



Ministerstwo
Klimatu i Środowiska



Sfinansowano ze środków
**NARODOWEGO FUNDUSZU
OCHRONY ŚRODOWISKA
i GOSPODARKI WODNEJ**

Ministerstwo Klimatu i Środowiska

**Wpływ realizacji celów RFNBO dyrektywy
RED III na konkurencyjność,
bezpieczeństwo, rynek pracy i wymianę
handlową**

Wariantowa analiza wpływu realizacji celów nowelizacji dyrektywy RED II (tzw. RED III) w zakresie dekarbonizacji przemysłu zużywającego wodór poprzez zapewnienie minimalnego wymaganego udziału RFNBO w wodorze zużywanym przez ten przemysł na sytuację ekonomiczną podmiotów z tych branż, bezpieczeństwo żywnościowe, rynek pracy oraz wymianę handlową z krajami wspierającymi inwazję na Ukrainę (SOP 42 i 60)

© 2025 KPMG Advisory Sp. z o.o., a Polish limited liability company and a member firm of the KPMG global organization of independent member firms affiliated with KPMG International Limited, a private English company limited by guarantee. All rights reserved.

Document classification: KPMG Confidential

Słownik skrótów

Skrót	Rozwinięcie / Opis
AN	Saletra amonowa (Ammonium Nitrate) - nawóz azotowy
AaaS	Auction-as-a-Service - mechanizm unijnych aukcji wsparcia dla produkcji zielonego wodoru
AS	Siarczan amonu (Ammonium Sulfate) - nawóz azotowy
ASU	Air Separation Unit - jednostka separacji powietrza (produkcja azotu i tlenu)
BAT	Best Available Techniques - najlepsze dostępne techniki
CAPEX	Capital Expenditure - nakłady inwestycyjne
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism - mechanizm granicznej opłaty węglowej UE
CCfD	Carbon Contract for Difference - kontrakt różnicowy na redukcję emisji CO ₂
CfD	Contract for Difference - kontrakt różnicowy (mechanizm wsparcia finansowego)
CAN	Saletra amonowo-wapniowa (Calcium Ammonium Nitrate) - nawóz azotowy
DRI	Direct Reduced Iron - bezpośrednia redukcja rudy żelaza (technologia produkcji stali)
DWT	Deadweight Tonnage - nośność statku
EAF	Electric Arc Furnace - elektryczny piec łukowy (produkcja stali)
EHB	European Hydrogen Bank - Europejski Bank Wodorowy
EUA	European Union Allowance - uprawnienie do emisji CO ₂ w systemie ETS
FID	Final Investment Decision - ostateczna decyzja inwestycyjna
GA	Grupa Azoty - największy polski producent nawozów i amoniaku
GoO	Guarantee of Origin - gwarancja pochodzenia energii z OZE
GVA	Gross Value Added - wartość dodana brutto
H ₂	Wodór - zarówno szary (kopalny), jak i zielony (odnawialny)
H2Global	Niemiecki mechanizm podwójnych aukcji - system wsparcia importu i dystrybucji zielonego wodoru
HRS	Hydrogen Refuelling Station - stacja tankowania wodoru

Skrót	Rozwinięcie / Opis
HWI	Hernieuwbare Waterstofeenheden - jednostki odnawialnego wodoru (Niderlandy)
IPCEI	Important Projects of Common European Interest - ważne projekty wspólnego zainteresowania UE
KOBiZE	Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami - instytucja raportująca emisje w Polsce
KPEiK	Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu - strategiczny dokument krajowy
LCOE	Levelized Cost of Electricity - uśredniony koszt produkcji energii elektrycznej (EUR/MWh)
LCOH	Levelized Cost of Hydrogen - uśredniony koszt produkcji wodoru (EUR/kg)
MRV	Monitoring, Reporting and Verification - systemy monitorowania, raportowania i weryfikacji
NACE	Nomenclature statistique des activités économiques dans la Communauté européenne - klasyfikacja sektorów gospodarki UE
NH ₃	Amoniak - kluczowy produkt przemysłu nawozowego, produkowany z wodoru
NIKI	Nationale Investeringsregeling Klimaatprojecten Industrie - holenderski program wsparcia inwestycji przemysłowych
OPEX	Operational Expenditure - koszty operacyjne
OZE	Odnawialne źródła energii - energia z naturalnych, odnawialnych zasobów
PEP2040	Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. - krajowa strategia energetyczna
PKD	Polska Klasyfikacja Działalności - polska klasyfikacja sektorów gospodarki
PKB	Produkt Krajowy Brutto - miara wielkości gospodarki
PPA	Power Purchase Agreement - umowa zakupu energii, często z OZE
PSW	Polska Strategia Wodorowa - strategia rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce
PV	Photovoltaics - fotowoltaika
RED II	Renewable Energy Directive II - dyrektywa o odnawialnych źródłach energii II
RED III	Renewable Energy Directive III - nowelizacja Dyrektywy o odnawialnych źródłach energii
RFNBO	Renewable Fuels of Non-Biological Origin - odnawialne paliwa pochodzenia niebiologicznego

Skrót Rozwinięcie / Opis

SDE++	Stimulering Duurzame Energieproductie - holenderski system wsparcia OZE
SMR	Steam Methane Reforming - reforming parowy metanu (produkcja wodoru z gazu ziemnego)
SOP	Special Operation - odniesienie do krajów wspierających inwazję na Ukrainę (SOP 42 i 60)
SUT/IO	Supply and Use Table/Input-Output Table - tablice podaży i wykorzystania/Tablice przepływów międzygałęziowych
TTF	Title Transfer Facility - holenderski hub gazowy
UAN	Roztwór mocznika i azotanu amonu (Urea Ammonium Nitrate Solution) - nawóz azotowy
WACC	Weighted Average Cost of Capital - średni ważony koszt kapitału

Spis treści

1	Streszczenie zarządcze	10
2	Wprowadzenie i kontekst	18
2.1	Transformacja energetyczna i RFNBO	18
2.2	Cel analizy i pytania badawcze	19
2.3	Struktura dokumentu	21
3	Przegląd literatury i źródeł danych	22
3.1	Koszty i konkurencyjność zielonego wodoru	22
3.1.1	Koszt produkcji zielonego wodoru	22
3.1.2	Zastosowania przemysłowe: stal i amoniak	24
3.1.3	Wyzwania inwestycyjne i znaczenie polityki	25
3.2	Rynek pracy i gospodarka w gospodarce wodorowej	26
3.3	Handel i bezpieczeństwo dostaw	28
3.4	Literatura dla Polski	29
3.5	Luki badawcze i wkład projektu	31
4	Bilans zużycia wodoru w przemyśle oraz nawozów	33
4.1	Specyfika polskiej gospodarki wodorowej	33
4.2	Prognozy zużycia wodoru w przemyśle w Polsce do 2030 i 2035	36
4.3	Bilans nawozów	37
5	Ramy regulacyjne	40
5.1	Ogólne unijne ramy prawne dla dekarbonizacji wodoru w przemyśle	40
5.2	Kryteria kwalifikacji wodoru jako RFNBO: Analiza aktów delegowanych	41
5.2.1	Wymóg redukcji emisji gazów cieplarnianych	42
5.2.2	Zasady dotyczące energii elektrycznej	42
5.2.3	Mechanizm obliczania udziału RFNBO	43
5.2.4	Analiza możliwości redukcji celu o 20%	43
5.2.5	Potencjalne zmiany na poziomie unijnym	44
5.3	Sektorowe wyłączenia w zakresie stosowania celu przemysłowego RFNBO	45
5.3.1	Wyłączenia dla rafinerii	46
5.3.2	Wyłączenie wodoru będącego produktem ubocznym	48
5.3.3	Potencjalne wyłączenie zintegrowanych instalacji amoniaku	50
5.3.4	Potencjalne wyłączenie instalacji CCS + SMR	51
5.3.5	Podsumowanie możliwych obniżek celu RFNBO	51
5.4	Kwalifikacja importu wodoru i amoniaku do realizacji celu RFNBO	56
5.5	Status implementacji i krajowy kontekst regulacyjny	57
5.5.1	Podsumowanie obowiązków i identyfikacja wyzwań regulacyjnych	59
5.6	Implementacja dyrektywy w UE - studia przypadków	60
5.6.1	Niderlandy	60
5.6.2	Republika Czeska	62
6	Analiza techniczna i warianty pozyskania	64
6.1	Metodyka	64
6.2	Koszty produkcji wodoru i amoniaku RFNBO	65

6.3	Rola kosztów energii elektrycznej	69
6.4	Konkurencyjność polskiej produkcji	72
6.5	Wyłączenia <i>de minimis</i>	74
6.6	Sektorowy podział celu	76
7	Warianty realizacji celu RFNBO	83
7.1	Wprowadzenie	83
7.2	Scenariusze realizacji celu i ich wymagania	85
7.2.1	Scenariusz 1 - pełna realizacja celu produkcją krajową	85
7.2.2	Scenariusz 2 - realizacja krajowa z częściowym importem	88
7.2.3	Scenariusz 3 - import-first z ograniczoną produkcją krajową	91
7.2.4	Scenariusz 4 - wyłączenie (Motyw 63) dla ~50% zużycia, bez importu	94
7.2.5	Scenariusz 5 - wyłączenie (Motyw 63) dla ~50% zużycia + 50/50 import/produkcja krajowa	96
7.2.6	Scenariusz 6 - wyłączenie (Motyw 63) dla ~90% zużycia, bez importu	98
7.2.7	Podsumowanie scenariuszy	102
8	Ocena Wykonalności	104
8.1	Dostosowanie instalacji odbiorczych	104
8.2	Elektrolizery	107
8.2.1	Czas realizacji i technologie elektrolizerów	108
8.2.2	Bariery i ograniczenia rozwoju	109
8.2.3	Perspektywy realizacji celów do 2030/2035	111
8.3	Infrastruktura OZE	115
8.4	Import i transport	119
8.4.1	Ograniczenia infrastruktury kolejowej	119
8.4.2	Ograniczenia infrastruktury portowej	121
8.4.3	Ograniczenia techniczne zastąpienia importem amoniaku	126
8.5	Wykonalność wariantów realizacji celu	127
9	Wpływ gospodarczy	132
9.1	PKB i rynek pracy	133
9.1.1	Modelowanie Ekonomiczne	133
9.2	Bezpieczeństwo żywnościowe	158
9.2.1	Wpływ na ceny nawozów i żywności	159
9.2.2	Wpływ na łańcuch wartości produkcji nawozów	161
9.3	Handel i geopolityka	163
9.4	Wymiana handlowa	164
9.4.1	Obecny profil wymiany handlowej	164
9.4.2	Potencjalne kierunki przyszłych dostaw RFNBO	168
10	Instrumenty wsparcia	172
10.1	Wsparcie CAPEX	173
10.2	Wsparcie OPEX	174
10.3	Infrastruktura importowa i przesyłowa	175
10.4	Pozostałe	175
10.5	Szczegółowy opis instrumentów w innych państwach UE	176
10.5.1	Niderlandy	178

10.5.2	Niemcy	180
10.5.3	Hiszpania, Austria i Litwa: wspólne wykorzystanie mechanizmu Auction-as-a-Service	182
11	Rekomendacje	183
11.1	Kierunek strategiczny: wdrażanie RED III w logice minimalnej zgodności i redukcji kosztów	183
11.2	Poziom ambicji i krajowa trajektoria wdrożenia	184
11.3	Wykorzystanie elastyczności regulacyjnej i redefinicja celu przemysłowego	186
11.4	Zasady implementacji krajowej: poziom grup kapitałowych, koncentracja wsparcia i koordynacja sektorowa	187
11.5	Model realizacji celu: równowaga między produkcją krajową a importem RFNBO	189
11.6	System wsparcia i finansowania: selektywne, warunkowe i konkurencyjne mechanizmy interwencji	191
11.7	Kierunki negocjacji z Komisją Europejską i reforma ram regulacyjnych UE	192
11.8	Wnioski strategiczne i priorytety wdrożeniowe	194
	Zastrzeżenia	196

Spis tabel

Tabela 1 Zakłady przemysłowe produkujące wodór w Polsce powyżej 100 t/rok (2024)	33
Tabela 2 Prognoza popytu 2030 i 2035.....	37
Tabela 3 Zestawienie kluczowych wymogów regulacyjnych RED III dla RFNBO w przemyśle	41
Tabela 4 Ocena kwalifikowalności Polski do redukcji celu RFNBO o 20%	44
Tabela 5 Rozliczanie wodoru RFNBO w rafineriach zgodnie z RED III	47
Tabela 6 Motyw 63 - ocena zakładowa (zintegrowane instalacje amoniaku)	50
Tabela 7 Mechanizmy regulacyjne obniżające wymagania celu 42% RFNBO w przemyśle	52
Tabela 8 Stan gospodarki wodorowej w Polsce	59
Tabela 9 Parametry przyjęte do obliczania kosztów energii elektrycznej.....	71
Tabela 10 Cena amoniaku w portach ARA na podstawie S&P - Wrzesień 2025	73
Tabela 11 Kalkulacja prognozy de minimis w Polsce (w ramach bazy przemysłowego celu RFNBO 389kt H ₂ /rok).....	75
Tabela 12 Podział celu wraz z wariantami.....	77
Tabela 13 Udział kosztu H ₂ /NH ₃ w kosztach całkowitych (%)	79
Tabela 14 Modele etapowego wprowadzania celu RFNBO w przemyśle i transporcie	80
Tabela 15 Założenia bazowe sześciu wariantów scenariuszowych	83
Tabela 16 Porównanie wyników scenariuszy	102
Tabela 17 Specyfika technologiczna zintegrowanych łańcuchów amoniaku.....	105
Tabela 18 Klasy modernizacji a przestój i skala przepustowości odbioru H ₂ /H ₂ eq	106
Tabela 19 Referencyjny czas realizacji projektów wodorowych różnej skali	108
Tabela 20 Szacunki potencjału rozwoju OZE w głównych klastrach do 2030	116
Tabela 21 Wymagany zakres dostosowania głównych instalacji zużywających wodór w Polsce do odbioru RFNBO	120
Tabela 22 Możliwości infrastruktury portowej do przewozu amoniaku.....	122
Tabela 23 Przykłady europejskich inwestycji w terminale amoniaku	125
Tabela 24 Porównanie kluczowych potencjalnych ograniczeń realizacji celu	128
Tabela 25 Porównanie wykonalności poszczególnych scenariuszy.....	129
Tabela 26 Scenariusz zerowy - deindustrializacja jako ścieżka realizacji celów RFNBO ...	132
Tabela 27 Statystyki opisowe kluczowych parametrów modelu wg grup sektorów	135
Tabela 28 Mnożniki zatrudnienia w łańcuchu wartości zielonego wodoru.....	136
Tabela 29 Klasyfikacja powiązań kluczowych sektorów przemysłowych	138
Tabela 30 Porównanie kosztów importu wodoru według regionu źródłowego w latach 2030-2035 (z uwzględnieniem kosztów dostaw do Polski) - Rok 2030.....	169
Tabela 31 Porównanie kosztów importu wodoru według regionu źródłowego w latach 2030-2035 (z uwzględnieniem kosztów dostaw do Polski) - Rok 2035.....	170
Tabela 32 Podsumowanie instrumentów wsparcia wraz z opisem i krajem, w którym go zaimplementowano	177
Tabela 33 Podsumowanie scenariuszy i ich parametrów	185

Spis wykresów

Wykres 1 Mocy produkcyjne do produkcji wodoru według sektora (kt H ₂)	35
Wykres 2 Zużycie nawozów mineralnych i wapniowych (w przeliczeniu na czysty składnik)	38
Wykres 3 Import i eksport nawozów azotowych w Polsce (2015 - 2025, tys. ton)	39
Wykres 4 Wyłączenia z RFNBO w ramach ścieżki rafinerijnej na podstawie zużycia z 2024 roku (kt)	48
Wykres 5 Wyłączenia z RFNBO wodoru ubocznego na podstawie zużycia z 2024 roku (kt)	49
Wykres 6 Cel RFNBO do spełnienia na podstawie włączeń i zużycia w 2024 roku (kt, mianownik - baza podstawowa)	55
Wykres 7 Cel RFNBO do spełnienia według podmiotu i zużycia w 2024 roku (kt, mianownik - baza podstawowa)	56
Wykres 8 LCOH dla wodoru RFNBO w Polsce (EUR/kg)	65
Wykres 9 LCOH dla wodoru niebieskiego (CCS) w Polsce (EUR/kg)	66
Wykres 10 Porównanie ceny amoniaku w wariacie krajowym i importowym w 2030 (lewy) i 2035 (prawy) roku.	67
Wykres 11 Porównanie kosztu unikniętych emisji pomiędzy RFNBO o programami wsparcia z Funduszu Modernizacyjnego (EUR/tCO ₂)	68
Wykres 12 Całkowite i dodatkowe koszty zielonego wodoru (EUR/kg)	69
Wykres 13 Koszt energii elektrycznej (energia + profilowanie + opłaty sieciowe), a LCOH RFNBO	70
Wykres 14 Szacowane koszty profilowania i opłaty sieciowe w Polsce w 2030 roku	71
Wykres 15 Koncentracja zużycia wodoru w polskim przemyśle (w ramach bazy przemysłowego celu RFNBO 389kt H ₂ /rok)	74
Wykres 16 Zużycie wodoru w 2030 (kt)	85
Wykres 17 Moce elektrolizerów i zużycie energii	86
Wykres 18 Koszt realizacji scenariusza	87
Wykres 19 Rozłożenie kosztów scenariusza	87
Wykres 20 Zużycie wodoru 2030 (kt)	89
Wykres 21 Moce elektrolizerów i zużycie energii	89
Wykres 22 Całkowite i dodatkowe koszty działalności (mln EUR)	90
Wykres 23 Rozłożenie kosztów scenariusza	91
Wykres 24 Zużycie wodoru 2030 (kt)	92
Wykres 25 Moce elektrolizerów i zużycie energii	92
Wykres 26 Rozkład kosztów realizacji RFNBO (mln EUR)	93
Wykres 27 Całkowite i dodatkowe koszty działalności (mln EUR)	93
Wykres 28 Niezbędna moc elektrolizerów i zużycie energii elektrycznej w scenariuszu	94
Wykres 29 Zużycie wodoru	95
Wykres 30 Rozkład kosztów realizacji RFNBO (mln EUR)	95
Wykres 31 Całkowite i dodatkowe koszty działalności (mln EUR)	96
Wykres 32 Zużycie wodoru 2030 (kt)	97
Wykres 33 Niezbędna moc elektrolizerów i zużycie energii elektrycznej w scenariuszu	97
Wykres 34 Rozkład kosztów realizacji RFNBO (mln EUR)	98
Wykres 35 Zużycie wodoru 2030 (kt)	99
Wykres 36 Niezbędna moc elektrolizerów i zużycie energii elektrycznej w scenariuszu	99
Wykres 37 Rozkład kosztów realizacji RFNBO (mln EUR)	100
Wykres 38 Całkowite i dodatkowe koszty działalności (mln EUR)	100
Wykres 39 Cena amoniaku w zależności od scenariusza (EUR/t)	103
Wykres 40 Komponenty czasu w budowie elektrolizerów	109
Wykres 41 Oś czasu budowy i planowanego oddania elektrolizerów	111
Wykres 42 Porównanie mocy elektrolizerów potrzebnej do realizacji celów RED III w wariantach z potencjalnie możliwą do zainstalowania mocą przy obecnym tempie rozwoju	113
Wykres 43 Energia OZE kwalifikowalna RFNBO (TWh/rok), potencjał 2030	117

Wykres 44 Energia OZE kwalifikowalna RFNBO (TWh/rok), potencjał 2035	118
Wykres 45 Wpływ na PKB w całej gospodarce; efekty bezpośrednie vs pośrednie w mld PLN (Scenariusz 3)	140
Wykres 46 Wpływ na PKB według sektorów w mld PLN (Scenariusz 3)	141
Wykres 47 Struktura wpływu na PKB według sektorów (bezpośredni vs pośredni) (Scenariusz 3)	142
Wykres 48 Wpływ na zatrudnienie w całej gospodarce - efekty bezpośrednie i pośrednie w tys. miejsc pracy (Scenariusz 3)	143
Wykres 49 Wpływ na zatrudnienie według sektorów (Scenariusz 3)	145
Wykres 50 Struktura wpływu na zatrudnienie według sektorów (bezpośredni vs pośredni) (Scenariusz 3)	146
Wykres 51 Wpływ na PKB w całej gospodarce; efekty bezpośrednie vs pośrednie w mld PLN (Scenariusz 5)	147
Wykres 52 Wpływ na PKB według sektorów w mld PLN (Scenariusz 5)	148
Wykres 53 Struktura wpływu na PKB według sektorów (bezpośredni vs pośredni) (Scenariusz 5)	149
Wykres 54 Wpływ na zatrudnienie w całej gospodarce - efekty bezpośrednie i pośrednie w tys. miejsc pracy (Scenariusz 5)	150
Wykres 55 Wpływ na zatrudnienie według sektorów (Scenariusz 5)	151
Wykres 56 Struktura wpływu na zatrudnienie według sektorów (bezpośredni vs pośredni) (Scenariusz 5)	152
Wykres 57 Wpływ na PKB w całej gospodarce; efekty bezpośrednie vs pośrednie w mld PLN (Scenariusz 6)	153
Wykres 58 Wpływ na PKB według sektorów w mld PLN (Scenariusz 6)	154
Wykres 59 Struktura wpływu na PKB według sektorów (bezpośredni vs pośredni) (Scenariusz 6)	155
Wykres 60 Wpływ na zatrudnienie w całej gospodarce - efekty bezpośrednie i pośrednie w tys. miejsc pracy (Scenariusz 6)	156
Wykres 61 Wpływ na zatrudnienie według sektorów (Scenariusz 6)	157
Wykres 62 Struktura wpływu na zatrudnienie według sektorów (bezpośredni vs pośredni) (Scenariusz 6)	158
Wykres 63 Prognozy zmiany cen nawozów przy realizacji celu RFNBO (% wzrost vs obecny koszt)	160
Wykres 64 Import oraz eksport nawozów do/z Polski spoza UE, w latach 2002-2025 (tysiące ton)	165
Wykres 65 Import nawozów do Polski spoza Unii Europejskiej (tysiące ton)	166

Spis rysunków

Rysunek 1 Schemat koncepcyjny mechanizmu szacowania efektów makroekonomicznych w modelu Input-Output	134
Rysunek 2 Piramida wsparcia rozwoju wodoru RFNBO	172

1

Streszczenie zarządcze

Znaczenie transformacji energetycznej i rola RFNBO w polskim przemyśle

Transformacja wodorowa przemysłu stanowi kluczowe wyzwanie dla polskiej gospodarki w kontekście realizacji unijnej polityki klimatycznej. Dyrektywa RED III nakłada obowiązek osiągnięcia co najmniej 42% udziału odnawialnych paliw pochodzenia niebiologicznego (RFNBO) w całkowitym zużyciu wodoru w przemyśle do 2030 roku oraz 60% do 2035 roku. Dla Polski - jednego z największych producentów wodoru w Europie - oznacza to konieczność fundamentalnej restrukturyzacji przemysłu przy zachowaniu konkurencyjności i bezpieczeństwa energetycznego.

Znaczna część wodoru produkowanego obecnie w Polsce powstaje w zintegrowanych instalacjach amoniaku oraz rafineriach, przy czym część tej produkcji nie podlega obowiązkowi RFNBO. Główny ciężar transformacji spoczywa na sektorze nawozowym - branży strategicznej dla bezpieczeństwa żywnościowego, charakteryzującej się wysoką wrażliwością kosztową. Analiza techniczna jednoznacznie wskazuje, że pełna realizacja celu wyłącznie z produkcji krajowej jest niemożliwa do 2030 roku. Modernizacja instalacji amoniaku wymagałaby wieloletnich przestojów i nakładów rzędu miliardów złotych, realistyczne tempo budowy elektrolizerów pozwala osiągnąć zaledwie 0,5-1 GW do 2030 roku - istotnie poniżej poziomu wymaganego, a liczba nowych instalacji OZE spełniających wymogi dodatkowości i korelacji czasowej jest niewystarczająca.

Koszt produkcji wodoru RFNBO w Polsce (11-12 EUR/kg) pozostaje kilkakrotnie wyższy niż w regionach o taniej energii odnawialnej. Scenariusze oparte na imporcie zielonego amoniaku oraz częściowych wyłączeniach (Motyw 63) ograniczają całkowite koszty realizacji celu o 70-80% względem pełnej produkcji krajowej, jednocześnie zmniejszając presję na sektor nawozowy. Warunkiem jest rozbudowa terminali importowych w Policach i Gdańsku, przy akceptacji większego uzależnienia od importu. Warianty mieszane - łączące ograniczoną produkcję krajową z umiarkowanym importem - minimalizują ryzyka gospodarcze i generują 1,8-2,3 tys. nowych miejsc pracy, podczas gdy pełna produkcja krajowa prowadziłaby do wysokich kosztów publicznych i osłabienia konkurencyjności przemysłu chemicznego.

Wzrost kosztów wodoru bezpośrednio przekłada się na ceny nawozów (szacowany wzrost o 60-70%), co bez działań osłonowych skutkowałoby ograniczeniem nawożenia i presją inflacyjną na żywność. Stabilność krajowych zdolności produkcyjnych amoniaku, zwłaszcza w zakresie CO₂ dla mocznika, pozostaje krytyczna dla całego łańcucha żywnościowego. Najbardziej racjonalna polityka publiczna zakłada wdrażanie RED III w wariantcie minimalnej zgodności regulacyjnej: wykorzystanie wyłączeń prawnych (Motyw 63) dla zintegrowanych instalacji, rozwój infrastruktury importowej, ukierunkowane wsparcie dla wybranych instalacji oraz przyspieszenie przyłączeń OZE. Takie podejście minimalizuje koszty, chroni konkurencyjność i bezpieczeństwo żywnościowe przy zachowaniu zgodności z prawem UE.

Zakres raportu: Ocena kosztów, możliwości technologicznych i konsekwencji gospodarczych

Raport koncentruje się na kompleksowej analizie skutków wdrożenia dyrektywy RED III w polskim przemyśle, obejmując cztery główne obszary badawcze. Po pierwsze, oceniane są możliwe ścieżki osiągnięcia wymaganych udziałów RFNBO - zarówno poprzez rozwój krajowej produkcji, jak i potencjalny import z rynków zewnętrznych. Po drugie, szczegółowo analizowane są konsekwencje transformacji dla kosztów produkcji, kondycji finansowej przedsiębiorstw oraz konkurencyjności strategicznych gałęzi przemysłu. Istotnym elementem jest także ocena wpływu transformacji na kluczowe wskaźniki makroekonomiczne, takie jak PKB, rynek pracy, bezpieczeństwo żywnościowe oraz bilans handlowy. W raporcie uwzględniono ponadto identyfikację ryzyk technologicznych, finansowych i geopolitycznych,

które mogą towarzyszyć procesowi wdrażania RFNBO, oraz określono rekomendacje mające na celu minimalizację zagrożeń i maksymalizację korzyści rozwojowych.

Metodyka i struktura raportu

W celu zapewnienia rzetelności i wszechstronności analiz, w raporcie zastosowano zróżnicowane podejście badawcze, obejmujące następujące metody:

- Analiza regulacyjna - szczegółowa interpretacja zapisów dyrektywy RED III oraz powiązanych aktów prawnych, identyfikacja wymogów i możliwości derogacyjnych.
- Bilans zużycia wodoru - opracowanie scenariuszy popytu i podaży wodoru oraz jego pochodnych w horyzoncie do 2035 roku.
- Modelowanie ekonomiczne - symulacja kosztów produkcji RFNBO, ocena wpływu na kondycję finansową przedsiębiorstw, PKB, rynek pracy i bilans handlowy.
- Analizy handlowe i rynku pracy - prognoza zmian w strukturze zatrudnienia, identyfikacja nowych kompetencji oraz ocena wpływu transformacji na bezpieczeństwo żywnościowe i saldo wymiany międzynarodowej.

Struktura raportu została podporządkowana etapom badania, umożliwiając przejrzystą prezentację wyników:

- Wprowadzenie oraz kontekst regulacyjny - omówienie dyrektywy RED III, kluczowych aktów prawnych oraz specyfiki polskiej gospodarki w zakresie energetyki i przemysłu.
- Bilans zużycia wodoru - analiza obecnego i prognozowanego zapotrzebowania na wodór, ocena potencjału krajowej produkcji oraz możliwości importu odnawialnych paliw pochodzenia niebiologicznego (RFNBO).
- Ocena kosztów transformacji i wpływu na przemysł - szczegółowa analiza kosztów wdrożenia RFNBO, wpływu na konkurencyjność strategicznych gałęzi przemysłu oraz kondycję finansową przedsiębiorstw.
- Konsekwencje gospodarcze - ocena wpływu transformacji energetycznej na rynek pracy, bezpieczeństwo żywnościowe oraz bilans handlowy Polski.
- Identyfikacja ryzyk i szans rozwojowych - przegląd głównych zagrożeń technologicznych, finansowych, geopolitycznych oraz wskazanie potencjalnych korzyści wynikających z wdrażania RFNBO.
- Rekomendacje inwestycyjne i scenariuszowe - propozycje działań wspierających bezpieczną i efektywną transformację energetyczną polskiego przemysłu, w tym mechanizmy wsparcia, ramy regulacyjne oraz programy wsparcia.

W ten sposób raport stanowi kompleksowe narzędzie analityczne, wspierające decydentów i przedstawicieli przemysłu w podejmowaniu strategicznych decyzji dotyczących wdrażania odnawialnych paliw pochodzenia niebiologicznego w Polsce.

Najważniejsze wyniki i wnioski

Polska stoi obecnie na progu fundamentalnej zmiany w podejściu do wykorzystywania wodoru jako nośnika energii i surowca przemysłowego. Jako jeden z największych producentów wodoru w Europie (ze zdolnościami produkcyjnymi sięgającą ok. 1,2 mln ton rocznie), kraj opiera się niemal wyłącznie na wodorze szarym, wytwarzanym metodą konwencjonalną z paliw kopalnych, który trafia przede wszystkim do sektora nawozowego i rafineryjnego. Implementacja wyśrubowanych norm RED III wymusza zastąpienie setek kiloton wodoru szarego jego odnawialnym odpowiednikiem, co prowadzi do konieczności przeprowadzenia wielomiliardowych inwestycji zarówno w nowe moce odnawialnych źródeł energii, jak i infrastrukturę przesyłową oraz systemy magazynowania.

Wśród najważniejszych trendów należy podkreślić dynamicznie rosnące zapotrzebowanie na wodór odnawialny w wyniku wdrażania RFNBO. Realizacja unijnych zobowiązań oznacza konieczność budowy elektrolizerów o mocy kilku gigawatów, którym towarzyszyć muszą dedykowane farmy wiatrowe i fotowoltaiczne, by zapewnić wymaganą ilość czystej energii do produkcji wodoru. Obecnie technologia produkcji RFNBO pozostaje wyraźnie droższa od

metod tradycyjnych, lecz przewiduje się, że rozwój technologii, efekty skali oraz różnorodne systemy wsparcia publicznego stopniowo zredukują te koszty.

Transformacja wodorowa będzie oddziaływać na gospodarkę w sposób wielowymiarowy. Spodziewane są wyraźne efekty mnożnikowe - wzrost inwestycji oraz pojawienie się nowych miejsc pracy w sektorach odnawialnych źródeł energii, inżynierii wodorowej, logistyki i usług. Jednocześnie istnieje ryzyko utraty stanowisk w branżach, które do tej pory były oparte na paliwach kopalnych, co stawia przed państwem wyzwanie masowego przekwalifikowania pracowników oraz wsparcia dla regionów szczególnie narażonych na negatywne skutki restrukturyzacji. Pozytywny wpływ transformacji na PKB upatrywany jest nie tylko w bezpośrednich inwestycjach i napływie nowego kapitału, ale także w rozwoju nowych technologii, wzroście eksportu oraz dywersyfikacji kierunków dostaw energii, z czym wiąże się wzmacnianie krajowego bezpieczeństwa energetycznego.

Równocześnie analiza ujawnia szereg poważnych ryzyk. Najważniejsze z nich to bardzo wysokie nakłady inwestycyjne, niezbędne do rozwoju odnawialnych źródeł energii, budowy infrastruktury przesyłowej i magazynowej oraz wdrożenia nowoczesnych rozwiązań informatycznych - w tym systemów certyfikacji RFNBO. Ograniczenia technologiczne i infrastrukturalne mogą opóźnić proces wdrażania nowych rozwiązań, natomiast niestabilność cen energii i surowców wykorzystywanych w produkcji elektrolizerów (jak platyna, nikiel czy pallad) podkreśla uzależnienie Polski od sytuacji na światowych rynkach materiałowych. Szczególną uwagę zwrócono również na czynniki geopolityczne - wojna w Ukrainie czy sankcje na Rosję i Białoruś wpływają na dostępność kluczowych surowców i wymuszają intensyfikację działań na rzecz dywersyfikacji łańcuchów dostaw.

Na tym tle pojawiają się także istotne szanse. Rozwój innowacyjnych technologii, budowa nowoczesnej infrastruktury, a przede wszystkim możliwość wykreowania silnej pozycji Polski jako lidera technologii wodorowych w Europie Środkowo-Wschodniej to potencjalne przewagi konkurencyjne. Wzrost eksportu produktów „zielonej chemii” i komponentów do produkcji wodoru, a także budowa krajowych centrów kompetencji i rozwój współpracy z uczelniami, instytucjami badawczymi oraz firmami technologicznymi mogą znacząco podnieść poziom innowacyjności i konkurencyjności polskiej gospodarki.

Odpowiedzią na wyzwania są projektowane mechanizmy wsparcia oraz ramy regulacyjne. Zakładają one nie tylko wprowadzenie systemu dopłat do produkcji zielonego wodoru oraz transparentnego systemu certyfikacji RFNBO, ale także wykorzystanie dostępnych derogacji w prawodawstwie unijnym i stworzenie przewidywalnych ram prawnych dla inwestorów i przedsiębiorstw. Kluczowe znaczenie mają inwestycje - zarówno w nowe moce OZE, jak i budowę gazociągów wodorowych, infrastruktury magazynowej, a także rozwój połączeń transgranicznych, które umożliwią integrację z europejskim rynkiem wodoru.

Transformacja rynku pracy i systemu edukacji jest nieodzowna, aby skutecznie przeprowadzić proces zmian. Obejmuje ona programy reskillingu i upskillingu, rozwój nowoczesnych centrów kompetencji wodorowych oraz wsparcie dla regionów przechodzących największą restrukturyzację gospodarczą. Kluczowa jest tu współpraca z uczelniami technicznymi, instytucjami naukowymi i przedsiębiorstwami technologicznymi, które mogą dostarczyć niezbędnych kompetencji i innowacji.

Kontekst geopolityczny, ze szczególnym uwzględnieniem wojny w Ukrainie oraz międzynarodowych sankcji, kształtuje tempo i zakres możliwości transformacji energetycznej w Polsce. Tradycyjna zależność od importu surowców energetycznych oraz nawozowych z kierunków wschodnich wymusza na państwie intensyfikację działań związanych z budową samowystarczalnego potencjału wytwórczego zielonego wodoru oraz rozwijaniem partnerstw strategicznych z krajami Unii Europejskiej - zwłaszcza nordyckimi, uznawanymi za liderów produkcji zielonej energii.

Rekomendacje w skrócie

Zarządzanie procesem transformacji wodorowej wymaga strategicznego i kompleksowego podejścia, w którym działania regulacyjne, inwestycyjne, edukacyjne oraz infrastrukturalne muszą wzajemnie się uzupełniać. Kluczową rekomendacją jest wprowadzenie stabilnych i jasnych ram prawnych, obejmujących zarówno system dopłat, jak i transparentny proces certyfikacji RFNBO. Powinny one tworzyć otoczenie sprzyjające długoterminowym inwestycjom i dawać pewność podmiotom gospodarczym, że realizacja projektów wodorowych będzie opłacalna i bezpieczna.

Szczególną wagę należy przywiązać do intensyfikacji inwestycji w nowe moce odnawialnych źródeł energii, rozbudowy infrastruktury przesyłowej i magazynowej oraz wzmocnienia międzynarodowych połączeń infrastrukturalnych. Wskazane jest wspieranie przedsięwzięć badawczo-rozwojowych i wdrażanie innowacyjnych rozwiązań technologicznych we współpracy z ośrodkami naukowymi i przemysłowymi.

Nie można pominąć konieczności przeprowadzenia szeroko zakrojonych programów przekwalifikowania i podnoszenia kwalifikacji, które będą wsparciem dla pracowników branż dotkniętych restrukturyzacją oraz szansą dla nowych kadr w sektorach przyszłościowych. Państwo powinno wspierać regiony wrażliwe, inwestować w rozwój nowoczesnych centrów kompetencji wodorowych i promować współpracę w ramach ekosystemów innowacji.

Jednym z fundamentów bezpieczeństwa energetycznego Polski musi pozostać dywersyfikacja źródeł dostaw surowców oraz rozwój własnego potencjału produkcyjnego zielonego wodoru. Obejmuje to zarówno rozbudowę krajowych zdolności wytwórczych, jak i poszukiwanie partnerów międzynarodowych, którzy mogą zapewnić transfer technologii i wspierać polskie projekty eksportowe na europejskim rynku wodoru.

Warto podkreślić, że szacowany koszt uniknięcia emisji (Marginal Abatement Cost) w wyniku implementacji celów RFNBO kształtuje się w przedziale 939-1038 EUR/tCO₂ w zależności od scenariusza. Jest to wartość ponad dziesięciokrotnie wyższa niż historyczne i obecne ceny uprawnień do emisji w systemie EU ETS (ok. 60-80 EUR/tCO₂). Stanowi to dowód, że zastępowanie szarego wodoru wodorem odnawialnym jest obecnie jedną z bardziej kosztownych ścieżek dekarbonizacji, bez uzasadnienia ekonomicznego w sytuacji braku dedykowanych mechanizmów wsparcia.

Executive Summary

The importance of the energy transition and the role of RFNBO in Polish industry. The energy transition is currently one of the most significant processes shaping the development directions of the Polish economy, with particular emphasis on energy-intensive sectors and heavy industry. The implementation of renewable fuels of non-biological origin (RFNBO) is gaining crucial importance in the context of fulfilling EU climate policy and ensuring the long-term competitiveness of industry. An especially significant role in this process is played by the RED III directive, which requires member states to reach at least a 42% share of RFNBO in total hydrogen consumption in industrial sectors by 2030, and 60% by 2035. Such ambitious targets demand not only a radical change in the energy mix but also a profound restructuring of production processes, the development of modern infrastructure, and the implementation of innovative business models. Poland, as one of the largest hydrogen producers in Europe, faces the challenge of rapid industrial decarbonisation, while maintaining economic stability and energy security.

Meeting RED III targets for RFNBO in Polish industry requires a fundamental change in hydrogen and ammonia supply structure. The directive imposes an obligation to reach a 42% RFNBO share by 2030 and 60% by 2035, which for Poland - one of the largest grey hydrogen producers in the EU - means the need to find new sources of low-emission H₂. As a significant portion of domestic hydrogen is produced in integrated ammonia installations and refineries, some of which are not counted towards the target, the effective obligation falls mainly on the fertiliser sector. This, in turn, increases the sector's cost sensitivity and its strategic importance for food security.

Technical assessment indicates that full compliance with the target solely through domestic production is unattainable by 2030 due to infrastructure and energy constraints. Modernising ammonia installations would require a deep overhaul of process chains, which involves multi-year shutdowns and investments amounting to billions of zlotys. The pace of electrolyser development in Poland allows for about 1-1.5 GW in 2030, well below the levels needed for full RFNBO production. Similar constraints apply to renewables - the number of new installations able to meet requirements for additionality and temporal correlation is lower than the domestic demand potential resulting from RED III.

Cost analysis clearly shows that the most efficient way to meet RED III targets is through scenarios based on importing green ammonia and partial exemptions under Motyw 63. The cost of producing RFNBO hydrogen in Poland (EUR 11-12/kg) remains several times higher than in regions with cheap renewable energy. This translates into a high cost for domestic ammonia, which is uncompetitive compared to imports. Import-based scenarios reduce the overall cost of achieving the target by up to 70-80% compared with full domestic production, while also lessening the operational burden on the fertiliser sector. This, however, requires rapid expansion of import terminals - initially in Police, and in the medium term in Gdańsk.

The macroeconomic effects of the transition depend on the scale of domestic production and imports, with mixed scenarios minimising risks for the labour market and GDP. Scenarios based on moderate imports and a reduced RFNBO target generate a small but positive impact on GDP and 1,800-2,300 new jobs in the energy, construction, and technical services sectors. In contrast, full domestic production would entail high public costs and potentially negative effects on the competitiveness of the chemical industry. The most balanced outcomes are achieved with scenarios combining limited domestic production efforts and moderate imports. The hydrogen transition has direct consequences for food security, and mitigating these requires precisely designed policy. Rising hydrogen costs increase ammonia and fertiliser production costs, posing significant inflation risks in agriculture. Estimates indicate that fertiliser prices may rise by 50-60%, which, without protective measures, would lead to lower fertiliser application rates and higher food prices. The stability of domestic ammonia production

capacity - particularly in ensuring CO₂ for urea - is key to avoiding disruptions throughout the food supply chain.

From a public policy perspective, the most rational strategy is implementing RED III with minimal regulatory compliance, using legal exemptions and moderate RFNBO imports. Priorities include: applying Motyw 63 for integrated ammonia installations, developing import infrastructure, targeted CAPEX and OPEX support for a limited number of installations, and accelerating renewables grid connections and expansion. This approach minimises costs, safeguards industrial competitiveness, and reduces risks to food security, while remaining compliant with EU requirements.

Scope of the report: Assessment of costs, technological possibilities, and economic consequences

The report focuses on a comprehensive analysis of the impact of implementing the RED III directive in Polish industry, covering four main research areas. Firstly, the possible pathways to achieving the required RFNBO shares are assessed - both through domestic production and potential imports from external markets. Secondly, the consequences of the transition for production costs, financial standing of enterprises, and competitiveness of strategic industrial branches are analysed in detail. An important element is also the assessment of the impact of the transition on key macroeconomic indicators, such as GDP, labour market, food security, and trade balance. The report also identifies technological, financial, and geopolitical risks that may accompany the RFNBO implementation process, and provides recommendations aimed at minimising threats and maximising developmental benefits.

Methodology and report structure

To ensure the reliability and comprehensiveness of the analyses, the report adopts a diverse research approach, including the following methods:

- Regulatory analysis - detailed interpretation of the RED III directive and related legal acts, identifying requirements and derogation possibilities.
- Hydrogen consumption balance - development of demand and supply scenarios for hydrogen and its derivatives up to 2035.
- Economic modelling - simulation of RFNBO production costs, assessment of impacts on enterprise financial health, GDP, labour market, and trade balance.
- Labour market and trade analyses - forecasts of changes in employment structure, identification of new skills, and assessment of the transition's impact on food security and international trade balance.

The report's structure follows the research stages, enabling clear presentation of results:

- Introduction and regulatory context - discussion of the RED III directive, key legal acts, and the specifics of the Polish economy in energy and industry.
- Hydrogen consumption balance - analysis of current and projected hydrogen demand, assessment of domestic production potential, and possibilities for importing renewable fuels of non-biological origin (RFNBO).
- Assessment of transition costs and industrial impact - detailed analysis of RFNBO implementation costs, impact on competitiveness of strategic industry sectors, and the financial health of enterprises.
- Economic consequences - assessment of the impact of the energy transition on the labour market, food security, and Poland's trade balance.
- Identification of risks and development opportunities - review of main technological, financial, and geopolitical threats, and indication of potential benefits arising from RFNBO implementation.
- Investment and scenario-based recommendations - proposals for actions supporting safe and effective energy transition in Polish industry, including support mechanisms, regulatory frameworks, and assistance programmes.

In this way, the report serves as a comprehensive analytical tool supporting decision-makers and industry representatives in making strategic decisions regarding the implementation of renewable fuels of non-biological origin in Poland.

Main findings and conclusions

Poland is currently on the threshold of a fundamental change in its approach to using hydrogen as an energy carrier and industrial raw material. As one of the largest hydrogen producers in Europe (with production reaching about 1.3 million tonnes per year), the country relies almost exclusively on grey hydrogen, produced conventionally from fossil fuels and mainly supplied to the fertiliser and refinery sectors. Implementing the stringent RED III standards forces the replacement of hundreds of kilotonnes of grey hydrogen with its renewable equivalent, leading to the need for multibillion investments in new renewable energy capacities, transmission infrastructure, and storage systems.

Among the most important trends is the rapidly rising demand for green hydrogen resulting from RFNBO deployment. Fulfilling EU commitments means building electrolyzers with capacities of several gigawatts, accompanied by dedicated wind and photovoltaic farms to provide the required amount of clean energy for hydrogen production. Currently, RFNBO production technology remains significantly more expensive than traditional methods, but it is anticipated that technological development, economies of scale, and various public support systems will gradually reduce these costs.

