (2021) (dostęp: 12.05.2021)

Objaśnienia symboli: BRD - Niemcy, FR - Francja, GB - Wielka Brytania, SH - Szwajcaria, HO - Holandia, PL - Polska, OS - Austria.



Rysunek 145 Wybrane charakterystyki programów wodorowych w krajach UE
a) Przewidywana moc zainstalowanych elektrolizerów w 2030 r. [GW], b) Przewidywane łączne wydatki w ramach europejskich programów wodorowych do 2030 r.

Objaśnienie opisów; a) PSW - program Polskiej Strategii Wodorowej, UE - program przyspieszonego wdrażania gospodarki wodorowej UE (Polska), b) EL min - najmniejsza przewidywana kwota wydatków na produkcję elektrolizerów, EL max - największa przewidywana kwota wydatków na elektrolizery, OZE - wydatki na źródła OZE, CCS - wydatki na technologie wychwytu i gromadzenia dwutlenku węgla CO₂, inne - wydatki na transport, dystrybucję, magazynowanie i sprzedaż bezpośrednią wodoru.

- jak najszybszego przygotowania i uchwalenia pakietu ustaw regulujących funkcjonowanie gospodarki wodorem w szeroko pojętym sektorze energii. Brak takich uregulowań w istotny sposób utrudnia dalszy rozwój programu wodorowego. W proces tworzenia prawa wodorowego należy zaangażować podmioty zainteresowane działaniem na rynku wodoru (Maj i Szpor 2020 [662]),
- określenia przejrzystych mechanizmów udzielania środków finansowych w ramach programów krajowych i unijnych. Należy określić w jaki sposób producenci wodoru

zielonego zastępującego wodór szary w procesie reformingu parowego gazu ziemnego będą mogli ubiegać się o wyrównanie kosztów produkcji (czy będą to kontrakty, w ramach których producenci będą otrzymywać różnice między aktualną ceną wodoru zielonego i szarego?),

- uwzględnienia, w dokumentach strategicznych i harmonogramach działań dotyczących gospodarki wodorem, potrzeby zapewnienia znacznych ilości taniej energii elektrycznej ze źródeł OZE, której dostępność w istotny sposób wpływa na koszt produkcji wodoru metodą elektrolizy wody (Rysunek 83 , Rysunek 84 - część IV b opracowania, IRENA 2020 [663], McKinsey 2021 [664]). Zgodnie z zapisami polskiej strategii wodorowej (projekt) produkcja wodoru w 2030 r. ma sięgnąć prawie 200 tys. ton, co wymaga około 9,4 TWh energii elektrycznej ze źródeł OZE. Wartość ta stanowi ponad 57% energii wyprodukowanej łącznie przez elektrownie wiatrowe i inne elektrownie odnawialne (poza wodnymi) w Polsce w 2020 r (PSE 2021 [665]). Realizacja scenariusza przyspieszonego wzrostu technologii wodorowych wymaga wykorzystania ponad dwukrotnie większej ilości energii elektrycznej, w ilości przekraczającej całą produkcja energii elektrycznej ze źródeł OZE w 2020 r. w Polsce. Projekt polskiej strategii wodorowej nie wymienia kosztów związanych z budową instalacji OZE niezbędnych do zapewnienia energii elektrycznej na potrzeby elektrolizy wody (MKiŚ 2020 [666]), tymczasem Komisja Europejska kładzie nacisk na konieczność rozwoju źródeł OZE towarzyszących wdrażaniu gospodarki wodorowej do 2030 r. (Rysunek 145 b) (Komisja Europejska 2020),
- podniesienia kompetencji polskich podmiotów w zakresie produkcji elektrolizerów. Technologia elektrolizy wody jest kluczowa z perspektywy budowania zrębów niskoemisyjnej gospodarki wodorem, jednocześnie koszty kapitałowe elektrolizerów stanowią - obok cen energii elektrycznej ze źródeł OZE - zasadniczy czynnik warunkujący koszty produkcji zielonego wodoru (Rysunek 83 , Rysunek 84 - część IV b opracowania, IRENA 2020 [667], McKinsey 2021 [668]). W tym kontekście istotną będzie konsolidacja i dalszy rozwój kompetencji w zakresie technologii elektrolizy, między innymi poprzez zacieśnienie kontaktów naukowych i biznesowych z podmiotami z państw Unii Europejskiej mającymi większe doświadczenie w działaniach związanych z technologią elektrolizy wody,
- intensyfikacji wymiany informacji i przepływu kompetencji pomiędzy uczestnikami gospodarki wodorowej wraz z działaniami charakterze szkoleniowo-edukacyjnym na szczeblu lokalnym (samorząd, biznes, inni przedstawiciele społeczności),
- nadania praktycznego znaczenia technologiom wodorowym poprzez ich zastosowanie w poszczególnych sektorach gospodarki przy jednoczesnej eliminacji paliw kopalnych. W tym kontekście podkreśla się znaczenie wprowadzenia na rynek całego zespołu