The hydrogen transition will impact the economy in a multidimensional way. Distinct multiplier effects are expected - increased investment and the emergence of new jobs in renewable energy, hydrogen engineering, logistics, and services. At the same time, there is a risk of job losses in sectors previously based on fossil fuels, which poses the challenge of large-scale retraining of workers and support for regions particularly exposed to negative restructuring effects. The positive impact of the transition on GDP is seen not only in direct investments and the influx of new capital, but also in the development of new technologies, increased exports, and diversification of energy supply directions, which strengthens national energy security.

At the same time, the analysis reveals a number of serious risks. Chief among these are the very high capital requirements needed to develop renewable energy sources, build transmission and storage infrastructure, and implement modern IT solutions - including RFNBO certification systems. Technological and infrastructure limitations may delay the implementation of new solutions, while price instability in energy and raw materials used in electrolyser production (such as platinum, nickel, and palladium) underscores Poland's dependence on global material markets. Special attention is also paid to geopolitical factors - the war in Ukraine and sanctions on Russia and Belarus affect the availability of key raw materials and necessitate intensified efforts to diversify supply chains.

Against this background, significant opportunities also emerge. The development of innovative technologies, construction of modern infrastructure, and above all, the potential to establish Poland as a leader in hydrogen technologies in Central and Eastern Europe are possible competitive advantages. The growth of exports of "green chemistry" products and hydrogen production components, along with the creation of domestic competence centres and development of cooperation with universities, research institutes, and technology companies, can significantly raise the level of innovation and competitiveness of the Polish economy.

The response to these challenges is the design of support mechanisms and regulatory frameworks. These involve not only introducing a subsidy system for green hydrogen production and a transparent RFNBO certification system, but also making use of available exemptions in EU legislation and creating predictable legal frameworks for investors and businesses. Investments are key - in new renewables capacities, hydrogen pipelines, storage

infrastructure, and the development of cross-border connections to enable integration with the European hydrogen market.

Transforming the labour market and the education system is essential for effective change. This includes reskilling and upskilling programmes, the development of modern hydrogen competence centres, and support for regions undergoing the greatest economic restructuring. Crucial here is cooperation with technical universities, scientific institutes, and technology enterprises, which can provide the necessary skills and innovations.

The geopolitical context, especially the war in Ukraine and international sanctions, shapes the pace and scope of the energy transition in Poland. Traditional dependence on imports of energy and fertiliser raw materials from the east requires intensified efforts to build a self-sufficient capacity for green hydrogen production and to develop strategic partnerships with EU countries - particularly the Nordic countries, recognised as leaders in green energy production.

Recommendations - summary

Managing the hydrogen transition process requires a strategic and comprehensive approach, where regulatory, investment, educational, and infrastructure measures must be mutually reinforcing. The key recommendation is to introduce stable and clear legal frameworks, covering both the subsidy system and a transparent RFNBO certification process. These should create an environment conducive to long-term investments and provide assurance to businesses that hydrogen projects will be profitable and safe.

Special attention should be paid to intensifying investments in new renewable energy capacities, expanding transmission and storage infrastructure, and strengthening international infrastructure connections. It is recommended to support R&D projects and implement innovative technological solutions in cooperation with research and industrial centres.

The necessity of implementing broad retraining and upskilling programmes should not be overlooked, providing support for workers in sectors affected by restructuring and opportunities for new personnel in future-oriented sectors. The state should support vulnerable regions, invest in developing modern hydrogen competence centres, and promote cooperation within innovation ecosystems.

One of the foundations of Poland's energy security must remain the diversification of supply sources and the development of domestic green hydrogen production potential. This includes expanding national production capacities and seeking international partners who can provide technology transfer and support Polish export projects on the European hydrogen market.

2 Wprowadzenie i kontekst

Transformacja energetyczna w kierunku wykorzystania odnawialnych paliw pochodzenia niebiologicznego (RFNBO) stanowi jedno z najważniejszych wyzwań stojących przed polskim przemysłem w nadchodzących latach. Dyrektywa RED III narzuca ambitne cele ilościowe, których realizacja wymaga głębokich zmian w sposobie produkcji i wykorzystania wodoru - nośnika energii, który obecnie jest wytwarzany głównie z paliw kopalnych i stanowi podstawowy surowiec dla części z kluczowych gałęzi przemysłu. Niniejszy rozdział opisuje cele i zakres analizy, prezentując kluczowe pytania badawcze, które określają strukturę całego opracowania.

2.1 Transformacja energetyczna i RFNBO

Unia Europejska stoi przed wyzwaniami kontynuacji transformacji energetycznej, wchodząc w fazę wymagającą głębszych dostosowań niż wcześniejsze etapy dekarbonizacji. Centralnym elementem w tym procesie staje się rozwój odnawialnych paliw pochodzenia niebiologicznego (RFNBO), w szczególności zielonego wodoru oraz jego pochodnych: amoniaku i metanolu. Dyrektywa (UE) 2023/2413¹, powszechnie określana jako RED III, ustanowiła ambitne cele ilościowe dla wykorzystania RFNBO w przemyśle. Zgodnie z art. 22a dyrektywy, przemysł energochłonny musi zapewnić minimalny udział 42% RFNBO w całkowitym zużyciu wodoru już od 2030 roku, z dalszym wzrostem do 60% od 2035 roku. Cele te wynikają z konieczności dekarbonizacji sektorów trudnych do elektryfikacji, gdzie wódór pełni kluczową rolę zarówno jako surowiec procesowy (synteza amoniaku, rafinacja ropy), jak i potencjalne paliwo energetyczne (hutnictwo). Implementacja RED III wymaga od państw członkowskich nie tylko dostosowań technologicznych, ale również szeroko zakrojonych inwestycji w infrastrukturę energetyczną, nowe modele biznesowe oraz działania w obszarze rynku pracy i bezpieczeństwa dostaw.

Dyrektywa definiuje RFNBO jako paliwa ciekłe i gazowe, których zawartość energetyczna pochodzi z odnawialnych źródeł energii innych niż biomasa, spełniające rygorystyczne kryteria jakościowe określone w aktach delegowanych Komisji Europejskiej. Rozporządzenie delegowane (UE) 2023/1184² precyzuje wymóg dodatkowości (additionality), zgodnie z którym energia elektryczna wykorzystana do produkcji wodoru metodą elektrolizy musi pochodzić z nowych instalacji odnawialnych źródeł energii, nie starszych niż 36 miesięcy względem daty uruchomienia elektrolizera, które - zgodnie z art. 5 lit. b i z wyjątkiem wąsko określonych przypadków³ - nie mogą otrzymywać wsparcia publicznego ani w formie pomocy inwestycyjnej, ani operacyjnej, a jednocześnie wymagane jest zachowanie korelacji czasowej i geograficznej pomiędzy produkcją energii a pracą

¹ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. w sprawie zmiany dyrektywy (UE) 2018/2001, rozporządzenia (UE) 2018/1999 i dyrektywy 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylecia dyrektywy (UE) 2015/652 (Dz. Urz. UE L 2023/2413 z 31.10.2023, s. 1-186).

² Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2023/1184 z dnia 10 lutego 2023 r. uzupełniające dyrektywę (UE) 2018/2001 Parlamentu Europejskiego i Rady w odniesieniu do zasad dotyczących odnawialnych paliw pochodzenia niebiologicznego w odniesieniu do energii elektrycznej wykorzystywanej do ich produkcji (Dz. Urz. UE L 2023/1184 z 20.6.2023, s. 1-29)

³ Z wymogu art. 5 lit. b wyłączone są: (1) instalacje OZE uruchomione przed 1.01.2028 r., które mogą być wykorzystywane do produkcji RFNBO do 1.01.2038 r.; (2) przypadki, w których wsparcie nie stanowi „pomocy operacyjnej ani inwestycyjnej” - m.in. finansowanie dotyczące wyłącznie gruntu lub przyłącza, wsparcie otrzymane przed repoweringiem oraz instrumenty niewnoszące korzyści netto; (3) instalacje wykorzystywane jedynie do celów badawczo-demonstracyjnych.

elektrolizera. Równocześnie rozporządzenie delegowane (UE) 2023/1185⁴ ustala metodologię obliczania emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia RFNBO, wymagając redukcji o co najmniej 70% względem paliw kopalnych (maksymalny próg emisji 28,2 gCO₂eq/MJ wobec 94 gCO₂eq/MJ dla benzyny), co sprawia, że techniczne kryteria kwalifikacji mają fundamentalne znaczenie dla określenia, które ścieżki produkcji wodoru mogą być uznane za zgodne z dyrektywą i tym samym możliwe do objęcia finansowaniem oraz wsparciem publicznym.

Polska gospodarka stoi przed szczególnym wyzwaniem implementacji celów RED III ze względu na strukturę przemysłu energochłonnego oraz obecny profil energetyczny kraju. Polska należy do największych producentów wodoru w Europie (ok. 1,3 mln ton rocznie) i większość tego wolumenu zużywana jest na potrzeby krajowych zakładów nawozowych oraz rafinerii. Główni konsumenci wodoru, przemysł rafineryjny i sektor nawozowy, są skoncentrowani w kilku kluczowych lokalizacjach: zakłady Grupy Azoty (Puławy, Tarnów, Police, Kędzierzyn), rafinerie Orlen S.A. (Płock, Gdańsk) oraz wybrane zakłady chemiczne. Ta koncentracja, choć stwarza wyzwania związane z koniecznością szybkiej transformacji, jednocześnie umożliwia przeprowadzenie pogłębionej analizy wpływu wdrożenia RFNBO na polski przemysł oraz testowanie skoordynowanych rozwiązań systemowych. Osiągnięcie celu 42% udziału RFNBO w 2030 roku oznacza konieczność zastąpienia setek kiloton wodoru szarego wodorem RFNBO, co wymaga wielomiliardowych inwestycji.

Transformacja wodorowa Polski odbywa się w kontekście geopolitycznym naznaczonym konfliktem zbrojnym w Ukrainie i związanymi z nim sankcjami gospodarczymi wobec Rosji i Białorusi. Polska tradycyjnie importowała znaczące wolumeny surowców energetycznych i krytycznych dla przemysłu nawozowego z tych krajów. Obecnie Rosja odpowiada za około 25% importu nawozów do UE (Eurostat, 2025)⁵, a Białoruś za około 15% importu fosforanów. Zależność od Rosji nie kończy się jednak na paliwach kopalnych, ponieważ kraj ten dostarcza także 20-40% światowych zasobów niklu, platyny i palladu stosowanych w produkcji elektrolizerów (WPIC Platinum Essentials, 2022)⁶. Oznacza to, że kluczowe technologie transformacji energetycznej - w tym wytwarzanie wodoru - pozostają podatne na zewnętrzne ograniczenia podażowe ze strony jednego dostawcy. Realizacja celów RFNBO musi zatem uwzględniać nie tylko wymiar techniczny i ekonomiczny, ale również strategię dywersyfikacji łańcuchów dostaw oraz minimalizację ryzyka pośredniego finansowania gospodarek objętych sankcjami. W tym kontekście szczególnie istotne jest ograniczenie zależności od Rosji i Białorusi, które - poza reżimem sankcyjnym - charakteryzują się obniżoną stabilnością regulacyjną i geopolityczną. Rozwój krajowego potencjału produkcji wodoru odnawialnego oraz współpraca, na przykład z krajami nordyckimi, stają się istotnym elementem budowania odporności energetycznej i wzmacniania konkurencyjności gospodarki.

2.2 Cel analizy i pytania badawcze

⁴ Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2023/1185 z dnia 10 lutego 2023 r. uzupełniające dyrektywę (UE) 2018/2001 Parlamentu Europejskiego i Rady w odniesieniu do metodyki obliczania emisji gazów cieplarnianych związanych z odnawialnymi paliwami pochodzenia niebiologicznego oraz z recyklingowanymi paliwami węglowodorowymi pochodzenia niebiologicznego (Dz. Urz. UE L 2023/1185 z 20.6.2023, s. 30-49).

⁵ Eurostat. EU trade with Russia - latest developments: Statistics Explained. Luxembourg: European Commission, 15 października 2025. Dostęp łącznie: <https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/SEPDF/cache/104832.pdf> (dostęp: sierpień 2025).

⁶

https://platinuminvestment.com/files/essentials/WPIC_Platinum_Essentials_March_2022%20%28Russia%20impact%20on%20PGMs%29.pdf?

Celem niniejszej analizy jest ocena skutków wdrożenia celów RFNBO dla polskiego przemysłu i gospodarki oraz wskazanie najefektywniejszych sposobów ich realizacji. W szczególności postawiono pytania badawcze dotyczące możliwych ścieżek osiągnięcia 42% udziału zielonego wodoru do 2030 r. i 60% do 2035 r. (czy wymagany wolumen będzie pochodził z produkcji krajowej, czy z importu) oraz wpływu takiej transformacji na koszty produkcji i konkurencyjność branż energochłonnych. Analiza identyfikuje ponadto konsekwencje makroekonomiczne rozwoju wodoru odnawialnego - od zmian cen kluczowych produktów (np. nawozów) po wpływ na wskaźniki gospodarcze w skali kraju (PKB, rynek pracy, bilans handlowy) - oraz ocenia główne ryzyka (m.in. wysokie nakłady inwestycyjne, ograniczenia infrastrukturalne, wahania cen energii) związane z różnymi scenariuszami. W rezultacie raport dostarcza decydentom podstaw do kształtowania polityki wodorowej w sposób minimalizujący koszty i ryzyka, a zarazem wykorzystujący szanse rozwojowe tej transformacji.

Analiza koncentruje się na dostarczeniu odpowiedzi na cztery obszary badawcze odpowiadających kluczowym wymiarom transformacji wodorowej.

1. Wymiar regulacyjno-techniczny:
 - a. Jakie są precyzyjne wymogi prawne wynikające z RED III i aktów delegowanych dla polskiego przemysłu?
 - b. Które sektory i procesy są objęte obowiązkiem zapewnienia udziału RFNBO i w jakim zakresie?
 - c. Jakie są opcje techniczne zastąpienia szarego wodoru paliwami RFNBO w poszczególnych branżach (nawozy, rafinerie, chemia, potencjalnie hutnictwo)?
 - d. Jakie inwestycje są niezbędne do osiągnięcia celów 42% i 60%?
2. Wymiar ekonomiczny:
 - a. Jakie są koszty produkcji i importu RFNBO w różnych scenariuszach zaopatrzenia (maksymalna produkcja krajowa, wysoki import, rozłożenie celu na sektory)?
 - b. Jak przekładają się one na koszty produkcji przemysłowej oraz ceny konsumenckie, w szczególności żywności?
3. Wymiar społeczny:
 - a. Jaki będzie bilans netto miejsc pracy w wyniku transformacji wodorowej (utworzone vs. utracone etaty)?
4. Wymiar handlowo-geopolityczny:
 - a. Jak realizacja celów RFNBO wpłynie na bilans handlowy Polski, w szczególności w kontekście ograniczenia współpracy z krajami wspierającymi inwazję na Ukrainę?
 - b. Jakie alternatywne łańcuchy dostaw należy rozwinąć dla zapewnienia bezpieczeństwa?

Analiza obejmuje Polskę jako przedmiot badania, z uwzględnieniem szerszego kontekstu europejskiego i globalnego tam, gdzie jest to niezbędne dla oceny opcji importowych i porównania konkurencyjności. Zakres czasowy prognozy rozciąga się do 2035 roku, z wyodrębnieniem dwóch kluczowych horyzontów: roku 2030 (cel pośredni 42% RFNBO) oraz roku 2035 (cel końcowy 60% RFNBO). Punktem odniesienia jest rok bazowy 2024, dla którego dostępne są najbardziej kompletne dane o strukturze zużycia wodoru w polskim przemyśle. Analiza scenariuszowa uwzględnia różne ścieżki rozwoju sytuacji do roku 2030 oraz alternatywne trajektorie dla okresu 2030-2035, pozwalając na ocenę elastyczności strategii wobec zmienności kluczowych parametrów (ceny energii, tempo rozwoju OZE, dostępność importu, polityki wsparcia). Zakres sektorowy koncentruje się na trzech głównych obszarach obecnego zużycia wodoru - przemyśle nawozowym (produkcja amoniaku jako

surowca do nawozów azotowych), rafineryjnym (hydrokraking, odsiarczanie) oraz chemicznym (produkcja metanolu i innych chemikaliów), a także potencjalnym nowym zastosowaniu w hutnictwie.

2.3 Struktura dokumentu

Struktura dokumentu przebiega od ustalenia kontekstu regulacyjnego, przez analizy szczegółowe na poziomie zakładów i technologii, po agregację wyników w perspektywie makroekonomicznej, kończąc na syntezie w postaci scenariuszy i rekomendacji dla Ministerstwa oraz innych interesariuszy.

Po niniejszym wprowadzeniu Rozdział 3 prezentuje przegląd literatury i źródeł danych - obejmujący koszty i konkurencyjność zielonego wodoru, zastosowania przemysłowe, wyzwania inwestycyjne, kwestie rynku pracy oraz bezpieczeństwo dostaw - wraz z identyfikacją luk badawczych istotnych dla Polski. Rozdział 4 przedstawia bilans zużycia wodoru w przemyśle oraz charakterystykę rynku nawozów, w tym prognozy popytu do 2030 i 2035 r. Rozdział 5 omawia ramy regulacyjne UE i krajowe, w tym kryteria kwalifikacji RFNBO, możliwe wyłączenia sektorowe, zasady kalkulacji celu oraz mechanizmy dotyczące importu. Rozdział 6 analizuje techniczne i kosztowe warianty pozyskania wodoru, a Rozdział 7 prezentuje szczegółowe scenariusze realizacji celu RFNBO, z różnymi kombinacjami produkcji krajowej i importu. Rozdział 8 ocenia wykonalność poszczególnych wariantów, uwzględniając dostępność elektrolizerów, wymagania infrastruktury OZE oraz ograniczenia logistyczne importu. Rozdział 9 przedstawia wpływ gospodarczy - na PKB, rynek pracy, ceny nawozów, bezpieczeństwo żywnościowe oraz handel zagraniczny. Wreszcie Rozdział 10 omawia instrumenty wsparcia dostępne na poziomie krajowym i unijnym, a Rozdział 11 syntetyzuje wnioski, określa priorytety wdrożeniowe oraz formułuje rekomendacje w zakresie implementacji RED III.

3 Przegląd literatury i źródeł danych

Rozdział trzeci syntetyzuje najnowszą literaturę naukową, branżową i regulacyjną o RFNBO, tworząc bazę dowodową dla scenariuszy politycznych i kosztowych w Polsce. Przegląd obejmuje publikacje z lat 2020-2025, raporty instytucji międzynarodowych oraz akty UE, z priorytetem dla badań recenzowanych i modeli ilościowych. Dla porównywalności wartości kosztowe przeliczono (tam, gdzie to możliwe) do €2023, a wyniki prezentujemy w trzech blokach: (i) koszty i konkurencyjność, (ii) rynek pracy i wpływ makro, (iii) handel i bezpieczeństwo dostaw. Zwracamy uwagę na ograniczenia: heterogeniczne założenia dotyczące cen energii i CAPEX, różny poziom dojrzałości technologii oraz szybkie zmiany regulacyjne. Ta struktura pozwala przełożyć wnioski literatury na konkretne implikacje dla sektorów energochłonnych w Polsce.

Rozwój odnawialnych paliw pochodzenia niebiologicznego (RFNBO), w szczególności zielonego wodoru i jego pochodnych (takich jak amoniak czy metanol), należy dziś do kluczowych tematów badawczych w literaturze naukowej poświęconej dekarbonizacji przemysłu ciężkiego. Analizy empiryczne i modelowe jednoznacznie wskazują, że przejście z wodoru szarego (produkowanego z gazu ziemnego bez wychwyty CO_2) na wodór zielony, wytwarzany elektrolizą zasilaną energią odnawialną, ma istotny wpływ na konkurencyjność przemysłu, koszty produkcji, handel międzynarodowy oraz rynek pracy w Europie. Poniżej przedstawiono syntetyczny przegląd najważniejszych wniosków z literatury, z podziałem na trzy kluczowe obszary: (1) koszty i konkurencyjność, (2) wpływ na gospodarkę i rynek pracy, oraz (3) handel i bezpieczeństwo dostaw.

3.1 Koszty i konkurencyjność zielonego wodoru

3.1.1 Koszt produkcji zielonego wodoru

Koszty produkcji zielonego wodoru pozostają znacząco wyższe niż w przypadku wodoru kopalnego, a perspektywa ich szybkiej konwergencji oddala się w czasie. Pomimo rosnących ambicji dekarbonizacyjnych w przemyśle i energetyce, wodór odnawialny - produkowany w procesie elektrolizy z wykorzystaniem energii odnawialnej - w 2024 r. był średnio od dwóch do czterech razy droższy od wodoru szarego, wytwarzanego z reformingu metanu bez wychwyty CO_2 . Wodór niebieski, oparty na reformingu z wychwytem i składowaniem dwutlenku węgla (CCS), pozostaje w wielu regionach rozwiązaniem przejściowym o niższych kosztach jednostkowych. Wysoka cena zielonego H_2 nadal stanowi główną barierę jego szerokiej komercjalizacji w sektorach trudnych do redukcji emisji, takich jak chemikalia, rafinerie i stalownictwo (European Hydrogen Observatory, 2025)⁷.

W latach 2019-2023 oczekiwano szybkiego spadku kosztów produkcji zielonego wodoru do poziomów konkurencyjnych już w latach 2030, jednak nowsze prognozy wskazują na zasadniczą rewizję tych założeń. Jeszcze w roku 2023 BloombergNEF⁸ prognozował, że dzięki spadkom kosztów energii z OZE i postępowi technologicznemu w elektrolizerach cena zielonego wodoru mogłaby spaść do 1-4 USD/kg do 2030 r., co oznaczałoby zbliżenie do kosztów wodoru kopalnego. Prognozy te opierały się na założeniach o dalszym szybkim spadku cen komponentów i taniejącej energii odnawialnej. W kolejnych

⁷ Hydrogen Europe / Clean Hydrogen Observatory. (2024). The European Hydrogen Market Landscape: November 2024. Bruksela: Komisja Europejska. Dostęp: 9 listopada 2025 r., https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/sites/default/files/2024-11/The%20European%20hydrogen%20market%20landscape_November%202024.pdf

⁸ BloombergNEF. (2023). Green Hydrogen to Undercut Gray Sibling by End of Decade. Bloomberg New Energy Finance. Dostęp: 9 listopada 2025 r., <https://about.bnef.com/insights/clean-energy/green-hydrogen-to-undercut-gray-sibling-by-end-of-decade>

analizach uwzględniono jednak rosnące koszty inwestycyjne w łańcuchu dostaw technologii, wyższe ceny kapitału oraz spowolnienie rozwoju infrastruktury, co znacząco zmieniło ocenę ekonomicznej trajektorii sektora (BNEF, 2024).

Według najnowszych szacunków BloombergNEF z 2024 r. koszty zielonego wodoru pozostaną relatywnie wysokie przez najbliższe dekady, a pełna konkurencyjność wobec wodoru kopalnego będzie ograniczona geograficznie⁹. Zgodnie z rewizją prognoz, globalny koszt zielonego wodoru ma spaść z obecnych 3,7-11,7 USD/kg jedynie do 1,6-5,1 USD/kg w 2050 r., przy utrzymaniu kosztu wodoru szarego na poziomie 1,1-2,3 USD/kg (BNEF, 2024). Oznacza to ponad trzykrotne podniesienie wcześniejszych szacunków długoterminowych. Jedynie w nielicznych regionach o wyjątkowo korzystnych warunkach produkcji - jak Chiny czy Indie - możliwe jest osiągnięcie parytetu cenowego przed 2040 r. W pozostałych częściach świata wodór odnawialny prawdopodobnie pozostanie droższy przez większość stulecia.

Zmiana warunków rynkowych w globalnym sektorze wodorowym wskazuje na konieczność rewizji założeń dotyczących jego tempa komercjalizacji i ścieżki wsparcia publicznego. W ostatnich latach prognozy zakładały szybkie obniżki kosztów elektrolizerów i energii odnawialnej, co miało umożliwić osiągnięcie konkurencyjności zielonego wodoru w wielu zastosowaniach przemysłowych. Aktualne obserwacje inwestycyjne i decyzje projektowe sugerują jednak wolniejszy niż oczekiwano postęp technologiczny oraz utrzymującą się niepewność regulacyjną w kluczowych regionach. W efekcie rośnie ryzyko inwestycyjne w projektach wielkoskalowych, a firmy sygnalizują presję kosztową, ograniczoną gotowość odbiorców końcowych i brak stabilnej ścieżki wzrostu popytu. W konsekwencji wzmacnia się potrzeba długookresowych mechanizmów wsparcia rynku oraz bardziej realistycznego podejścia do harmonogramów rozwoju sektora.

Decyzje inwestorów w 2024-2025 r. potwierdzają, że rynek wodoru znajduje się w fazie spowolnienia, a projekty wielkoskalowe są szczególnie wrażliwe na brak popytu i wysokie koszty. W Europie i Australii odwołano lub zawieszono szereg przedsięwzięć, które jeszcze kilka lat temu uznawano za flagowe projekty transformacyjne (BNEF, 2024). Equinor anulował projekt *Blue Hydrogen Export to Germany* zakładający nawet 10 GW produkcji wodoru na potrzeby niemieckiego przemysłu, wskazując na brak warunków ekonomicznych. Shell wstrzymał *Aukra Hydrogen Hub* w Norwegii z powodu ograniczonego popytu, a Origin Energy wycofała się z *Hunter Valley Hydrogen Hub* w Australii, podkreślając brak perspektywy podjęcia decyzji inwestycyjnej. Dodatkowo, w Europie Thyssenkrupp Steel Europe zawiesił postępowanie na zakup zielonego wodoru dla zakładu DRI w Duisburgu z powodu wysokich cen, zaś Thyssenkrupp Nucera zrezygnowała z kilku projektów w USA po analizie nowych uwarunkowań regulacyjnych. Nawet dostawcy technologii, tacy jak Nel, tymczasowo ograniczają produkcję elektrolizerów w związku z niższą od zakładanej liczbą zamówień.

Zmiana paradygmatu w prognozach kosztowych pociąga za sobą konsekwencje dla polityk publicznych oraz planów inwestycyjnych w sektorze wodorowym. Dotychczasowy dyskurs koncentrował się na oczekiwaniu szybkiej komercjalizacji zielonego wodoru, jednak obecne dane sugerują potrzebę długofalowego podejścia i trwałego wsparcia regulacyjnego. Spowolnienie rozwoju rynku potwierdzają obserwacje inwestycyjne - w 2024 r. Equinor, Shell oraz Origin Energy odwołały lub wstrzymały realizację dużych projektów wodorowych z powodu braku popytu. Wysokie koszty, niepewność regulacyjna oraz ograniczona gotowość przemysłu do adaptacji nowych technologii powodują, że wodór

⁹ BloombergNEF. (2024). Green hydrogen prices will remain stubbornly high for decades. Bloomberg. Dostęp: 9 listopada 2025 r., z <https://www.bloomberg.com/news/articles/2024-12-23/green-hydrogen-prices-will-remain-stubbornly-high-for-decades>

odnawialny nie pełni jeszcze roli paliwa transformacyjnego, a raczej pozostaje technologią ukierunkowaną na niszowe zastosowania w wybranych branżach przemysłowych.

W rezultacie prognozy globalnego zużycia wodoru również uległy korekcie w dół, co odzwierciedla ostrożniejsze podejście do skali i tempa rozwoju tego rynku (IEA, 2025)¹⁰. Wodór odnawialny, zamiast pełnić rolę uniwersalnego nośnika energii w gospodarce neutralnej klimatycznie, jest obecnie postrzegany jako element uzupełniający, kluczowy w sektorach o ograniczonych alternatywach technologicznych. Utrzymująca się wysoka cena i ograniczona dostępność infrastruktury mogą opóźnić jego upowszechnienie, a tym samym wymusić rewizję strategii dekarbonizacji w przemyśle ciężkim i transporcie. Dla polityki publicznej oznacza to konieczność ponownego zdefiniowania priorytetów inwestycyjnych oraz instrumentów wsparcia, tak aby zrównoważyć cele klimatyczne z realiami kosztowymi sektora wodorowego.

3.1.2 Zastosowania przemysłowe: stal i amoniak

Ze względu na skalę tego sektora, z perspektywy Polski kluczowe znaczenie mają wnioski z literatury dotyczące dekarbonizacji branży nawozowej. Smith et al. (2025)¹¹ w *Nature Chemical Engineering* pokazują, że elektryfikacja przemysłu chemicznego z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii jest kluczowa dla osiągnięcia celów neutralności klimatycznej oraz umożliwia długoterminowe magazynowanie energii w wiązaniach chemicznych - szczególnie w postaci cząsteczek bezwęglowych, takich jak amoniak. W badaniu obejmującym ponad 4500 lokalizacji w Europie autorzy dowodzą, że maksymalizacja efektywności kosztowej nie pokrywa się z maksymalizacją wykorzystania energii odnawialnej ze względu na jej zmienność sezonową i chwilową. Smith i współautorzy wprowadzają pojęcie „levelized cost of utilization”, które pozwala ocenić ekonomiczną zasadność wykorzystania energii z OZE przy różnych profilach wytwarzania. Analiza pokazuje, że łączenie energii słonecznej i wiatrowej lub elastyczne sterowanie produkcją może znacząco obniżyć koszt jednostkowy wykorzystania energii, a tym samym redukować konieczność jej odrzutu (curtailment). Autorzy podkreślają, że elektryfikacja produkcji chemikaliów stanowi atrakcyjny rynek dla energii odnawialnej w lokalizacjach o wysokim udziale OZE w miksie elektroenergetycznym.

Z kolei Tonelli (2024)¹² zwraca uwagę, że obecna scentralizowana struktura przemysłu amoniakowego czyni produkcję nawozów azotowych podatną na wahania cen paliw kopalnych i zależną od złożonych, kosztownych łańcuchów dostaw. Autor proponuje alternatywny model zdecentralizowanej produkcji amoniaku na miejscu, opartej na małoskalowych technologiach, takich jak elektrochemiczny proces Habera-Boscha czy redukcja elektrokatalityczna, zasilanych energią z systemów agrifotowoltaicznych lub sieci elektroenergetycznej. Analiza wskazuje, że uwzględnienie kosztów transportu i zakłóceń w łańcuchach dostaw może sprawić, iż zdecentralizowana produkcja stanie się konkurencyjna cenowo nawet dla 96% globalnego popytu na amoniak do 2030 r. Inne badania (na przykład David et al., 2023¹³) dowodzą, że konkurencyjność zielonego amoniaku zależy przede wszystkim od kosztu kapitału, cen energii elektrycznej oraz mechanizmów wsparcia publicznego. Wniosek z tego nurtu badań jest jednoznaczny: techniczna dekarbonizacja produkcji amoniaku jest możliwa, lecz ekonomicznie wymaga taniej i stabilnej energii z OZE oraz przewidywalnych warunków rynkowych (np. długoterminowych umów PPA).

¹⁰ Międzynarodowa Agencja Energetyczna (IEA). (2025). *Global Hydrogen Review 2025*. Paryż: IEA.

¹¹ Smith, C., Torrente-Murciano, L. (2025). Cost efficiency versus energy utilization in green ammonia production from intermittent renewable energy. *Nature Chemical Engineering*.

¹² Tonelli, D. (2024). Cost-competitive decentralized ammonia fertilizer production. *Nature Food*, 5, 456-467.

¹³ David, W. I., Agnew, G. D., Bañares-Alcántara, R., Barth, J., Hansen, J. B., Bréquigny, P., ... & Valera-Medina, A. (2024). 2023 roadmap on ammonia as a carbon-free fuel. *Journal of Physics: Energy*, 6(2), 021501.

Dla stali, w technologii bezpośredniej redukcji rud żelaza (H₂ DRI) z wykorzystaniem elektrycznych pieców łukowych (EAF) wodór zastępuje koks jako reduktor. Rosner et al. (2023)¹⁴ wykazali, że próg opłacalności zielonej stali w tym wariantcie wynosi ok. 1,7 USD/kg H₂. Jednocześnie produkcja stali z użyciem zielonego wodoru wiąże się z ogromnym zapotrzebowaniem na energię odnawialną - rzędu kilku gigawatów mocy OZE dla jednej dużej huty. Vogl et al. (2018)¹⁵ dowodzą, że zielona stal może stać się konkurencyjna wobec technologii BF-BOF (wielkopiecowo konwertorowej) przy cenach emisji CO₂ rzędu 34-68 EUR/t (wyluczając darmowe uprawnienia) i kosztach energii elektrycznej ok. 40 EUR/MWh, przy koszcie jednostkowym 361-640 EUR/t. Z kolei Toktarova et al. (2021)¹⁶ wskazują, że w warunkach elektryfikacji produkcji stali kluczowe znaczenie ma dostęp do taniej energii odnawialnej, co może prowadzić do zmiany optymalnej lokalizacji zakładów H-DR względem obecnego rozmieszczenia hut. Analiza dowodzi również, że konieczne jest przewymiarowanie elektrolizerów, pieców DR i EAF oraz inwestycje w magazyny wodoru i HBI¹⁷, aby umożliwić elastyczne dostosowanie produkcji stali do zmienności generacji OZE.

3.1.3 Wyzwania inwestycyjne i znaczenie polityki

Obecna sytuacja rynkowa ujawnia sprzeczność między długoterminowym konsensusem co do spadku kosztów a krótkoterminową rzeczywistością rosnących kosztów i opóźnień projektowych. Mimo że prognozy zakładają redukcję kosztów zielonego wodoru o 60-80% do 2030 r., Międzynarodowa Agencja Energetyczna (IEA) w przeglądzie z 2025¹⁸ r. obniżyła prognozę globalnej produkcji wodoru niskoemisyjnego na 2030 r. z 49 Mt/rok do 37 Mt/rok, wskazując na bariery inwestycyjne i presję kosztową. W praktyce przekłada się to na mniejszą liczbę projektów osiagających etap FID oraz na wydłużenie harmonogramów budowy. Po stronie podaży kluczowe są: niepewność co do ostatecznego kształtu regulacji RFNBO (wymogi dodatkowości, korelacji czasowej i geograficznej), ograniczona dostępność urządzeń i komponentów poza Azją oraz rosnące koszty finansowania. Po stronie popytu - brak długoterminowych kontraktów odbioru (offtake) o bankowalnych parametrach oraz wahania cen energii i uprawnień do emisji CO₂, które utrudniają wycenę ryzyka. Dodatkowym czynnikiem jest konkurencja o kapitał ze strony jurysdykcji oferujących hojne zachęty fiskalne, co relatywnie pogarsza atrakcyjność projektów w Europie. W efekcie część inwestorów przyjmuje strategię wyczekiwania na stabilniejsze ramy wsparcia.

Najważniejsze czynniki wpływające na koszt zielonego wodoru to cena energii odnawialnej i nakłady inwestycyjne na elektrolizery. Inflacja, problemy z łańcuchami dostaw i ograniczenia w podaży urządzeń poza Chinami zwiększyły koszty, podczas gdy spadek cen gazu chwilowo poprawił konkurencyjność wodoru szarego. W efekcie wiele projektów znalazło się w fazie, w której ekonomiczne warunki nie pozwalają na osiągnięcie finalnych decyzji inwestycyjnych (FID). Na LCOH dominujący wpływ ma koszt energii elektrycznej oraz wykorzystanie mocy (fullload hours). Wymogi RFNBO dotyczące dodatkowości i korelacji czasowej zwiększają potrzebę magazynowania (baterijnego i/lub wodorowego) oraz elastyczności pracy, co obniża współczynnik wykorzystania i podnosi koszt jednostkowy. Istotne są także opłaty sieciowe, koszty bilansowania i profilowe, koszty przyłączeń oraz dostęp do wody procesowej (uzdatnianie, demineralizacja). Po stronie CAPEX liczą się ceny elektrolizerów, koszty infrastruktury pomocniczej (sprężanie,

¹⁴ Rosner, F., Papadias, K., Brooks, K., & in. (2023). Green steel: design and cost analysis of hydrogen-based direct iron reduction. *Energy & Environmental Science*, 16(9), 4121-4134.

¹⁵ Vogl, V., Ahman, M., & Nilsson, L. J. (2018). Assessment of hydrogen direct reduction for fossil-free steelmaking.

¹⁶ Toktarova, A., Walter, V., Göransson, L., & Johnsson, F. (2022). Interaction between electrified steel production and the north European electricity system. *Applied Energy*, 310, 118584.

¹⁷ Hot Briquetted Iron - to forma zredukowanej rudy żelaza (DRI) sprasowana w gęste, gorące brykiety, które są łatwiejsze w transporcie i magazynowaniu oraz bezpieczniejsze niż DRI w postaci luźnych granulek.

¹⁸ Międzynarodowa Agencja Energetyczna (IEA). (2025). *Global Hydrogen Review 2025*. Paryż: IEA.

oczyszczanie, magazyny) i ryzyka wykonawcze. Na OPEX wpływają serwis, degradacja ogniw oraz potencjał monetyzacji produktów ubocznych (tlen, ciepło niskotemperaturowe), który bywa niedoszacowany w analizach wstępnych.

Dla Polski oznacza to, że poleganie wyłącznie na mechanizmach rynkowych i długoterminowych prognozach kosztów stanowi strategię wysokiego ryzyka. Konieczne jest zastosowanie instrumentów wsparcia politycznego - takich jak kontrakty różnicowe (CfD), gwarancje pochodzenia czy mechanizmy współfinansowania infrastruktury - które umożliwią pokonanie tej „doliny śmierci” i przyspieszą decyzje inwestycyjne niezbędne do realizacji celów dyrektywy RED III do 2030 r. W warunkach krajowych zestaw narzędzi wspierających dostosowanie do transformacji wodorowej może obejmować następujące instrumenty:

- 1) horyzontalne CfD na H₂ (na LCOH lub na spread względem ceny referencyjnej paliwa/energii),
- 2) sektorowe Carbon Contracts for Difference (CCfD) dla chemii i nawozów,
- 3) aukcje popytowe z gwarancją odbioru (offtake) dla wybranych klastrów przemysłowych,
- 4) wsparcie CAPEX (np. granty i pożyczki preferencyjne, gwarancje kredytowe) skoordynowane z programami unijnymi,
- 5) ulgi i taryfy testowe w opłatach sieciowych oraz ułatwienia dla długoterminowych PPA,
- 6) rozwój infrastruktury przesyłowej i magazynowej (krajowy „szkielet” wodorowy, kawerny solne, węzły portowe) oraz
- 7) uproszczone i szybsze procedury pozwoleń.
- 8) Spójny system certyfikacji i śledzenia pochodzenia RFNBO, zgodny ze standardami UE, jest warunkiem bankowalności projektów i integracji z rynkami zbytu.

Warianty użycia powyższych instrumentów w zależności od przyjętej strategii realizacji celów dyrektywy RED III w zakresie RFNBO w przemyśle będą szczegółowo dyskutowane w dalszej części analizy.

3.2 Rynek pracy i gospodarka w gospodarce wodorowej

Transformacja przemysłu w kierunku wodoru RFNBO przynosi nierównomiernie rozłożone skutki dla zatrudnienia i wzrostu gospodarczego. Z jednej strony inwestycje w OZE, elektrolizery i infrastrukturę towarzyszącą tworzą nowe miejsca pracy w całym łańcuchu wartości - globalne modele wskazują na dodatni bilans netto zatrudnienia dzięki rozwojowi gospodarki wodorowej. Dla Europy scenariusze szacują ~40 tys. nowych etatów do 2050 r. (głównie budowa i obsługa instalacji), a dodatkowe miejsca pracy powstają w budownictwie, montażu i serwisie urządzeń wodorowych. Z drugiej strony, redukcji ulegną etaty w tradycyjnych gałęziach (szczególnie w produkcji H₂ z paliw kopalnych i w sektorach wydobywczych). Co istotne, geografia zmian jest asymetryczna: ok. 20% obecnych regionów produkujących wodór może mimo wszystko notować spadek zatrudnienia netto. Ponadto, nawet przy boomie inwestycyjnym, łączna liczba etatów w gospodarce wodorowej do 2050 r. może stanowić jedynie ok. 10% obecnego zatrudnienia w sektorze paliw kopalnych - gospodarka wodorowa nie wchłonie więc wszystkich pracowników odchodzących z sektorów konwencjonalnych.

Tempo i sekwencja wdrażania polityk determinują krótkookresowe koszty w zakresie PKB i zatrudnienia w transformacji wodorowej. Zbyt szybkie wdrażanie wodoru - przed spadkiem kosztów energii i rozwojem infrastruktury - może przejściowo obniżać PKB i zatrudnienie; taki efekt symulowano m.in. dla północnych Niemiec w scenariuszu wymuszonego szybkiego przełączenia na H₂. Korzyści wówczas koncentrują się w regionach, które przyciągają inwestycje w porty i huby wodorowe, podczas gdy obszary przemysłowe z wysokimi kosztami energii tracą konkurencyjność.

Rozwój 1 MW mocy w zielonym wodorze generuje szacunkowo 5-10 miejsc pracy bezpośrednich oraz łącznie około 15-30 miejsc pracy w całym łańcuchu wartości na etapie inwestycji. Po uruchomieniu instalacji nakłady pracy operacyjnej są niewielkie i wynoszą zaledwie kilka dziesiątych etatu na MW. Prognozy wskazują, że intensywność zatrudnienia w przeliczeniu na MW będzie stopniowo maleć do około 2,5 miejsca pracy na MW w 2050 r., w miarę dojrzewania sektora i wzrostu produktywności. Mimo tego spadku rozwój zielonego wodoru pozostaje dodatni netto dla rynku pracy: szacunki przewidują stworzenie dziesiątek tysięcy nowych miejsc pracy w UE do 2050 r. (ok. 40 tys. w scenariuszu pełnego przejścia produkcji wodoru na elektrolizę (Ganter et al., 2024)¹⁹). Najwięcej miejsc pracy powstaje w produkcji elektrolizerów i komponentów OZE, budowie infrastruktury oraz jej wieloletnim utrzymaniu. Polityki wspierające lokalizację łańcuchów dostaw, w tym europejską produkcję elektrolizerów, mogą dodatkowo wzmocnić efekty zatrudnieniowe w Polsce i całej UE. Dla porównania, branża zatrudnia obecnie około 1000 osób (Argus Media, 2023)²⁰. Zatrudnienie obejmuje produkcję elektrolizerów, komponentów OZE dedykowanych pod elektrolizę, budowę infrastruktury wodorowej oraz jej utrzymanie.

Bilans netto zatrudnienia nie jest zawsze dodatni i zależy od struktury gospodarki oraz skali wsparcia publicznego. Ganter i in. (2024, *One Earth*) szacują wzrost zatrudnienia netto przy przejściu przemysłu na wodór elektrolityczny - głównie dzięki inwestycjom w OZE oraz rosnącemu zapotrzebowaniu na serwis i utrzymanie elektrolizerów. Jednak przegląd modeli CGE i input-output (Müller i in., 2023, *Energies*) pokazuje, że wynik może być dodatni lub ujemny, zależnie od struktury gospodarki, kosztu kapitału i zakresu wsparcia publicznego. Analizy regionalne HWWI (Lagemann, et al., 2025) dla północnych Niemiec potwierdzają, że szybkie, niewsparte spadkiem kosztów energii przejście na H₂ grozi przejściowym spadkiem PKB i zatrudnienia, z koncentracją korzyści tam, gdzie powstają węzły infrastrukturalne. Wniosek: potrzebna jest analiza specyficzna dla kraju/regionu, co stanowi jedno z założeń niniejszego raportu²¹.

Luka kompetencyjna oraz potrzeba przekwalifikowania stają się jednym z głównych ograniczeń tempa wdrażania gospodarki wodorowej. Rozwój gospodarki wodorowej wymaga nowych profili kwalifikacji, przy czym już dziś sygnalizowany jest niedobór kadr. Firmy raportują potrzebę programów szkoleniowych i reskillingu, aby uniknąć „wąskich gardeł” podaży kompetencji. Europejskie instytucje (np. CEDEFOP) i inicjatywy (np. Green Skills for Hydrogen prowadzone przez Hydrogen Europe Research) rekomendują szybkie uruchomienie nowych ścieżek VET, standardów i systemów certyfikacji umiejętności dopasowanych do potrzeb sektora²². Innymi słowy, polityka rynku pracy i edukacji musi iść

¹⁹ Ganter, A., Lonergan, K., & Büchi, H. (2024, November 15). Shifting to low-carbon hydrogen production supports job creation but does not guarantee a just transition. *One Earth*, 7(11), 1981-1993. <https://doi.org/10.1016/j.oneear.2024.10.009>

²⁰ <https://www.middleeast-energy.com/content/dam/markets/emea/middle-east-energy/en/docs/Argus%20Hydrogen%20and%20Future%20Fuels.pdf#page37>

²¹ Lagemann, A., & Sacht, S. (2025, April). *The Effects of Establishing a Hydrogen Industry in Northern Germany* (HWWI Working Paper No. 3/2025). Hamburg Institute of International Economics (HWWI). Retrieved from https://www.hwwi.org/wp-content/uploads/2025/04/HWWI_WP_3-25_Hydrogen_NorthGermany.pdf

²² Kauschke, F. (2025, February 13). Various training courses at different institutions — Shortage of skilled workers in the hydrogen economy. H2 International. Retrieved from <https://www.h2-international.com/companies/various-training-courses-different-institutions-shortage-skilled-workers-hydrogen-economy>

krok w krok z transformacją technologiczną, umożliwiając płynne przejście pracowników (np. z sektora naftowo-gazowego) do sektorów niskoemisyjnych.

Potencjał tworzenia miejsc pracy jest silnie scenariuszowy i zależy od lokalizacji łańcuchów dostaw. Szacunki są rozbieżne i warunkowe. Hydrogen Council wskazuje, że gospodarka zielonego wodoru może stworzyć do 30 mln miejsc pracy globalnie do 2050 r. W Europie projekt Green Skills for Hydrogen przewiduje ~1 mln wysoko wykwalifikowanych etatów do 2030 r. i ~5,4 mln do 2050 r. To jednak potencjał, którego realizacja zależy od skuteczności polityk, inwestycji i rozwoju kadr. RED III przekłada cele dekarbonizacji na krótki, prawnie wiążący horyzont, co bezpośrednio zwiększa popyt na wyspecjalizowaną siłę roboczą. Budowa i eksploatacja elektrolizerów, rurociągów czy magazynów wymagają wyspecjalizowanej siły roboczej, której dziś brakuje. Rozwój takich kadr zajmuje lata; jeśli podaż kompetencji nie wzrośnie równoległe z popytem wywołanym przez RED III, powstanie „wąskie gardło kompetencyjne”. Skutki: opóźnienia projektów, wzrost kosztów pracy (pogłębienie „zielonej premii”) i ryzyko niespełnienia celów 2030. Dla Polski - z silną bazą przemysłową i dużym zasobem tradycyjnych kwalifikacji - to ryzyko jest szczególnie dotkliwe.

3.3 Handel i bezpieczeństwo dostaw

Dowody empiryczne i modele wskazują, że w scenariuszach kosztwooptimalnych Unia Europejska będzie w dużym stopniu opierać dekarbonizację przemysłu na imporcie nośników wodorowych oraz wybranych produktów energochłonnych z regionów o niższych kosztach energii. Neumann i in. (2025, *Nature Communications*)²³ wskazują, że w scenariuszach kosztowo optymalnych Unia Europejska będzie w znacznym stopniu importować nośniki wodorowe, a w niektórych wariantach ekonomicznie uzasadnione stanie się również sprowadzanie stali pierwotnej oraz amoniaku z regionów o niższych kosztach energii, zamiast ich lokalnej produkcji. Egli i in. (2025, *Nature Energy*) dowodzą, że eksport zielonego amoniaku z Afryki Północnej do Europy może być konkurencyjny kosztowo już około 2030 r., o ile zapewnione zostaną sprzyjające warunki finansowania i stabilności politycznej. Z kolei badania White’a i in. (2025, *Energy Policy*) dotyczące Australii podkreślają, że niespójne systemy certyfikacji pomiędzy eksporterami a UE mogą prowadzić do obniżenia konkurencyjności eksportu i utraty części potencjalnych wolumenów.

Bezpieczeństwo dostaw w kluczowych sektorach, nawozowym i stalowym, kształtują koncentracja produkcji, koszty logistyki i spójność certyfikacji, co wymusza wybór między relokacją produkcji a importem nośników do istniejących klastrów. Smith i in. (2025, *Nature*) identyfikują w sektorze nawozowym istotne wrażliwości łańcucha dostaw, wynikające z koncentracji produkcji i podatności na wahania cen energii. Autorzy wskazują, że decentralizacja produkcji (budowa mniejszych instalacji bliżej ośrodków konsumpcji) może zwiększyć bezpieczeństwo dostaw, jednak wiąże się z wyższymi kosztami jednostkowymi. W przemyśle stalowym rozważane są dwa główne podejścia: relokacja produkcji do regionów dysponujących tanimi zasobami energii odnawialnej (Ameryka Łacińska, Afryka Północna) lub import wodoru bądź jego nośników do istniejących klastrów przemysłowych w Europie (Toktarova i in., 2021; Neumann i in., 2025). Wybór strategii zależeć będzie w dużej mierze od kosztów logistyki, wysokości ceł węglowych (CBAM) oraz spójności systemów certyfikacji.

Transformacja wodorowa przekształca - zamiast eliminować - zależności geopolityczne, przesuując je z paliw kopalnych na dostęp do taniego OZE, surowców

²³ Neumann, F., Hampp, J., & Brown, T. (2025). Green energy and steel imports reduce Europe’s net-zero infrastructure needs. *Nature Communications*, 16(1), 5302.

krytycznych i technologii. Analizy SWP Berlin²⁴ i IRENA²⁵ wskazują na przesunięcie w kierunku zależności od:

1. krajów dysponujących wysokim potencjałem odnawialnym (Afryka Północna, Australia, Chile),
2. dostawców surowców krytycznych niezbędnych do produkcji elektrolizerów i ogniw paliwowych (platyna, iryd),
3. dostawców technologii i komponentów przemysłowych.
Powstaje w ten sposób wielowarstwowy system zależności, w którym bezpieczeństwo energetyczne łączy się z polityką przemysłową i technologiczną.

Implikacje dla Unii Europejskiej i Polski obejmują konieczność wyboru między modelem relokacyjnym a integracyjnym oraz wzmocnienie instrumentów ochrony konkurencyjności (m.in. CBAM i spójne ramy certyfikacyjne). Koszt produkcji zielonego wodoru w decydującym stopniu zależy od cen energii odnawialnej, co sprawia, że przemysły energochłonne (stal, amoniak) pozostają szczególnie wrażliwe na różnice regionalne. W efekcie bardziej uzasadnione ekonomicznie może być importowanie zdekarbonizowanych produktów przemysłowych (zielonej stali, nawozów) z regionów o niskich kosztach energii niż samego wodoru. Dla Europy i Polski oznacza to konieczność wyboru pomiędzy:

- modelem relokacyjnym, zakładającym przeniesienie części energochłonnej produkcji poza UE i import gotowych produktów, a
- modelem integracyjnym, opartym na rozwoju krajowych mocy OZE i imporcie wodoru bądź jego pochodnych do istniejących klastrów przemysłowych.

3.4 Literatura dla Polski

Wybór krajowej strategii będzie zależał od szeregu czynników ekonomicznych, regulacyjnych i geopolitycznych, w tym poziomu bezpieczeństwa łańcuchów dostaw oraz potencjalnych kosztów społecznych i politycznych związanych z ryzykiem relokacji produkcji poza UE. Kluczową rolę odegrają koszty logistyki, skuteczność mechanizmu CBAM oraz spójność międzynarodowych systemów certyfikacji RFNBO. W szczególności wdrażanie dyrektywy RED III bez równoległego wzmocnienia instrumentów ochrony konkurencyjności może zwiększyć presję deindustrializacją w sektorach energochłonnych. Dlatego strategię krajową powinny łączyć analizę kosztu pozyskania RFNBO z oceną ryzyka konkurencyjności importowej produktów powstających przy użyciu tańszych paliw odnawialnych poza Europą. Element ten jest integralny dla trwającej debaty o strategicznej autonomii i konkurencyjności przemysłowej Unii Europejskiej. Badanie Wodorowa mapa Polski (GAZ-SYSTEM, 2024)²⁶ pokazuje znaczącą lukę między krajową produkcją a zapotrzebowaniem na wodór. Do 2030 r. Polska będzie w stanie wyprodukować ok. 0,48 mln ton wodoru wobec planowanego popytu na poziomie 1,27 mln ton, a deficyt ten wzrośnie do ponad 1,5 mln ton po 2040 r. Wyniki wskazują na konieczność przyspieszenia inwestycji w krajową produkcję oraz stworzenia warunków do importu i rozwoju infrastruktury przesyłowej.

Prognozy przestrzennego rozwoju gospodarki wodorowej wskazują na istotne różnice między lokalizacją podaży i popytu. Potencjał produkcji zielonego wodoru może w

²⁴ https://www.swp-berlin.org/publications/products/research_papers/2023RP13_GeopoliticsHydrogen.pdf?utm_source=chatgpt.com

²⁵ https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jun/IRENA_TEC_GH2_and_commodities_trade_2025.pdf

²⁶ <https://www.gaz-system.pl/pl/rynek-wodoru/aktualnosci/19-12-2024-gaz-system-publikuje-wyniki-badania-wodorowa-mapa-polski.html>

największym stopniu koncentrować się w północno-zachodniej Polsce (woj. lubuskie, zachodniopomorskie, pomorskie), podczas gdy główne ośrodki popytu pozostaną w regionach przemysłowych południa i centrum kraju, takich jak Wielkopolska, Dolny Śląsk czy Śląsk. Taka przewidywana dysproporcja przestrzenna między miejscami produkcji a zużycia podkreśla konieczność rozwoju krajowej infrastruktury przesyłowej oraz zwiększenia zdolności magazynowych, które obecnie odpowiadają jedynie ok. 0,5% prognozowanej przyszłej konsumpcji. **Większość projektów produkcyjnych i konsumpcyjnych jest na wczesnym etapie przygotowań, co odzwierciedla brak stabilnych ram regulacyjnych i ograniczony dostęp do finansowania.** Przedsiębiorstwa uzależniają decyzje inwestycyjne od powstania infrastruktury i możliwości przyłączeń do sieci. Raport podkreśla również brak współpracy między producentami a odbiorcami wodoru, co utrudnia bilansowanie rynku. W odpowiedzi GAZ-SYSTEM zapowiada stworzenie platformy informacyjnej i opracowanie krajowej koncepcji sieci przesyłowej.

Z kolei raport Instytutu Energetyki wskazuje, że do 2030 r. zapotrzebowanie na RFNBO w Polsce osiągnie 223-245 tys. ton H₂, z dominującą rolą przemysłu i uzupełniającą rolą transportu. Według raportu Tchorek i in. (2023), *Prognoza zapotrzebowania na wodór odnawialny RFNBO w Polsce do 2030 r.*²⁷, krajowy popyt na RFNBO w 2030 r. szacuje się na 223-245 tys. ton H₂, z czego 85-86% przypadnie na przemysł (189-211 tys. ton), a 14-15% na transport (33-37 tys. ton). W strukturze popytu dominuje sektor nawozowy, który może odpowiadać za 55-70% zapotrzebowania. Ograniczoną, choć rosnącą rolę odgrywać będą hutnictwo oraz ciepło przemysłowe (łącznie ok. 52 tys. ton w scenariuszu rozszerzonym). W transporcie cel 1% RFNBO ma zostać osiągnięty przede wszystkim poprzez zastosowania rafineryjne, natomiast udział bezpośredniego tankowania będzie ograniczony do realizacji wymogów AFiR (ok. 34 stacji HRS w wariantcie bazowym, z możliwością rozszerzenia o dodatkowe 16).

Badanie Polskie Instytut Ekonomicznego (PIE, 2024)²⁸ wskazuje, że popyt na wodór niskoemisyjny może wzrosnąć aż 400-krotnie do roku 2050. W 2022 r. zapotrzebowanie globalne na wodór wyniosło 95 mln ton, z czego mniej niż 1 mln ton stanowił wodór niskoemisyjny. Według prognoz PIE, udział tego typu wodoru może osiągnąć poziom 400 mln ton rocznie do 2050 r. Wartość ta obrazuje ogromną skalę możliwej transformacji - zarówno w przemyśle, jak i w energetyce oraz ciepłownictwie. W Polsce, będącej jednym z trzech największych producentów wodoru w UE (ok. 1,3 mln ton w 2022 r.), oznacza to konieczność przekształcenia struktury produkcji - obecnie w większości opartej na paliwach kopalnych - w kierunku technologii niskoemisyjnych. PIE podkreśla, że kluczowe dla osiągnięcia tych poziomów będą: zwiększenie inwestycji w badania i rozwój technologii wodorowych (w Polsce w 2022 r. tylko 3,1 % wydatków publicznych na energetykę dotyczyło tej dziedziny), wyznaczenie krajowych celów produkcji zielonego wodoru oraz zidentyfikowanie optymalnych lokalizacji dla przyszłych „dolin wodorowych”.

W kwestii wyzwań po stronie energetyki odnawialnej, raport „Zielony wodór z OZE w Polsce” (DISE/PSEW, 2021)²⁹ wskazuje, że pełne uruchomienie krajowego potencjału produkcji wodoru odnawialnego będzie wymagało istotnej rozbudowy mocy odnawialnych źródeł energii i infrastruktury elektrolizy. Według autorów, aby pokryć prognozowane zapotrzebowanie na ponad 100 TWh zielonego wodoru rocznie do 2040 r., Polska powinna dysponować ponad 60 GW zainstalowanej mocy w OZE dedykowanej sektorowi wodorowemu. Osiągnięcie takiej skali produkcji wymagałoby jednocześnie budowy elektrolizerów o łącznej mocy przekraczającej 20 GW. Raport podkreśla, że bez takiej rozbudowy floty OZE, obejmującej zarówno energetykę wiatrową na lądzie i morzu, jak i fotowoltaikę, rozwój gospodarki

²⁷ <https://ien.com.pl/images/konferencje/Prognoza-zapotrzebowania-na-wod%C3%B3r-odnawialny-raport.pdf>

²⁸ <https://pie.net.pl/zapotrzebowanie-na-wod%C3%B3r-niskoemisyjny-wzrosnie-do-2050-r-az-400-krotnie/>

²⁹ <https://dise.org.pl/Raport-Zielony-Wodor-z-OZE.pdf>

wodorowej w Polsce pozostanie ograniczony, a zielony wodór nie będzie w stanie pełnić zakładanej roli w procesie dekarbonizacji przemysłu i energetyki.

Po stronie podaży realizacja tych wolumenów będzie wymagać znacznych mocy OZE oraz elastycznego systemu przyłączy. Raport wskazuje zapotrzebowanie na 12,3-13,5 TWh energii elektrycznej z OZE w 2030 r., co odpowiada mocom przyłączeniowym rzędu 11,6-12,8 GW PV, 4,6-5,1 GW wiatru na lądzie lub 3,1-3,4 GW wiatru morskiego. Część wolumenu może wymagać importu, m.in. w ramach Nordic-Baltic Hydrogen Corridor (NBHC) - w tym przypadku chodzi o wolumeny wodoru RFNBO - lub poprzez terminale w Świnoujściu, Policach i Gdańsku, które w pierwszej kolejności byłyby wykorzystywane do importu niskoemisyjnego amoniaku / amoniaku RFNBO. Należy przy tym zaznaczyć, że większość wskazanej infrastruktury znajduje się obecnie na etapie planowania lub studium wykonalności (IEA, 2025)³⁰.

3.5 Luki badawcze i wkład projektu

Przegląd krajowych i międzynarodowych opracowań wskazuje, że literatura dotycząca gospodarki wodorowej w Polsce pozostaje fragmentaryczna i niedostosowana do specyfiki krajowych warunków energetycznych, przemysłowych i społecznych. Zdecydowana większość badań ma charakter globalny lub ogólnoeuropejski, co ogranicza ich użyteczność przy projektowaniu polityk i mechanizmów wsparcia na poziomie krajowym. W konsekwencji zidentyfikowano kilka kluczowych luk badawczych, które niniejszy projekt ma na celu uzupełnić.

Główne luki badawcze to:

- **Brak szczegółowych analiz kosztowych dla Polski.** Obecne modele kosztu wytwarzania wodoru (LCOH) oparte są głównie na danych zachodnioeuropejskich, które nie odzwierciedlają polskich realiów - w szczególności lokalnych cen energii elektrycznej i gazu, kosztów kapitału, dostępności infrastruktury sieciowej czy ryzyk regulacyjnych. Brakuje analiz techno-ekonomicznych dla konkretnych zakładów przemysłowych (nawozy, rafinerie, huty stali), które mogłyby wskazać faktyczny koszt zastąpienia wodoru kopalnego wodorem odnawialnym. Niedostatek takich badań utrudnia ocenę wykonalności i skalowalności inwestycji RFNBO w Polsce.
- **Niedostateczne badania nad wpływem na zatrudnienie i strukturę regionalną.** Dotychczasowe opracowania koncentrują się na skutkach zatrudnieniowych w skali makro (UE, OECD), pomijając zróżnicowanie regionalne Polski. Brak jest analiz dotyczących skutków transformacji dla konkretnych ośrodków przemysłowych, takich jak Kujawy (Anwil/Orlen), aglomeracja płocka czy Górny Śląsk. Nie zbadano dotąd, jak wdrożenie RFNBO wpłynie na lokalne rynki pracy, potrzeby przekwalifikowania pracowników oraz możliwości powstawania nowych branż powiązanych z gospodarką wodorową (np. produkcja komponentów elektrolizerów, logistyka H₂).
- **Luka w analizach geopolitycznych i handlowych z perspektywy Polski.** Choć literatura globalna szeroko opisuje handel wodorem i jego nośnikami, brak jest badań

³⁰ <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-production-and-infrastructure-projects-database>

symulacyjnych dotyczących bilansu handlowego Polski. Nie wiadomo, czy bardziej opłacalny byłby import zielonego amoniaku, wodoru czy produktów energochłonnych (stal, nawozy) oraz jakie byłyby skutki CBAM dla konkurencyjności krajowego przemysłu. Pominięto także analizę wpływu ewentualnego ograniczenia importu surowców ze wschodu (Rosja, Białoruś) na możliwość kompensacji dostaw poprzez nowe kierunki handlu wodorowego. Nadal nie wiadomo, w jakim stopniu polscy producenci byłiby w stanie eksportować wodór odnawialny zgodnie z międzynarodowymi wymogami certyfikacyjnymi.

- **Niedostateczna analiza zależności między RFNBO a bezpieczeństwem żywnościowym.** Nie przeprowadzono dotąd kompleksowego modelowania wpływu kosztów zielonego amoniaku na ceny nawozów, koszty produkcji rolnej i krajowe bezpieczeństwo żywnościowe. Łańcuch zależności - od wymogów RED III, przez koszty wodoru RFNBO, po ceny produktów rolnych - pozostaje nieopisany w literaturze. Wypełnienie tej luki stanowi jeden z elementów wartości dodanej niniejszego projektu.

4 Bilans zużycia wodoru w przemyśle oraz nawozów

4.1 Specyfika polskiej gospodarki wodorowej

Polska jest jednym z największych producentów i konsumentów wodoru w Unii Europejskiej, co stwarza zarówno istotny potencjał dekarbonizacji, jak i znaczące wyzwania strukturalne. Roczna zdolność produkcyjna w kraju przekracza 1 mln ton, co plasuje Polskę na trzecim miejscu w UE po Niemczech i Holandii. Niemal całość produkowanego wodoru ma charakter szary i pochodzi z paliw kopalnych - głównie z reformingu parowego metanu oraz z gazu koksowniczego. Taka struktura powoduje wysoki ślad węglowy i ogranicza możliwości szybkiej transformacji w kierunku niskoemisyjnych technologii, które są wymagane przez cele klimatyczne UE i strategię REPowerEU. Wysoka zależność od paliw kopalnych sprawia, że dekarbonizacja sektora wodorowego staje się kluczowym elementem transformacji przemysłowej w Polsce.

Zużycie wodoru w Polsce jest silnie skoncentrowane w dwóch sektorach - chemicznym i rafineryjnym - które łącznie odpowiadają za około 90% krajowego popytu. W przemyśle chemicznym wódór stanowi surowiec niezbędny do produkcji amoniaku metodą Habera-Boscha, a tym samym nawozów azotowych. W rafineriach pełni funkcję czynnika procesowego wykorzystywanego w hydrokrakingu i hydroodsiarczaniu, umożliwiając spełnianie wymogów jakościowych paliw. Zapotrzebowanie w tych sektorach jest stabilne i ściśle powiązane z krajową produkcją przemysłową, co utrudnia jego elastyczne dostosowanie do zmian technologicznych. Pozostałe zastosowania wodoru - w przemyśle szklarskim, spożywczym czy elektronicznym - mają marginalne znaczenie dla krajowego bilansu energetyczno-przemysłowego.

Tabela 1 Zakłady przemysłowe produkujące wódór w Polsce powyżej 100 t/rok (2024)

Zakład	Typ procesu	Zużycie końcowe	Zdolność produkcyjna tony/rocznie	Produkcja (tony, 2024)	Cel RFNBO
Gdańsk ORLEN	Reforming parowy	Rafineria	235000	138423	Transportowy
Płock ORLEN	Reforming parowy	Rafineria	232836	190926	Transportowy
Puławy Grupa Azoty	Reforming parowy	Amoniak	225000	114348	Przemysłowy
Police Grupa Azoty	Reforming parowy	Amoniak	105120	56007	Przemysłowy
Włocławek Anwil S.A. (Grupa Orlen)	Reforming parowy	Amoniak	92327	49191	Przemysłowy
Kędzierzyn Zakłady Azotowe 1 Grupa Azoty	Reforming parowy	Amoniak	70844	37745	Przemysłowy
Kędzierzyn Zakłady Azotowe 2 Grupa Azoty	Reforming parowy	Amoniak	68180	36326	Przemysłowy
Tarnów Grupa Azoty	Reforming parowy	Amoniak	50602	26961	Przemysłowy
Płock ORLEN	Produkt uboczny (Etylen)	Rafineria	11957	9804	Wyłączony

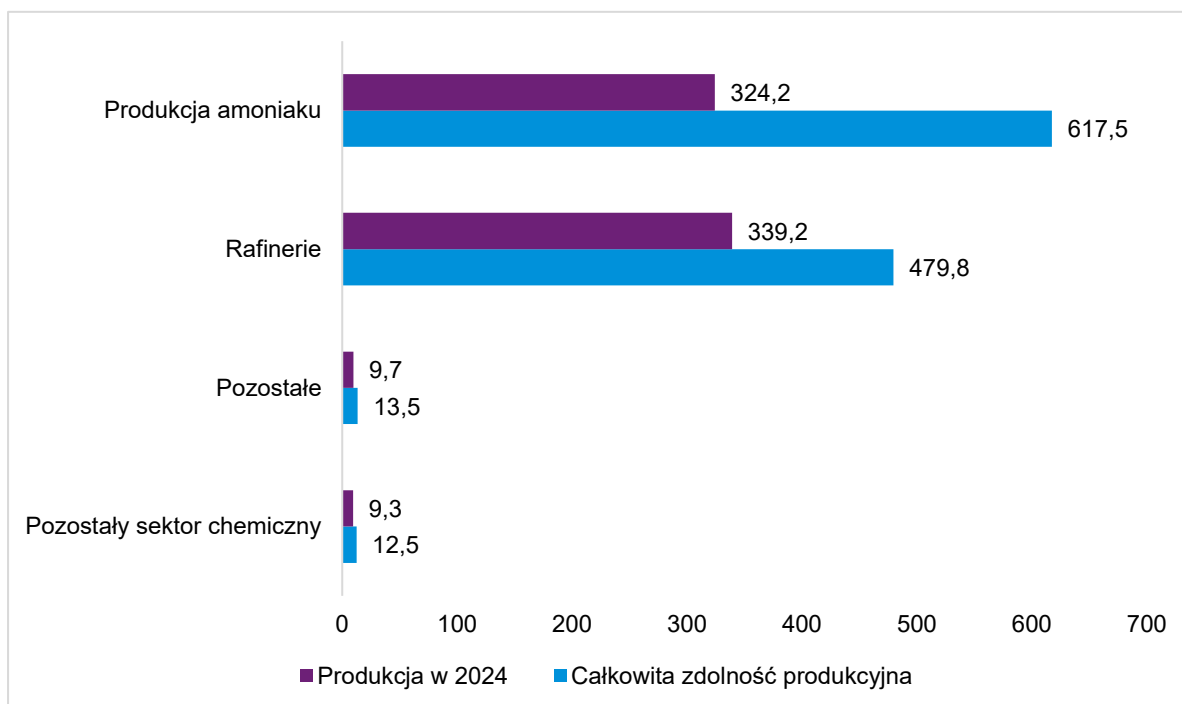
Tarnów Grupa Azoty	Reforming parowy	Inny chemiczny	6237	4678	Przemysłowy
Brzeg Dolny Zakłady Chemiczne/PCC Rokita	Produkt uboczny (Chlor-alkali)	Inny chemiczny	5880	3940	Wyłączony
Włocławek Anwil S.A. (Grupa Orlen)	Produkt uboczny (Chlor-alkali)	Amoniak	5460	3658	Wyłączony
Puławy Grupa Azoty	Reforming parowy	Inny chemiczny	3898	2924	Przemysłowy
Bochnia Stalprodukt	Reforming parowy	Inny chemiczny	3767	2825	Przemysłowy
Kędzierzyn Grupa Azoty	Reforming parowy	Inny chemiczny	3723	2792	Przemysłowy
Trzebinia ORLEN S.A.	Reforming parowy	Inny chemiczny	1577	1183	Przemysłowy
Błachownia Solveco SA	Reforming parowy	Inny chemiczny	876	657	Przemysłowy
Trzebinia ORLEN	Reforming parowy	Rafineria	Brak danych	Brak danych	Transportowy

Źródło: European Hydrogen Observatory

Produkcja i konsumpcja wodoru są w Polsce silnie skoncentrowane w kilku dużych grupach kapitałowych, co ma zasadnicze znaczenie dla ekonomiki transformacji wodorowej. Największym odbiorcą jest Grupa Azoty, której zakłady w Puławach, Kędzierzynie i Policach zużywają łącznie ok. 420 tys. ton wodoru rocznie. Drugim głównym podmiotem jest Orlen S.A., w tym przejęta Grupa Lotos, odpowiadający za ok. 360 tys. ton rocznego zużycia. Znaczące ilości wodoru powstają również jako produkt uboczny w koksowniach, takich jak Przyjaźń czy Zdzeszowice. Tak duża koncentracja popytu w kilku lokalizacjach sprzyja tworzeniu regionalnych hubów wodorowych i infrastruktury przesyłowej, ale zwiększa też wrażliwość systemu na wahania cen energii oraz decyzje inwestycyjne pojedynczych przedsiębiorstw.

W ostatnich latach produkcja wodoru w Polsce była istotnie niższa niż wynikałoby to z mocy zainstalowanych, przede wszystkim z powodu ograniczonego wykorzystania instalacji do produkcji amoniaku. W latach 2022-2024 przemysł nawozowy zmagał się z wysokimi cenami gazu ziemnego, co doprowadziło do obniżenia stopnia wykorzystania mocy produkcyjnych w Grupie Azoty do poziomu 50-55%. Oznacza to, że zamiast historycznych 420 tys. ton, rzeczywista produkcja wodoru w zakładach tej grupy wynosi obecnie około 270 tys. ton rocznie. Niższa aktywność instalacji do reformingu metanu bezpośrednio przełożyła się na spadek całkowitej podaży wodoru w kraju, zwłaszcza w segmencie przemysłowym, gdzie jest on wykorzystywany jako surowiec chemiczny.

Wykres 1 Moce produkcyjne do produkcji wodoru według sektora (kt)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie European Hydrogen Observatory

Ograniczona utylizacja instalacji amoniaku ma krótkoterminowy wpływ na krajowy bilans wodoru, ale wskazuje też na wrażliwość sektora na zmienność kosztów energii i surowców. Zmniejszona produkcja wodoru w sektorze nawozowym nie została w pełni skompensowana przez inne branże, co potwierdza strukturalne uzależnienie krajowego bilansu od kilku dużych producentów. Jednocześnie spadek zużycia gazu ziemnego w reformingu w latach 2023-2024 przyniósł czasowy efekt redukcji emisji, jednak nie wynikał on z trwałej zmiany technologicznej. W dłuższej perspektywie utrzymanie stabilności podaży wodoru wymagać będzie inwestycji w nowe źródła niskoemisyjne, niezależne od cyklicznych wahań rynku nawozów i cen gazu.

Wysoka emisyjność krajowego miksu elektroenergetycznego i relatywnie wysokie ceny energii elektrycznej stanowią główne bariery rozwoju zielonego wodoru w Polsce. Produkcja H₂ w procesie elektrolizy zasilanej energią z sieci wiązałaby się obecnie z dużymi emisjami pośrednimi CO₂, dlatego kluczowe jest powiązanie nowych mocy elektrolizerów z dodatkowymi źródłami odnawialnymi oraz systemem gwarancji pochodzenia energii. Koszt wytwarzania zielonego wodoru w Polsce jest dziś wyższy niż w krajach o tańszej energii odnawialnej, takich jak Hiszpania czy państwa nordyckie. W perspektywie dekady poprawę konkurencyjności mogą przynieść dalszy rozwój fotowoltaiki, energetyki wiatrowej (lądowej i morskiej) oraz inwestycje w energetykę jądrową, które obniżą hurtowe ceny energii.

Różnice w charakterze wykorzystania wodoru w poszczególnych sektorach przemysłu determinują ich obowiązki regulacyjne i tempo wdrażania celów klimatycznych. W rafineriach i zakładach petrochemicznych wódór jest wykorzystywany przede wszystkim jako surowiec do produkcji paliw oraz jako pozostałość procesowa, co pozwala Orlen S.A. zaliczać większość jego zużycia do realizacji celu transportowego, a nie celu przemysłowego. Produkcja wodoru jako produktu ubocznego w procesie wytwarzania etylenu podlega wyłączeniom, co dodatkowo ogranicza wolumen wymagający rozliczenia w ramach celu przemysłowego. W konsekwencji jedynie część wytwarzanego wodoru może podlegać obowiązkowi spełnienia udziału RFNBO wynikającego z celu przemysłowego. Odmienne

wygląda sytuacja w przemyśle nawozowym, gdzie wodór pełni funkcję surowca chemicznego. W tym przypadku zużycie wodoru w chemii będzie kluczowym elementem realizacji celu 42% udziału RFNBO, ponieważ to ten sektor odpowiada za większość krajowego zapotrzebowania. Nie oznacza to jednak, że Grupa Azoty lub inne przedsiębiorstwa mają bezpośrednio nałożony obowiązek osiągnięcia tego poziomu - RED III ustanawia cel na poziomie państwa członkowskiego, a nie jako indywidualny obowiązek instalacyjny. W praktyce jednak brak sektorowych odstępstw sprawia, że to przemysł chemiczny będzie musiał wnieść największy wkład w realizację celu, ponieważ inne sektory wykorzystują wodór w znacznie mniejszym stopniu.

4.2 Prognozy zużycia wodoru w przemyśle w Polsce do 2030 i 2035

Do 2035 roku popyt na wodór w Polsce pozostanie skoncentrowany w sektorach tradycyjnych, takich jak przemysł nawozowy i rafineryjny. Prognozy oparte na danych przedsiębiorstw wskazują, że zapotrzebowanie w tych branżach utrzyma się na stabilnym poziomie, przy nieco wyższym wykorzystaniu istniejących mocy produkcyjnych. Wynika to z faktu, że wodór jest tam trwale zintegrowany z procesami technologicznymi - w syntezie amoniaku, reformingu gazu ziemnego czy procesach hydroodsierczania. Z kolei zastosowania wodoru w nowych sektorach, takich jak transport czy hutnictwo, pozostaną ograniczone. Wysokie koszty technologii ogniwi paliwowych, niska dostępność infrastruktury tankowania oraz brak opłacalnych modeli biznesowych hamują ich komercjalizację. W rezultacie, do 2035 roku dominująca część krajowego popytu na wodór będzie pochodzić z przemysłu chemicznego i paliwowego.

Grupa Azoty pozostaje największym krajowym odbiorcą wodoru, a jej zapotrzebowanie stanowi główny punkt odniesienia dla krajowej polityki wodorowej. Według danych spółki, obecne zużycie wynosi około 300 tys. ton rocznie, głównie na potrzeby produkcji amoniaku, przy czym w latach 2023-2024 odnotowano spadek wytwarzania związany z warunkami rynkowymi. W perspektywie do 2030 roku zapotrzebowanie ma się ustabilizować na poziomie około 340 tys. ton. Grupa Azoty analizuje możliwości stopniowego zastępowania wodoru szarego wodorem odnawialnym (RFNBO), jednak wskazuje na bariery techniczne i ekonomiczne. Według przedstawionych szacunków, pełna realizacja unijnych celów udziału RFNBO wymagałaby nakładów inwestycyjnych rzędu 68 mld zł oraz pokrycia wyższych kosztów operacyjnych szacowanych na 2,8 mld zł rocznie.

Wzrost zapotrzebowania na wodór w Grupie Orlen wynika głównie z rozwoju produkcji nawozów w spółce Anwil. Szacunki wskazują, że do 2030 i 2035 roku zużycie wodoru w Anwilu sięgnie około 70 tys. ton, wobec 49 tys. ton w 2024 roku. Zmiana ta jest rezultatem ukończenia trzeciej linii produkcji nawozów azotowych, która zwiększyła moce wytwórcze o 50%, do 1,46 mln ton rocznie. Inwestycja ta umacnia pozycję Anwila na rynku nawozowym i stanowi istotny krok w kierunku modernizacji technologicznej Grupy Orlen. W dalszej perspektywie rozwinięta infrastruktura może stać się podstawą do integracji niskoemisyjnych źródeł wodoru, wspierając proces dekarbonizacji sektora chemicznego i zwiększając jego odporność na zmiany regulacyjne w Unii Europejskiej.

W dłuższej perspektywie przemysł stalowy może stać się kluczowym, lecz odległym w czasie odbiorcą wodoru w Polsce. Zastosowanie technologii bezpośredniej redukcji rudy żelaza (Direct Reduced Iron, DRI) z wykorzystaniem wodoru pozwala znacząco ograniczyć emisje z hutnictwa, jednak jej wdrożenie wymaga dużych i stabilnych dostaw taniej, niskoemisyjnej energii elektrycznej. Przy obecnych cenach energii i ograniczonym dostępie do OZE budowa tego typu instalacji przed 2035 rokiem wydaje się mało prawdopodobna. Decydujące znaczenie będą miały decyzje inwestycyjne największych producentów stali oraz tempo rozwoju europejskiej infrastruktury wodorowej. Dopiero po 2035 roku możliwe jest

powstanie pierwszych projektów pilotażowych w Polsce, jeśli koszty technologii i energii ulegną znaczącemu obniżeniu.

Tabela 2 Prognoza popytu na wodór w 2030 i 2035

Sektor	Prognoza popytu 2030 i 2035
Amoniak	Na podstawie wywiadów zużycie wodoru szacowane jest na poziomie 340 tysięcy ton rocznie dla Grupy Azoty oraz około 70 tysięcy dla Anwil.
Rafinerie	Utrzymanie produkcji w istniejących zakładach na poziomie z 2024 roku. Wyłączenie na podstawie danych z literatury (85% zużycia) ³¹ .
Pozostały chemiczny	Utrzymanie produkcji w istniejących zakładach na poziomie z 2024 roku.
Stal	Brak powstania w Polsce do roku 2035 huty zielonej stali w technologii DRI.
Elektroenergetyka i ciepłownictwo	Brak zastosowania wodoru w sektorach do 2035 roku.

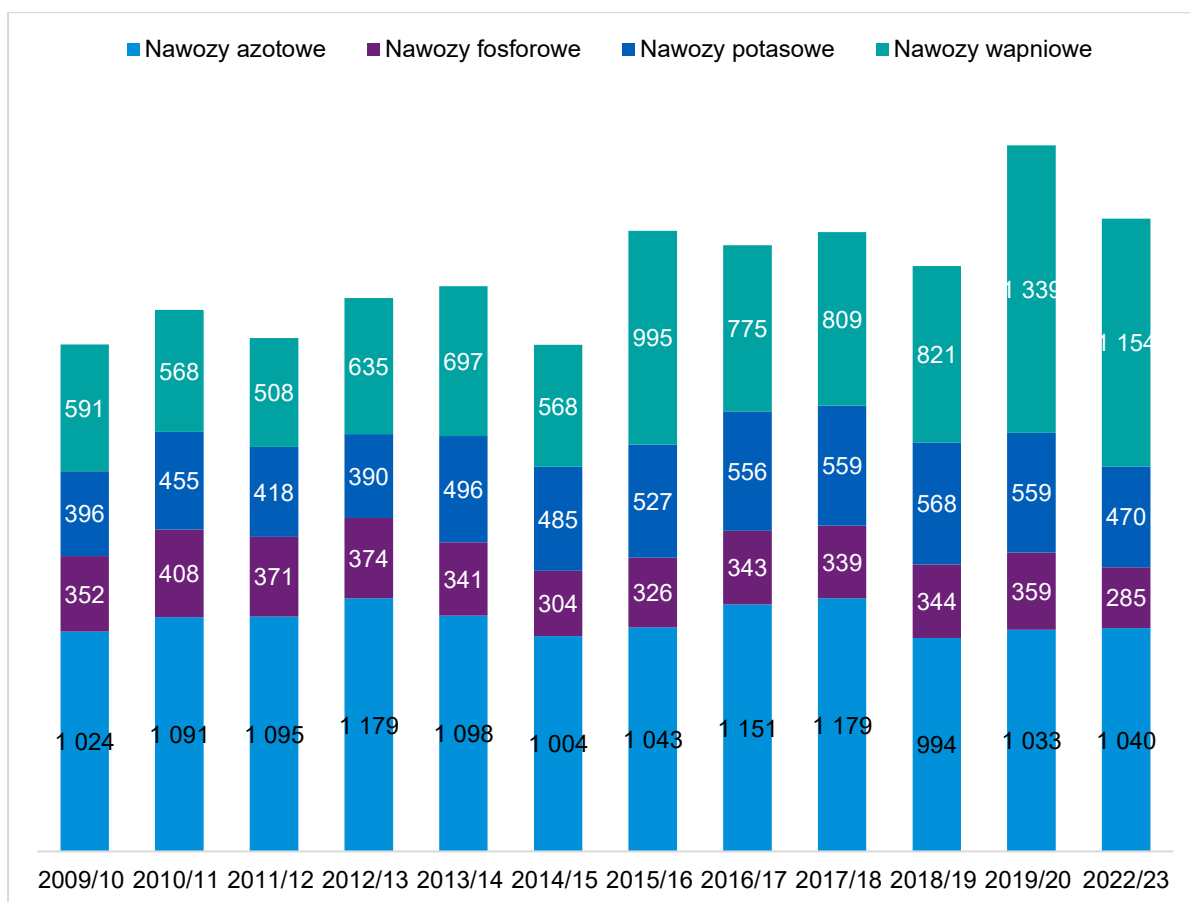
Transformacja wodorowa w Polsce wymaga spójnej polityki publicznej, łączącej rozwój infrastruktury, wsparcie finansowe i dekarbonizację sektora energii. Koncentracja popytu w kilku hubach przemysłowych umożliwia wdrażanie ukierunkowanych rozwiązań - w tym budowę lokalnych sieci rurociągów i źródeł OZE - ale wymaga silnej koordynacji między rządem, operatorami sieci i przedsiębiorstwami. Kluczowe będzie przyspieszenie dekarbonizacji miksu energetycznego, rozwój certyfikacji RFNBO oraz stworzenie stabilnych mechanizmów finansowych ograniczających ryzyko inwestycyjne. Skuteczna realizacja tych działań pozwoli na powstanie konkurencyjnego i zintegrowanego rynku zielonego wodoru w Polsce, zdolnego do wspierania przemysłowej transformacji w kierunku neutralności klimatycznej.

4.3 Bilans nawozów

Popyt na nawozy mineralne w Polsce pozostaje względnie stabilny, jednak jego struktura i poziom zużycia reagują na zmiany cen surowców oraz koniunkturę rolną. W latach 2010-2020 krajowe zużycie nawozów mineralnych w przeliczeniu na czysty składnik utrzymywało się w przedziale 1,8-2,1 mln ton rocznie, z czego nawozy azotowe stanowiły około 55-60% (1,0-1,2 mln ton). W ujęciu powierzchniowym odpowiada to 120-140 kg składnika na hektar użytków rolnych, co jest zbliżone do średniej unijnej. W roku gospodarczym 2022/23 zużycie nawozów mineralnych spadło do 1,79 mln ton, a nawozów azotowych do 1,04 mln ton, co stanowiło spadek o około 10% względem średniej z poprzedniej dekady. Największymi odbiorcami nawozów azotowych pozostają producenci zbóż, kukurydzy i rzepaku, którzy odpowiadają łącznie za ponad połowę krajowego popytu. Według danych Grupy Azoty, rynek nawozów w Polsce pozostaje stabilny, z prognozowanym wzrostem wolumenu z 7,6 mln ton w 2024 r. do 7,9 mln ton w 2029 r. (ok. 0,9% r/r), przy utrzymującym się zapotrzebowaniu na nawozy azotowe i rosnącym potencjale segmentu nawozów specjalistycznych. W horyzoncie do 2035 roku oczekuje się stabilizacji zużycia w ujęciu wolumenowym.

³¹ https://cedelft.eu/wp-content/uploads/sites/2/2022/03/CE_Delft_210426_50_percent_green_hydrogen_for_Dutch_industry_FINAL.pdf

Wykres 2 Zużycie nawozów mineralnych i wapniowych (w przeliczeniu na czysty składnik, tys. ton)

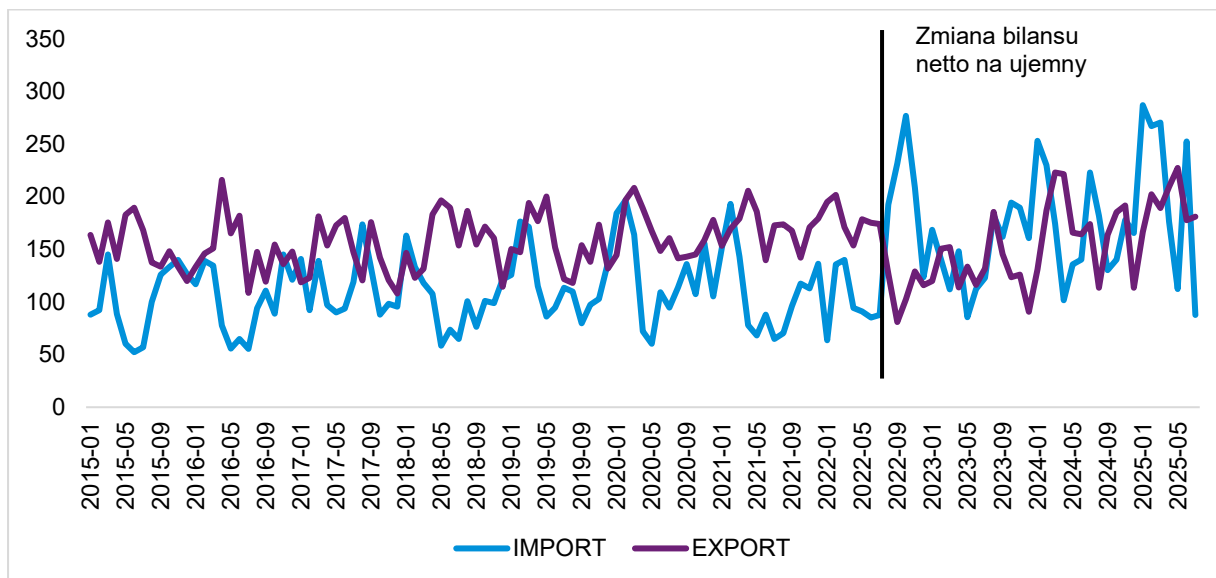


Źródło: GUS, Środki produkcji w rolnictwie w roku gospodarczym 2022/2023

Krajowy bilans produkcji i zużycia nawozów azotowych pokazuje, że Polska dysponuje znacznym potencjałem wytwórczym, który jednak nie był w ostatnich latach w pełni wykorzystywany. Zdolności produkcyjne amoniaku wynoszą około 2,8 mln ton rocznie, co odpowiada możliwości wytwarzania 5-5,5 mln ton nawozów azotowych w masie produktu (Hydrogen Europe, 2023)³². W latach 2018-2020 krajowe zakłady chemiczne pracowały z wykorzystaniem mocy przekraczającym 80%, co zapewniało pełne pokrycie krajowego zapotrzebowania i umiarkowaną nadwyżkę eksportową. Polska była w tym okresie netto eksporterem nawozów azotowych, zwłaszcza saletry amonowej i mocznika, przy jednoczesnym imporcie nawozów fosforowych i potasowych, wynikającym z braku krajowych złóż fosforytów i soli potasowych. W 2022 roku, w wyniku skokowego wzrostu cen gazu ziemnego, około 70% mocy amoniaku zostało czasowo wyłączonych, a krajowa produkcja nawozów spadła poniżej poziomu popytu (Kowalska et al., 2024)³³. Luka podażowa została częściowo uzupełniona importem, który w 2025 roku wzrósł o ponad 30% rok do roku.