663 Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal, International Renewable Energy Agency, IRENA, Abu Dhabi (2020)

664 McKinsey & Company, Hydrogen insights, A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness (2021)

665 Zestawienie danych ilościowych dotyczących funkcjonowania KSE w 2020 roku, Raport 2020 KSE, Polskie Sieci Elektroenergetyczne (2020)

666 Polska strategia wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r., Projekt, Ministerstwo Klimatu i Środowiska (2020)

667 Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal, International Renewable Energy Agency, IRENA, Abu Dhabi (2020)

668 McKinsey & Company, Hydrogen insights, A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness (2021)

technologii wodorowych umożliwiającą produkcję, transport, przesył i dystrybucję, a także sprzedaż wodoru użytkownikom końcowym. Początkowo wdrażanie gospodarki wodorowej będzie odbywać się w obszarach intensywnego wykorzystania technologii wodorowych w jednym lub większej ilości zastosowań. Obszary te, określane mianem dolin wodorowych, już powstają w Europie (Komisja Europejska 2020⁶⁶⁹; Rapacka 2021a [670]; newenergycoalition [671]; fuelcellsworks [672]; Rapacka 2021b [673]) (Tabela 245). W Polsce nie podjęto jeszcze ostatecznych decyzji o umiejscowieniu dolin wodorowych, rozważa się ich zorganizowanie w przynajmniej trzech miejscach (Tabela 245) (Rapacka 2021 [674]; IEN [675]). Komisja Europejska określa doliny wodorowe jako zgrupowania wodorowe działające w oparciu o wytwarzanie wodoru na miejscu przy wykorzystaniu miejscowych rozproszonych źródeł OZE. Takie zgrupowania (klastry technologii wodorowych) mają zaspokajać miejscowe zapotrzebowanie na energię w sektorze transportu i/lub produkcji przemysłowej, równoważenia produkcji energii elektrycznej i produkcji ciepła (Komisja Europejska 2020 [676]; Perzyński 2021 [677]). W Polsce każda z dolin wodorowych ma odznaczać się odrębnym charakterem, przy czym jedna z dolin będzie odgrywać rolę centralnego ośrodka wodorowego. Można sformułować szereg uwarunkowań sprzyjających zorganizowaniu na danym terenie doliny wodorowej,