³² https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2023/03/2023.03_H2Europe_Clean_Ammonia_Report_DIGITAL_FINAL.pdf

³³ <https://www.mdpi.com/2071-1050/16/16/6943>

Wykres 3 Import i eksport nawozów azotowych w Polsce (2015 - 2025, tys. ton)


Źródło: Eurostat

Ceny i dostępność nawozów mineralnych, zwłaszcza azotowych, mają bezpośredni wpływ na produktywność rolnictwa i bezpieczeństwo żywnościowe. Azot syntetyczny pochodzący z amoniaku umożliwia utrzymanie wysokich plonów i stanowi podstawę intensywnej produkcji rolnej - szacuje się, że jego wykorzystanie pozwala wyżywić blisko połowę światowej populacji. Wzrost kosztów wodoru lub amoniaku z odnawialnych źródeł (RFNBO) może jednak istotnie zwiększyć koszty produkcji nawozów. Doświadczenia z lat 2021-2022 pokazały, że gwałtowny wzrost cen nawozów przekłada się na ograniczenie ich stosowania, spadek plonów i wzrost cen żywności, przy silnej korelacji między cenami nawozów a żywności ($r \approx 0,90$) (Kowalska et al., 2024)³⁴.

Prognozy do 2030-2035 roku zakładają stopniową odbudowę krajowego potencjału produkcyjnego, choć nie do poziomów sprzed okresu kryzysu energetycznego. W scenariuszu bazowym przyjęto wykorzystanie 60-70% dostępnych mocy, co odpowiada produkcji 3.5-4 mln ton nawozów azotowych rocznie. Założenie to ma charakter roboczy i pozostaje silnie uzależnione od tempa realizacji celów RFNBO oraz dostępności niskoemisyjnego wodoru w przemyśle. Częściową poprawę bilansu umożliwiają inwestycje modernizacyjne i rozbudowa mocy - szczególnie projekt we Włocławku (Anwil/Orlen), który zwiększył zdolności produkcyjne nawozów azotowych o około 40%, do niemal 1,5 mln ton rocznie (Argus Media³⁵). W perspektywie dekady bardziej prawdopodobny jest jednak scenariusz umiarkowanej odbudowy produkcji, który pozwala na utrzymanie samowystarczalności krajowej, lecz nie na pełny powrót do wcześniejszej roli eksportera netto.

Bilans podaży i popytu w sektorze nawozów pozostaje silnie uzależniony od kosztów surowców i kierunków importu. Wysokie ceny gazu ziemnego oraz uprawnień do emisji CO₂ zwiększają atrakcyjność importu amoniaku i półproduktów z rynków o niższych kosztach produkcji, podczas gdy okresy spadków cen surowców umożliwiają ponowne zwiększanie eksportu. W obu przypadkach niezbędne jest rozwijanie infrastruktury logistycznej - terminali, magazynów i sieci przesyłowych - które ograniczą ryzyko wahań podaży. Bez tych inwestycji transformacja w kierunku niskoemisyjnych technologii RFNBO może prowadzić do okresowych deficytów podaży lub wzrostu cen nawozów, szczególnie w latach przejściowych.

³⁴ <https://www.mdpi.com/2071-1050/16/16/6943>

³⁵ <https://www.argusmedia.com/en/news-and-insights/latest-market-news/2692506-polish-fertilizer-output-falls-to-10-month-low-in-april>

5 Ramy regulacyjne

Ten rozdział przekłada unijne ramy regulacyjne na operacyjny bilans wodorowy Polski do 2030/2035, szacując zakres celu RFNBO i jakie możliwości jego potencjalnego obniżenia. Omawiamy obowiązki RED III (42%/60% w przemyśle) oraz akty delegowane 2023/1184 i 2023/1185, które definiują dodatkowość, korelację czasową/geograficzną i próg redukcji emisji GHG. Następnie porządkujemy zasady liczenia licznika (RFNBO zużyte w przemyśle) i mianownika (cały wodór), w tym wyłączenia i alokacje między celami przemysłowym i transportowym. Wskazujemy ścieżki zgodności: krajowa produkcja RFNBO, import nośników/półproduktów oraz poprawa alokacji danych (MRV, gwarancje pochodzenia). Na koniec opisujemy elastyczności i ryzyka regulacyjne, które mogą zmieniać koszt i kolejność działań, stanowiąc podstawę do scenariuszy obliczeniowych i rekomendacji wdrożeniowych.

5.1 Ogólne unijne ramy prawne dla dekarbonizacji wodoru w przemyśle

Dyrektywa RED III stanowi przełomowy krok w polityce energetyczno-klimatycznej Unii Europejskiej, ustanawiając nowy, wyższy poziom ambicji w zakresie udziału odnawialnych źródeł energii. Przyjęta 20 listopada 2023 r. dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 jest kluczowym elementem pakietu „Fit for 55” oraz inicjatywy REPowerEU, które łącznie mają umożliwić redukcję emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 55% do 2030 r. w stosunku do poziomu z 1990 r. RED III podnosi wiążący cel udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto w UE do co najmniej 42,5%, z możliwością osiągnięcia 45%. Jednocześnie stanowi odpowiedź na geopolityczne wyzwania związane z ograniczeniem importu paliw kopalnych, zwłaszcza z Rosji, poprzez wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego i dywersyfikację źródeł energii w ramach jednolitego rynku europejskiego.

Po raz pierwszy w historii prawodawstwa unijnego RED III wprowadza wiążące cele cząstkowe w zakresie dekarbonizacji przemysłu poprzez wykorzystanie odnawialnych paliw pochodzenia niebiologicznego (RFNBO). Zgodnie z artykułem 22a dyrektywy, państwa członkowskie mają obowiązek zapewnienia, że udział RFNBO w całkowitym zużyciu wodoru w przemyśle osiągnie co najmniej 42% do 2030 r. i 60% do 2035 r. Oznacza to, że znacząca część wodoru wykorzystywanego w procesach przemysłowych - zarówno jako paliwo, jak i surowiec technologiczny - musi pochodzić z odnawialnych źródeł energii, w szczególności poprzez elektrolizę zasilaną energią odnawialną. W ten sposób UE zamierza przyspieszyć rozwój zielonego wodoru jako kluczowego nośnika energii w sektorach trudnych do elektryfikacji, takich jak przemysł chemiczny, stalowy czy rafineryjny.

Zakres podmiotowy i przedmiotowy celów RFNBO w RED III został ukształtowany w sposób szeroki, aby zapewnić spójność i porównywalność działań w całej Unii. Zgodnie z interpretacją Komisji Europejskiej, pojęcie „przemysłu” obejmuje działalność gospodarczą sklasyfikowaną w sekcjach NACE B, C, F oraz J63, co rozszerza obowiązek na różnorodne sektory, od wydobywania surowców po przetwórstwo przemysłowe i budownictwo. Równocześnie podstawa obliczeniowa celu obejmuje cały wolumen wodoru wykorzystywanego w celach energetycznych i nieenergetycznych, co uniemożliwia arbitralne zawężanie zakresu przez państwa członkowskie. Dzięki temu unijne ramy regulacyjne obejmują zarówno wodór używany jako paliwo w procesach cieplnych, jak i wodór wykorzystywany jako surowiec w produkcji amoniaku, metanolu czy paliw syntetycznych.

Dyrektywa RED III nakłada obowiązek realizacji celów RFNBO na państwa członkowskie, pozostawiając im elastyczność w zakresie wyboru instrumentów implementacyjnych. W praktyce oznacza to, że rządy krajowe muszą opracować krajowe

mechanizmy regulacyjne - np. systemy kwotowe, kontrakty różnicowe, subsydia inwestycyjne lub obowiązki nałożone na określone podmioty przemysłowe - które zapewnią osiągnięcie celu na poziomie krajowym. W Polsce wymaga to opracowania spójnych ram prawnych i instytucjonalnych dla rozwoju rynku zielonego wodoru, obejmujących zarówno produkcję, jak i jego zastosowania przemysłowe. Wybór modelu implementacji zadecyduje o rozkładzie kosztów transformacji między sektory i przedsiębiorstwa, wpływając na konkurencyjność branż strategicznych, takich jak chemiczna, rafineryjna czy nawozowa. Poniższa tabela syntetyzuje kluczowe wymogi regulacyjne dotyczące RFNBO w przemyśle, stanowiąc punkt wyjścia do dalszej analizy skutków dla polityki przemysłowej i energetycznej Polski.

Tabela 3 Zestawienie kluczowych wymogów regulacyjnych RED III dla RFNBO w przemyśle

Wymóg RED III i aktów powiązanych	Zakres	Kluczowe definicje, kryteria i uwagi
42% udziału RFNBO w wodorze przemysłowym (2030)	Wszystkie sektory przemysłu (np. NACE B, C, F, J63) zużywające wodór do celów energetycznych i nieenergetycznych.	Obowiązkowy od 2030 r.; cel wzrasta do 60% od 2035 r. Możliwa redukcja celu o 20% pod warunkami z Art. 22b. ³
Kryteria uznania za RFNBO	Energia elektryczna używana do produkcji wodoru w procesie elektrolizy.	Dodatkowość: Zasilanie z nowych, niesubsydiowanych instalacji OZE (Art. 5 Rozp. 2023/1184). Obowiązują okresy przejściowe do 2028/2038 r. ¹¹
		Korelacja czasowa i geograficzna: Produkcja wodoru i energii elektrycznej musi być skorelowana w czasie (od 2030 r. - godzinowo) i przestrzeni (ten sam lub połączony obszar rynkowy) (Art. 6 i 7 Rozp. 2023/1184). ¹²
Limit emisji GHG dla RFNBO	Cały cykl życia paliwa (well-to-wheel).	Redukcja emisji o co najmniej 70% w stosunku do komparatora kopalnego (94 gCO ₂ e/MJ). Maksymalna emisyjność RFNBO: 28,2 gCO₂e/MJ (Art. 2 Rozp. 2023/1185). ⁶

Źródła: Dyrektywa RED III oraz odpowiadające jej akty delegowane

5.2 Kryteria kwalifikacji wodoru jako RFNBO: Analiza aktów delegowanych

Aby wodór mógł zostać uznany za odnawialne paliwo pochodzenia niebiologicznego (RFNBO) w rozumieniu dyrektywy RED III, musi spełniać rygorystyczne kryteria zrównoważonego rozwoju określone w prawie unijnym. Kluczowe wymogi w tym zakresie zostały uregulowane w dwóch aktach delegowanych Komisji Europejskiej: Rozporządzeniu

(UE) 2023/1184, które definiuje warunki dotyczące energii elektrycznej wykorzystywanej do produkcji RFNBO, oraz Rozporządzeniu (UE) 2023/1185, ustanawiającym metodologię obliczania redukcji emisji gazów cieplarnianych. Wspólnie akty te precyzują, jakie źródła energii i technologie mogą zostać uznane za „odnawialne” w kontekście produkcji wodoru oraz jakie poziomy redukcji emisji muszą zostać osiągnięte, aby wodór mógł być zaliczony do realizacji krajowych i unijnych celów OZE.

5.2.1 Wymóg redukcji emisji gazów cieplarnianych

Rozporządzenie (UE) 2023/1185 ustanawia obowiązek osiągnięcia co najmniej 70% redukcji emisji gazów cieplarnianych (GHG) w całym cyklu życia odnawialnych paliw pochodzenia niebiologicznego (RFNBO) w porównaniu z paliwami kopalnymi. Wartość referencyjna dla emisji z paliw kopalnych została określona na poziomie 94 gCO₂e/MJ, co oznacza, że maksymalna dopuszczalna emisyjność RFNBO nie może przekroczyć 28,2 gCO₂e/MJ. Kryterium to obejmuje pełen cykl życia produktu - od pozyskania surowców, przez produkcję i przetwarzanie, aż po transport i końcowe wykorzystanie. Wymóg ten ma zapewnić, że wodór uznawany za odnawialny faktycznie przyczynia się do ograniczenia emisji w ujęciu systemowym, a nie jedynie do przesunięcia ich w inne segmenty łańcucha wartości.

5.2.2 Zasady dotyczące energii elektrycznej

Rozporządzenie RED III określa zasady mające zapewnić, że energia elektryczna wykorzystywana do produkcji RFNBO pochodzi ze źródeł odnawialnych i nie powoduje wzrostu emisji w systemie elektroenergetycznym. Regulacja wprowadza cztery kategorie wymogów: zasadę dodatkowości, korelację czasową, korelację geograficzną oraz przepisy przejściowe i wyjątki. Ich celem jest zapewnienie powiązania między rozwojem produkcji wodoru odnawialnego a zwiększaniem podaży energii ze źródeł odnawialnych, przy jednoczesnym utrzymaniu równowagi w systemie elektroenergetycznym.

Zasada dodatkowości ma na celu zagwarantowanie, że produkcja RFNBO będzie powiązana z nowymi inwestycjami w moce OZE. Zgodnie z artykułem 5 rozporządzenia, instalacja odnawialna zasilająca elektrolizer musi rozpocząć działalność nie wcześniej niż 36 miesięcy przed uruchomieniem instalacji RFNBO oraz nie może korzystać ze wsparcia publicznego. Jednocześnie rozporządzenie przewiduje okresy przejściowe i wyjątki. Instalacje rozpoczęte przed 1 stycznia 2028 r. są zwolnione z wymogu dodatkowości do 1 stycznia 2038 r., a wymóg nie obowiązuje również w strefach, w których udział OZE przekroczył 90% lub emisyjność sieci jest niższa niż 18 gCO₂e/MJ.

Zasady korelacji czasowej i geograficznej regulują dopuszczalne relacje między miejscem i czasem produkcji energii odnawialnej a pracą elektrolizera. Do końca 2029 r. obowiązuje korelacja miesięczna, pozwalająca na bilansowanie energii w ujęciu miesięcznym. Od 1 stycznia 2030 r. wchodzi w życie korelacja godzinowa, zgodnie z którą energia elektryczna zużywana do produkcji RFNBO musi być wytwarzana w tych samych godzinach, w których pracuje elektrolizer. Wymóg korelacji geograficznej określa, że instalacja OZE i elektrolizer muszą znajdować się w tej samej strefie cenowej lub w strefach połączonych interkonektorem, jeśli ceny energii w obu strefach są zbliżone.

Zmiana zasad korelacji czasowej od 2030 r. będzie miała wpływ na profile pracy i koszty eksploatacyjne instalacji wodorowych. Model miesięczny umożliwi bilansowanie produkcji i zużycia energii w dłuższym horyzoncie, co sprzyja wyższemu wykorzystaniu mocy elektrolizerów. Przejście na korelację godzinową ograniczy możliwość pracy urządzeń do okresów rzeczywistej generacji energii ze źródeł odnawialnych. W efekcie zmniejszy się

współczynnik wykorzystania mocy (capacity factor), co podnosi średni koszt jednostkowy produkcji wodoru (LCOH). Inwestycje rozpoczęte przed 2030 r. będą funkcjonować w warunkach bardziej elastycznych, natomiast projekty uruchamiane po tej dacie będą objęte pełnym reżimem nowych wymogów.

5.2.3 Mechanizm obliczania udziału RFNBO

Dyrektywa RED III określa sposób obliczania wiążącego celu dla RFNBO, jednocześnie wprowadzając mechanizmy elastyczności, które mogą pozwolić państwom członkowskim na dostosowanie poziomu ambicji do krajowych uwarunkowań. Zrozumienie tych mechanizmów jest kluczowe dla oceny realnych obciążeń regulacyjnych dla Polski.

Zgodnie z Artykułem 22a dyrektywy, procentowy udział RFNBO w przemyśle oblicza się jako stosunek dwóch wartości energetycznych:

$$Udział\ RFNBO_{przemysł} = \frac{Energia\ z\ RFNBO\ zużytych\ w\ przemyśle}{Energia\ z\ całego\ wodoru\ zużytego\ w\ przemyśle} \geq 42\%$$

- **Licznik:** Sumaryczna zawartość energetyczna odnawialnych paliw pochodzenia niebiologicznego (RFNBO) zużytych do celów energetycznych i nieenergetycznych w sektorze przemyśle.
- **Mianownik:** Sumaryczna zawartość energetyczna **całego wodoru** (zarówno RFNBO, jak i wodoru pochodzenia kopalnego) zużytego do celów energetycznych i nieenergetycznych w sektorze przemyśle.¹

5.2.4 Analiza możliwości redukcji celu o 20%

Artykuł 22b dyrektywy RED III wprowadza mechanizm elastyczności umożliwiający obniżenie krajowego celu udziału RFNBO w przemyśle o 20% w roku 2030, pod warunkiem spełnienia określonych kryteriów. Oznacza to, że państwo członkowskie może zredukować wymagany udział RFNBO z 42% do 33,6%, jeśli jednocześnie wykaże realizację krajowego wkładu w ogólny cel OZE Unii oraz niski udział wodoru pochodzącego z paliw kopalnych w krajowym miksie. Mechanizm ten ma na celu zapewnienie proporcjonalności wymagań wobec państw, które skutecznie rozwijają odnawialne źródła energii, a jednocześnie ograniczają zużycie wodoru kopalnego w przemyśle.

Pierwszym warunkiem skorzystania z mechanizmu jest zgodność krajowego wkładu w realizację ogólnego celu OZE UE z zaplanowaną trajekcją. Forum Energii szacuje, że unijny cel 42,5% udziału OZE przekłada się na krajowy poziom około 31,5% dla Polski w 2030 r. Zgodnie z projektem aktualizacji Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK) z lipca 2025 r., Polska przyjęła cel 32,1% udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto do 2030 r. w scenariuszu aktywnej transformacji (WAM). Przyjęcie tego celu w dokumencie strategicznym oznacza formalne zobowiązanie do realizacji wymogu, jednak osiągnięcie go będzie uzależnione od tempa inwestycji w energetykę odnawialną, w tym w morską i lądową energetykę wiatrową.

Drugim warunkiem jest ograniczenie udziału wodoru pochodzącego z paliw kopalnych w krajowym zużyciu do poziomu nieprzekraczającego 23% w 2030 r. i 20% w 2035 r. W polskich warunkach, gdzie obecna produkcja wodoru w całości opiera się na reformingu parowym gazu ziemnego (SMR) i produktach ubocznych z procesów przemysłowych, spełnienie tego wymogu wymagałoby niemal pełnej substytucji wodoru kopalnego

niskoemisyjnym. Wymagałoby to uruchomienia znacznych mocy wytwórczych w elektrolizerach zasilanych OZE lub z energetyki jądrowej, która mogłaby spełniać kryteria „non-fossil”. Przy obecnym stanie zaawansowania projektów i infrastrukturze sieciowej osiągnięcie poziomu $\leq 23\%$ wodoru kopalnego w 2030 r. jest mało prawdopodobne.

Potencjalnym źródłem niskoemisyjnego wodoru w Polsce mógłby być wodór produkowany z energii jądrowej, jednak jego dostępność w wymaganej skali jest ograniczona, a koszty wysokie. Wytwarzanie wodoru na potrzeby przemysłu przy udziale energetyki jądrowej wymagałoby budowy nowych bloków jądrowych dedykowanych bezpośrednio do zasilania elektrolizerów, aby zapewnić wystarczające i stabilne dostawy energii. Przy planowanym harmonogramie realizacji pierwszych dużych projektów jądrowych w Polsce (po 2033 r.), uruchomienie takich mocy do roku 2030, a nawet 2035, w skali umożliwiającej zastąpienie 77% obecnej produkcji wodoru, wydaje się niewykonalne technicznie i inwestycyjnie. Co więcej, nic nie wskazuje, aby koszt takiego rozwiązania - ze względu na wysoką kapitałochłonność budowy nowych bloków jądrowych - był niższy lub bardziej realny niż alternatywa oparta na art. 22a, co dodatkowo podważa jego wykonalność jako krótkoterminowej opcji przejścia na niskoemisyjny wodór.

Zestawienie obu warunków wskazuje, że możliwość skorzystania przez Polskę z mechanizmu redukcji celu o 20% jest ograniczona. Aby kwalifikować się do obniżenia celu RFNBO, co najmniej 77% krajowego zużycia wodoru musiałyby pochodzić ze źródeł niskoemisyjnych do 2030 r. Przy obecnej strukturze sektora oznaczałoby to konieczność niemal całkowitej transformacji technologicznej w horyzoncie niespełna pięciu lat. W konsekwencji, scenariusz obniżenia celu należy uznać za mało wykonalny w przewidzianym terminie. Dalsza analiza koncentruje się zatem na realizacji celu podstawowego - 42% udziału RFNBO w całkowitym zużyciu wodoru w przemyśle do 2030 r.

Tabela 4 Ocena kwalifikowalności Polski do redukcji celu RFNBO o 20%

Warunek z Art. 22b RED III	Wymagany próg/stan	Prognoza dla Polski	Wstępna ocena kwalifikowalności
1. Realizacja krajowego wkładu w ogólny cel OZE UE	Zgodność z trajektorią prowadzącą do osiągnięcia krajowego wkładu w cel UE 42,5% OZE.	Projekt aktualizacji KPEiK (lipiec 2025) zakłada cel 32,1% udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto do 2030 r. ²⁴	Szansa na spełnienie. Realizacja celu jest ambitna, ale formalnie zaplanowana w dokumencie strategicznym.
2. Ograniczony udział wodoru z paliw kopalnych w końcowym zużyciu wodoru	Udział wodoru i jego pochodnych z paliw kopalnych w końcowym zużyciu energii nie przekracza 23% w 2030 r.	Zużycie wodoru w 2022 r. wyniosło 94 PJ. ²⁵ Stanowi to znikomy ułamek całkowitego końcowego zużycia energii w Polsce.	Niespełniony. Udział wodoru kopalnego w bilansie energetycznym Polski jest i pozostanie znacząco poniżej prognozy 23%.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie KPEiK z lipca 2025 oraz European Hydrogen Observatory

5.2.5 Potencjalne zmiany na poziomie unijnym

Ramy regulacyjne dotyczące odnawialnych paliw pochodzenia niebiologicznego (RFNBO), choć prawnie wiążące, pozostają przedmiotem dynamicznej debaty politycznej w Unii Europejskiej. Dyskusja dotyczy przede wszystkim restrykcyjności aktów

delegowanych Komisji Europejskiej, które określają szczegółowe warunki kwalifikacji energii odnawialnej wykorzystywanej do produkcji wodoru. Państwa członkowskie oraz przedstawiciele przemysłu wskazują, że obowiązujące wymogi - w szczególności dotyczące dodatkowości, korelacji czasowej i geograficznej - mogą w praktyce spowalniać inwestycje oraz zwiększać koszty jednostkowe produkcji wodoru odnawialnego.

Presja instytucji unijnych na rewizję zasad produkcji RFNBO wynika z narastającej rozbieżności między obowiązującymi wymogami a potrzebami rozwijającego się rynku wodoru odnawialnego w UE. W czerwcu 2025 roku Parlament Europejski zwrócił się do Komisji Europejskiej o zmianę aktów delegowanych, argumentując, że obecne regulacje - zwłaszcza zasada dodatkowości, miesięczna korelacja czasowa i interpretacja korelacji geograficznej - ograniczają tempo inwestycji i utrudniają realizację celów REPowerEU. Jednocześnie dwanaście państw członkowskich przedstawiło zbieżny postulat złagodzenia obowiązującego reżimu regulacyjnego, wskazując na trudności we wdrażaniu projektów wodorowych w warunkach zróżnicowanych systemów elektroenergetycznych³⁶. Zgodnie z klauzulą przeglądowną Komisja ma obowiązek ocenić funkcjonowanie aktów delegowanych do 1 lipca 2028 r., jednak skala politycznych interwencji sugeruje, że proces ten może zostać przyspieszony lub rozszerzony, aby lepiej odpowiadać na bariery ujawniane w państwach członkowskich.

Potencjalne zmiany w aktach delegowanych tworzą istotną niepewność regulacyjną dla inwestorów i administracji publicznej. Z jednej strony, ewentualne złagodzenie zasad mogłoby obniżyć koszty produkcji RFNBO i zwiększyć konkurencyjność europejskich producentów, wspierając realizację celów na rok 2030. Z drugiej strony, brak stabilności regulacyjnej utrudnia podejmowanie decyzji inwestycyjnych w długim horyzoncie, zwłaszcza w przypadku projektów wymagających wieloletniego okresu zwrotu. Przedsiębiorstwa planujące inwestycje zgodnie z obowiązującymi wymogami mogą znaleźć się w mniej korzystnej pozycji, jeśli przepisy zostaną zliberalizowane po rozpoczęciu budowy.

Dla Polski i innych państw członkowskich niepewność co do przyszłego kształtu regulacji stanowi czynnik ryzyka, jednak prawdopodobny kierunek zmian może okazać się korzystny z krajowej perspektywy. Dyskusja o złagodzeniu zasad produkcji RFNBO, w tym przedłużeniu okresu korelacji miesięcznej czy modyfikacji wymogu dodatkowości, byłaby zgodna z interesem Polski, gdzie struktura miksu energetycznego i ograniczona dostępność nowych mocy OZE utrudniają szybkie spełnienie obecnych wymogów. Ewentualne uelastycznienie przepisów mogłoby obniżyć koszty produkcji zielonego wodoru, zwiększyć liczbę projektów kwalifikujących się do wsparcia i przyspieszyć wdrożenie krajowych celów RED III, bez naruszania unijnych standardów środowiskowych.

5.3 Sektorowe wyłączenia w zakresie stosowania celu przemysłowego RFNBO

Wyłączenia sektorowe mają kluczowe znaczenie dla określenia skali wysiłku wymaganego do realizacji celu 42% udziału RFNBO w przemyśle, ponieważ wpływają na sposób obliczania jego podstawy oraz rozkład obowiązków między branżami. Konstrukcja celu opiera się na udziale wodoru odnawialnego w całkowitym zużyciu, dlatego każde wyłączenie lub modyfikacja definicji mianownika zmienia faktyczny poziom wymaganego wkładu poszczególnych sektorów. W praktyce oznacza to, że decyzje

³⁶ <https://www.hydrogeninsight.com/production/exclusive-twelve-eu-countries-seek-to-overturn-existing-rfnbo-green-hydrogen-rules/2-1-1793642>

interpretacyjne dotyczące zakresu obowiązku mogą znacząco przesunąć ciężar regulacyjny pomiędzy przemysłem chemicznym, rafineryjnym, koksowniczym czy nawozowym.

Trzy główne mechanizmy wyłączeń mają największe znaczenie dla obliczania celu RFNBO: tzw. „ścieżka rafineryjna”, wyłączenie wodoru ubocznego i odzysk z gazów procesowych oraz Motyw 63. „Ścieżka rafineryjna” odnosi się do sytuacji, w której wodór jest wykorzystywany w procesach przetwarzania paliw kopalnych, a więc nie wchodzi do podstawy obliczeniowej celu, ponieważ nie prowadzi do redukcji emisji netto. Wyłączenie wodoru ubocznego (ang. *by-product hydrogen*) dotyczy przypadków, gdy wodór powstaje nieintencjonalnie w ramach innych procesów przemysłowych, np. chlor-alkali, a jego ilość i wykorzystanie są ograniczone technologicznie. Mechanizm ten obejmuje również odzysk wodoru z gazów procesowych, pozwala wyłączyć emisje związane z recyklingiem gazów zawierających H₂. Trzecim elementem interpretacyjnym jest Motyw 63 dyrektywy, odnoszący się do zintegrowanych instalacji amoniaku. Tego typu instalacje mogą zostać potraktowane jako zamknięte systemy technologiczne, co pozwala na ich częściowe wyłączenie z obliczania celu RFNBO.

5.3.1 Wyłączenia dla rafinerii

Jedną z kluczowych różnic w regulacyjnym traktowaniu przemysłu w ramach dyrektywy RED III jest mechanizm określany jako „ścieżka rafineryjna” (ang. *refinery route*). Postanowienie to umożliwia odmienne traktowanie wodoru wykorzystywanego w procesach rafineryjnych. Zgodnie z dyrektywą, wodór pochodzący z odnawialnych paliw pochodzenia niebiologicznego (RFNBO), który jest zużywany jako produkt pośredni w procesach produkcji konwencjonalnych paliw transportowych - takich jak hydroodsiarczenie czy hydrokraking - może być w całości zaliczony do realizacji celu transportowego określonego w artykule 25 RED III. Oznacza to, że wodór użyty w procesach rafineryjnych nie zwiększa udziału RFNBO w przemyśle, lecz przyczynia się do wypełnienia odrębnego celu dla sektora transportu.

Artykuł 25 dyrektywy nakłada na państwa członkowskie obowiązek zapewnienia, że do 2030 r. co najmniej 5,5% energii zużywanej w transporcie pochodzi z zaawansowanych biopaliw i RFNBO, z czego przynajmniej 1% stanowić musi udział samych RFNBO. Obowiązek ten dotyczy dostawców paliw, a jego realizacja będzie monitorowana w oparciu o ilość energii wprowadzonej do obrotu. Dyrektywa przewiduje możliwość stosowania mnożników zwiększających wagę energetycznego wkładu RFNBO (np. x1,5 lub x2), co zmniejsza wymagany fizyczny wolumen paliw odnawialnych potrzebnych do osiągnięcia celu. W przeciwieństwie do celu przemysłowego, w przypadku transportu przepisy wymagają od państw wdrożenia krajowych mechanizmów egzekwowania, w tym sankcji finansowych za niewypełnienie obowiązku, które muszą być „skuteczne, proporcjonalne i odstraszające”.

Zastosowanie „ścieżki rafineryjnej” powoduje, że ten sam wolumen wodoru nie jest wliczany do obliczania celu przemysłowego, co wynika z artykułu 22a ust. 1 RED III. Wytyczne Komisji Europejskiej wskazują, że alokacja zużycia wodoru powinna opierać się na końcowym przeznaczeniu produktów wytworzonych przy jego użyciu. W praktyce oznacza to, że wodór wykorzystany w procesach prowadzących do produkcji benzyny, oleju napędowego lub paliwa lotniczego jest przypisywany do celu transportowego, a nie przemysłowego. W rezultacie znaczna część całkowitego zużycia wodoru w rafineriach zostaje wyłączona z obliczeń celu RFNBO dla przemysłu.

Alokacja zużycia wodoru między cele przemysłowe a transportowe odbywa się corocznie na poziomie każdej rafinerii, w oparciu o zawartość energetyczną wytworzonych produktów końcowych. Do celu przemysłowego kwalifikowany jest jedynie

wodór zużyty w procesach niezwiązanych z produkcją paliw transportowych, takich jak wytwarzanie koksu naftowego, smarów czy surowców dla przemysłu petrochemicznego. Z analiz CE Delft wynika, że w skali Unii Europejskiej jedynie około 15% wodoru używanego w rafineriach służy do produkcji surowców chemicznych, a pozostała część jest wykorzystywana przy wytwarzaniu paliw transportowych. Dokładna weryfikacja tego udziału w polskich rafineriach będzie kluczowa dla oceny faktycznej bazy odniesienia przy realizacji celu przemysłowego RFNBO.

Tabela 5 Rozliczanie wodoru RFNBO w rafineriach zgodnie z RED III

Zastosowanie wodoru w rafinerii	Produkt końcowy	Artykuł nadrzędny	Zaliczenie na poczet celu
Hydroodsiarczanie oleju napędowego	Olej napędowy (paliwo transportowe)	Art. 25 (Transport)	100% zaliczane na poczet celu transportowego RFNBO
Produkcja HVO (uwodornione oleje roślinne)	Biopaliwo transportowe	Art. 25 (Transport)	100% zaliczane na poczet celu transportowego RFNBO
Produkcja syntetycznych e-paliw	E-benzyna, e-kerozyna	Art. 25 (Transport)	100% zaliczane na poczet celu transportowego RFNBO
Produkcja surowców dla przemysłu chemicznego	Półprodukty dla tworzyw sztucznych	Art. 22a (Przemysł)	100% zaliczane na poczet celu przemysłowego RFNBO
Produkcja koksu naftowego	Koks naftowy (paliwo przemysłowe)	Art. 22a (Przemysł)	100% zaliczane na poczet celu przemysłowego RFNBO

Z informacji uzyskanych w rozmowach z przedstawicielami sektora rafineryjnego wynika, że dwie największe rafinerie w Polsce - w Płocku i w Gdańsku - są całkowicie wyłączone z obowiązku realizacji celu przemysłowego w zakresie wykorzystania odnawialnego wodoru (RFNBO). Zgodnie z ich strukturą bilansową, wodór zużywany w tych zakładach jest wykorzystywany wyłącznie w ramach wewnętrznych procesów technologicznych, takich jak hydrokraking czy hydroodsiarczanie, służących do produkcji paliw transportowych. W świetle przepisów dyrektywy RED III wodór ten jest traktowany jako produkt pośredni w procesie wytwarzania paliw, a nie jako surowiec przemysłowy. W związku z tym nie wchodzi on do podstawy obliczeniowej krajowego celu przemysłowego, lecz jest przypisany do realizacji celu transportowego wynikającego z artykułu 25.

Jednocześnie, na potrzeby analiz przedstawionych w kolejnych rozdziałach, przyjęto podejście oparte na dostępnych opracowaniach literaturowych³⁷. W szczególności skorzystano z wyników badań (CE Delft, 2022)³⁸, zgodnie z którymi średnio około 85% wodoru zużywanego w europejskich rafineriach jest wyłączone z obowiązku realizacji celu przemysłowego ze względu na jego przypisanie do procesów produkcji paliw. Wartość ta została zastosowana jako uśredniony wskaźnik dla krajowych obliczeń, co pozwala na zachowanie porównywalności wyników z analizami prowadzonymi na poziomie UE, mimo że rzeczywiste wyłączenia w Polsce - w przypadku dwóch głównych rafinerii - wynoszą 100%.

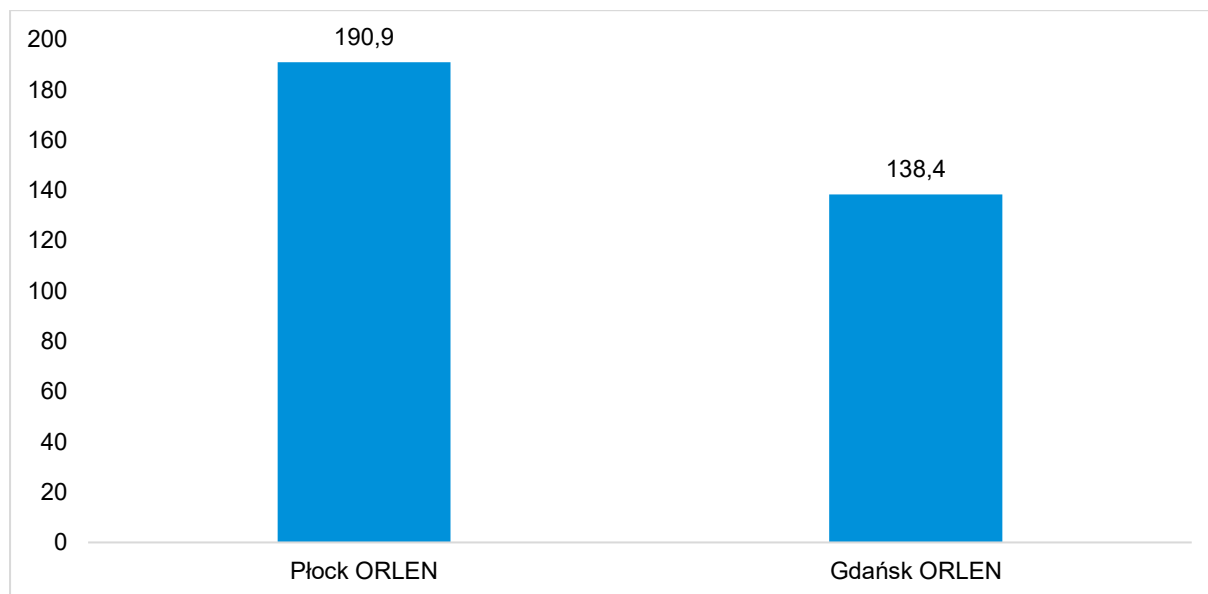
Nawet częściowe wyłączenie sektora rafineryjnego z krajowego celu przemysłowego ma bezpośredni wpływ na obniżenie wolumenu wodoru uwzględnianego w krajowym mianowniku celu RFNBO. W praktyce zmniejsza to skalę wysiłku wymaganego od polskiego przemysłu do osiągnięcia wyznaczonego udziału 42% odnawialnego wodoru w 2030 r.

³⁷ na wniosek Zamawiającego

³⁸ https://cedelft.eu/wp-content/uploads/sites/2/2022/03/CE_Delft_210426_50_percent_green_hydrogen_for_Dutch_industry_FINAL.pdf

Włączenie produkcji rafineryjnej do celu transportowego oznacza jednocześnie, że obie rafinerie - Płocka i Gdańska - podlegają mniej restrykcyjnym wymogom w zakresie udziału paliw odnawialnych, przy czym sektor transportowy oferuje większą elastyczność sposobów wypełnienia obowiązku, m.in. poprzez import komponentów lub wykorzystanie mnożników energetycznych. W rezultacie, wyłączenie sektora rafineryjnego istotnie ogranicza krajowe zapotrzebowanie na odnawialny wodór w przemyśle i łagodzi tempo niezbędnych inwestycji w infrastrukturę RFNBO.

Wykres 4 Wyłączenia z RFNBO w ramach ścieżki rafineryjnej na podstawie zużycia z 2024 roku (kt)



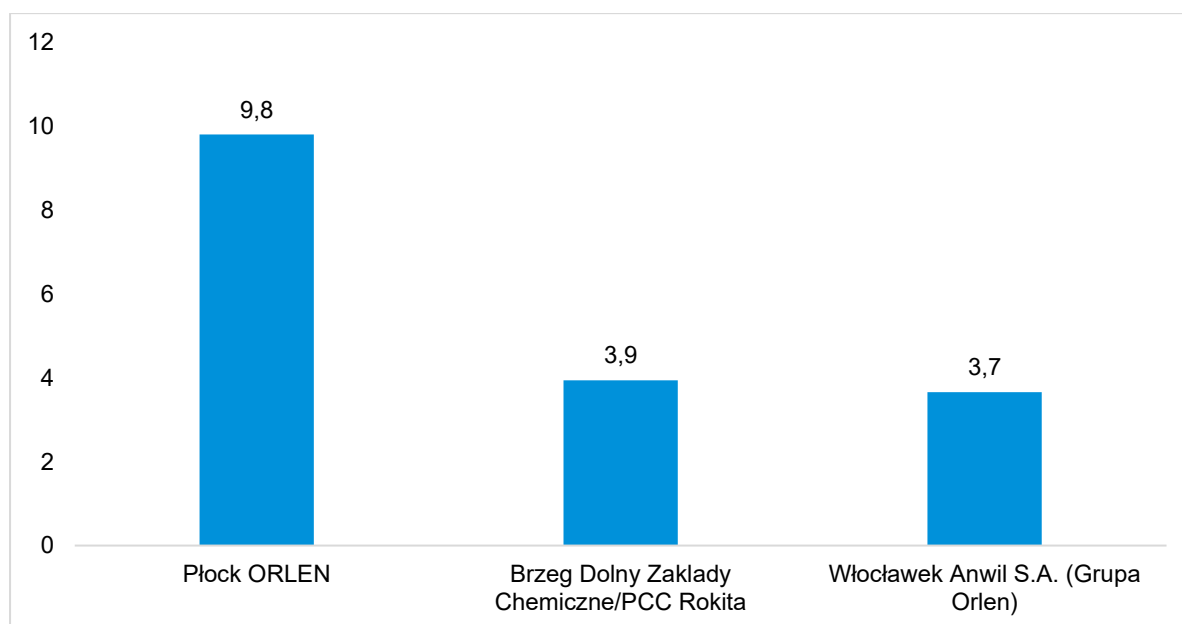
Z kolei przedsiębiorstwa z sektora chemicznego, w tym Grupa Azoty, nie mogą korzystać z analogicznych wyłączeń. Wynika to z faktu, że wodór wykorzystywany w produkcji amoniaku pełni funkcję surowca chemicznego (feedstock), co sprawia, że to właśnie w chemii koncentruje się zdecydowana większość krajowego popytu na wodór. Choć 42-procentowy udział RFNBO w zużyciu wodoru jest celem nałożonym na państwo członkowskie, a nie bezpośrednim obowiązkiem regulacyjnym nakładanym na poszczególne instalacje, struktura polskiego rynku powoduje, że to przemysł chemiczny może w rzeczywistości odpowiadać za jego praktyczną realizację. Innymi słowy, nawet jeśli formalnie obowiązek nie zostanie przeniesiony na przedsiębiorstwa, to większość wysiłku inwestycyjnego i technologicznego niezbędnego do osiągnięcia celu przypadnie branżom chemicznej i nawozowej, ze względu na ich dominującą rolę w krajowym zużyciu wodoru kopalnego.

5.3.2 Wyłączenie wodoru będącego produktem ubocznym

Kolejną zasadą w zakresie kwalifikacji wodoru na potrzeby realizacji celu przemysłowego RED III jest wyłączenie wodoru produkowanego jako produkt uboczny z podstawy obliczeniowej (mianownika) dla celu 42% RFNBO określonego w artykule 22a dyrektywy. Oznacza to, że wodór powstający w ramach procesów, w których nie jest głównym produktem, nie jest uwzględniany w krajowym wolumenie zużycia wodoru podlegającym obowiązkowi dekarbonizacji. Decyzja unijnego prawodawcy w tym zakresie ma charakter funkcjonalny i odzwierciedla logikę regulacyjną dyrektywy - celem jest ograniczenie emisji pochodzących z celowej, a nie incydentalnej produkcji wodoru.

Wyłączenie wodoru ubocznego z obowiązku 42% RFNBO wynika z trzech przesłanek: regulacyjnej, technologicznej i praktycznej. Po pierwsze, celem artykułu 22a jest dekarbonizacja dedykowanej produkcji wodoru, która obecnie w większości opiera się na reformingu parowym metanu (SMR) i stanowi główne źródło emisji. Po drugie, w procesach takich jak chlor-alkali wodór powstaje jako nieunikniony produkt uboczny wytwarzania chloru i sody kaustycznej, a związane z nim emisje są przypisywane do produktów głównych. Po trzecie, wliczanie wodoru ubocznego do celu prowadziłoby do efektów niezamierzonych - przedsiębiorstwa musiałyby ograniczać produkcję podstawowych chemikaliów lub ponosić nieproporcjonalnie wysokie koszty zakupu RFNBO w celu kompensacji emisji, których nie mogą uniknąć technologicznie.

Wykres 5 Wyłączenia z RFNBO wodoru ubocznego na podstawie zużycia z 2024 roku (kt)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie European Hydrogen Observatory

Przykłady procesów przemysłowych generujących wodór uboczny obejmują przede wszystkim branżę chlor-alkali, koksowniczą i rafineryjną.

- Proces chlor-alkali (produkcja chloru i sody kaustycznej):** Wodór powstaje w wyniku elektrolizy solanki jako produkt uboczny, obok chloru i wodorotlenku sodu. Instalacje takie jak ANWIL (Grupa ORLEN) we Włocławku czy PCC Rokita w Brzegu Dolnym wytwarzają znaczne ilości wodoru o wysokiej czystości, który jest zużywany lokalnie, spalany lub odsprzedawany. Cały wolumen wodoru z tego procesu jest wyłączony z kalkulacji celu.
- Koksownie:** W procesie produkcji koksu z węgla kamiennego powstaje gaz koksowniczy zawierający znaczną ilość wodoru, który może być odzyskiwany po oczyszczeniu. Wodór ten jest traktowany jako produkt uboczny i nie podlega obowiązkowi dekarbonizacji w ramach celu przemysłowego.
- Kraking parowy (produkcja etylenu i olefin):** W rafineriach i zakładach petrochemicznych wodór powstaje również podczas krakingu parowego węglowodorów. Wodór ten, jeśli jest zużywany wewnętrznie, również jest wyłączony z podstawy obliczeniowej celu 42% RFNBO.

Zasada wyłączenia dotyczy jednak wyłącznie wodoru nieintencjonalnego, powstającego w procesach ubocznych, a nie wodoru produkowanego celowo. Jeżeli przedsiębiorstwo oprócz wodoru ubocznego wytwarza także wodór z instalacji dedykowanej (np. reformingu parowego metanu) na potrzeby innych procesów chemicznych, to ten drugi strumień w całości wchodzi do podstawy obliczeniowej i podlega obowiązkowi 42% RFNBO. Oznacza to konieczność oddzielnego bilansowania źródeł wodoru oraz ich przeznaczenia w ramach systemu raportowania i weryfikacji (MRV).

5.3.3 Potencjalne wyłączenie zintegrowanych instalacji amoniaku

Dyrektywa RED III w preambule uznaje, że zastąpienie wodoru z reformingu (SMR) w istniejących, zintegrowanych instalacjach amoniaku może wymagać przebudowy całych instalacji, co stanowi wyjątkowe wyzwanie dla części państw członkowskich. Dlatego Komisja Europejska zapowiedziała, że w uzasadnionych przypadkach, indywidualnie i warunkowo, może nie uwzględniać takich instalacji przy ocenie realizacji celu RFNBO w przemyśle, biorąc pod uwagę stopień amortyzacji oraz podjęcie decyzji inwestycyjnej (FID) o retrofitycie. Poniższa tabela przedstawia ocenę potencjalnej kwalifikacji polskich instalacji amoniaku na tej podstawie. (Podstawa prawna i interpretacyjna: Motyw 63 RED III; deklaracja KE do Motywu 63, tryb „case-by-case”).

Tabela 6 Motyw 63 - ocena zakładowa (zintegrowane instalacje amoniaku)

Zakład (operator)	Typ instalacji	H ₂ 2024 [kt/rok]	Zakres motywu 63	Kluczowe przesłanki dla KE	Szanse na uznanie przez KE
Puławy (Grupa Azoty)	Zintegrowany NH ₃ (SMR)	114,3	Tak	(i) wykazanie, że zastąpienie H ₂ z SMR wymaga nowej instalacji; (ii) stopień amortyzacji; (iii) FID na retrofit/konwersję; (iv) wpływ na bezpieczeństwo żywnościowe	Wysokie
Police (Grupa Azoty)	Zintegrowany NH ₃ (SMR)	56,0	Tak		Wysokie
Włocławek (Orlen Anwil)	Zintegrowany NH ₃ (SMR)	49,2	Tak		Wysokie
Kędzierzyn I (Grupa Azoty)	Zintegrowany NH ₃ (SMR)	37,7	Tak		Wysokie
Kędzierzyn II (Grupa Azoty)	Zintegrowany NH ₃ (SMR)	36,3	Tak		Wysokie
Tarnów (Grupa Azoty)	Zintegrowany NH ₃ (SMR)	27,0	Tak		Wysokie
Pozostałe zakłady (rafinerie, etylen, chlor-alkali)	Nie NH ₃	--	Nie	poza zakresem motywu 63	Brak

Źródła: Tabela wykorzystuje wolumeny H₂ 2024 jako przybliżenie wpływu na mianownik (dla zintegrowanych wytwórni NH₃ przyjęto, że H₂ z SMR ~ H₂ do amoniaku). Motyw 63 nie tworzy automatycznego wyłączenia - to przesłanka interpretacyjna do decyzji KE. W praktyce potrzebny będzie pakiet dowodowy: opis techniczny „rebuild”, amortyzacja, FID na retrofit/konwersję (np. na RFNBO lub import zielonego amoniaku), analiza bezpieczeństwa żywnościowego i ciągłości dostaw nawozów.

Gdyby KE w pełni uznała wszystkie wymienione instalacje „case-by-case”, mianownik celu 22a (RFNBO w przemyśle) uległby redukcji o ~ 321 kt H₂/rok. Rzeczywisty efekt zależy jednak od zakresu i czasu decyzji KE (możliwy częściowy lub etapowy charakter). W dalszej części analizy do każdego z modelowanych scenariuszy przyjęty zatem zostaje bazowa ścieżka wymogów RFNBO (bez obniżenia na mocy motywu 63) oraz ścieżka wymogów RFNBO obejmująca połowę maksymalnego zakresu - tj. redukcję mianownika celu o 160 kt H₂/rok w 2030.

Zgodnie z informacjami uzyskanymi od przedsiębiorstw chemicznych, wszystkie krajowe instalacje amoniaku spełniają przesłanki do objęcia wyłączeniami na podstawie motywu 63 dyrektywy RED III. Kluczowym uzasadnieniem jest ich zintegrowany charakter - produkcja amoniaku stanowi element ciągów technologicznych obejmujących również syntezę mocznika i innych nawozów azotowych. Włączenie wodoru RFNBO w większej skali wymagałoby zasadniczej przebudowy układów procesowych, co mogłoby ograniczyć zakres wytwarzanych produktów oraz zakłócić bilansy surowcowe i energetyczne. Spółki wskazują ponadto, że zmiany te mogłyby wpływać na ciągłość i stabilność dostaw nawozów, a tym samym na bezpieczeństwo żywnościowe kraju. Z tego względu zastosowanie wyłączeń w ramach motywu 63 uznaje się za uzasadnione technicznie i systemowo, umożliwiając stopniową transformację bez ryzyka destabilizacji rynku nawozów.

5.3.4 Potencjalne wyłączenie instalacji CCS + SMR

Motyw 62 dyrektywy RED III przewiduje możliwość wyłączenia z podstawy obliczeniowej celu przemysłowego wodoru produkowanego w instalacjach reformingu parowego metanu (SMR), które zostały zmodernizowane o technologię wychwytu i składowania dwutlenku węgla (CCS) i osiągają znaczną redukcję emisji. Zgodnie z Motywem 62, wódór pochodzący z takich zmodernizowanych instalacji - określany jako „blue hydrogen” - może zostać wyłączony z mianownika przy obliczaniu udziału RFNBO, jeśli emisje z jego produkcji zostały zredukowane o co najmniej 70% w porównaniu z paliwem kopalnym referencyjnym (94 gCO₂e/MJ). Dodatkowym warunkiem jest uzyskanie przez daną instalację wsparcia finansowego z Funduszu Innowacji Unii Europejskiej przed wejściem w życie dyrektywy RED III, co ma gwarantować zgodność inwestycji z unijnymi kryteriami zrównoważonego rozwoju. Celem tego przepisu jest uniknięcie podwójnego obciążenia dla instalacji, które już wcześniej uzyskały unijne wsparcie na rzecz dekarbonizacji.

W polskich warunkach przepis ten nie ma obecnie zastosowania, ponieważ nie funkcjonują instalacje SMR wyposażone w systemy wychwytu i składowania CO₂ (CCS), które spełniałyby kryteria określone w motywie 62. Do tej pory żaden krajowy projekt modernizacji instalacji SMR nie uzyskał dofinansowania z Funduszu Innowacji UE, co oznacza, że w krajowym bilansie wodoru brak jest wolumenów kwalifikujących się do wyłączenia z podstawy obliczeniowej celu 42% RFNBO. Potencjalne znaczenie tej kategorii może pojawić się dopiero w dłuższej perspektywie, w przypadku realizacji inwestycji w technologii CCS w przemyśle chemicznym lub rafineryjnym, jednak w horyzoncie 2030 roku wpływ tego mechanizmu na polski bilans wodoru pozostaje marginalny.

5.3.5 Podsumowanie możliwych obniżeń celu RFNBO

Możliwość zastosowania mechanizmów ograniczających ciężar realizacji celu RFNBO w przemyśle istnieje, jednak jest ściśle ograniczona i uzależniona od spełnienia szeregu warunków regulacyjnych. W praktyce największy wpływ na obniżenie wymaganego udziału wodoru odnawialnego mają dwa czynniki: alokacja wodoru zużywanego

w rafineriach do celu transportowego oraz wyłączenie z podstawy obliczeniowej wodoru powstającego jako produkt uboczny w procesach przemysłowych. Oba mechanizmy są jasno określone w przepisach i już dziś znacząco redukują wielkość mianownika celu 42%. Natomiast zastosowanie pozostałych instrumentów - takich jak 20-procentowa redukcja przewidziana w artykule 22b, wyłączenie wodoru z instalacji SMR+CCS na mocy Motywu 62 („blue hydrogen”) czy uznaniowe traktowanie instalacji amoniaku zgodnie z Motywem 63 - jest w warunkach polskich ograniczone ze względu na brak odpowiednich projektów, niewystarczające dane techniczne lub wysokie progi kwalifikacji.

Spośród pozostałych mechanizmów największy potencjał dalszego ograniczenia mianownika może mieć Motyw 63 dotyczący zintegrowanych instalacji amoniaku. Przepis ten umożliwi częściowe wyłączenie z podstawy obliczeniowej instalacji, w których wodór wytwarzany w procesie reformingu jest natychmiast zużywany do syntezy amoniaku, bez jego magazynowania lub sprzedaży. W polskim kontekście, gdzie produkcja amoniaku stanowi główne źródło zużycia wodoru przemysłowego, uznanie takiego wyjątku mogłoby znacząco zmniejszyć krajowy mianownik celu RFNBO, ograniczając skalę wymaganej substytucji wodoru kopalnego wodorem odnawialnym. Zastosowanie tego przepisu ma jednak charakter uznaniowy i wymaga przedłożenia Komisji Europejskiej szczegółowych dowodów techniczno-ekonomicznych potwierdzających zintegrowany charakter procesu. Dlatego w analizach przyjęto dwa warianty: ścieżkę bazową (bez uznań KE) oraz ścieżkę częściowej elastyczności, w której dopuszczenie wybranych wyłączeń - w szczególności na podstawie Motywu 63.

Tabela 7 Mechanizmy regulacyjne obniżające wymagania celu 42% RFNBO w przemyśle

Podstawa prawna	Wpływ na cel (licznik/mianownik)	Kryteria/warunki zastosowania	Możliwość zastosowania w Polsce
Obniżenie celu o 20% (Art. 22b RED III) - redukcja wymaganego udziału do 33,6%	Licznik (obniżenie wymaganego udziału RFNBO)	Państwo na ścieżce realizacji celu OZE 2030 oraz $\leq 23\%$ udziału wodoru kopalnego w finalnym zużyciu H_2 (w 2030)	Mało prawdopodobne. Polska planuje realizację własnego celu OZE (32,1% w 2030), jednak spełnienie progu $\leq 23\% H_2$ kopalnego jest praktycznie nieosiągalne (obecnie $\sim 100\% H_2$ kopalny) - warunek drugi nie zostanie spełniony.
Wyłączenie niskoemisyjnego H_2 ze zmodernizowanych SMR+CCS (motyw w 62 RED III) - wodór z „blue hydrogen” nie liczony w bazie	Mianownik (wyłączenie z podstawy obliczeń)	Dotyczy wodoru z istniejących instalacji SMR zmodernizowanych o CCS, które uzyskały dofinansowanie z Funduszu Innowacji UE przed wejściem w życie RED III, osiągając $\geq 70\%$ redukcji emisji CO_2 .	Brak zastosowania. W Polsce nie zrealizowano jak dotąd projektu modernizacja SMR+CCS z grantem Funduszu Innowacji, więc obecnie brak wolumenów H_2

			kwalityfikujących się do tego wyłączenia.
Złagodzenie wymogów dla instalacji amoniaku (<i>Motyw 63 RED III</i>) - tzw. "motyw amoniakowy"	Mianownik (możliwość czasowego niewliczania części zużycia)	Uznanie, że zastąpienie wodoru z SMR w zintegrowanych instalacjach amoniaku wymaga ich gruntownej przebudowy. Komisja zapowiedziała, że „w uzasadnionych przypadkach” nie będzie uwzględniać istniejących instalacji amoniaku (po weryfikacji stopnia amortyzacji i decyzji o modernizacji) przy ocenie realizacji celu. Mechanizm ma charakter uznaniowy (deklaracja KE towarzysząca RED III).	Możliwy w przyszłości. Polska mogłaby znacząco skorzystać (zakłady Grupy Azoty - duży konsument H ₂ - potencjalnie objęte wyłączeniem), lecz brak jeszcze jasnych procedur wdrożenia. Na razie należy traktować to jako opcję warunkową, zależną od decyzji KE.
Wyłączenie wodoru używanego w rafineriach do produkcji paliw (Art. 22a ust.1 lit. a)(i) RED III) - tzw. "ścieżka rafineryjna"	Mianownik (wyłączenie z podstawy obliczeń)	Wodór zużywany jako półprodukt przy produkcji konwencjonalnych paliw transportowych lub biopaliw. Cały wolumen takiego H ₂ zalicza się do realizacji celu w transporcie (Art. 25 RED III) i nie jest liczony do celu przemysłowego.	Tak. Polska może z tego w pełni skorzystać - całość wodoru w rafineriach (ORLEN S.A.) służy produkcji paliw, więc zostanie alokowana do celu transportowego, zmniejszając mianownik celu przemysłowego.
Wyłączenie wodoru z gazów procesowych (Art. 22a ust.1 lit. a)(ii)) - odzysk H ₂ z gazów odpadowych	Mianownik (wyłączenie)	Wodór uzyskiwany poprzez <i>dekarbonizację gazów resztkowych</i> z procesu przemysłowego i używany na miejscu w zastępstwie tego gazu. Przykład: odzysk H ₂ z gazu koksowniczego lub gazów rafineryjnych i wykorzystanie go zamiast paliwa kopalnego.	Ograniczone znaczenie. Tego typu technologie nie są obecnie powszechnie stosowane w Polsce. Np. wodór w gazie koksowniczym jest współproduktem koksowania, ale nie prowadzi się jego wydzielania jako oddzielnego paliwa (gaz koksowniczy jest spalany jako całość). Mechanizm ma

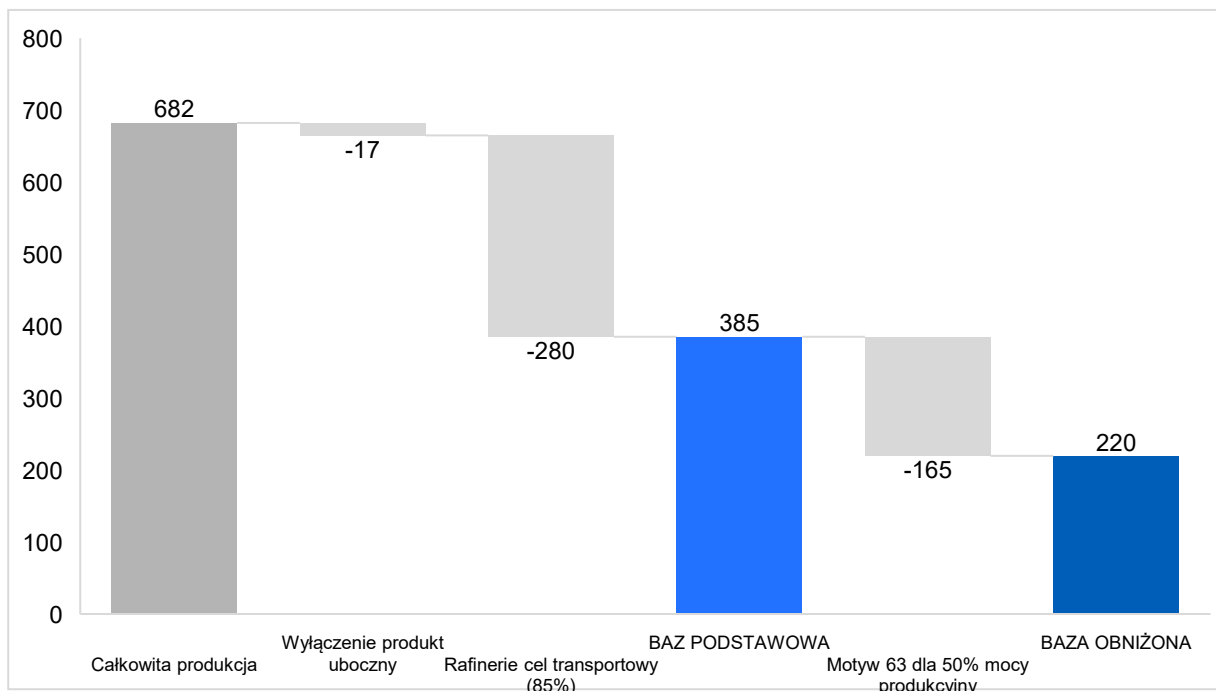
			marginalny wpływ na polski miks wodorowy.
Wyłączenie wodoru będącego produktem ubocznym (Art. 22a ust.1 lit. a)(iii)) - np. chlor-alkali, koksownie	Mianownik (wyłączenie)	Wodór powstający jako nieunikniony produkt uboczny procesu przemysłowego, niewytwarzany celowo dla wartości energetycznej. Np. wodór z elektrolizy solanki (chlor-alkali) lub z gazu koksowniczego (jako produkt uboczny koksowania węgla).	Tak. Polska ma znaczące źródła H ₂ ubocznego (koksownie, instalacje chlor-alkali). Zgodnie z dyrektywą nie wlicza się on do całkowitego zużycia przy obliczaniu udziału RFNBO, co istotnie obniża bazę obliczeniową celu dla PL.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie RED III, *Motywie* 62-63 preambuły oraz wytycznych KE.

Na podstawie danych o produkcji wodoru w Polsce w 2024 roku oszacowano, że faktyczna podstawa obliczeniowa krajowego celu przemysłowego RFNBO jest znacząco niższa niż całkowita produkcja wodoru. Całkowity wolumen produkcji wodoru w przemyśle wynosi około 682 kt H₂ rocznie, jednak zastosowanie mechanizmów wyłączeń i alokacji przewidzianych w dyrektywie RED III istotnie redukuje tę wartość. Wyłączenie wodoru powstającego jako produkt uboczny obniża wolumen o około 17 kt H₂, natomiast przypisanie strumieni rafineryjnych do celu transportowego - o kolejne 280 kt H₂. W rezultacie mianownik krajowego celu przemysłowego, określonego w artykule 22a, wynosi około 385 kt H₂. Ta wartość odzwierciedla skalę produkcji, która faktycznie podlega obowiązkowi osiągnięcia 42% udziału RFNBO do 2030 roku.

Potencjalne zastosowanie dodatkowych wyłączeń może dalej zmniejszyć wolumen wodoru objętego obowiązkiem dekarbonizacji. Zgodnie z Motywem 63 dyrektywy RED III, instalacje amoniaku zintegrowane z reformingiem parowym metanu mogą być wyłączone z części obliczeniowej celu, jeśli wodór wytwarzany w procesie jest natychmiast zużywany w tym samym ciągu technologicznym. W przypadku uznania takiej interpretacji przez Komisję Europejską, krajowy mianownik mógłby zostać obniżony o kolejne 165 kt H₂, do poziomu około 220 kt H₂. Oznaczałoby to redukcję o około połowę względem scenariusza bazowego, a tym samym mniejsze zapotrzebowanie na produkcję RFNBO w przemyśle do 2030 roku. Taki wariant stanowiłby istotny punkt odniesienia dla krajowych analiz kosztów i harmonogramów inwestycji w niskoemisyjny wodór.

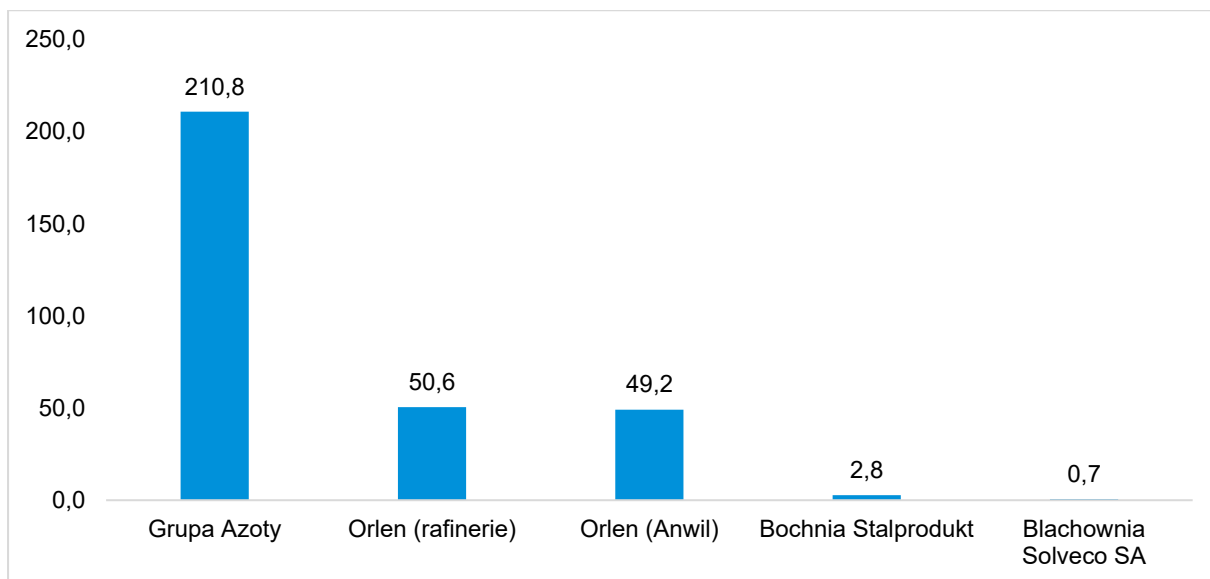
Wykres 6 Cel RFNBO do spełnienia na podstawie wyłączeń i zużycia w 2024 roku (kt)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie European Hydrogen Observatory i dokumentów Komisji Europejskiej

Struktura krajowego celu przemysłowego RFNBO w Polsce jest silnie skoncentrowana sektorowo, a zdecydowaną większość obowiązku dekarbonizacyjnego ponosi branża chemiczna. Na podstawie danych o zużyciu wodoru w 2024 roku oszacowano, że Grupa Azoty odpowiada za około 118 kt H₂, co stanowi około 70% krajowego mianownika w scenariuszu bazowym. Kolejnym podmiotem jest ORLEN (Anwil) z około 21 kt H₂, natomiast pozostałe przedsiębiorstwa - Stalprodukt, ORLEN Trzebinia i Solveco - mają marginalny udział, nieprzekraczający kilku tysięcy ton rocznie. Oznacza to, że realizacja celu 42% udziału RFNBO w przemyśle w praktyce zależy w znacznym stopniu od sektora nawozowego i jego zdolności do wdrożenia technologii niskoemisyjnego wodoru. Skoncentrowany charakter obowiązku upraszcza proces monitorowania, ale jednocześnie zwiększa ryzyko systemowe - ewentualne opóźnienia inwestycyjne w Grupie Azoty mogłyby istotnie wpłynąć na ogólny poziom realizacji krajowego celu RFNBO.

Wykres 7 Cel RFNBO do spełnienia według podmiotu i zużycia w 2024 roku (kt, mianownik - baza podstawowa)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie European Hydrogen Observatory

5.4 Kwalifikacja importu wodoru i amoniaku do realizacji celu RFNBO

Importowane produkty wodorowe mogą być zaliczane do realizacji krajowego celu RFNBO, jeśli spełniają określone wymogi certyfikacyjne i zostały zużyte w kraju członkowskim, przy zachowaniu zasad równego traktowania produkcji krajowej i zagranicznej. Komunikat Komisji Europejskiej z 27 maja 2025 r. (OJ C 2025/2983) potwierdza, że cel przemysłowy (art. 22a RED III) dotyczy udziału RFNBO w całkowitym zużyciu wodoru na terytorium państwa członkowskiego, niezależnie od miejsca jego produkcji. Wodór, amoniak lub inne pochodne wodorowe wytworzone poza UE mogą zostać uwzględnione w realizacji celu, jeśli są certyfikowane zgodnie z unijnymi aktami delegowanymi (2018/2019/2021) i systemami uznanymi przez Komisję, takimi jak ISCC EU, CertifHy czy REDcert. Komunikat podkreśla, że importowane RFNBO muszą spełniać identyczne kryteria dodatkowości, korelacji czasowo-przestrzennej i śladu emisji jak paliwa wytworzone w UE, aby zachować integralność celu i uniknąć zakłóceń konkurencji.

Z perspektywy rachunku celu RFNBO import wpływa na jego strukturę poprzez zmianę mianownika, co może obniżyć wymaganą ilość RFNBO. RED III oraz komunikat KE potwierdzają, że mianownik celu obejmuje jedynie wodór zużyty na terytorium państwa członkowskiego. Jeśli kraj zastępuje produkcję krajową importowanymi produktami wodorowymi, całkowite krajowe zużycie wodoru maleje, co automatycznie redukuje bazę odniesienia dla wyliczenia udziału RFNBO. Ten mechanizm - opisany również przez Hydrogen Europe - może prowadzić do statystycznego wypełniania celu bez proporcjonalnej redukcji emisji w kraju. Komisja uznaje to za potencjalne ryzyko i podkreśla konieczność monitorowania przepływów handlowych oraz pełnej przejrzystości w raportowaniu importu i eksportu RFNBO.

Rozwiązanie to tworzy jednak potencjalną lukę regulacyjną, pozwalającą na realizację celów statystycznych bez faktycznej dekarbonizacji krajowego sektora przemysłowego. Import certyfikowanych produktów RFNBO, choć przyczynia się do

globalnej redukcji emisji, nie ogranicza emisji w miejscu konsumpcji, jeśli krajowe instalacje nadal opierają się na wodor kopalny. W praktyce oznacza to możliwość „importowania dekarbonizacji”, co osłabia powiązanie między krajowym celem RFNBO a transformacją technologiczno-inwestycyjną przemysłu. Z perspektywy polityki publicznej tworzy to ryzyko utrwalenia zależności importowej i przeniesienia wartości dodanej oraz miejsc pracy związanych z nowymi technologiami wodorowymi poza Unię Europejską. Jednocześnie brak obowiązku krajowej produkcji utrudnia budowę stabilnego łańcucha dostaw i ogranicza korzyści dla sektora energetyki odnawialnej w danym państwie.

Komisja Europejska jest świadoma ryzyka zaburzeń konkurencyjności i ucieczki produkcji oraz zaleca proporcjonalne wdrażanie celu przemysłowego. W wytycznych (OJ C 2025/2983) KE wprost ostrzega, że obowiązki oparte na kwotach, jeśli nie będą wsparte adekwatnymi mechanizmami regulacyjnymi i pomocą publiczną zgodną z zasadami, mogą prowadzić do carbon leakage oraz wzrostu importu produktów wytwarzanych na wodrze kopalnym. Jednocześnie dokument podkreśla, że celem jest dekarbonizacja przemysłu UE, a zatem środki krajowe powinny być projektowane tak, by nie powodować przesunięć produkcji i nie zaburzać konkurencji na jednolitym rynku. KE zaleca podejście etapowe, uwzględniające wiek i amortyzację aktywów oraz dostępność RFNBO, aby uniknąć zakłóceń w krytycznych łańcuchach wartości (m.in. amoniak, metanol, rafinacja).

Komisja wymaga raportowania importu i eksportu RFNBO oraz przygotowuje strategię dla importowanego i unijnego wodoru. Państwa członkowskie mają raportować w NECP przewidywane wolumeny importu i eksportu RFNBO. Na tej podstawie KE zapowiada opracowanie unijnej strategii dla wodoru importowanego i krajowego, z uwzględnieniem bezpieczeństwa dostaw, strategicznej autonomii energetycznej oraz wyrównanych warunków konkurencji na globalnym rynku wodoru.

Dla Polski oznacza to, że import RFNBO może przyczynić się do wypełnienia celu, ale nie zastąpi potrzeby budowy krajowych zdolności produkcyjnych. W świetle wytycznych KE, kwalifikacja importu RFNBO pozostaje zgodna z literalnym brzmieniem dyrektywy, jednak powinna być traktowana jako narzędzie uzupełniające, a nie substytucyjne. Polityka krajowa powinna łączyć wsparcie dla inwestycji w krajowe elektrolizery i infrastrukturę wodorową z mechanizmami monitorowania przepływów RFNBO i analizą wpływu na konkurencyjność krajowych sektorów energochłonnych. Takie podejście pozwoli osiągnąć wymogi formalne, a jednocześnie ograniczyć ryzyko relokacji produkcji i zapewnić trwałe korzyści gospodarcze z transformacji wodorowej.

5.5 Status implementacji i krajowy kontekst regulacyjny

Skuteczność i tempo wdrożenia celów RFNBO w Polsce zależą nie tylko od brzmienia unijnych dyrektyw, ale przede wszystkim od ich transpozycji do krajowego porządku prawnego oraz spójności z narodowymi dokumentami strategicznymi. Obecny stan w tym zakresie charakteryzuje się znacznymi opóźnieniami i brakiem spójności, co generuje poważne ryzyka dla realizacji unijnych ambicji.

Ocena stanu transpozycji RED III

Termin transpozycji dyrektywy RED III do prawa krajowego upłynął **21 maja 2025 roku**.⁵ Zgodnie z informacjami z lipca 2025 r., Polska, podobnie jak 25 innych państw członkowskich, nie dokonała pełnej i terminowej implementacji przepisów. W rezultacie Komisja Europejska wszczęła wobec Polski procedurę o naruszenie prawa Unii Europejskiej, co może w przyszłości skutkować nałożeniem kar finansowych.²⁶ To opóźnienie pogłębia niepewność regulacyjną dla inwestorów i podmiotów przemysłowych.

Przegląd projektowanych krajowych aktów prawnych

Proces legislacyjny mający na celu wdrożenie RED III w Polsce jest w toku, jednak dotychczasowe projekty nie adresują w pełni kluczowych wyzwań związanych z celem wodorowym w przemyśle.

- **Projekt ustawy o zmianie ustawy o OZE (numer w wykazie prac legislacyjnych: UC118):** Zgodnie z założeniami opublikowanymi we wrześniu 2025 r., projekt ten ma na celu częściową transpozycję RED III, m.in. w zakresie wprowadzenia orientacyjnego celu wzrostu udziału OZE w przemyśle o 1,6 punktu procentowego rocznie.²⁸ Co jednak niezwykle istotne, w dostępnych publicznie założeniach projektu **brakuje bezpośredniego odniesienia do wiążącego celu 42% RFNBO**. Może to wskazywać na strategię odłożenia implementacji tego najbardziej wymagającego i kosztownego elementu dyrektywy na późniejszy etap.
- **Projekt ustawy o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych:** Ten projekt koncentruje się na transpozycji celów RED III dla sektora transportu, w tym podcelu dla RFNBO.³⁰ Choć nie odnosi się bezpośrednio do przemysłu, jest istotny, ponieważ tworzy równoległy rynek popytu na RFNBO, co będzie miało wpływ na ogólną podaż i cenę tego paliwa w Polsce.

Analiza spójności z dokumentami strategicznymi

Krajowe ramy strategiczne również wykazują brak adaptacji do nowych, ambitnych celów unijnych.

- **Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. (PEP2040):** Obowiązująca wersja dokumentu z 2021 roku jest w dużej mierze nieaktualna w kontekście podwyższonych celów RED III i założeń planu REPowerEU. Prace nad jej kompleksową aktualizacją trwają.³³
- **Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK):** Projekt aktualizacji KPEiK z lipca 2025 roku jest obecnie kluczowym i najbardziej aktualnym dokumentem strategicznym. Zakłada on bardzo ambitny wzrost udziału OZE w krajowym miksie energetycznym, co jest warunkiem koniecznym do produkcji RFNBO na dużą skalę.²⁴ Dokument wspomina o potrzebie wykorzystania zielonego wodoru w przemyśle, jednak nie precyzuje, za pomocą jakich mechanizmów prawnych i finansowych wiążący cel 42% RFNBO ma zostać osiągnięty.
- **Polska Strategia Wodorowa (PSW):** Obowiązująca wersja z 2021 roku, wyznaczająca cel 2 GW mocy w elektrolizerach do 2030 roku, jest niewystarczająca w świetle nowych obowiązków, ale też nieuwzględniające wolniejszego niż oczekiwano rozwoju kosztów.³⁹ Powszechnie oczekiwana jest jej aktualizacja, która musiałaby urealnić poziom ambicji w zakresie krajowej produkcji wodoru odnawialnego.⁴¹

W Polsce obserwuje się nakładające się opóźnienia i niespójności w obszarze regulacji i planowania strategicznego: transpozycja dyrektywy RED III pozostaje nieukończona, krajowa strategia energetyczna jest nieaktualna, a strategia wodorowa wymaga rewizji. Projekt ustawy implementacyjnej nie odnosi się w pełni do najbardziej złożonych elementów regulacji. Jedyнным dokumentem o charakterze strategicznym pozostającym obecnie w obiegu jest projekt aktualizacji KPEiK, który wyznacza ambitne cele w zakresie rozwoju odnawialnych źródeł energii, lecz nie zawiera szczegółowej mapy drogowej dla realizacji krajowego celu wodorowego.

Zestawienie tych uwarunkowań z danymi rynkowymi, w tym wynikami raportu Gaz-System „Wodorowa mapa Polski” oraz analiz Polskiego Instytutu Ekonomicznego, wskazuje na potencjalną lukę między prognozowanym popytem a krajową produkcją RFNBO w 2030 roku, szacowaną na około 0,8 mln ton. Rozbieżność ta pomiędzy celami wynikającymi z prawa unijnego a obecnym kształtem krajowych ram prawnych i strategicznych może stanowić istotne wyzwanie dla skutecznej realizacji zobowiązań wynikających z RED III, wymagając dalszej koordynacji polityk publicznych i doprecyzowania instrumentów wdrożeniowych.

Tabela 8 Stan gospodarki wodorowej w Polsce

Obszar	Charakterystyka
Pozycja rynkowa	Polska jest trzecim producentem H ₂ w UE (ok. 1,0-1,3 Mt/rok) i jednym z największych konsumentów (ok. 785 tys. ton w 2022 r.). Produkcja jest w całości oparta na paliwach kopalnych.
Struktura popytu	Ponad 90% krajowego zużycia przypada na sektory chemiczny (amoniak, nawozy) i rafineryjny (Orlen). Koncentracja popytu w kilku dużych zakładach umożliwia precyzyjne planowanie interwencji.
Cele strategiczne	„Polska Strategia Wodorowa do 2030 r.” zakłada 2 GW mocy w elektrolizerach i utworzenie co najmniej 5 dolin wodorowych.
Luka implementacyjna	Zgodnie z „Wodorową Mapą Polski” (Gaz-System), do 2030 r. przewidywany jest deficyt krajowej produkcji rzędu 0,8 mln ton H₂ oraz znaczna liczba projektów w fazie przedinwestycyjnej.
Potencjał OZE	Realizacja celów PSW wymaga istotnej rozbudowy mocy odnawialnych - według raportu „Zielony wodór z OZE w Polsce” do 2040 r. potrzebne będzie ponad 60 GW OZE , co wymaga zniesienia barier dla energetyki wiatrowej oraz modernizacji sieci przesyłowych.

5.5.1 Podsumowanie obowiązków i identyfikacja wyzwań regulacyjnych

Przeprowadzona analiza bilansu wodorowego w Polsce oraz ram prawnych Unii Europejskiej oraz krajowego kontekstu regulacyjnego pozwala na syntetyczne zdefiniowanie obowiązków spoczywających na Polsce oraz zidentyfikowanie kluczowych wyzwań, które będą determinować powodzenie dekarbonizacji przemysłu wodorowego.

Podstawowym obowiązkiem Polski wynikającym z dyrektywy RED III jest zapewnienie, aby do 2030 roku 42% wodoru zużywanego w krajowym przemyśle spełniało kryteria odnawialnych paliw pochodzenia niebiologicznego (RFNBO). Realizacja tego celu wymaga nie tylko budowy nowych mocy wytwórczych OZE i elektrolizerów, ale przede wszystkim stworzenia od podstaw spójnego i przewidywalnego systemu prawnego i finansowego, który umożliwi i wymusi produkcję lub import odpowiednich wolumenów tego zaawansowanego paliwa. Analiza ujawniła jednak szereg krytycznych luk i obszarów niepewności, które stanowią poważne bariery dla osiągnięcia tego celu:

1. **Brak mechanizmu implementacji:** Najważniejszą luką jest brak decyzji co do modelu, w jakim cel zostanie wdrożony. Nie wiadomo, czy obowiązek zostanie nałożony na producentów wodoru, jego konsumentów, czy też zostanie wdrożony system obrotu certyfikatami lub inny mechanizm rynkowy. Ta niepewność paraliżuje decyzje inwestycyjne.
2. **Brak systemu wsparcia:** Koszt produkcji wodoru RFNBO jest obecnie kilkukrotnie wyższy od kosztu produkcji wodoru z paliw kopalnych (tzw. wodór szary). Bez dedykowanego, długoterminowego systemu wsparcia, który zniweluje tę różnicę cenową (tzw. "green premium"), produkcja na skalę przemysłową nie będzie opłacalna.
3. **Niewystarczające tempo rozbudowy OZE:** Mimo ambitnych założeń KPEiK, istnieje realne ryzyko, że tempo budowy nowych farm wiatrowych i słonecznych będzie niewystarczające, aby zaspokoić rosnące potrzeby zarówno dekarbonizującej się sieci elektroenergetycznej, jak i zasilić planowane moce elektrolizerów.
4. **Brak infrastruktury przesyłowej dla wodoru:** Potencjalne lokalizacje produkcji RFNBO (głównie północno-zachodnia Polska, z dostępem do morskiej energetyki wiatrowej) są oddalone od głównych ośrodków konsumpcji przemysłowej (centrum i południe kraju). Brak dedykowanej sieci przesyłowej dla wodoru stanowi krytyczne wąskie gardło.⁴⁴

W świetle tych uwarunkowań dalsze prace analityczne powinny koncentrować się na realistycznych ścieżkach osiągnięcia celu 42% oraz ich konsekwencjach gospodarczych. Należy przyjąć cel bazowy jako punkt odniesienia i przeanalizować trzy potencjalne warianty wdrożenia: (a) scenariusz oparty na maksymalizacji produkcji krajowej, (b) scenariusz z dominującym udziałem importu RFNBO oraz (c) scenariusz mieszany, który łączy oba podejścia. W każdym z wariantów konieczne będzie uwzględnienie założeń kosztowych wynikających z aktów delegowanych, w szczególności wpływu zaostrenia wymogu korelacji czasowej z miesięcznej na godzinową po 2030 roku. Wyniki takich analiz powinny stanowić podstawę do rekomendacji dotyczących kształtu krajowego systemu wdrażania celu RFNBO.

5.6 Implementacja dyrektywy w UE - studia przypadków

5.6.1 Niderlandy

Niderlandy rozpoczęły wdrażanie przepisów RED III z opóźnieniem, lecz mimo to opracowały jedno z bardziej kompleksowych podejść do krajowej realizacji celów dotyczących odnawialnych paliw pochodzenia niebiologicznego (RFNBO). Termin transpozycji dyrektywy upłynął w maju 2025 r., co doprowadziło do uruchomienia przez Komisję Europejską procedury naruszeniowej wobec większości państw członkowskich, w tym Holandii. Władze krajowe zareagowały intensywnym procesem konsultacji i przygotowań legislacyjnych, mających zapewnić zgodność krajowych regulacji z unijnym prawem. Kluczowym elementem tej implementacji jest wprowadzenie tzw. *jaarverplichting* - rocznego obowiązku udziału RFNBO w zużyciu wodoru przez poszczególne przedsiębiorstwa przemysłowe.

Podstawą krajowego systemu jest obowiązek na poziomie instalacji przemysłowych, który obejmuje przedsiębiorstwa zużywające co najmniej 0,1 kt (100 ton) wodoru rocznie. Kryterium to spełnia 36 zakładów, głównie rafinerie i duże zakłady chemiczne, w tym producenci amoniaku. Tak zdefiniowany próg zużycia gwarantuje, że obowiązek dotyczy największych odbiorców, których decyzje inwestycyjne mają kluczowy wpływ na rozwój rynku wodoru. Jednocześnie ograniczenie liczby podmiotów minimalizuje obciążenia administracyjne i ułatwia monitorowanie zgodności z przepisami.

Wdrażanie obowiązku RFNBO zaplanowano w sposób stopniowy, z łagodną ścieżką dojścia do celu. Udział odnawialnego wodoru w całkowitym zużyciu ma wynosić 0,2% od 2027 r., 4% w 2030 r. oraz 9,9% w 2035 r. Poziomy te są niższe niż 42% wymagane przez dyrektywę RED III, co eksperci ocenili jako podejście zachowawcze. Rząd argumentuje jednak, że obecny udział zielonego wodoru w przemyśle jest niższy niż 1%, a koszty jego produkcji pozostają znacznie wyższe od kosztów wodoru szarego. W tych warunkach szybkie osiągnięcie unijnego celu mogłoby narazić przedsiębiorstwa na utratę konkurencyjności i wzrost kosztów produkcji.

Aby złagodzić wpływ regulacji na przemysł, wprowadzono rozbudowane mechanizmy elastyczności, takie jak przenoszenie nadwyżek lub niedoborów obowiązku między latami (*banking/borrowing*, tzw. *doorschuiven en sparen*). Mechanizmy te będą dostępne również po 2030 r., co ma umożliwić przedsiębiorstwom nadrobienie ewentualnych opóźnień. Dodatkowo, do czasu pełnego rozwoju infrastruktury wodorowej, firmy będą mogły wypełniać obowiązek poprzez zakup gwarancji pochodzenia w systemie *mass balance*. Oznacza to, że w okresie przejściowym nie będzie wymagane fizyczne powiązanie między miejscem produkcji a zużyciem wodoru odnawialnego.

Równolegle władze Holandii przewidziały system wsparcia finansowego w celu zmniejszenia różnicy kosztów między wodorem odnawialnym a konwencjonalnym. Mechanizm ten zakłada, że firmy, które przekroczą wymagany udział RFNBO, otrzymają jednostki HWI (*hernieuwbare waterstofeenheden*), które państwo odkupi po ustalonej stawce aukcyjnej. Na realizację programu przeznaczono 662 mln euro. Dodatkowo utrzymano wsparcie kapitałowe dla inwestycji w elektrolizery i sieć przesyłową wodoru poprzez programy SDE++ i NIKI. Celem tych działań jest stworzenie podaży odnawialnego wodoru odpowiadającej przewidywanemu popytowi i obniżenie jednostkowych kosztów produkcji poprzez efekt skali.

Sektor amoniaku stanowi największego odbiorcę wodoru w Holandii i zarazem gałąź przemysłu szczególnie narażoną na konkurencję międzynarodową. Z tego względu władze zdecydowały o częściowym wyłączeniu tej branży z obowiązków RFNBO, wykorzystując elastyczność przewidzianą w motywie 63 dyrektywy RED III. Projekt ustawy krajowej przewiduje, że 60% wodoru zużywanego w produkcji amoniaku będzie zwolnione z obowiązku osiągnięcia 42% udziału odnawialnego wodoru, podczas gdy pozostałe 40% objęte zostanie wymogami. Oznacza to faktyczne złagodzenie krajowego celu RFNBO dla przemysłu.

Decyzja ta opiera się na analizach technicznych i ekonomicznych, które wykazały, że większość istniejących instalacji amoniaku nie może jeszcze zostać przystosowana do zasilania zielonym wodorem bez gruntownej przebudowy infrastruktury procesowej. Uwzględniono także alternatywne ścieżki dekarbonizacji, takie jak wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla (CCS) czy wykorzystanie niskoemisyjnego wodoru pochodzącego z energii jądrowej. Uznano, że takie rozwiązanie pozwala utrzymać konkurencyjność krajowych producentów nawozów i ograniczyć ryzyko przeniesienia produkcji poza UE (*carbon leakage*).

Zastosowanie tej ulgi znacząco obniża wolumen wodoru odnawialnego potrzebny do realizacji krajowych celów. Szacunki wskazują, że po uwzględnieniu zwolnienia popyt na H₂ RFNBO w holenderskim przemyśle spada z ok. 204 kt do ok. 102 kt, co odpowiada redukcji mocy elektrolizerów z 3 GW do ok. 1,5 GW. Rząd uzasadnia ten krok koniecznością ochrony sektora nawozowego i zachowania równowagi między ambicją klimatyczną a realizmem gospodarczym. Jednocześnie zapowiedziano możliwość ponownego przeglądu poziomu zwolnienia w kolejnych latach, w zależności od postępów technologicznych i sytuacji rynkowej.

5.6.2 Republika Czeska

Czechy rozpoczęły implementację RED III wcześniej niż wiele państw UE, przygotowując nowelizację ustaw i aktualizację Strategii Wodorowej z 2024 roku. Dokument ten potwierdza unijny cel zastąpienia 42% szarego wodoru odnawialnym do 2030 r. oraz 60% do 2035 r., a także określa krajowe priorytety jego wdrożenia. Strategia podkreśla, że w Czechach głównym odbiorcą wodoru w przemyśle jest produkcja aniliny w zakładach BorsodChem MCHZ w Ostrawie, a nie produkcja amoniaku, jak w większości krajów UE. W kraju nie funkcjonują duże instalacje amoniaku, a sektor nawozowy opiera się na imporcie, m.in. z Słowacji (Lovochemie-Agrofert). W efekcie Czechy nie muszą stosować krajowych wyjątków chroniących krajowe zakłady amoniaku.

Kluczowym krokiem legislacyjnym była nowelizacja ustawy nr 165/2012 Sb. o wspieranych źródłach energii, przyjęta w latach 2023-2024 w ramach transpozycji RED III. Zmienione przepisy nakładają na dużych odbiorców wodoru obowiązek osiągnięcia minimalnego udziału RFNBO: 10% od 2030 r. i 15% od 2035 r. Choć poziomy te są niższe od unijnego celu 42%/60%, wynikają ze sposobu kalkulacji i zakresu wyłączeń przewidzianych w dyrektywie. Z obowiązku wyłączono wodór wykorzystywany do produkcji paliw w rafineriach, odzyskiwany z gazów procesowych lub będący produktem ubocznym innych procesów przemysłowych. Te wyjątki, zgodne z art. 22a ust. 1 RED III, istotnie redukują „mianownik” krajowego zużycia wodoru, od którego liczony jest wymagany udział RFNBO.