- obecność podmiotów prowadzących prace badawczo-rozwojowe w dziedzinie technologii wodorowych i/lub podmiotów zajmujących się działalnością gospodarczą obejmującą produkcję, magazynowanie, przesył, dystrybucję i sprzedaż wodoru użytkownikom końcowym - koncerny Lotos i PGNiG w przypadku rozważanej doliny wodorowej na Pomorzu, grupa JSW na Górnym Śląsku dla śląskiej doliny wodorowej i oddział Instytutu Energetyki CEREL w Boguchwale k. Rzeszowa w ramach rozważanej podkarpackiej doliny wodorowej,
- zaangażowanie lokalnych władz samorządowych w przedsięwzięcia związane z dekarbonizacją gospodarki, ograniczeniem emisji dwutlenku węgla i zanieczyszczeń do atmosfery,
- obecność lokalnych podmiotów zajmujących się organizacją usług zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa transportowe. Do takich podmiotów należą klastry energii (zgodnie z definicją podaną w ustawie o odnawialnych źródłach energii) takie jak chociażby Żywiecki Klaster Energii [678] i Zgorzelecki Klaster Energii [679],

669 A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, European Commission, COM (2020) 301 final, (2020)

670 Patrycja Rapacka, Powstaną polskie doliny wodorowe. Szansa dla regionów, GLOBEnergia, globeenergia, 16 marca 2021 (2021), (dostęp: 12.05.2021)

671 Hydrogen Valley, New Energy Coalition, newenergycoalition, (dostęp: 12.05.2021)

672 South Tyrol "Hydrogen valley South Tyrol" selected as lighthouse project, FuelCellsWorks, 05.05.2020 (2020), (dostęp 12.05.2021)

673 Patrycja Rapacka, Projekt Polskiej Strategii Wodorowej – lokalizacja dolin wodorowych w Polsce i local content, GLOBEnergia, 14 stycznia 2021, globeenergia (2021), (dostęp: 10.05.2021)

674 Patrycja Rapacka, Powstaną polskie doliny wodorowe. Szansa dla regionów, GLOBEnergia globeenergia 16 marca 2021 (2021), (dostęp: 12.05.2021)

675 OC – Oddział ceramiki CEREL w Boguchwale, Instytut Energetyki IEN, Instytut Energetyki, (dostęp: 12.05.2021)

676 A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, European Commission, COM (2020) 301 final, (2020)

677 Michał Perzyński, RAPORT: Kurs wodorowy Polski i UE jest coraz bardziej jasny, Biznes Alert, 20 lutego 2021 (2021), (dostęp: 12.05.2021)

678 Żywiecki Klaster Energii, strona internetowa Klastra, Żywiecki Klaster Energii (2021), (dostęp: 14.05.2021)

679 Zgorzelecki Klaster Energii, strona internetowa Klastra, Zgorzelecki Klaster Energii (2021), (dostęp: 14.05.2021)

Tabela 245 Doliny wodorowe; prawdopodobne umiejscowienie dolin wodorowych w Polsce i przykłady już działających dolin wodorowych w Europie

Lp.	Dolina wodorowa	Region	Charakterystyka
1.	Pomorska DW	województwo pomorskie	<ul style="list-style-type: none"> • bliskość projektowanych morskich farm wiatrowych, • produkcja wodoru z energii elektrycznej z morskich farm wiatrowych, • istotna rola Lotosu – przedsiębiorstwa mającego doświadczenie w produkcji wodoru, • aktywność PGNiG w zakresie instalacji magazynowania wodoru, • zurbanizowany obszar trójmiasta - rynek odbiorców gospodarki wodorowej, • zurbanizowany obszar trójmiasta - rynek odbiorców gospodarki wodorowej.
2.	Śląska DW	województwo śląskie	<ul style="list-style-type: none"> • rozwój gospodarki wodorowej jako element starań o poprawę jakości powietrza, • Śląsk jako region węglowy dotknięty transformacją w kierunku gospodarki bezemisyjnej netto potrzebuje wdrażania nowych technologii energetycznych jako elementu sprawiedliwej transformacji, • bardzo duży rynek potencjalnych odbiorców produktów gospodarki wodorowej, • obecność JSW produkującego wodór z gazu koksowniczego, • aktywność jednostek samorządu terytorialnego w zakresie wdrażania gospodarki wodorowej.
3.	Boguchwała k. Rzeszowa	województwo podkarpackie	<ul style="list-style-type: none"> • siedziba Oddziału Ceramiki CEREL (Instytut Energetyki) - badania nad ogniwami paliwowymi.
4.	The South Tyrolean hydrogen Valley	południowy Tyrol, (Włochy)	<ul style="list-style-type: none"> • produkcja, dystrybucja i sprzedaż wodoru na potrzeby sektora transport drogowego - autobusy i inne pojazdy użyteczności publicznej.
5.	Heavenn	północna Holandia	<ul style="list-style-type: none"> • produkcja, dystrybucja i wykorzystanie wodoru w przemyśle, do produkcji energii elektrycznej, w sektorze transportu i w ciepłownictwie.