Takie podejście sprawia, że rzeczywista baza wyjściowa krajowego celu jest znacznie mniejsza od całkowitej konsumpcji wodoru. Według Strategii Wodorowej, spełnienie 42% udziału wymaga zapewnienia zaledwie ok. 8 tys. ton odnawialnego wodoru rocznie do 2030 r., głównie dla produkcji aniliny. Dla porównania, uwzględnienie całego krajowego zużycia wodoru (w tym rafineryjnego) zwiększyłoby wymagany wolumen kilkukrotnie. Czechy planują ponadto wykorzystać wszystkie dopuszczalne odstępstwa z RED III, co ma ograniczyć obowiązkowy wolumen RFNBO. Z kolei analiza Związku Przemysłu i Handlu Republiki Czeskiej (SPČR)³⁹ wskazuje, że krajowa produkcja ok. 20 tys. ton H₂ RFNBO wystarczyłaby do formalnego wypełnienia celu, jeśli wszystkie wyjątki zostaną uznane przez Komisję Europejską

Nowelizacja czeskiego prawa przewiduje również mechanizmy elastyczności, pozwalające przenosić nadwyżki realizacji obowiązku na kolejne lata lub zbywać je innym podmiotom. Firmy przemysłowe zobowiązano do rejestracji w systemie operatora rynku i regularnej sprawozdawczości potwierdzającej wykonanie obowiązku. Choć próg 10% wydaje się niski, jego zastosowanie na poziomie pojedynczego zakładu - w połączeniu z wyłączeniami i możliwym obniżeniem celu o 20% zgodnie z art. 22b RED III - może pozwolić Czechom na utrzymanie zgodności z unijnym wymogiem 42%. Czescy eksperci podkreślają,

³⁹ https://www.spcr.cz/images/media/2024_vodik_v_CR_studie_long.pdf

że w praktyce obowiązek obejmie tylko wybrane segmenty przemysłu chemicznego, a nie całość krajowego zużycia wodoru.

Podejście Czech skutkuje ograniczeniem krajowego popytu na wodór odnawialny, ale pozostaje zgodne z literą dyrektywy. Władze argumentują, że krajowy potencjał odnawialnych źródeł energii jest zbyt mały, by w krótkim czasie wytworzyć duże wolumeny H₂ RFNBO. Dlatego planują osiągnąć cele RED III poprzez budowę 400 MW mocy elektrolizerów do 2030 r. i produkcję ok. 20 tys. ton zielonego wodoru rocznie, z czego część ma trafić do transportu i przemysłu. Priorytetem strategii jest zapewnienie dotacji inwestycyjnych, uproszczenie procedur oraz utrzymanie dialogu z KE w sprawie stosowania wyjątków. Takie podejście łączy realizm gospodarczy z minimalizacją ryzyka naruszenia unijnego prawa.

6 Analiza techniczna i warianty pozyskania

6.1 Metodyka

Celem rozdziału jest przedstawienie spójnej metodyki oceny technicznej i wariantów pozyskania wodoru i amoniaku, umożliwiającej porównanie kosztów, konkurencyjności i wpływów sektorowych. Metodyka łączy analizę kosztów wytwarzania, ocenę konkurencyjności rynkowej, modelowanie transmisji cen w łańcuchu wartości rolno-spożywczej oraz analizę logistyki transportowej, tak aby dostarczyć praktycznych wniosków dla decydentów i inwestorów. Ramy analityczne są zgodne z wymaganiami kwalifikacji RFNBO (RED III) i pozwalają na symulację scenariuszy dla lat 2030 i 2035, z możliwością rozdziału celów pomiędzy zakłady produkcyjne.

Analiza kosztów wytworzenia zielonego i szarego wodoru opiera się na kluczowych zmiennych technologicznych, inwestycyjnych i rynkowych oraz na optymalizacji alokacji celu RFNBO między zakładami. W szczególności model uwzględnia koszt energii elektrycznej spełniającej wymogi aktów delegowanych RED III (adekwatność, korelacja czasowa i warunki GoO), koszt zakupu i instalacji elektrolizerów oraz niezbędne prace adaptacyjne instalacji produkcyjnych, koszty zmienne (OPEX), założenia dotyczące długości życia inwestycji i kosztu kapitału (WACC). Na tej podstawie obliczane są LCOH (Levelised Cost of Hydrogen) i $LOCNH_3$ (Levelised Cost of NH_3). Ponadto przeprowadzona jest optymalizacja rozłożenia celu RFNBO pomiędzy zakłady ze względu na koszty całkowite, co pozwala identyfikować najtańsze kombinacje lokalizacji i skali produkcji.

Dodatkowo, model umożliwia symulację różnych wariantów podziału celu krajowego. Od koncentracji obowiązku na kilku zakładach (np. Police i Anwil) po scenariusze uwzględniające równy podział na instalacje. Pozwala to oszacować wpływ regulacyjnych decyzji o zakresie obowiązku RFNBO na łączny wolumen zielonego wodoru, koszty jednostkowe oraz obciążenie dla poszczególnych grup przedsiębiorstw. Dla zakładów amoniaku analizowany jest również udział obligatoryjnego zużycia wodoru odnawialnego, niezbędny do realizacji celu w zależności od wybranego wariantu, a także jego skutki dla krajowego bilansu H_2 i NH_3 .

Ocena konkurencyjności produkcji krajowej opiera się na scenariuszach cenowych pochodzących z zewnętrznych prognoz i spójnych założeń eksperckich, z porównaniem wariantów bez zmian technologicznych i wariantów uwzględniających lokalną produkcję. Ścieżki cenowe zostały zbudowane na bazie dostępnych prognoz rynkowych (międzynarodowe źródła) oraz przyjętych założeń eksperckich dotyczących kosztów energii, kursów walut i polityki handlowej; scenariusze obejmują porównanie cen importowanych ładunków amoniaku z rynków niskokosztowych versus koszty produkcji krajowej przy różnych stopniach dekarbonizacji. Analiza uwzględnia także cenową elastyczność popytu na nawozy i wpływ możliwych wahań cen na opłacalność inwestycji.

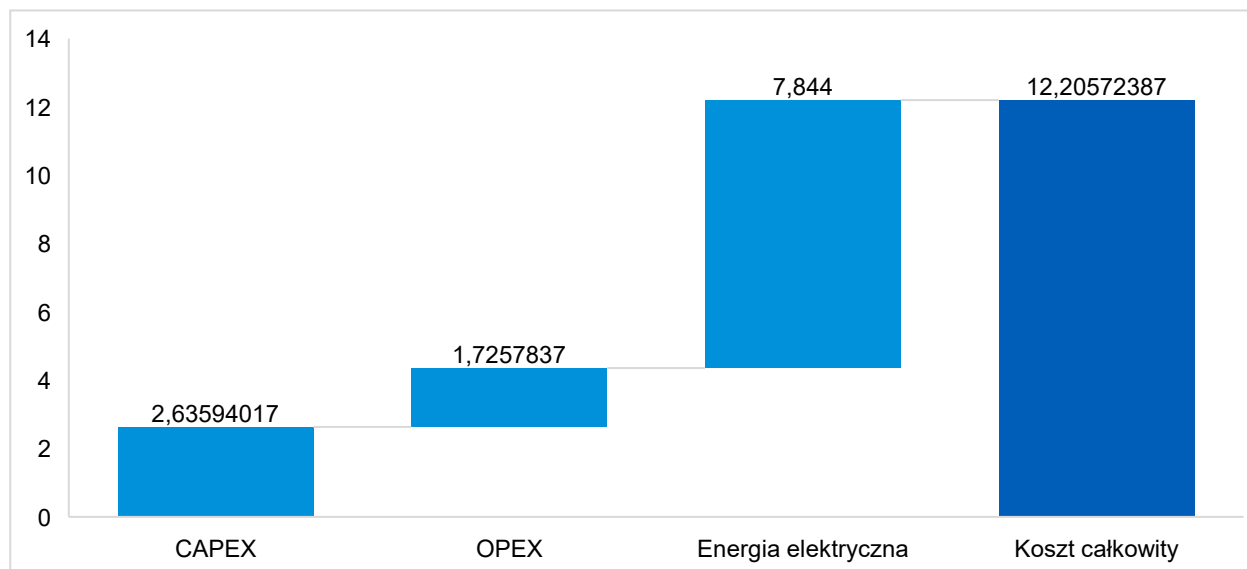
Wszystkie obliczenia oparte są na spójnym zestawie parametrów wejściowych oraz scenariuszach makroekonomicznych i technologicznych opisanych w załączniku; wyniki poddano testom wrażliwości. Źródła danych obejmują prognozy cen energii, kosztów kapitałowych, parametry techniczne elektrolizerów i instalacji amoniaku pochodzące z literatury międzynarodowej oraz krajowych dokumentów strategicznych; kluczowe założenia i warianty zostały szczegółowo wyspecyfikowane w załączniku, a wybrane wnioski zilustrowano tabelami i wykresami.

6.2 Koszty produkcji wodoru i amoniaku RFNBO

Produkcja wodoru odnawialnego (RFNBO) w Polsce pozostaje kosztowna, głównie ze względu na wysokie ceny energii elektrycznej oraz ograniczone wykorzystanie mocy elektrolizerów. Średni koszt wytworzenia (LCOH) szacowany jest na około 11 EUR/kg, co znacznie przekracza poziom kosztów wodoru szarego (ok. 3 EUR/kg) i niebieskiego (ok. 5 EUR/kg, bez kosztu transportu CO₂, wg szacunków Clean Air Task Force). Wysokie ceny energii w Polsce - przyjęte na 90 EUR/MWh w 2030 r. i 80 EUR/MWh w 2035 r. - w połączeniu z opłatami sieciowymi rządu 32 EUR/MWh istotnie podnoszą koszt jednostkowy produkcji. Dodatkowo, wymogi addytywności i korelacji czasowej energii OZE z pracą elektrolizerów, wynikające z aktów delegowanych RED III, ograniczają współczynnik wykorzystania mocy do poziomu 0,5-0,55. W rezultacie zwiększa się zarówno zapotrzebowanie na zainstalowaną moc elektrolizerów, jak i udział kosztów kapitałowych (CAPEX) w kosztach całkowitych.

Struktura kosztów wodoru odnawialnego wskazuje, że kluczowym czynnikiem pozostaje energia elektryczna, natomiast istotne znaczenie mają także nakłady inwestycyjne. W scenariuszu bazowym 2030 r. koszt energii (łącznie z opłatami sieciowymi, bilansowaniem i certyfikatami pochodzenia GoO) przekracza 145 EUR/MWh, co stanowi ok. 70% kosztów operacyjnych procesu elektrolizy. Aktualne założenia dotyczące kosztów kapitałowych zakładają CAPEX elektrolizerów na poziomie 1 500 EUR/kW w 2030 r. oraz 1 300 EUR/kW w 2035 r., przy realnej stopie dyskontowej (WACC) na poziomie 8%. Choć w 2035 r. spadek nakładów inwestycyjnych poprawi konkurencyjność technologii, ograniczona liczba godzin pracy urządzeń wciąż podtrzymuje wysoki koszt jednostkowy.

Wykres 8 LCOH dla wodoru RFNBO w Polsce (EUR/kg)



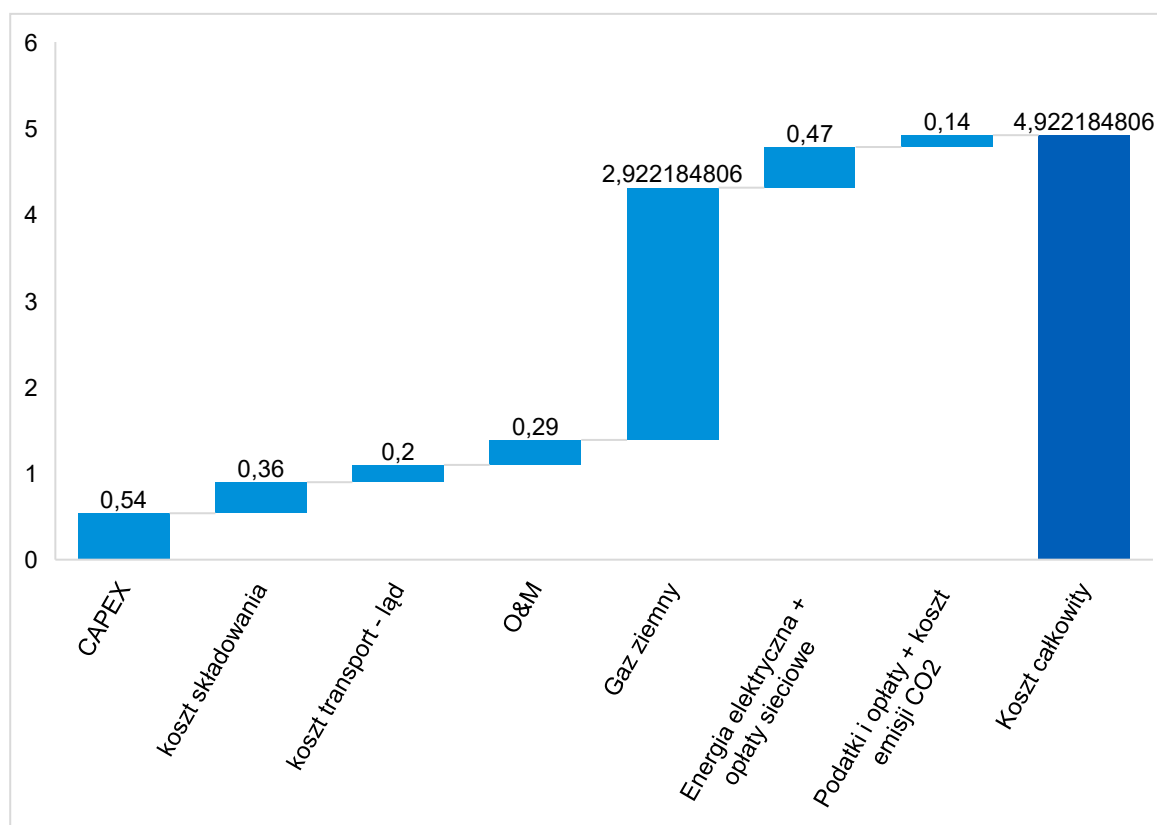
Źródło: KPMG

Niski współczynnik wykorzystania mocy pozostaje kluczowym ograniczeniem efektywności ekonomicznej elektrolizy w Polsce. Wymogi unijne dotyczące tzw. *temporal matching* (zgodności czasowej między generacją OZE a elektrolizą) ograniczają wykorzystanie elektrolizerów z 0,95 w reżimie miesięcznym do 0,85 w reżimie godzinowym, obniżając efektywną produktywność kapitału. W połączeniu z ograniczoną dostępnością tanich źródeł odnawialnych zwiększa to jednostkowy koszt kapitałowy przypadający na

kilogram wyprodukowanego wodoru. W praktyce oznacza to, że redukcja LCOH wymaga nie tylko spadku kosztów technologii, lecz także poprawy integracji z systemem elektroenergetycznym - poprzez magazynowanie, elastyczne profile pracy i rozwój infrastruktury sieciowej.

Wodór niebieski stanowi pośrednie rozwiązanie między technologią konwencjonalną a odnawialną, oferując potencjał redukcji emisji przy niższych kosztach jednostkowych niż RFNBO. Produkowany jest z gazu ziemnego z wychwytem i składowaniem dwutlenku węgla (CCS), co pozwala ograniczyć emisje o 60-90% w zależności od sprawności instalacji. Szacunki wskazują, że koszt wytworzenia wodoru niebieskiego w warunkach europejskich wynosi około 5 EUR/kg, przy założeniu ceny gazu ziemnego na poziomie 30 EUR/MWh i kosztu uprawnień do emisji (EUA) rzędu 80 EUR/tCO₂. Do tego dochodzą koszty infrastruktury przesyłowej i składowania CO₂, które mogą zwiększyć LCOH o 0,5-1 EUR/kg. Mimo niższego kosztu jednostkowego niż wodór odnawialny, rozwój projektów CCS w Polsce ogranicza brak ram regulacyjnych, niepewność co do lokalizacji geologicznych oraz wysokie koszty budowy infrastruktury transportowej.

Wykres 9 LCOH dla wodoru niebieskiego (CCS) w Polsce (EUR/kg)



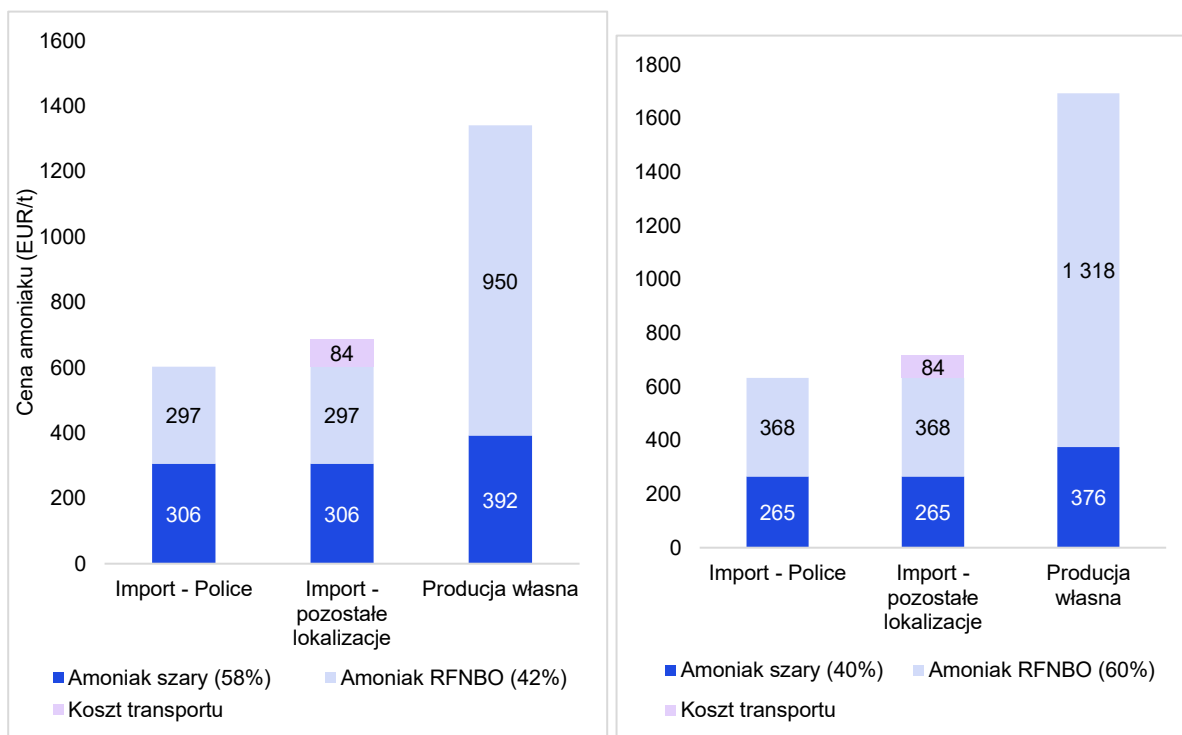
Źródło: KPMG na podstawie CATF

Dalsze obniżki kosztów wodoru RFNBO będą zależeć od spadku cen energii odnawialnej oraz kosztu kapitału. Przy założonym spadku CAPEX do 1 300 EUR/kW w 2035 r. i poprawie efektywności energetycznej elektrolizerów (46-50 kWh/kg H₂) możliwe jest obniżenie LCOH do ok. 8-9 EUR/kg ale warunkiem jest spadek energii elektrycznej. Jednak przy obecnych parametrach rynkowych wodór odnawialny pozostaje ponad dwukrotnie droższy od alternatyw konwencjonalnych. Dlatego kluczowe dla polityki publicznej jest

ukierunkowanie mechanizmów wsparcia na obniżenie kosztu energii (m.in. poprzez długoterminowe kontrakty PPA i ulgi sieciowe) oraz kosztu finansowania inwestycji - czynniki te w największym stopniu determinują konkurencyjność wodoru w polskich warunkach.

Wyniki analizy porównawczej wskazują, że krajowa produkcja amoniaku z wykorzystaniem RFNBO jest mniej konkurencyjna od importu - zarówno w horyzoncie 2030, jak i 2035. Dla roku 2030 koszt amoniaku z importu (w tym 42% udział RFNBO) wynosi ok. **668 EUR/t** w Policach i **671 EUR/t** w innych lokalizacjach, podczas gdy produkcja krajowa osiąga poziom ok. **1 400 EUR/t**. W roku 2035 różnica kosztowa powiększa się poprzez wzrost kosztów produkcji amoniaku szarego - koszt importowanego amoniaku to ok. **693 EUR/t**, wobec **1 700 EUR/t** dla produkcji krajowej. Polska, przy obecnej strukturze energetycznej i kosztach przesyłu, nie stanowi konkurencyjnej lokalizacji dla dużych inwestycji w RFNBO, a koszt produkcji wodoru szarego będzie rósł, co potwierdza przewagę ekonomiczną scenariusza importowego.

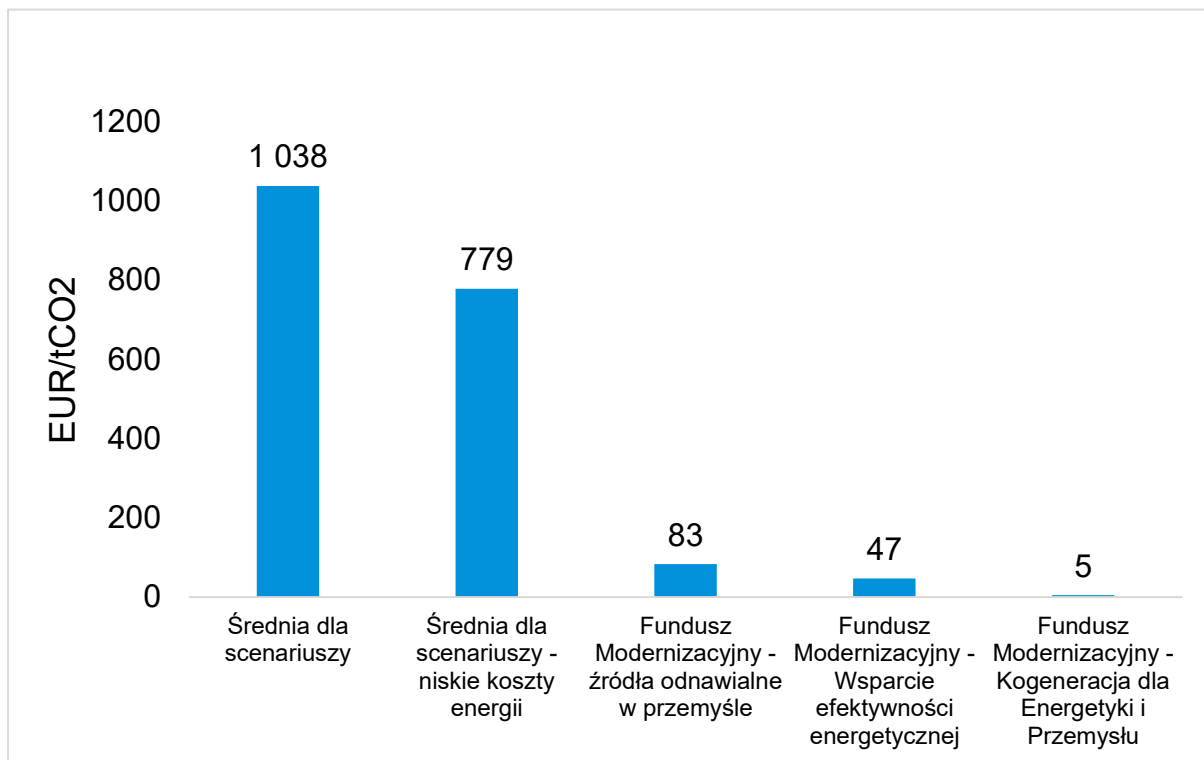
Wykres 10 Porównanie ceny amoniaku w wariantach krajowym i importowym w 2030 (lewy) i 2035 (prawy) roku.



Źródło: KMPG

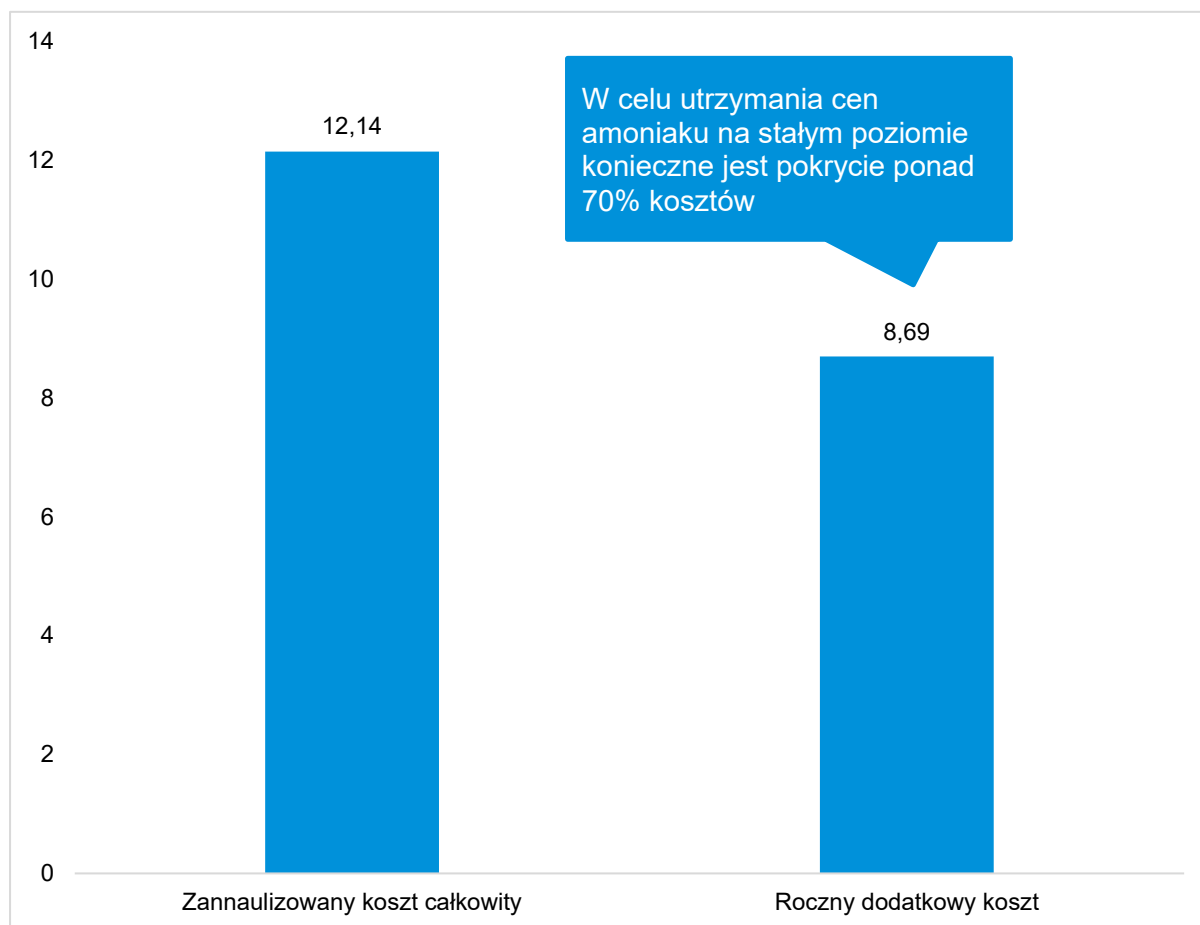
Wysoki koszt wodoru przekłada się na niską efektywność redukcji emisji - średni koszt uniknięcia 1 tCO₂ wynosi 1038 EUR, a nawet przy spadku kosztów energii utrzymuje się powyżej 779 EUR/tCO₂. Dla porównania, instrumenty Funduszu Modernizacyjnego osiągają znacznie niższe wartości jednostkowe: 83 EUR/tCO₂ dla inwestycji w źródła odnawialne i poniżej 50 EUR/tCO₂ dla projektów efektywności energetycznej. Wynika z tego, że realizacja celu RFNBO poprzez krajową produkcję amoniaku nie stanowi kosztowo efektywnego sposobu redukcji emisji w polskiej gospodarce.

Wykres 11 Porównanie kosztu unikniętych emisji pomiędzy RFNBO o programami wsparcia z Funduszu Modernizacyjnego (EUR/tCO₂)



Źródło KPMG na podstawie NFOŚiGW

Wysokie koszty operacyjne i inwestycyjne produkcji amoniaku RFNBO wymagają wsparcia w celu utrzymania konkurencyjności sektora. Roczny uśredniony koszt wytwarzania zielonego wodoru wynosi około 12 EUR/kg i jest wyższy o około 9 EUR/kg od kosztu konwencjonalnej produkcji. Utrzymanie dotychczasowych cen amoniaku wymagałoby pokrycia ponad **70% kosztów** poprzez instrumenty wsparcia publicznego lub rynkowego, takie jak kontrakty różnicowe (CfD), dotacje inwestycyjne (CAPEX grant) lub ulgi w opłatach sieciowych i kosztach bilansowania.

Wykres 12 Całkowite i dodatkowe koszty zielonego wodoru (EUR/kg)


Źródło: Opracowanie własne

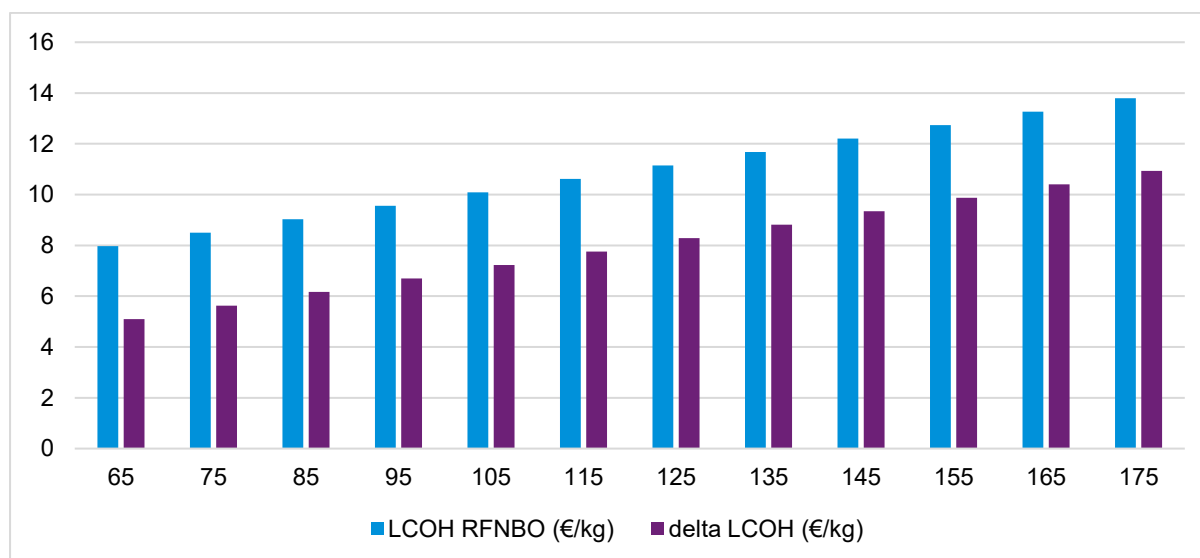
Skala kosztów wskazuje, że bez odpowiedniego mechanizmu kompensacyjnego transformacja sektora nawozowego w kierunku wodoru odnawialnego nie jest ekonomicznie wykonalna. Utrzymanie stabilnych cen amoniaku - niezbędnych dla zachowania konkurencyjności polskiego przemysłu chemicznego - wymaga włączenia wsparcia operacyjnego w pierwszych latach po wdrożeniu wymogów RFNBO. Instrumenty te powinny być zaprojektowane tak, aby stopniowo wygasły wraz ze spadkiem kosztów technologicznych, spadkiem cen energii i wzrostem efektywności elektrolizerów. Z punktu widzenia polityki publicznej, kluczowe będzie połączenie stabilnego finansowania z jasnym harmonogramem liberalizacji, tak by uniknąć trwałej zależności sektora od subsydiów, a jednocześnie umożliwić płynne przejście do konkurencyjnej gospodarki wodorowej.

Podsumowując, analiza kosztowa wskazuje, że bez istotnego spadku cen energii elektrycznej oraz zwiększenia dostępności długoterminowych kontraktów PPA, krajowa produkcja RFNBO pozostanie kosztowo niekonkurencyjna względem importu. Warianty rozwoju oparte na lokalnej produkcji mogą uzyskać opłacalność jedynie przy równoczesnym wsparciu inwestycyjnym (CAPEX grant) lub kontraktach różnicowych (CfD) stabilizujących ceny energii. W przeciwnym razie Polska pozostanie importerem amoniaku RFNBO, korzystając z nadwyżek produkcyjnych z regionów o niższych kosztach energii i wyższym współczynniku wykorzystania mocy.

6.3 Rola kosztów energii elektrycznej

Koszty energii elektrycznej stanowią najważniejszy element całkowitego kosztu wytwarzania wodoru odnawialnego (LCOH RFNBO), determinując opłacalność jego produkcji w perspektywie do 2030 roku. Analiza danych dla roku 2030 wskazuje, że całkowity koszt energii elektrycznej, obejmujący cenę hurtową, profilowanie oraz opłaty sieciowe, wynosi ok. 145 EUR/MWh. Wysoki poziom kosztów wynika z trzech głównych czynników: utrzymujących się wysokich cen energii na rynku dnia następnego (ok. 90 EUR/MWh), konieczności spełnienia wymogów aktów delegowanych dotyczących RFNBO - w tym zasady 24/7 matching, oraz dodatkowych kosztów sieciowych i bilansujących. Struktura kosztów uwzględnia także premie za gwarancję pochodzenia (GoO), koszt profilowania produkcji z OZE oraz opłaty związane z równoważeniem portfela energetycznego, które łącznie znacząco podnoszą koszt energii w ujęciu godzinowym.

Wykres 13 Koszt energii elektrycznej (energia + profilowanie + opłaty sieciowe)⁴⁰, a LCOH RFNBO

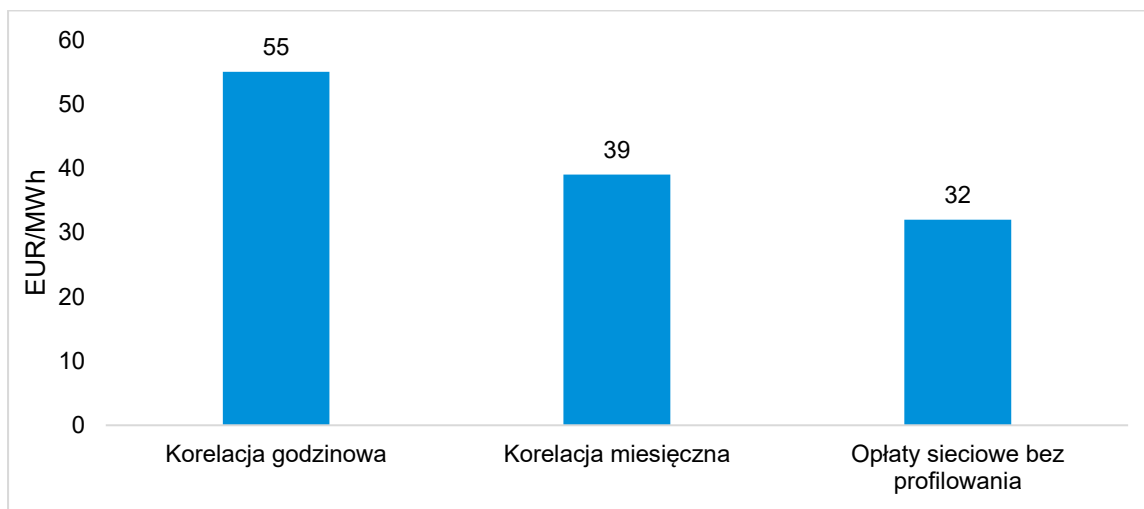


Źródło: opracowanie własne

Symulacje kosztowe wskazują, że nawet przy redukcji kosztów energii elektrycznej, całkowity koszt wytwarzania wodoru odnawialnego pozostaje istotnie wyższy niż w przypadku wodoru szarego. Analiza relacji między kosztem energii a LCOH RFNBO pokazuje, że przy spadku całkowitego kosztu energii z 145 do 105 EUR/MWh, jednostkowy koszt wodoru obniża się jedynie o ok. 1,5-2 EUR/kg, pozostając jednak na poziomie przekraczającym 8 EUR/kg. Dla porównania, koszt wytworzenia wodoru z paliw kopalnych (wodoru szarego) waha się w przedziale 2-3 EUR/kg. Nawet w optymistycznych scenariuszach niższych cen energii, luka kosztowa między wodorem odnawialnym a konwencjonalnym utrzymuje się więc na poziomie ok. 4 EUR/kg. Wyniki symulacji potwierdzają, że bez znaczących spadków cen energii z OZE lub wsparcia regulacyjno-finansowego, RFNBO nie osiągnie parytetu kosztowego z technologiami opartymi na gazie ziemnym.

⁴⁰ Z rachunku kosztów wyłączono podatki, opłaty oraz inne daniny publiczne (m.in. opłatę mocową i OZE), przyjmując założenie, że produkcja wodoru w procesie elektrolizy będzie z nich zwolniona.

Wykres 14 Szacowane koszty profilowania w Polsce w 2030 roku



Źródło: Opracowanie własne

Istotnym czynnikiem podnoszącym koszt energii są również opłaty sieciowe oraz koszty profilowania, które zwiększają koszt energii od 30 do 55 EUR/MWh w zależności od poziomu korelacji między produkcją a zużyciem energii. W przypadku konieczności zapewnienia pełnej korelacji godzinowej - wymaganej dla zgodności z zasadą 24/7 matching - całkowity koszt energii z profilowaniem i opłatami sieciowymi może sięgnąć 55 EUR/MWh, co stanowi znaczące obciążenie dla projektów RFNBO. Scenariusze z korelacją miesięczną lub bez profilowania skutkują odpowiednio niższymi kosztami (39 i 32 EUR/MWh), jednak nie spełniają wymogów regulacyjnych UE. W konsekwencji, dostępność dedykowanej infrastruktury i mechanizmów obniżających koszty sieciowe - takich jak lokalne umowy PPA lub strefowe rozliczenia sieciowe - będzie jednym z kluczowych warunków rozwoju konkurencyjnego rynku wodoru odnawialnego w Polsce i Unii Europejskiej.

Tabela 9 Parametry przyjęte do obliczania kosztów energii elektrycznej

Parametr	Jednostka	2030	2035	Opis / znaczenie
Baseload energy price	€/MWh	90	80	Średnia hurtowa cena energii elektrycznej w podstawie (bazowa cena rynku dnia następnego).
GoO premium - monthly	€/MWh	3	3	Premia wynikająca z zakupu energii z gwarancją pochodzenia (GoO) potwierdzającą źródło OZE - w rozliczeniu miesięcznym.
GoO premium - hourly uplift	€/MWh	8	8	Dodatkowa premia za energię pochodzącą ze źródeł OZE w tych samych godzinach co zużycie - wymagana dla zgodności z zasadą 24/7 matching w RFNBO.

Profile premium - monthly	€/MWh	2	2	Premia odzwierciedlająca korzystny profil produkcji (np. miks PV + wiatr) w ujęciu miesięcznym.
Profile premium - hourly	€/MWh	10	10	Dodatkowa wartość energii w godzinach deficytu (np. wieczornych) - wpływa na koszt zgodności godzinowej.
Balancing/imbalance - monthly	€/MWh	2	2	Koszty bilansowania portfela OZE w rozliczeniu miesięcznym - różnice między prognozą a rzeczywistą produkcją.
Balancing/imbalance - hourly	€/MWh	5	5	Koszty niedopasowania w rozliczeniu godzinowym (np. różnice między generacją a zużyciem w poszczególnych godzinach).

Źródło: Opracowanie własne

Przedstawione założenia są spójne z najnowszymi obliczeniami mówiącymi, że spełnienie pełnych kryteriów RFNBO prowadzi do znaczącego wzrostu kosztów produkcji wodoru. Analiza EWI⁴¹ wskazuje, że wdrożenie zasad dodatkowości oraz przejście z dopasowania miesięcznego na godzinowe podnosi średni koszt wodoru na poziomie systemowym o około 10 EUR/MWh, co odzwierciedla rosnące wymagania dotyczące sposobu wykorzystania energii odnawialnej. Z perspektywy przedsiębiorstw inwestujących w elektrolizery wpływ ten jest jednak wyraźnie większy: samo wprowadzenie obowiązku godzinowego dopasowania zwiększa LCOH o prawie 30 EUR/MWh, przy czym około 22 EUR/MWh wynika wyłącznie z zaostrzenia zasad z trybu miesięcznego na godzinowy. W sytuacjach ograniczonej elastyczności operacyjnej - bez magazynowania energii lub wodoru oraz przy konieczności utrzymania produkcji w profilu podstawowym - wzrost kosztów może być jeszcze wyższy, co podkreśla znaczenie dostępu do elastycznych zasobów w procesie dekarbonizacji przemysłowej.

6.4 Konkurencyjność polskiej produkcji

Analiza konkurencyjności wskazuje, że w warunkach wysokich kosztów energii elektrycznej i ograniczonego współczynnika wykorzystania mocy, krajowa produkcja amoniaku RFNBO staje się niekonkurencyjna wobec importu. Wyniki modelu Armingtona⁴², pokazują gwałtowne przesunięcie popytu w stronę importu już przy umiarkowanej różnicy cen. Wzrost ceny krajowej względem importu powoduje szybki spadek udziału produkcji krajowej w rynku i ograniczenie całkowitego popytu, mimo niewielkiej elastyczności popytu na kompozyt.

W 2030 roku, przy średniej cenie amoniaku importowanego rzędu 700 EUR/t i krajowej cenie ponad 1 200 EUR/t, udział importu w rynku wzrasta do około 80%, a produkcja krajowa spada o trzy czwarte. W scenariuszu produkcji samego wodoru RFNBO różnica kosztowa jeszcze się powiększa, a import pokrywa blisko 100% krajowego zapotrzebowania. W 2035 roku, pomimo umiarkowanego spadku kosztów energii elektrycznej i zwiększonej dostępności zielonych źródeł w Europie Zachodniej, udział importu w rynku amoniaku w Polsce rośnie do ponad 80-90%. Oznacza to, że istnieje wysokie ryzyko przeniesienia

⁴¹ https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2025/10/20251028_EWI_GreenHydrogenProduktionUnderRFNBOCriteria.pdf

⁴² Modelu elastyczność popytu kraj vs import, skalibrowanego na danych bazowych (udziały: kraj 90%, import 10%; $\sigma = 5$ - elastyczność popytu kraj vs import ; $\varepsilon = 0,4$ - elastyczność popytu na produkt)

produkcji także szarego wodoru z Polski, a w długim terminie, także produkcji nawozów, jeśli koszty produkcji miałyby zostać poniesione przez przedsiębiorstwa.

Na przewagę importu wpływa nie tylko niższy koszt jednostkowy, lecz także globalne ścieżki cenowe wodoru i amoniaku. Ceny wodoru w portach ARA (S&P, 2025) wskazują, że już obecnie nawet wodór niebieski z regionu Northwest Europe pozostaje konkurencyjny wobec wodoru szarego w Polsce, przy jednoczesnym szybkim zmniejszaniu się różnicy wobec wodoru zielonego z Bliskiego Wschodu i Ameryki Północnej. Oznacza to, że import amoniaku lub wodoru RFNBO z rynków o tańszej energii i wyższym wykorzystaniu mocy staje się bardziej opłacalny niż produkcja krajowa, nawet przy doliczeniu kosztów transportu i marż logistycznych.

Tabela 10 Cena amoniaku w portach ARA na podstawie S&P - Wrzesień 2025

Nazwa	Kolor amoniaku	Cena (USD/t)
Dlvd Northwest Europe from Middle East	Zielony	836,9
Dlvd Northwest Europe from US Gulf Coast	Zielony	858,4
Dlvd Northwest Europe from EC Canada	Zielony	908,8
CFR Northwest Europe	Niebieski	630,8
CFR Northwest Europe	Szary	579,5
Polska (szacunki KPMG)	Szary	630,0

Źródło: S&P

Średni koszt transportu amoniaku z portów północy do krajowych zakładów wynosi około 83 EUR/t, co nie niweluje przewagi kosztowej importu. Nawet po doliczeniu kosztów przewozu koleją i przeładunku, importowany amoniak pozostaje o ok. 75% tańszy niż produkcja krajowa. Oznacza to, że z punktu widzenia równowagi rynkowej i preferencji Armingtona, minimalizacja kosztów kompozytu popytu prowadzi do dalszej substytucji w kierunku importu.