- obecność dużego rynku odbiorców produktów gospodarki wodorowej. W początkowej fazie wdrażania technologii wodorowych może dominować wykorzystanie wodoru w komunikacji publicznej co ogranicza umiejscowienie doliny wodorowej do dużych i średniej wielkości ośrodków miejskich,
- możliwość wykształcenia się możliwie pełnego ciągu elementów gospodarki wodorowej od produkcji do odbiorcy końcowego,
- bliskość dużego zespołu instalacji OZE lub możliwość dostatecznie łatwego dostarczenia wodoru w obręb doliny wodorowej. Zgodnie z modelem dolin wodorowych zaproponowanym przez Komisję Europejską (2020)⁶⁸⁰ produkcja i wykorzystanie wodoru będzie się odbywać w warunkach lokalnych, jednak wykorzystanie morskich i - być może - lądowych farm wiatrowych do zasilania elektrolizy wody wymusi w Polsce konieczność transportu wodoru w obręb dolin wodorowych. Polskie ośrodki wodorowe będą różnorodne, w jednych będzie przeważać element wykorzystania wodoru przez odbiorców

końcowych, a w innych elementach prac badawczo-rozwojowych. W miarę upływu czasu poszczególne elementy gospodarki wodorowej będą się wykształcać w obrębie wszystkich ośrodków,

- możliwość przyspieszenia, przez wprowadzenie technologii wodorowych, procesów restrukturyzacji regionów dotkniętych transformacją w kierunku gospodarki bezemisyjnej netto,
- obecność dużych jednostek wytwórczych energii elektrycznej, ciepła lub paliw transportowych podlegających przekształceniom w ramach dekarbonizacji (energetyka, przemysł i inne),
- występowanie w regionie znacznych emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń takich jak tlenki siarki SO_x, tlenki azotu NO_x, pył zawieszony PM 2,5 i PM 10, benzo(α)piren i tlenek węgla CO.

Podsumowanie

- wsparcie gospodarki wodorowej w Polsce wymaga określenia harmonogramu wdrażania technologii wykorzystujących wodór wraz z celami pośrednimi w horyzoncie czasowym przekraczającym rok 2030. Kres planowania rozwoju technologii wodorowych mógłby przypadać na rok 2050 nawiązując w ten sposób do unijnych planów dekarbonizacji gospodarki Europy i świadcząc o istnieniu stabilnej woli politycznej w zakresie wykorzystania nisko i bezemisyjnego wodoru w szeroko rozumianym sektorze energii,
- niezbędne jest określenie przejrzystych ram prawnych i finansowych funkcjonowania gospodarki wodorowej co pozwoli na pełne zaangażowanie potencjalnych interesariuszy,
- dla skutecznej realizacji programu wodorowego istotne jest zapewnienie finansowania dla zapewnienia odpowiedniej ilości możliwie najtańszej energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, a ponadto stworzenie warunków do konsolidacji i ciągłego wzmacniania krajowego zaplecza naukowo-technicznego technologii wodorowych,
- podczas wdrażania gospodarki wodorem istotne jest stworzenie warunków do przepływu kompetencji i rozszerzania kręgu interesariuszy w zakresie:
 - przepływu kompetencji do kilku spółek Skarbu Państwa do licznych innych partnerów biznesowych, w tym z kręgu MSP,
 - doskonalenia współpracy na styku nauki i biznesu w zakresie rozwiązań technologii wodorowej,
 - skutecznego uczenia się technologii wodorowych przez podmioty w Polsce od partnerów zagranicznych
 - wykorzystania możliwości tkwiących we współpracy jednostek samorządu terytorialnego z przedstawicielami biznesu i nauki,
- organizacji struktur gospodarki wodorowej (w tym edukacja) na poziomie społeczności lokalnych (samorząd, biznes, przedstawiciele społeczności).