W dłuższej perspektywie Polska nie posiada przewag komparatywnych w produkcji zielonego wodoru i amoniaku ze względu na ograniczony potencjał OZE, wysokie ceny energii oraz położenie geograficzne. Wysokie koszty kapitału i opłat sieciowych sprawiają, że krajowa produkcja RFNBO nie może skutecznie konkurować z importem z regionów o niższych kosztach energii i stabilniejszej dostępności mocy odnawialnych. W długim okresie bardziej opłacalna może być strategia importowa połączona z rozwojem infrastruktury portowej i kolejowej oraz z dywersyfikacją kierunków dostaw, tak aby zminimalizować ryzyka geopolityczne i zapewnić bezpieczeństwo dostaw surowca.

Jednocześnie import amoniaku i wodoru nie jest wolny od zagrożeń strategicznych i wymaga odpowiedniej polityki zabezpieczeń. Przejście z zależności od gazu ziemnego na zależność od importowanego amoniaku może przenieść część ryzyka zaopatrzeniowego poza granice kraju. Konieczne będzie także zwiększenie przepustowości portów i sieci kolejowej, aby sprostać rosnącym wolumenom importu. W przypadku braku wsparcia kosztowego dla produkcji krajowej (ulgi energetyczne, kontrakty różnicowe, dotacje CAPEX), strategia importowa stanie się dominującym kierunkiem realizacji celów RFNBO w Polsce.

Podsumowując, wyniki analizy wskazują, że import amoniaku RFNBO z regionów o niższych kosztach energii jest w horyzoncie 2030-2035 najbardziej ekonomicznie racjonalnym sposobem realizacji celu dekarbonizacyjnego. Krajowa produkcja mogłaby stać się konkurencyjna jedynie w warunkach trwałego spadku cen energii elektrycznej,

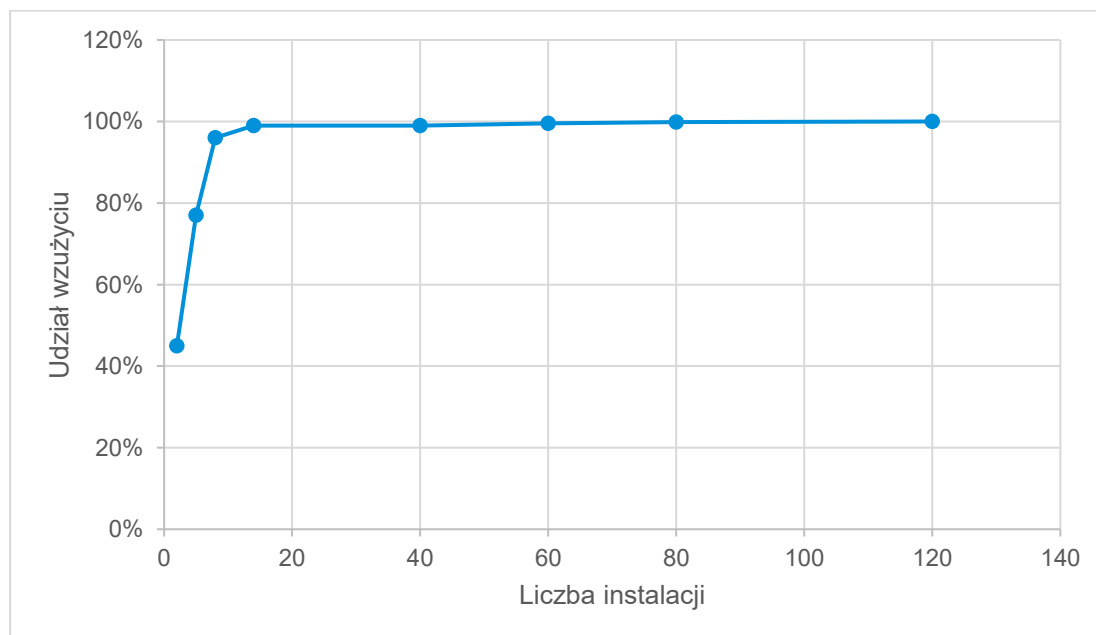
zwiększenia współczynnika wykorzystania mocy oraz wsparcia inwestycyjnego w ramach krajowych lub unijnych mechanizmów finansowych.

W przypadku szerszej strategii dekarbonizacji sektora chemicznego wychodzącej poza ramy paliw RFNBO, ważne jest uwzględnienie niebieskiego wodoru z technologią CCS oraz biometanu jako dodatkowych filarów efektywnego kosztowo przejścia na gospodarkę niskoemisyjną. Choć unijne wymogi dotyczące RFNBO stanowią istotny impuls regulacyjny, ich wdrożenie w krótkim terminie napotyka bariery w postaci wysokich nakładów inwestycyjnych oraz ograniczonej dostępności zielonej energii elektrycznej. W tym kontekście produkcja amoniaku z biometanu oraz wykorzystanie niebieskiego wodoru oferują alternatywę, umożliwiając dekarbonizację przy maksymalnym wykorzystaniu istniejącej infrastruktury przesyłowej i aktywów produkcyjnych, takich jak instalacje reformingu parowego (SMR).

6.5 Wyłączenia *de minimis*

Wyłączenie *de minimis* dla małych odbiorców wodoru ma silne uzasadnienie ekonomiczne, administracyjne i środowiskowe. W polskich realiach zużycie wodoru jest wyjątkowo skoncentrowane, dwa podmioty przemysłowe odpowiadają za ponad 90% zużycia objętego celem dyrektywy RED III, więc narzut obowiązków RFNBO na setki mniejszych odbiorców przyniosłby nieproporcjonalnie duży koszt ewidencyjny przy znikomej korzyści emisyjnej (Wykres 15). W praktyce niemal całość wolumenu, który determinuje wynik celu, przechodzi przez kilkadziesiąt dużych instalacji, a pozostałe zastosowania są marginalne (spożywczy, szklarski, elektroniczny). Dlatego racjonalna jest koncentracja działań na obszarach w części największego zużycia i objęcie obowiązkiem przede wszystkim największych odbiorców, minimalizując obciążenia dla biznesu i ryzyka administracyjne.

Wykres 15 Koncentracja zużycia wodoru w polskim przemyśle (w ramach bazy przemysłowego celu RFNBO 389kt H₂/rok)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych European Hydrogen Observatory oraz PAN

Mapowanie instalacji wodorowych w Polsce wskazuje, że wyłączenie małych odbiorców ograniczy koszty bez szkody dla integralności celu. Główne zakłady produkujące i zużywające wodór, zwłaszcza sześć głównych zakładów przemysłowych Puławy, Police, Włocławek, Płock, Kędzierzyn-Koźle i Gdańsk, skupiają dominujący wolumen. Oznacza to, że decyzje kilku wytwórni amoniaku determinują praktycznie całą trajektorię zgodności kraju z art. 22a. Poniżej tej grupy znajduje się długa lista mniejszych instalacji reformingu lub odbiorców wodoru, które łącznie stanowią niewielki ułamek zużycia. Włączenie ich wszystkich do pełnego reżimu RFNBO generowałoby wysokie koszty stałe pomiaru, raportowania i monitorowania po stronie firm, a także koszty wdrożeniowe po stronie administracji publicznej, a efekt klimatyczny byłby ograniczony.

Małych odbiorców (poniżej 50 t/r) jest w Polsce relatywnie niewiele i łącznie są oni odpowiedzialni za mniej niż 5% krajowego zużycia wodoru. Z danych FCHO wynika, że poza sektorami wielkiej syntezy chemicznej i rafineriami, cała reszta zastosowań wodoru stanowiła zaledwie ok. 1,2 tys. ton rocznie, czyli ~1-2% krajowego popytu w 2020 r.⁴³ Nawet dodając zużycie w innych chemikaliach poza amoniakiem (kolejne ~2-3 tys. ton, prawdopodobnie średniej skali procesy w typu kaprolaktam, anilina itp.), łączny udział wszystkich mniejszych zastosowań nie przekracza kilku procenta całkowitego zużycia i obejmuje kilkadziesiąt podmiotów z zużyciem rzędu ton lub dziesiątek ton rocznie.

Próg de minimis należy skalibrować tak, aby minimalizował koszt wdrożenia na jednostkę objętego wolumenu RFNBO. W ujęciu polityki publicznej optymalny próg to taki, który maksymalizuje stosunek pokrycia wolumenu zużycia przez obowiązek do kosztu regulacyjnego (administrowanie, sprawozdawczość, kontrole) i kosztu zaburzeń rynkowych. Co do zasady, każda dodatkowa objęta instalacja powinna wносить istotny przyrost wolumenu w mianowniku realizacji celu, a nie jedynie mnożyć transakcje certyfikatowe i audyty. W konsekwencji granica *de minimis* powinna być definiowana według rocznego zużycia wodoru RFNBO wynikającego z narzuconego obowiązku (po odjęciu zastosowań wyłączonych systemowo), a nie liczby pracowników czy przychodu, aby pozostać ściśle skorelowaną z celem środowiskowym.

Zestawienie kosztu wdrożenia systemu monitoringu, raportowania i weryfikacji (MRV) z pokryciem zużycia wodoru stanowi podstawę do wyznaczenia limitu *de minimis*. Koszt MRV obejmuje on zarówno koszty ponoszone przez przedsiębiorstwa, takie jak certyfikacja pochodzenia, audyty energetyczne, systemy ewidencyjne, jak i wydatki administracyjne po stronie państwa. W praktyce, wprowadzenie obowiązku MRV dla każdej jednostki zużywającej wodór generuje niemal stały koszt niezależny od jej skali działalności, co oznacza, że w przeliczeniu na tonę RFNBO koszt jednostkowy gwałtownie rośnie przy włączaniu coraz mniejszych podmiotów (Tabela 11). W warunkach polskich, gdzie zużycie wodoru jest silnie skoncentrowane, taki efekt skali działa szczególnie mocno. Przyrost celu o kilka punktów procentowych, z 96% do 99% krajowego zużycia, wymagałby niemal podwojenia łącznych kosztów wdrożenia przy minimalnym zwiększeniu efektu środowiskowego.

Tabela 11 Kalkulacja progu *de minimis* w Polsce (w ramach bazy przemysłowego celu RFNBO 389kt H2/rok)

Próg (t/rok)	Instalacje (szt.)	Mianownik po progu (kt)	Pokrycie bazy (%)	Wymagana ilość RFNBO 2030 (kt)*	Zmiana w porównaniu z brakiem progu (kt)	MRV (EUR/t)**
--------------	-------------------	-------------------------	-------------------	---------------------------------	--	---------------

⁴³ <https://epj.min-pan.krakow.pl/pdf-170913-97928?filename=97928.pdf#:~:text=Germany%20737%2C168%20414%2C210%20191%2C715%2090%2C933,0%20238%200%2011%20328%2C570>

1	1114 (sz.)	389	100%	163	0	2,961
5	74 (sz.)	389	99,9%	163	0	1,922
10	54 (sz.)	388	99,7%	163	-0,4	1,403
20	34 (sz.)	387	99,5%	163	-0,8	0,883
50	14	385	99,1%	162	-1,7	0,364
100	14	385	99,1%	162	-1,7	0,364
500	14	385	99,1%	162	-1,7	0,364
1000	13	384	98,7%	161	-2,1	0,338
5 000	8	370	95,1%	155	-8	0,216
10 000	8	370	95,1%	155	-8	0,216
25 000	5	294	75,6%	123	-40	0,170
50 000	2	170	43,7%	71	-92	0,117

*bez obniżenia wynikającego z Motywu 63

**założenie kosztu MRV 10k EUR per instalację

sz. - dane szacunkowe na podstawie modelowania rozkładu konsumpcji wodoru

Źródło: Opracowanie własne na podstawie European Hydrogen Observatory oraz PAN

Wnioski z powyższej analizy sugerują, że optymalnym rozwiązaniem z punktu widzenia efektywności administracyjnej i środowiskowej jest przyjęcie progu *de minimis* na poziomie 1 kt lub 5 kt H₂/rok. Progi te pozwalają skoncentrować wysiłki dekarbonizacyjne w zakładach o dużej korzyści skali, przy jednoczesnym zachowaniu pokrycia 95-98% zużycia wodoru objętego obowiązkiem RED III. Dalsze włączanie drobnych podmiotów (instalacji zużywających <50 lub <20 t/r) niemal nie wpływa na wolumen objęty celem, ale podwaja lub potraja liczbę wymaganych audytów i sprawozdań, co skutkuje wykładniczym wzrostem kosztu MRV na tonę RFNBO.

Polska struktura zużycia wodoru znacząco różni się od krajów o bardziej rozproszonym przemyśle. Dla porównania, Niderlandy przyjęły próg 0,1 kt H₂/rok, obejmując 36 zakładów przemysłowych, głównie w sektorach chemicznym i petrochemicznym. W warunkach polskich próg 100 t nie prowadzi do żadnej selekcji, ponieważ wszystkie istotne instalacje przekraczają go wielokrotnie. Oznacza to, że przy identycznym progu liczba instalacji w Polsce objętych obowiązkiem będzie kilkukrotnie niższa niż w Holandii, a stopień koncentracji znacznie wyższy. Polska wymaga zatem bardziej selektywnego podejścia i zastosowania wyższego progu aby uzyskać podobny efekt regulacyjny i operacyjny. W przeciwnym razie system RFNBO zostałby przeciążony obciążeniami raportowymi, nie przynosząc istotnego efektu redukcji emisji.

6.6 Sektorowy podział celu

Wybór sposobu podziału obowiązkowego celu RFNBO w przemyśle bezpośrednio wpływa na skutki rynkowe i decyzje inwestycyjne przedsiębiorstw. Regulacje związane z celem RFNBO w wodorze przemysłowy pozostawiają krajom członkowskim pewną swobodę implementacji. Polska musi zdecydować, czy wymóg ten będzie egzekwowany jednolicie na poziomie każdej instalacji, zbiorczo na poziomie sektorów, czy też z wykorzystaniem mechanizmów różnicujących obciążenia między odbiorcami. Każdy z tych wariantów w odmienny sposób rozkłada koszty dostosowania, kształtuje bodźce do inwestycji w wodór RFNBO i wpływa na funkcjonowanie rynku. Sposób podziału celu będzie bezpośrednio

wpływał na ceny i wolumeny produkcji przemysłowe, prowadząc ostatecznie do zmian strukturalnych w krajowym przemyśle.

Specyfika polskiej gospodarki wodorowej, skoncentrowanie produkcji w kilku dużych zakładach, sprawia, że sposób podziału celu ma szczególne znaczenie. Wyłączając cel transportowy, w zużyciu dominują cztery zakłady Grupy Azoty i zakład Anwil. W takiej sytuacji, niezależnie od przyjętego sposobu podziału obowiązku wykorzystania wodoru RFNBO, czy będzie on rozdzielony równomiernie między sektory, zakłady czy poszczególne firmy efekt końcowy dla realizacji celu krajowego pozostanie zbliżony, natomiast różnice w metodyce mogą znacząco wpłynąć na sytuację mniejszych odbiorców. Zbyt równomierny lub uproszczony podział mógłby nieproporcjonalnie obciążyć podmioty o marginalnym udziale w zużyciu wodoru, generując dla nich niewspółmiernie wysokie koszty administracyjne i inwestycyjne. Tak silna koncentracja oznacza, że decyzje i kondycja kilku największych przedsiębiorstw będą w praktyce determinować realizację celu RFNBO. Ich konkurencyjność nabiera zatem wymiaru systemowego - ewentualne problemy z wdrażaniem zielonego wodoru przez głównych odbiorców będą miały przełożenie na całość rynku wodorowego w Polsce.

Tabela 12 Podział celu wraz z wariantami

Wariant podziału celu	GA Azoty + Orlen	Pozostałe zakłady	Szacunkowy wolumen RFNBO (kt H ₂)	Skutki rynkowe
A. Cel skoncentrowany na dużych odbiorcach (≥ 5 kt H ₂ /rok)	100 %	0 %	Azoty + Anwil 140,97 kt	Zgodny z koncentracją zużycia; minimalizuje ryzyko nadmiernych kosztów dla MŚP.
B. Cel obejmujący duże i średnie instalacje (≥ 0,5 kt H ₂ /rok)	≈ 98,6 %	≈ 1,4 % (3 zakłady)	Azoty + Anwil 138,97 kt Inni 2,00 kt Razem 140,97 kt	Szerszy zasięg, większe koszty administracyjne, ale większa równość między odbiorcami.
C. Cel przemysłowy + rafinerijny (10 % zużycia rafinerii w ramach celu przemysłowego)	≈ 76,6 % całego celu	≈ 0,9 % celu (3 zakłady) + ≈ 32,1 % rafinerie (2)	Chemia 108,04 kt: - Azoty + Anwil 106,45 kt - Inni ≈ 1,59 kt Rafinerie 32,93 kt (23,4 %) Łącznie 140,97 kt	Krajowy cel utrzymany (140,97 kt), ale część (≈ 23 %) realizowana przez rafinerie. Odciąża sektor amoniaku, zwiększa równowagę między branżami, poprawia komplementarność z celem transportowym.

D. Cel przemysłowy + rafineryjny (20% zużycia rafinerii w ramach celu przemysłowego)	≈ 57,1 % całego celu	≈ 0,7 % celu (3 zakłady) + ≈ 42,2 % rafinerie (2)	Chemia 81,40 kt: - Azoty + Anwil ≈ 80,22 kt - Inni ≈ 1,18 kt Rafinerie 59,57 kt (42,2 %) Łącznie 140,97 kt	Znaczne przesunięcie obowiązku z chemii do rafinerii. Zmniejsza obciążenie dla zakładów amoniaku o ponad 25%, ale wymaga szybkiego wdrożenia mechanizmów wsparcia i certyfikacji RFNBO w sektorze paliwowym. Potencjalnie zwiększa spójność z celami transportowymi UE.
--	----------------------	---	--	---

Jednolity obowiązek RFNBO na poziomie każdej instalacji przemysłowej gwarantuje, że wszystkie zakłady partycypują w dekarbonizacji, ale może pomijać zróżnicowanie kosztów i możliwości technologicznych. Takie podejście, zastosowane np. w Holandii, gdzie objęto nim wszystkie fabryki zużywające powyżej 100 ton wodoru rocznie, zapewnia przejrzystość i równe nominalnie wymagania. Każde przedsiębiorstwo musiałoby osiągnąć wskazany udział zielonego wodoru, co stymuluje inwestycje wytwórcze blisko miejsca zużycia (np. własne elektrolizery lub instalacje near-site). Jednak brak elastyczności oznacza, że zakłady o najwyższych kosztach redukcji (lub ograniczonym dostępie do OZE) poniosą nieproporcjonalnie wysokie obciążenia. W skrajnych przypadkach najłabsi gracze mogą ograniczyć produkcję zamiast ponosić koszty dostosowania, co zwiększyłoby negatywne skutki gospodarcze całego programu.

Alternatywnym rozwiązaniem jest możliwość przeniesienia części celu przemysłowego poza podmioty kwalifikowane, czyli włączenie do jego realizacji innych konsumentów wodoru, w tym sektora rafineryjnego. Podział krajowego celu RFNBO pomiędzy sektor chemiczny a rafineryjny pozwala na bardziej zrównoważone obciążenie obowiązkiem wytwarzania i stosowania wodoru odnawialnego. W analizowanym wariantcie 10% krajowego zużycia wodoru w sektorze rafineryjnym (ok. 33 kt H₂) zostaje objęte krajowym celem RFNBO, przy niezmiennym całkowitym wolumenie celu - 140,97 kt H₂. Oznacza to, że obowiązek przemysłowy (chemiczny) obejmuje ok. 108 kt H₂, a zatem odpowiada ok. 32% zużycia wodoru w przemyśle chemicznym, w porównaniu do pierwotnych 42% zakładanych przy braku udziału rafinerii. Włączenie sektora rafineryjnego do realizacji celu nie zwiększa całkowitego wolumenu RFNBO, ale zmienia strukturę jego wykonania. Około 77% całego celu (108 kt) przypada na sektor chemiczny, w tym głównie zakłady amoniaku (Grupa Azoty i Anwil), natomiast 23% (33 kt) realizują rafinerie. Takie rozwiązanie odciąża największe instalacje amoniaku, które ponosiłyby nieproporcjonalny koszt wdrożenia RFNBO, a jednocześnie umożliwia zaangażowanie sektora paliwowego w rozwój odnawialnego wodoru w powiązaniu z celami transportowymi.

Według rozmów z przedstawicielami sektora rafineryjnego w Polsce, podwyższenie celu transportowego w ramach RFNBO jest uznawane za bardziej kosztowo efektywne rozwiązanie. Wynika to z niższego udziału kosztów wodoru w całkowitym koszcie produktu rafineryjnego w porównaniu z kosztami zastosowania wodoru w transporcie. Według szacunków opartych na danych branżowych i analizach międzynarodowych (m.in. Air Products, EIA), udział kosztów wodoru w kosztach operacyjnych typowej rafinerii wynosi przeciętnie 3-10%, w zależności od struktury produkcji, rodzaju przerabianej ropy i poziomu wykorzystania procesów uwodornienia. W przypadku rafinerii o wysokim udziale hydrokrakingu i hydorafinacji udział ten może sięgać nawet powyżej 10%, natomiast w zakładach o mniejszej intensywności procesów wodorowych pozostaje bliżej 2-4%. Oznacza to, że integracja niskoemisyjnego wodoru w procesach rafineryjnych generuje relatywnie mniejszy przyrost kosztów jednostkowych niż jego zastosowanie w sektorze amoniaku.

Odmienna sytuacja występuje w przemyśle nawozowym, w szczególności w produkcji amoniaku, gdzie wodór jest nie tylko medium procesowym, lecz głównym surowcem chemicznym. W tym przypadku koszt wodoru (a właściwie gazu ziemnego używanego do jego wytworzenia) stanowi 60-80% całkowitego kosztu produkcji amoniaku i około 45-50% kosztów nawozów azotowych, co oznacza, że każda zmiana źródła lub ceny wodoru ma bezpośredni i znaczący wpływ na konkurencyjność sektora. W efekcie, zastosowanie zielonego wodoru w produkcji amoniaku - mimo potencjalnych korzyści środowiskowych - wiąże się obecnie z istotnym wzrostem kosztów w porównaniu z procesami reformingu parowego metanu.

Tabela 13 Udział kosztu H₂/NH₃ w kosztach całkowitych (%)

Sektor (charakterystyka w Polsce)	Sposób obliczenia	Udział kosztu H ₂ /NH ₃ w kosztach całkowitych	Ryzyko ucieczki importowej
Nawozy: Grupa Azoty (segment nawozowy)	koszt NH ₃ w całkowitym koszcie produktów azotowych (mieszanka: mocznik/AN/CAN/UAN)	47-51%	Wysokie
Nawozy: ANWIL (ORLEN)	j.w., z większym udziałem UAN	46-49%	Wysokie
Rafinerie: ORLEN (Płock + Gdańsk)	koszt H ₂ (własny/pobrane) w kosztach operacyjnych rafinerii	4-7%	Średnie
Chemia: kaprolaktam/PA6 (GA)	koszt H ₂ w koszcie całkowitym produktu	1-2%	Niskie
Chemia: OXO (GA ZAK)	koszt H ₂ /NH ₃ w koszcie całkowitym produktów OXO	ok. 1%	Niskie

Źródło: Udziały oszacowano bottom-up, łącząc: (i) intensywności NH₃ na tonę produktu (mocznik 0,567 t NH₃/t, AN 0,213 t NH₃/t, CAN ≈ 0,162 t NH₃/t, UAN-32 ≈ 0,294 t NH₃/t) na podstawie BAT/Fertilizers Europe i literatury branżowej; (ii) koszt NH₃ na poziomie ok. 700 EUR/t (założenie GKGA przy GZ=40 EUR/MWh, EUA=120 EUR/tCO₂); (iii) obserwowany poziom cen koszyka produktów azotowych w UE w 2024-2025 (m.in. urea ~350-500 USD/t; Reuters 07-08.2025 wskazuje ~496 USD/t po wprowadzeniu ceł UE na nawozy z Rosji).

Dla koszyka produktowego w Polsce przyjęto następujące rozbięcie: GA (≈30% mocznik / 20% AN / 20% CAN / 30% UAN), ANWIL (≈25%/20%/15%/40%); wpływa to na wynik o ≤1 p.p. Zakres dla rafinerii (3-10% OPEX; środek ~5%) pochodzi z literatury branżowej i praktyk integracji H₂ (Air Products/EIA) oraz został potwierdzony w treści rozdz. 7.1. Udziały dla chemii (PA6/kaprolaktam, OXO) przyjęto w oparciu o strukturę zużycia H₂ w GA (ok. 97,5% do łańcucha NH₃; ~1,2% OXO; ~1% kaprolaktam; ~0,1% H₂O₂), co implikuje udział kosztu H₂ <2% w ich kosztach całkowitych. Czułość: +10% ceny NH₃ przesuwają słupki nawozowe o ok. ±3-4 p.p., nie zmieniając wniosków jakościowych. Źródła: Fertilizers Europe BAT/IFDC; Yara (cash-cost relations); RFF (AN sstoichiometria); Reuters (mocznik); GKGA (koszt NH₃ i profil zużycia).

Historia branży nawozowej wskazuje, że gwałtowny wzrost kosztów kluczowych surowców może niemal zatrzymać krajową produkcję; analogiczny efekt grozi przy obciążeniu sektora celami RFNBO bez wsparcia w ich osiągnięciu. Przykładem jest kryzys z sierpnia 2022 r., gdy Grupa Azoty w obliczu rekordowych cen gazu ograniczyła wytwarzanie amoniaku do ok. 10% mocy, a niedobory uzupełniano importem. Wodór RFNBO jest obecnie wielokrotnie droższy od szarego, więc wymóg jego nagłego wdrożenia na dużą skalę bez mechanizmów osłonowych mógłby wywołać podobną reakcję przedsiębiorstw. Producentom nawozów, którzy nie mogliby przenieść zwiększonych kosztów na rynki (z uwagi

na konkurencyjne ceny światowe), bardziej opłacałoby się ograniczyć działalność w kraju lub ją przenieść, niż ponosić straty. Taki rozwój wydarzeń oznaczałby rezygnację również z obecnego zużycia szarego wodoru w Polsce w tym segmencie.

Skuteczne wdrożenie celu RFNBO wymaga jego projektowania w tandemie z instrumentami wsparcia. Sposób podziału obowiązku powinien być powiązany z dostępem do narzędzi łagodzących koszty transformacji, tak aby realizować cele klimatyczne przy minimalnym ryzyku deindustrializacji. Polska mogłaby przyjąć warunkowe mechanizmy ochronne dla najbardziej wrażliwych branż, uzupełnione instrumentami finansowymi obniżającymi koszty dostosowania, takimi jak kontrakty różnicowe (CfD), ulgi podatkowe czy dotacje inwestycyjne. Kluczowe jest również podejście do sekwencjonowania polityk, wprowadzanie wymogów etapowo, równoległe z rozwojem podaży zielonego wodoru i infrastruktury przesyłowej (Tabela 14). Takie zintegrowane podejście pozwoli ograniczyć ryzyko utraty konkurencyjności, a jednocześnie zapewni, że cel RFNBO stanie się impulsem do modernizacji, a nie źródłem presji kosztowej dla polskiego przemysłu.

Tabela 14 Modele etapowego wprowadzania celu RFNBO w przemyśle i transporcie

Model	Kraje, które go stosują / rozważają	Opis podejścia
Stopniowe wprowadzanie obowiązków przed 2030 r. (okresowe zwiększanie wymaganego udziału RFNBO)	Niderlandy (planowane)	<p>Polega na wcześniejszym uruchomieniu częściowych obowiązkowych udziałów RFNBO, które następnie są stopniowo podwyższane, aby osiągnąć pełny cel w 2030 r.</p> <p>Niderlandy zapowiedziały obowiązkowe domieszki zielonego wodoru już od 2025 r. - najpierw w sektorze transportu (od 1 stycznia 2025), a rok później także w przemyśle. Początkowe poziomy mają być niewielkie (0,2%, faza testowa), z możliwością handlu i przenoszenia obowiązku między latami, co ma zapewnić płynne dostosowanie rynku.</p> <p>Poza UE, podobne podejście rozważały m.in. Indie, planując wprowadzić tzw. <i>Green Hydrogen Purchase Obligation</i> dla rafinerii i producentów nawozów - początkowo min. 10% zużywanego wodoru ma być zielony, z docelowym zwiększeniem do 25% w kolejnych latach. Takie wczesne i etapowe wdrażanie celu tworzy popyt na H₂ odnawialny zawczasu i pozwala przemysłowi uczyć się oraz obniżyć koszty przed nadejściem wyższych obligatoryjnych poziomów.</p>
Cel jednorazowy w roku 2030 (bez etapów pośrednich)	Rumunia (wdrożone), Czechy, Węgry	<p>Polega na zobowiązaniu od razu do pełnego osiągnięcia wyznaczonego udziału RFNBO w docelowym roku (2030) bez formalnych wymogów we wcześniejszych latach.</p> <p>Przykładem jest Rumunia, która jako pierwsza w UE przyjęła ustawę wymagającą, aby od 2030 r. co najmniej 50% zużywanego w przemyśle wodoru</p>

		<p>pochodziło ze źródeł niskoemisyjnych, w tym minimum 42% stanowił wodór odnawialny (RFNBO). Dodatkowo od 2035 r. progi te wzrosną do 75% (65% RFNBO). Rumunia nie wprowadza przy tym wiążących zobowiązań przed 2030: obowiązek pojawi się dopiero w roku docelowym, co daje przemysłowi więcej czasu na przygotowania kosztem jednak gwałtownego skoku wymagań w chwili wejścia celu w życie. (Ustawodawstwo Rumunii przewiduje również kary finansowe za niespełnienie tych udziałów oraz system certyfikatów potwierdzających wykorzystanie H₂ odnawialnego i niskoemisyjnego).</p> <p>Podobną strategię odłożenia obowiązku do 2030 mogą przyjąć kraje, które liczą na to, że rynek sam rozwinie się przy wsparciu unijnym, tak aby spełnić cel bez wcześniejszych narzuconych etapów.</p>
<p>Cel jedynie na poziomie gospodarki, na poziomie sektorów i firm zachęty rynkowe</p>	<p>Niemcy (w trakcie wdrażania)</p>	<p>Zakłada nieustanawianie bezpośrednich mandatów zużycia zielonego wodoru, a zamiast tego stymulowanie popytu instrumentami finansowymi i regulacyjnymi (dotacje, ulgi, kontrakty różnicowe, ceny emisji) oraz realizację celów poprzez dobrowolne działania przemysłu.</p> <p>Przykładem są Niemcy, które ogłosiły, że nie wprowadzą ustawowych kwot ani kar dla firm przemysłowych w celu osiągnięcia 42% udziału RFNBO do 2030 r. Zamiast tego niemiecki rząd wspiera popyt pakietem instrumentów: kontraktami klimatycznymi (CCfD) dotującymi różnicę kosztów, funduszami dla przemysłu (np. modernizacja hut stali), programem H2Global gwarantującym odbiór zielonego H₂, itp.</p> <p>Wielka Brytania obrała podobny kierunek: jej strategia wodorowa koncentruje się na celach produkcji (10 GW mocy na potrzeby niskoemisyjnego wodoru do 2030 r.) oraz mechanizmach wsparcia, bez narzuconych udziałów jego zużycia.</p>

Źródło: Niderlandy- plan Ministerstwa Gospodarki i Klimatu (R. Jetten); Rumunia - ustawa Hydrogen Law2023; Niemcy - stanowisko BMWK (Ministerstwo Gospodarki i Klimatu);

Decyzja dotycząca sekwencjonowania celu powinna być ściśle powiązana z wybranym wariantem jego podziału na odbiorców. W sytuacji, gdy obowiązek realizacji celu zostanie skoncentrowany w kilku największych zakładach przemysłowych, bardziej adekwatnym rozwiązaniem może być ustalenie celu jednorazowego na rok 2030, co da czas na przygotowanie i realizację dużych, kapitałochłonnych projektów inwestycyjnych niezbędnych do wypełnienia zobowiązań przez głównych konsumentów wodoru. Natomiast jeśli celem objęta zostanie szersza grupa przedsiębiorstw, bardziej uzasadnione staje się wprowadzenie ścieżki stopniowego zwiększania udziału RFNBO, która stworzy bodźce do stopniowych dostosowań - początkowo poprzez zakupy importowe, a w dłuższym okresie także przez mniejsze inwestycje produkcyjne. Regulacje RED III dopuszczają również łączenie obu podejść, tj. stosowanie jednorazowego celu dla wybranych sektorów lub zakładów oraz

trajektorii wzrostu dla pozostałych. Takie rozwiązanie mogłoby w polskich warunkach przynieść korzyści, stymulując rozwój krajowych usług w zakresie raportowania, monitoringu, certyfikacji oraz handlu i transportu wodoru RFNBO.

Sposób rozłożenia obowiązku przekłada się na to, gdzie i w co będą inwestować przedsiębiorstwa, aby spełnić nowe regulacje. Przy sztywnym wymogu na poziomie instalacji firmy mogą zostać zmuszone do inwestycji we własne źródła zielonego wodoru, od własnych elektrolizerów po modernizację procesów. Taki rozproszony model inwestycji może jednak skutkować powielaniem małej skali projektów i wyższymi kosztami jednostkowymi. Z kolei podejście bardziej scentralizowane pozwala skupić zasoby w większych i bardziej efektywnych projektach, ale niesie ryzyko, że część podmiotów osiągnie cel formalnie poprzez zakup zielonego wodoru od innych zamiast zredukować emisje w kraju. W polskich realiach wysokich cen energii elektrycznej istnieje silny bodziec, by zamiast drogich inwestycji krajowych korzystać z tańszego importu paliw RFNBO lub ich surowców (np. zielonego amoniaku) z regionów o niższych kosztach. Dlatego kluczowe jest powiązanie krajowego sposobu podziału celu z systemem wsparcia dużych odbiorców, tak, by zapewnić konkurencyjność kilku kluczowych zakładów odpowiadających za ponad 90% krajowego zużycia wodoru i zapobiec ich relokacji za granicę.

7 Warianty realizacji celu RFNBO

Rozdział 6 kwantyfikuje warianty realizacji obowiązków RED III dla wodoru w przemyśle na lata 2030 i 2035, umożliwiając porównanie kosztów, wymogów inwestycyjnych i ryzyk każdej ścieżki. Analiza opiera się na ustalonych wymogach regulacyjnych, udział RFNBO na poziomie 42% od 2030 r. i 60% od 2035 r., możliwość odliczenia wodoru z rafinerii zgodnie ze ścieżką rafineryjną oraz wyłączenie wodoru ubocznego z procesów chemicznych, a także możliwości obniżenia bazy obliczeniowej celu korzystając z *Motywu 63*. Punktem wyjścia są wnioski kosztowo-techniczne z wcześniejszych rozdziałów dotyczące poziomu LCOH krajowego i importowanego, wymogów korelacji oraz dostępności infrastruktury logistycznej. Rozdział definiuje zestaw scenariuszy realizacji, wspólne założenia dla wszystkich wariantów oraz metryki oceny: łączny koszt zgodności, jednostkowy koszt wodoru i amoniaku, wymagane moce elektrolizy oraz zapotrzebowanie na energię z OZE. Ocena uwzględnia powiązania z bezpieczeństwem żywnościowym, rynkiem pracy i bilansem handlowym.

7.1 Wprowadzenie

Analiza scenariuszowa definiuje sześciu ścieżek różniących się akceptowalną wielkością importu RFNBO oraz stosowaniem elastyczności regulacyjnej dla zintegrowanych instalacji amoniaku. Warianty rozpięte są między realizacją celu w pełni za pomocą krajowej produkcji, a modelami mieszanymi z importem, co odpowiada wnioskowi o tym, że konkurencyjność produkcji krajowej zależy od kosztu energii, profilu pracy elektrolizerów i dostępności portów importowych (Tabela 15). Każdy scenariusz utrzymuje wielkość zużycia amoniaku na poziomie z 2024 r., co pozwala wyizolować zmianę kosztów wynikającą wyłącznie z wprowadzenia obowiązku RFNBO. Logika doboru wariantów wynika z analizy przepisów dotyczących kryteriów addytywności i korelacji oraz z wyników modelowania kosztów produkcji krajowej względem importu. Pięć ścieżek obejmuje spektrum decyzji politycznych dostępnych Polsce: od pełnej autarkii po maksymalny możliwy import.

Tabela 15 Założenia bazowe sześciu wariantów scenariuszowych

	Motyw 63	Import RFNBO	Realna wielkość celu RED III w kraju
Scenariusz 1	0%	Brak	42%
Scenariusz 2	0%	Niski	29%
Scenariusz 3	0%	Wysoki	13%
Scenariusz 4	50%	Brak	23%
Scenariusz 5	50%	Niski	11%
Scenariusz 6	90%	Brak	8%

Uwaga: W każdym scenariuszu zakładamy poziom wykorzystania amoniaku z 2024
Źródło: Opracowanie własne

Sześć scenariuszy reprezentuje główne opcje polityczne dostępne Polsce przy realizacji celu RED III w przemyśle. Pierwszy scenariusz zakłada pełną krajową produkcję RFNBO bez zastosowania Motywu 63 dla amoniaku. Drugi wprowadza niski udział importu przy zachowaniu pełnego obowiązku dla krajowych instalacji amoniaku. Trzeci maksymalizuje import w granicach dozwolonych przepisami. Czwarty zakłada zastosowanie *Motywu 63* dla zintegrowanych instalacji amoniaku bez importu. Piąty łączy zastosowanie *Motywu 63* z niskim importem. Szósty zakłada niemal pełne wyłączenie instalacji produkcji amoniaku. Scenariusze różnią się dwoma głównymi zmiennymi decyzyjnymi: czy KE uzna instalacje zintegrowane amoniaku za kwalifikujące się do wyłączenia z mianownika celu oraz jaki udział zapotrzebowania zostanie pokryty importem. Dla spójności rachunkowej wszystkie warianty uwzględniają odliczenia przewidziane w dyrektywie: wyłączenie wodoru z rafinerii alokowanego do celu transportowego oraz wodoru ubocznego z procesów chemicznych.

Wszystkie scenariusze dzielą wspólne ograniczenia regulacyjne i techniczne określone w aktach delegowanych RED III. Po pierwsze, każdy wariant zakłada pełne spełnienie wymogów RFNBO: dodatkowość nowych mocy OZE, korelację geograficzną oraz, od 2030 r. korelację godzinową, co obniża współczynnik wykorzystania mocy elektrolizerów i podnosi LCOH. Po drugie, obniżka celu o 20% przewidziana w dyrektywie jest dla Polski trudna do osiągnięcia w horyzoncie 2030 r. z uwagi na brak wymaganej nadwyżki OZE, dlatego nie stanowi założenia bazowego. Po trzecie, w odniesieniu do amoniaku rozważamy warunkowe zastosowanie *Motywu 63*, który pozwala wyłączyć z mianownika celu wodór z instalacji zintegrowanych, w trybie case-by-case, testując jego wpływ na skalę obowiązku w wybranych scenariuszach. Te założenia wynikają bezpośrednio z ustaleń regulacyjnych i techniczno-ekonomicznych z wcześniejszych rozdziałów.

Analiza techniczna scenariuszy opiera się na identyfikacji najkorzystniejszych działań w celu zrealizowania danego wariantu. Wynikiem analizy jest zestawienie wskaźników opisujących wymagane inwestycje i skutki dla instalacji objętych celem RFNBO. Dla każdego wariantu szacujemy łączny koszt zgodności (CAPEX i OPEX elektrolizy oraz energii), jednostkowe koszty wodoru i amoniaku, potrzebne moce elektrolizy, zapotrzebowanie na energię z OZE, wymagania infrastruktury logistycznej oraz koszt unikniętej emisji. Parametry wyprowadzamy z modeli kosztowych i założeń mikroekonomicznych przedstawionych wcześniej, co zapewnia porównywalność wyników między ścieżkami. Uzyskane wartości stanowią punkt wyjścia do oceny wykonalności w Rozdziale 7 oraz do analizy skutków gospodarczych i społecznych, a także ryzyk regulacyjnych i rynkowych w Rozdziale 8.

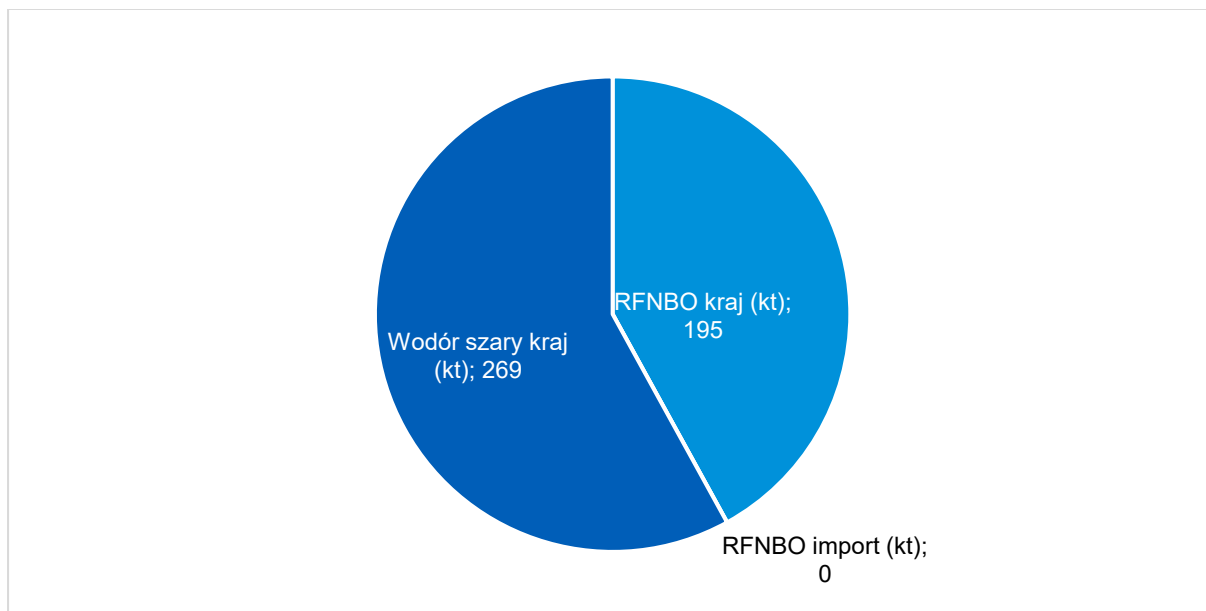
7.2 Scenariusze realizacji celu i ich wymagania

7.2.1 Scenariusz 1 - pełna realizacja celu produkcją krajową

Scenariusz pełnej krajowej realizacji celu RFNBO zakłada wytworzenie całego wolumenu wodoru odnawialnego do 2030 r. na terytorium Polski, bez udziału importu i bez zastosowania wyłączeń przewidzianych w dyrektywie RED III. W scenariuszu tym przyjęto prognozowany poziom produkcji amoniaku krajowego, co wymaga pełnego pokrycia zapotrzebowania na wodór z krajowych źródeł odnawialnych. Produkcja zostałaby skoncentrowana w dwóch ośrodkach przemysłowych - Puławach i Kędzierzynie-Koźlu - które łącznie pokrywałyby odpowiednio 100% i 53% celu RFNBO. Koncentracja produkcji pozwala ograniczyć koszty integracji infrastruktury, lecz prowadzi do znacznych wymagań inwestycyjnych i energetycznych w tych lokalizacjach.