Planowany efekt ekologiczny

Zestawienie informacji o efektach ekologicznych

PLANOWANY EFEKT EKOLOGICZNY		Komentarz
a.	Pozyskanie informacji o obecnej wielkości emisji gazów cieplarnianych i in. zanieczyszczeń (CO ₂ , NO _x , SO _x , pył zawieszony PM10, PM2,5) i wykonanie prognozy zmian tych emisji w wyniku zastosowania wodoru w gospodarce narodowej zgodnie z trzema scenariuszami zaprezentowanymi w raporcie	Zrealizowano; efekt ekologiczny opisano w rozdz. Vb raportu.
b.	Opracowanie prognoz zmiany jakości powietrza w następstwie obniżenia emisji zanieczyszczeń (zgodnie z pkt. A). Proponuje się użycie modelu statystycznego opisującego relacje wielkości emisji odpowiadające za zmianę jednostkowego stężenia zanieczyszczenia.	Zrealizowano; efekt ekologiczny opisano w rozdz. Vb raportu.
c.	Pozyskanie danych o strukturze ludności według wieku.	Zrealizowano; dane zamieszczono w tabeli A, zał. 1; dodatkowe objaśnienia w dalszej części zał. 1 do raportu.
d.	Pozyskanie danych o wskaźnikach zdrowotnych (np. umieralność z powodu określonych chorób) w analizowanej populacji.	Zrealizowano; dane zamieszczono w tabelach B i C, zał. 1; dodatkowe objaśnienia w dalszej części zał. 1 do raportu.
e.	Wyznaczenie zmian wskaźnika DALY (ang. <i>disability-adjusted life years</i>), zachodzących dzięki wdrożeniu gospodarki wodorowej.	Zrealizowano; efekt ekologiczny opisano w rozdz. Vc raportu.
f.	Wskazanie zmniejszenia kosztów opieki zdrowotnej oraz opieki społecznej w gospodarce narodowej, wynikających z ograniczenia emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń powietrza.	Zrealizowano, efekt ekologiczny opisano w rozdz. Vc raportu.

Objaśnienia do metodologii obliczania wskaźnika DALY

(ang. *disability-adjusted life years* - utrata lat życia skorygowana niesprawnością)

1. Pierwotne podejście metodologiczne zakładało obliczanie zmian wartości wskaźnika DALY związanych z redukcją emisji zanieczyszczeń powietrza pyłem PM_{2,5} w następstwie wdrożenia gospodarki wodorowej w odniesieniu do populacji całego kraju.

Wskaźnik DALY oblicza się według wzoru:

$$DALY = YLL + YLD$$

gdzie:

YLL - (ang. *years of life lost*), liczba utraconych lat życia z powodu przedwczesnego zgonu

YLD - (ang. *years of life with disability*), liczba lat przeżytych z niesprawnością.

przy czym:

$$YLL = N * L$$

N - liczba zgonów w danej populacji z powodu danej choroby

L - przeciętne dalsze trwanie życia dla wieku, w którym ten zgon nastąpił (w latach).

Obliczanie DALY wiązało się z koniecznością zgromadzenia danych demograficznych o strukturze ludności według wieku, przeciętnym dalszym trwaniu życia, liczbie zgonów z powodu określonych chorób w populacji całego kraju. Do chorób spowodowanych narażeniem na zanieczyszczenia powietrza, a zwłaszcza pył PM_{2,5}, które prowadzą do zgonu należą głównie choroby układu krążenia, układu oddechowego i nowotwory płuc.

Dane te zostały pozyskane z baz Głównego Urzędu Statystycznego (GUS) i zestawione w tabelach A, B i C.

2. Wstępne wyniki szacowania emisji zanieczyszczeń pyłowych i emisji unikniętych w wyniku wdrażania gospodarki wodorowej dla całej Polski wykazały znikomą redukcję tych emisji w skali kraju. W związku z tym, pojawiła się koncepcja przeprowadzenia analiz na poziomie województw. Do tego celu zaproponowano województwo śląskie, pomorskie i Aglomerację Górnośląską (AG), do której zalicza się 14 miast.
3. Analiza dostępności danych demograficznych dotyczących umieralności z powodu ww. chorób z podziałem na grupy wiekowe na poziomie województw i AG wykazała brak możliwości pozyskania tych danych w czasie realizacji przedmiotowego projektu.
4. W związku z tym dokonano weryfikacji podejścia do wyliczania DALY i zastosowano wskaźnik środowiskowego obciążenia chorobami – EBD (ang. *environmental burden of diseases*). Wskaźnik EBD wyznaczony został z wykorzystaniem wartości średnich rocznych ważonych populacyjnie stężeń pyłu PM_{2,5} i wartości wskaźnika całkowitego obciążenie chorobami w kraju BoD (ang. *environmental burden of diseases*). Obydwa wskaźniki, EBD i BoD, wyrażane są w DALY. Wskaźnik BoD pozyskano z baz Światowej Organizacji Zdrowia (WHO), co rozwiązało problem braku dostępności danych o zgonach z powodu określonych chorób z podziałem na grupy wiekowe na poziomie województw i AG.

5. Szczegółowy sposób zastosowania koncepcji EBD do oceny efektywności scenariuszy określonych w Polskiej Strategii Wodorowej w zakresie redukcji emisji zanieczyszczeń, a tym samym zmniejszenia liczby utraconych lat życia w zdrowiu na skutek zanieczyszczenia powietrza pyłem PM_{2,5} został opisany w rozdz. Vc.

Tabele

Tabela A. Struktura ludności Polski według wieku w 2018 r. (Stan w dniu 31 grudnia).

Przedział wiekowy		Ludność
Ogółem		38 411 148
W wieku	0 lat	379 505
	1-4	1 537 229
	5-9	2 005 690
	10-14	1 942 818
	15-19	1 824 993
	20-24	2 113 877
	25-29	2 598 818
	30-34	3 024 061
	35-39	3 210 741
	40-44	2 973 557
	45-49	2 508 037
	50-54	2 279 413
	55-59	2 504 016
	60-64	2 776 033
	65-69	2 412 936
	70-74	1 595 967
	75-79	1 057 712
	80-84	876 469
	85-89	538 467
90-94	203 734	
94-99	41 973	
100 lat i więcej	5 102	

Tabela B. Przeciętne dalsze trwanie życia w Polsce w 2018r.

Płeć	W wieku lat	Lata
mężczyźni	0	73,8
	15	59,3
	30	44,9
	45	31,1
	60	19,1
	65	15,8
kobiety	0	81,7
	15	67,1
	30	52,3
	45	37,8
	60	24,2
	65	20,1

Tabela C. Zgony z powodu chorób układu krążenia, układu oddechowego i nowotworu tchawicy, oskrzela i płuca w Polsce w 2018r.

Przyczyna zgonu	Zgony wg przyczyn
Choroby układu krążenia ogółem	167 942
Choroby układu oddechowego ogółem	27 561
Nowotwór złośliwy tchawicy, oskrzela i płuca	23 722