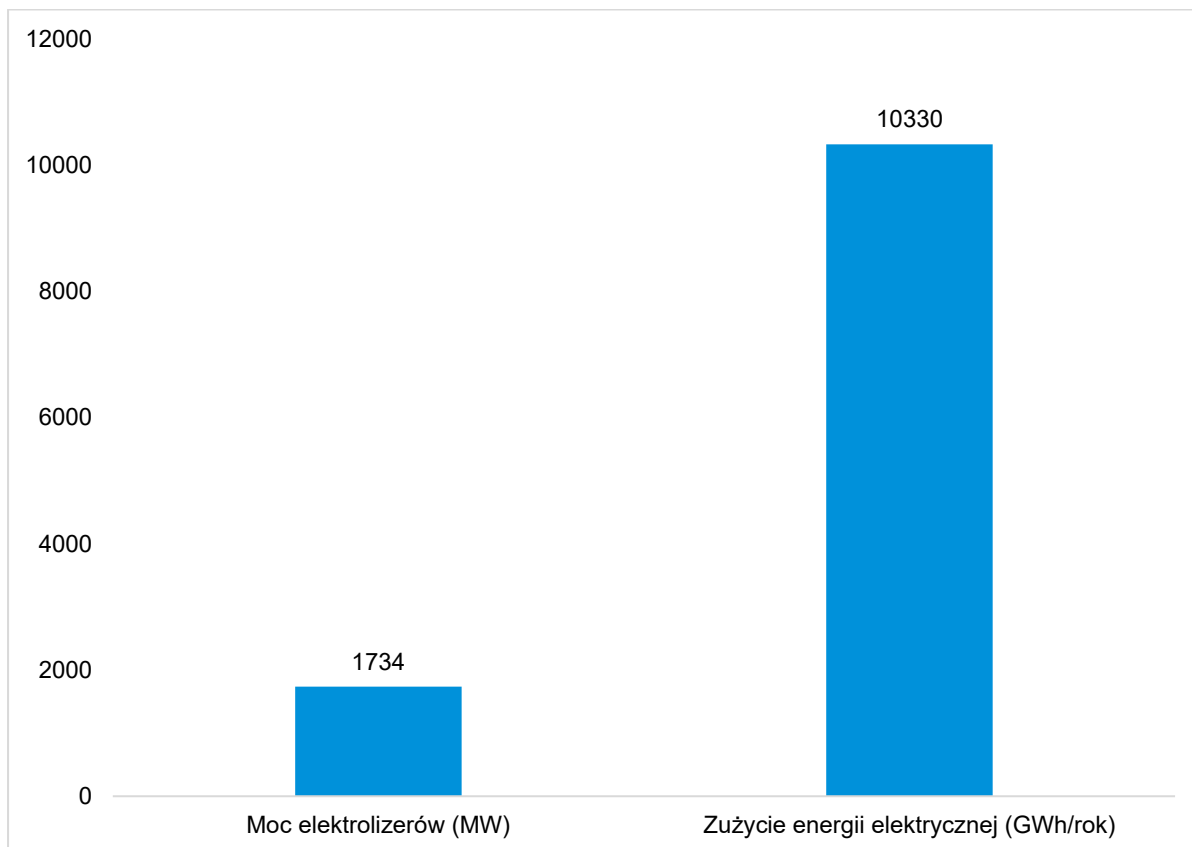
Takie skoncentrowanie produkcji zostało przyjęte w celu minimalizacji kosztów dostosowania instalacji amoniaku do udziału wodoru RFNBO przekraczającego 10%, a założenie to utrzymano również w kolejnych scenariuszach analitycznych⁴⁴. Należy jednak podkreślić, że Grupa Azoty nie przedstawiła informacji, które z jej zakładów byłyby najbardziej predysponowane do konwersji, dlatego też realizacja celu została oszacowana przy założeniu ograniczenia liczby instalacji wymagających modernizacji w horyzoncie 2030 i 2035 do niezbędnego minimum. Jest to zatem założenie robocze, które powinno zostać zweryfikowane - podobnie jak ocena opłacalności koncentracji produkcji w dwóch ośrodkach w porównaniu z bardziej rozproszonym podejściem. Rzetelna weryfikacja tych wariantów wymaga jednak szczegółowych danych technicznych i inwestycyjnych po stronie spółki, obecnie niedostępnych.

Wykres 16 Zużycie wodoru w 2030 w scenariuszu 1 (kt)



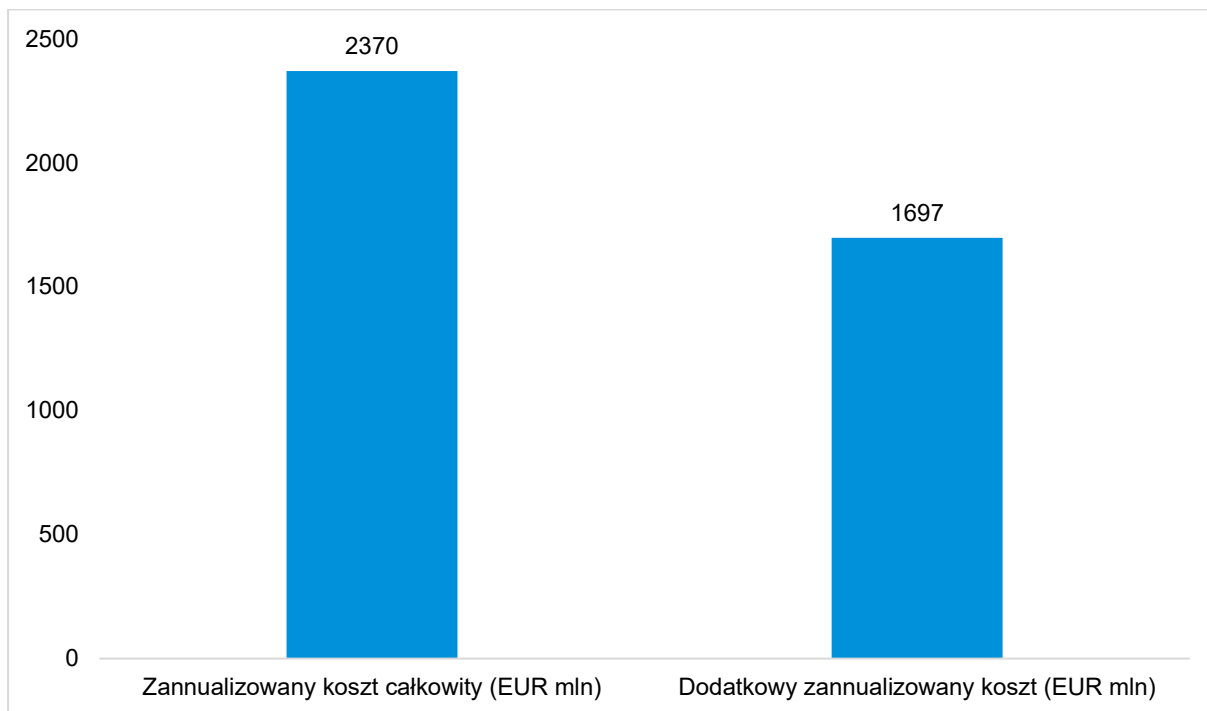
⁴⁴ Jednocześnie przyjęto realizację celu na poziomie 42% przez instalacje rafineryjne w ramach udziału celu przemysłowego w zużyciu

Wykres 17 Moce elektrolizerów i zużycie energii w scenariuszu 1



Realizacja krajowego celu RFNBO wymaga instalacji elektrolizerów o mocy około 1,7 GW i rocznego zużycia energii elektrycznej na poziomie 10,3 TWh. Wartość ta odpowiada ok. 6% krajowego zużycia energii elektrycznej w 2024 r. i jest równoważna produkcji trzech dużych farm wiatrowych na morzu. Dane wskazują, że w strukturze zużycia wodoru udział wodoru odnawialnego (RFNBO) wynosi około 42%, podczas gdy pozostałe 58% pokrywa wodór szary wykorzystywany w procesach chemicznych. Taki podział odzwierciedla ograniczoną dostępność zielonej energii w systemie oraz stopniowy charakter transformacji w kierunku niskoemisyjnej produkcji amoniaku.

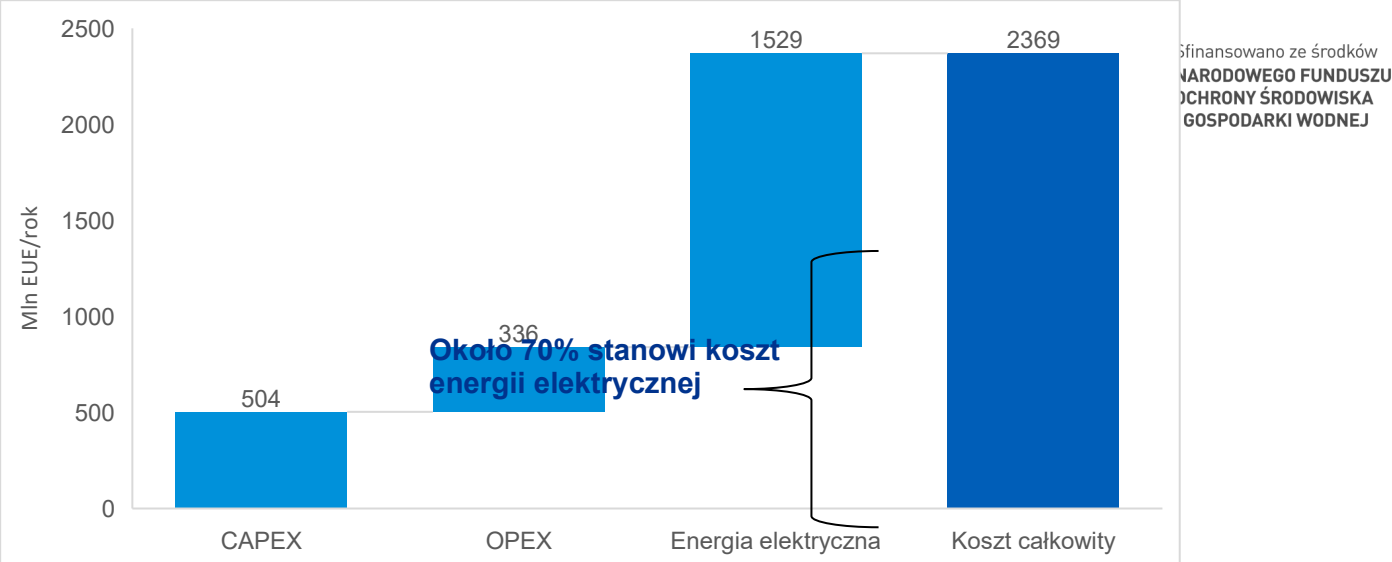
Wykres 18 Koszt realizacji scenariusza 1



Całkowity roczny koszt realizacji scenariusza szacowany jest na około 2,4 mld EUR, z czego blisko 70% stanowią koszty energii elektrycznej. W strukturze nakładów inwestycyjnych (CAPEX) dominują wydatki na budowę elektrolizerów i infrastrukturę przyłączeniową, które wynoszą ok. 500 mln EUR. Koszty operacyjne (OPEX) sięgają 336 mln EUR, a roczne wydatki na energię elektryczną - ok. 1,5 mld EUR. Roczny koszt całkowity kształtuje się na poziomie 2,3 mld EUR, przy czym dodatkowy koszt względem produkcji konwencjonalnej wynosi 1,7 mld EUR. Utrzymanie konkurencyjności cen amoniaku wymagałoby więc wsparcia publicznego pokrywającego ok. 70% kosztów.

Wysoki udział kosztu energii elektrycznej oraz koszt elektrolizerów determinują wysoką jednostkową cenę wodoru odnawialnego. Efektywny koszt wytworzenia wodoru w tym scenariuszu wynosi ok. 12 EUR/kg, co przekłada się na koszt amoniaku na poziomie 1 200-1 300 EUR/t. W rezultacie, krajowy amoniak RFNBO pozostaje o około 70% droższy od wariantu importowego. Szacowany koszt unikniętej emisji CO₂ kształtuje się na poziomie 974 EUR/tCO₂, co wskazuje na ograniczoną efektywność kosztową krajowej produkcji w obecnych warunkach rynkowych.

Wykres 19 Rozłożenie kosztów scenariusza 1



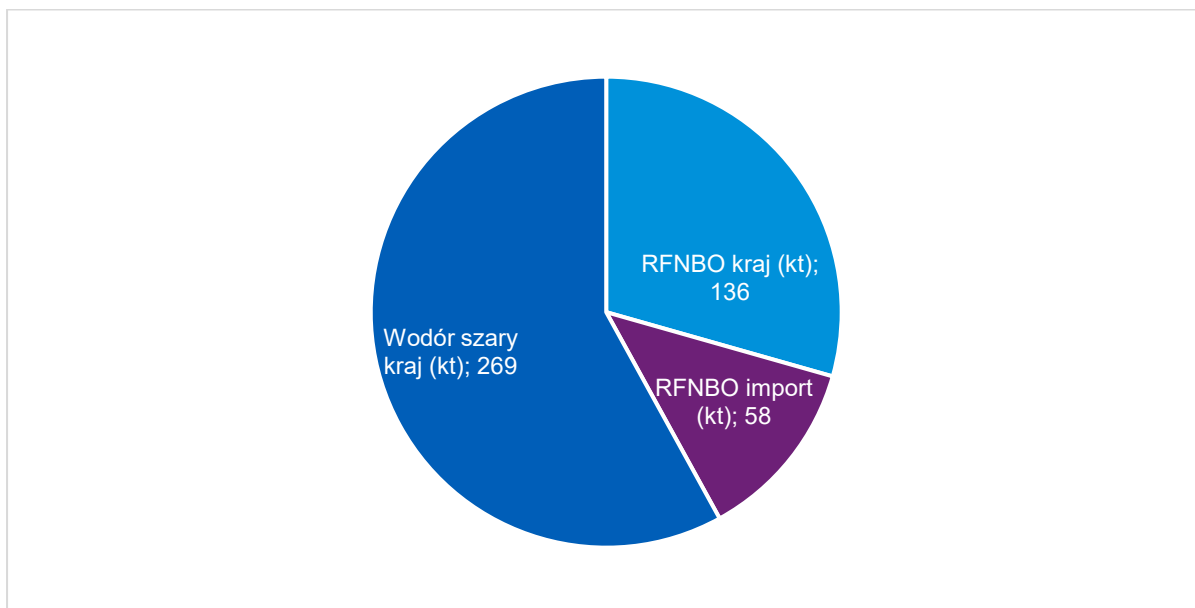
Wysokie koszty realizacji scenariusza stanowią znaczące obciążenie zarówno dla przedsiębiorstw przemysłowych, jak i dla budżetu państwa, a także reprezentują nieefektywny sposób redukcji emisji w polskiej gospodarce. Skala wymaganych nakładów inwestycyjnych oraz dominujący udział kosztu energii elektrycznej powodują, że pełna krajowa produkcja wodoru odnawialnego w obecnych warunkach rynkowych jest ekonomicznie nieuzasadniona. Wskaźniki kosztu unikniętej emisji CO₂ wskazują na niską efektywność środowiskową w porównaniu z alternatywnymi działaniami redukcyjnymi, takimi jak modernizacja procesów przemysłowych czy poprawa efektywności energetycznej. W konsekwencji scenariusz ten powinien być traktowany jako wariant referencyjny, ilustrujący graniczne koszty samodzielnej realizacji krajowego celu RFNBO.

Kluczowym wyzwaniem dla realizacji scenariusza pozostaje zapewnienie stabilnych dostaw zielonej energii w lokalizacjach przemysłowych oraz rozbudowa infrastruktury elektroenergetycznej. Wymagane są znaczące inwestycje w przyłącza, magazyny energii i elastyczne kontrakty PPA umożliwiające bilansowanie produkcji zgodnie z zasadą godzinowej korelacji. Ograniczona dostępność odnawialnych źródeł energii w rejonie Puław i Kędzierzyna-Koźla podkreśla potrzebę zintegrowanego podejścia do planowania sieci przesyłowych i inwestycji w odnawialne moce wytwórcze.

7.2.2 Scenariusz 2 -realizacja krajowa z częściowym importem

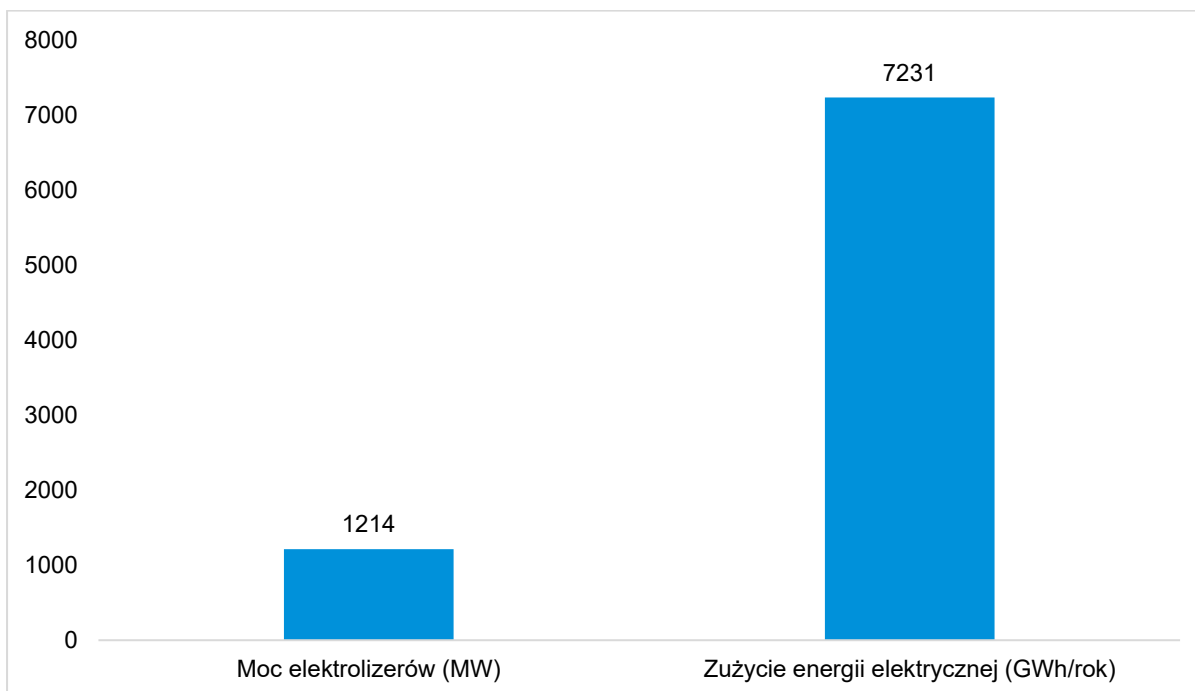
Scenariusz częściowej realizacji celu RFNBO zakłada połączenie krajowej produkcji wodoru odnawialnego z importem amoniaku RFNBO, odpowiadającym za około 30% całkowitego celu. Założono utrzymanie prognoz produkcji amoniaku do 2030 r., przy jednoczesnym ograniczeniu modernizacji do jednej lokalizacji - Puław, które odpowiadałyby za około 90% krajowej realizacji celu RFNBO na cele produkcji amoniaku. Pozostała część celu, szacowana na około 58 tys. ton wodoru w postaci amoniaku, byłaby pokrywana importem skoncentrowanym w Policach. Takie podejście pozwala na osiągnięcie unijnych celów przy niższych kosztach inwestycyjnych i ograniczonym zużyciu energii, jednocześnie redukując ryzyka techniczne związane z rozproszoną infrastrukturą.

Wykres 20 Zużycie wodoru 2030 w scenariuszu 2 (kt)



Wariant ten znacząco zmniejsza krajowe zapotrzebowanie na moce elektrolizy i energię elektryczną. Całkowita moc elektrolizerów wynosi około 1,2 GW, a roczne zużycie energii elektrycznej spada do 7,2 TWh. W strukturze zużycia wodoru w 2030 r. dominuje wodór szary (269 kt), natomiast wodór odnawialny RFNBO krajowy odpowiada za 136 kt, a RFNBO importowany - za 58 kt. Oznacza to, że blisko jedna trzecia celu jest realizowana poprzez import. Ograniczenie liczby zakładów objętych transformacją upraszcza proces wdrożenia, pozwala skupić nakłady inwestycyjne w jednym kompleksie produkcyjnym i ogranicza potrzebę rozwoju wielu przyłączy elektroenergetycznych.

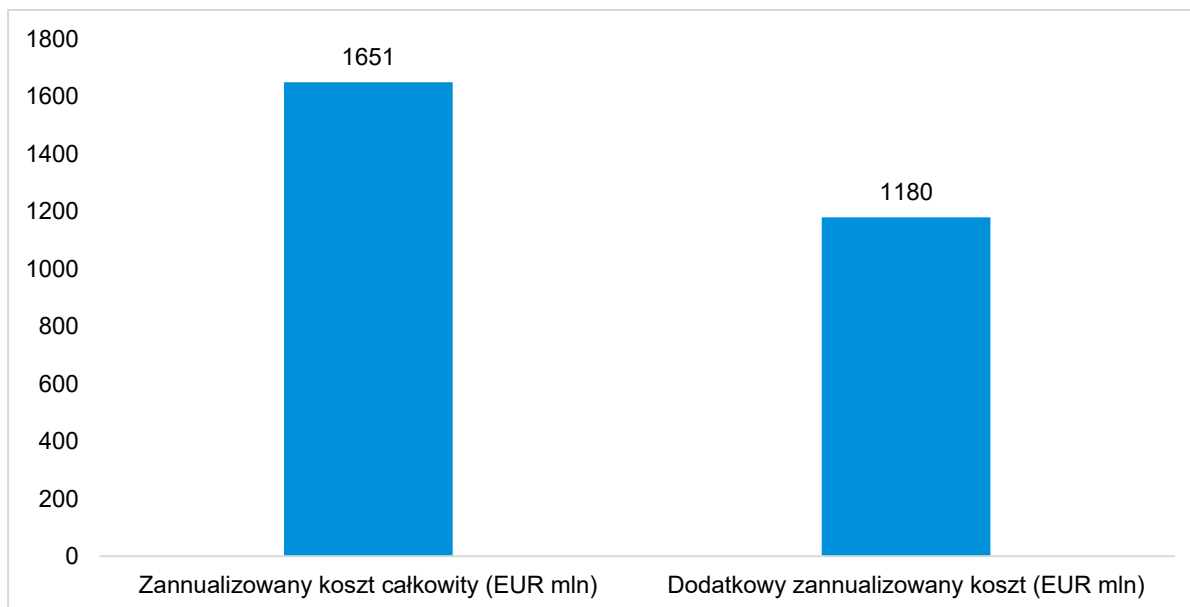
Wykres 21 Moce elektrolizerów i zużycie energii w scenariuszu 2



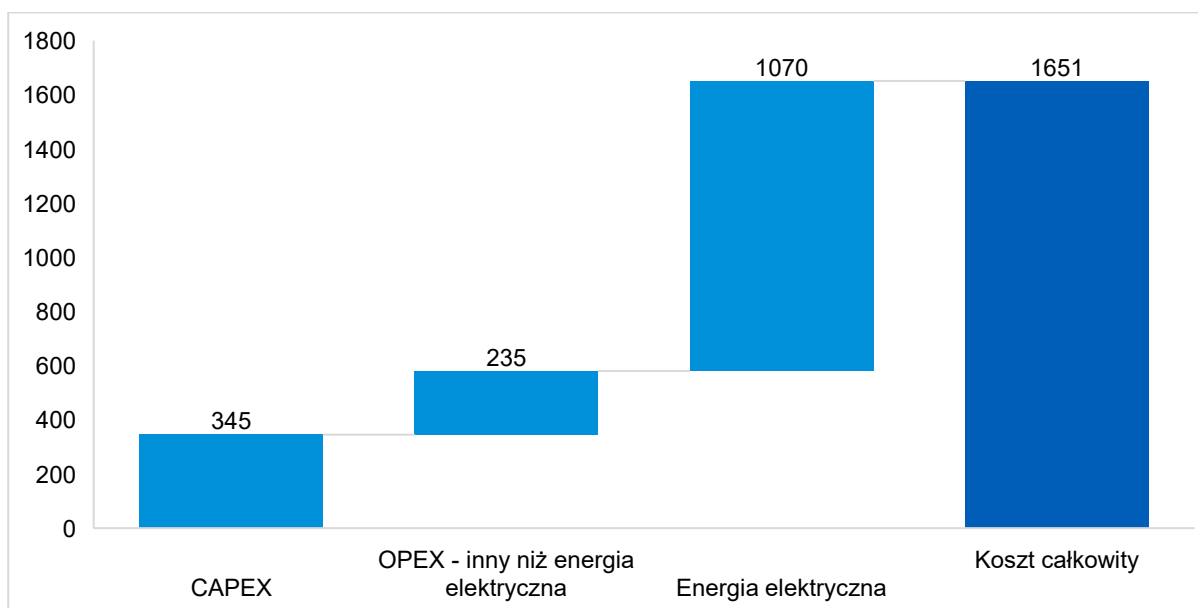
Łączny koszt realizacji scenariusza 2 wynosi około 1,65 mld EUR, z czego około 70% stanowi koszt energii elektrycznej. W strukturze wydatków CAPEX wynosi 345 mln EUR,

OPEX (inny niż energia) ok. 235 mln EUR, a koszty energii elektrycznej 1,1 mld EUR. Roczny koszt zannualizowany sięga 1,38 mld EUR, natomiast dodatkowy koszt względem produkcji konwencjonalnej - 1,2 mld EUR. Oznacza to, że całkowite nakłady finansowe maleją o ponad jedną trzecią w porównaniu ze scenariuszem pełnej krajowej realizacji (Scenariusz 1), głównie dzięki mniejszemu zużyciu energii i redukcji inwestycji w elektrolizery.

Wykres 22 Całkowite i dodatkowe koszty scenariusza 2 (mln EUR)



Z logistycznego punktu widzenia, kluczowym elementem scenariusza jest rozbudowa infrastruktury importowej w Policach. Konieczne byłoby zwiększenie możliwości przeładunkowych amoniaku z obecnych 15 tys. ton do około 300 tys. ton rocznie. Koncentracja importu w jednym porcie pozwala ograniczyć obciążenie infrastruktury kolejowej i obniżyć koszty transportu lądowego, które w wariantcie krajowym stanowiły 8-10% ceny nawozów azotowych. Ponadto umożliwia osiągnięcie efektów skali w logistyce portowej i magazynowej, obniżając jednostkowe koszty przeładunku i zwiększając elastyczność kontraktową w imporcie RFNBO.

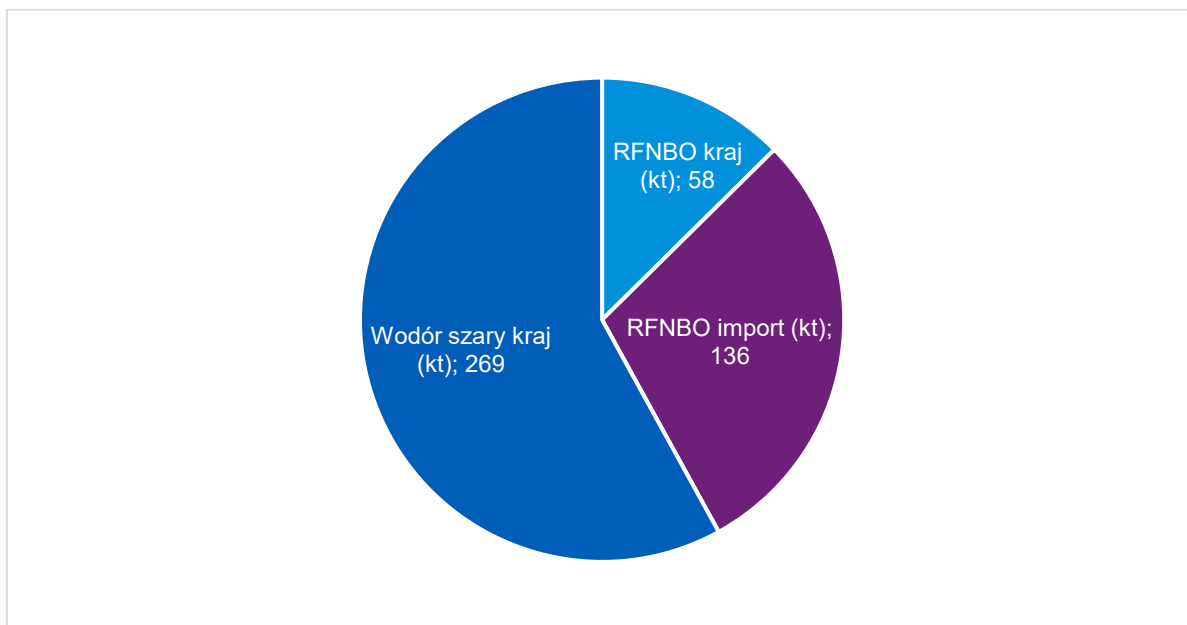
Wykres 23 Rozłożenie kosztów scenariusza 2


Scenariusz 2 charakteryzuje się wyższą efektywnością ekonomiczną, lecz zwiększa zależność Polski od importowanych surowców wodorowych. Średni koszt wodoru RFNBO wynosi ok. 12 EUR/kg, ale średni krajowy koszt amoniaku - do ok. 1 000 EUR/t. Niższe koszty inwestycyjne i operacyjne czynią ten wariant bardziej opłacalnym, jednak jego realizacja wymaga stabilnych relacji handlowych oraz gwarancji bezpieczeństwa dostaw. W dłuższym okresie rozwój portu w Policach i infrastruktury magazynowo-dystrybucyjnej może stworzyć podstawy dla regionalnego hubu amoniakowo-wodorowego, integrującego import, przechowywanie i dystrybucję wodoru oraz produktów pochodnych na rynek krajowy.

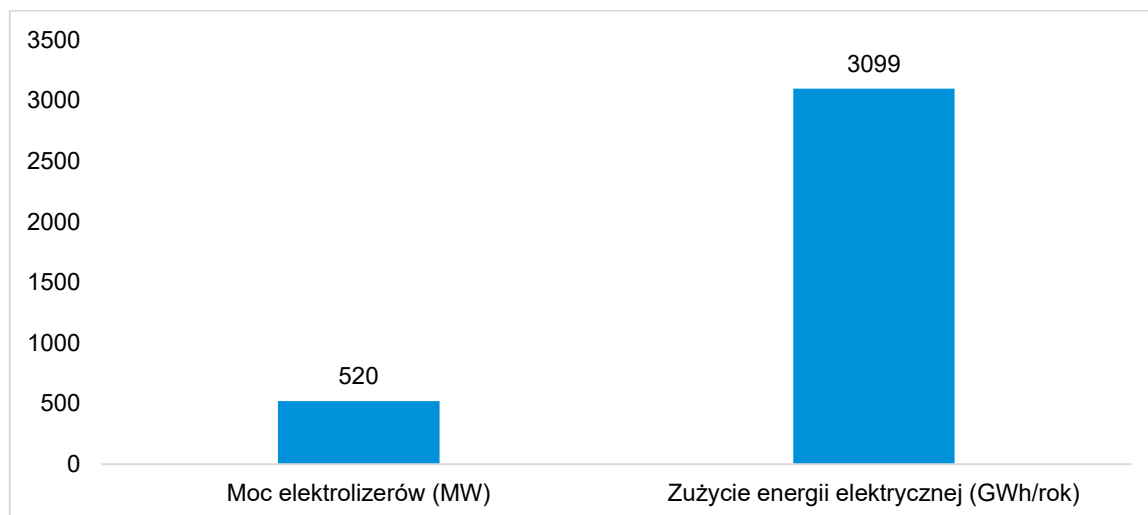
7.2.3 Scenariusz 3 - import-first z ograniczoną produkcją krajową

Scenariusz maksymalnego importu RFNBO zakłada realizację krajowego celu poprzez niemal całkowite przeniesienie produkcji amoniaku odnawialnego poza granice kraju. Utrzymano wolumen wytwarzania amoniaku na poziomie prognoz z 2030 r., przy założeniu, że ponad 70% zapotrzebowania na RFNBO pokrywane będzie z importu. Import skoncentrowany jest głównie w Policach, z dodatkowymi dostawami do Włocławka (Anwil) i częściowo do Puław. Takie rozwiązanie pozwala ograniczyć modernizację krajowych instalacji, wykorzystać niższe koszty energii w krajach eksportujących oraz wysokie współczynniki wykorzystania mocy elektrolizerów, co prowadzi do znacznego obniżenia krajowych nakładów inwestycyjnych i operacyjnych.

Wykres 24 Zużycie wodoru 2030 w scenariuszu 3 (kt)



Wykres 25 Moce elektrolizerów i zużycie energii w scenariuszu 3

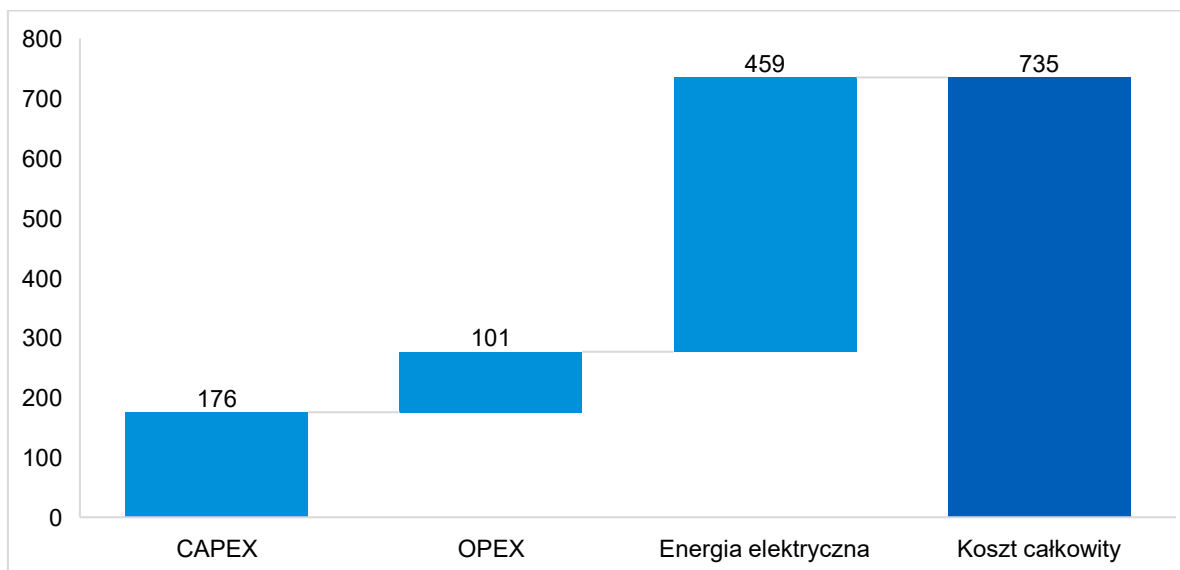


W tym wariancie krajowa produkcja wodoru odnawialnego ograniczona jest do minimum, a zapotrzebowanie na energię elektryczną spada do poziomu symbolicznego. Moc zainstalowana elektrolizerów wynosi 0,5 GW, a zużycie energii elektrycznej - około 3 TWh rocznie. Krajowy RFNBO produkowany jest w jednym zakładzie, głównie w celach demonstracyjnych i certyfikacyjnych. Struktura zużycia wodoru obejmuje około 269 kt wodoru szarego, 136 kt RFNBO importowanego i 58 kt RFNBO krajowego, co oznacza, że import pokrywa blisko trzy czwarte krajowego celu. Redukcja zapotrzebowania na energię i sprzęt elektrochemiczny radykalnie upraszcza wdrożenie oraz minimalizuje koszty infrastrukturalne w kraju.

Całkowity koszt realizacji scenariusza wynosi około 0,22 mld EUR rocznie, co oznacza ponad 70-procentową redukcję w porównaniu z wariantami krajowymi. W strukturze wydatków CAPEX wynosi 176 mln EUR, OPEX (inny niż energia) 100 mln EUR, natomiast koszt energii elektrycznej - 460 mln EUR. Roczny koszt zannualizowany i dodatkowy koszt względem produkcji konwencjonalnej kształtują się odpowiednio na poziomie 735 mln EUR i

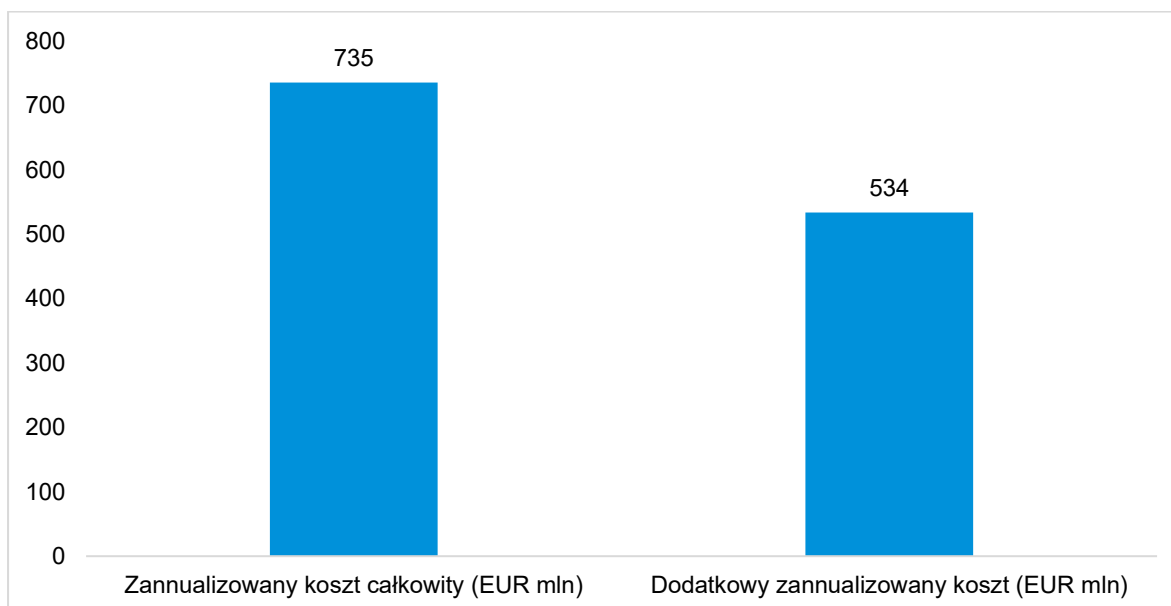
530 mln EUR. Dane te wskazują, że przeniesienie ciężaru realizacji celu RFNBO na import jest krótkoterminowo najbardziej efektywnym finansowo rozwiązaniem, szczególnie w kontekście ograniczonej dostępności zielonej energii w Polsce.

Wykres 26 Rozkład kosztów realizacji RFNBO w scenariuszu 3 (mln EUR)



Należy jednak uwzględnić, że przedstawione dane nie obejmują kosztów infrastruktury niezbędnej do obsługi importu RFNBO. Pełna realizacja scenariusza wymagałaby rozbudowy terminali przeładunkowych i magazynowych w Policach oraz potencjalnie w Gdańsku, a także modernizacji infrastruktury kolejowej łączącej porty z zakładami chemicznymi w głębi kraju. Brak tych inwestycji w bilansie kosztów może prowadzić do zbyt optymistycznej oceny ekonomicznej scenariusza. W perspektywie średniookresowej rzeczywiste nakłady mogą być wyższe, szczególnie jeśli konieczne będzie zapewnienie redundantnych portów wejścia i rozproszenie infrastruktury logistycznej.

Wykres 27 Całkowite i dodatkowe koszty działalności w scenariuszu 3 (mln EUR)



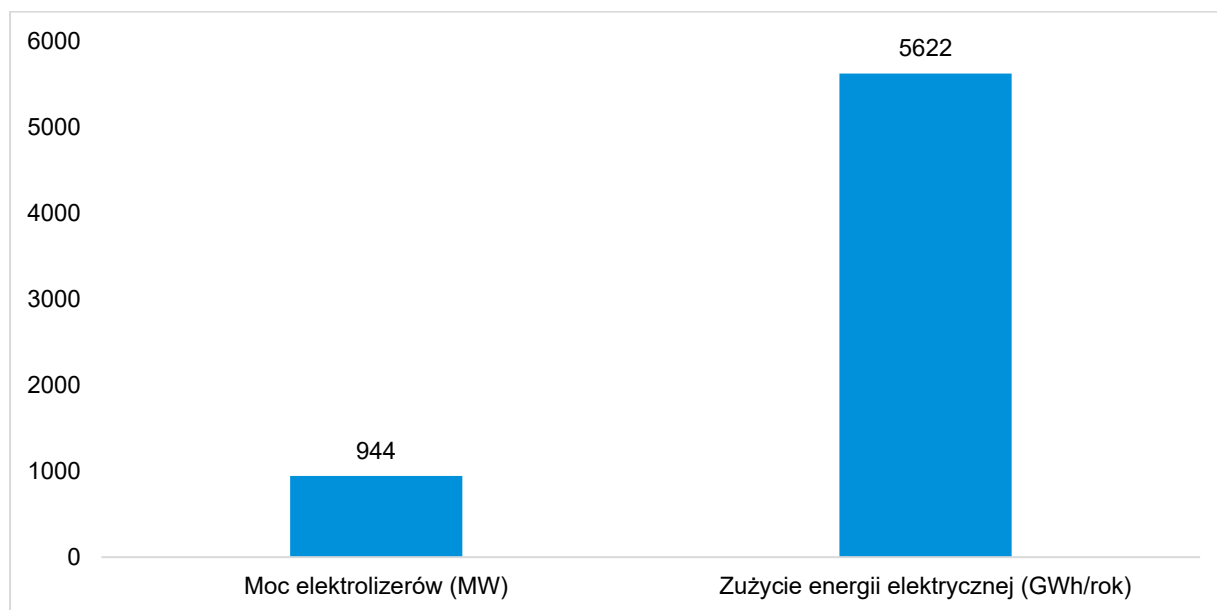
Mimo niskich kosztów operacyjnych scenariusz 3 zwiększa strategiczną zależność Polski od zagranicznych dostaw wodoru i amoniaku odnawialnego. Realizacja tego

wariantu wymaga stabilnych kontraktów importowych oraz wzmocnienia infrastruktury portowo-kolejowej. Może on jednak stanowić etap przejściowy w budowie regionalnego hubu amoniakowo-wodorowego, integrującego import, magazynowanie i dystrybucję surowca na rynek krajowy. Długofalowa opłacalność tego rozwiązania będzie zależeć od zdolności do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw i dywersyfikacji źródeł importu, co pozwoli zrównoważyć korzyści kosztowe wynikające z ograniczonej produkcji krajowej.

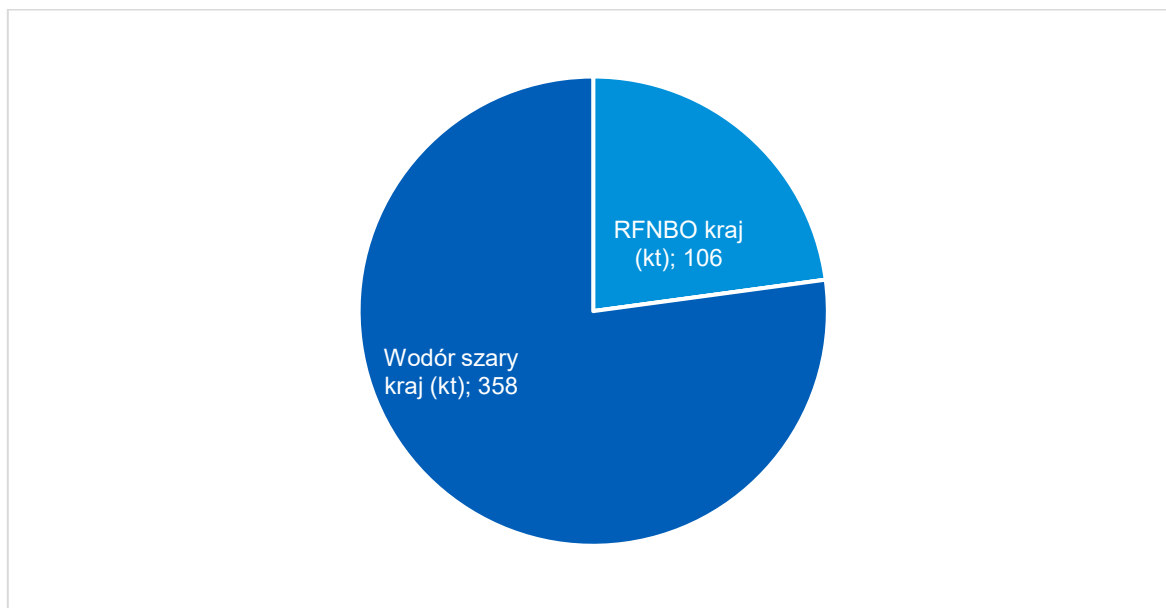
7.2.4 Scenariusz 4 - wyłączenie (Motyw 63) dla ~50% zużycia, bez importu

Scenariusz 4 zakłada częściowe zastosowanie wyłączeń z motywu 63 dyrektywy RED III dla około połowy krajowego zużycia amoniaku, przy jednoczesnej krajowej realizacji pozostałej części celu RFNBO bez udziału importu. W praktyce oznacza to, że zakłady Anwil i Puławy, odpowiadające łącznie za ok. 50% krajowego zużycia amoniaku, funkcjonują poza reżimem RFNBO, podczas gdy pozostała część produkcji jest zasilana wodorem odnawialnym wytworzonym w Polsce. Rozwiązanie to ogranicza skalę niezbędnej elektrolizy w porównaniu z wariantami pełnej krajowej realizacji, ale utrzymuje ekspozycję na krajowe ceny energii elektrycznej oraz wymogi godzinowej korelacji, co nadal generuje znaczące koszty operacyjne.

Wykres 28 Moc elektrolizerów i zużycie energii elektrycznej w scenariuszu 4

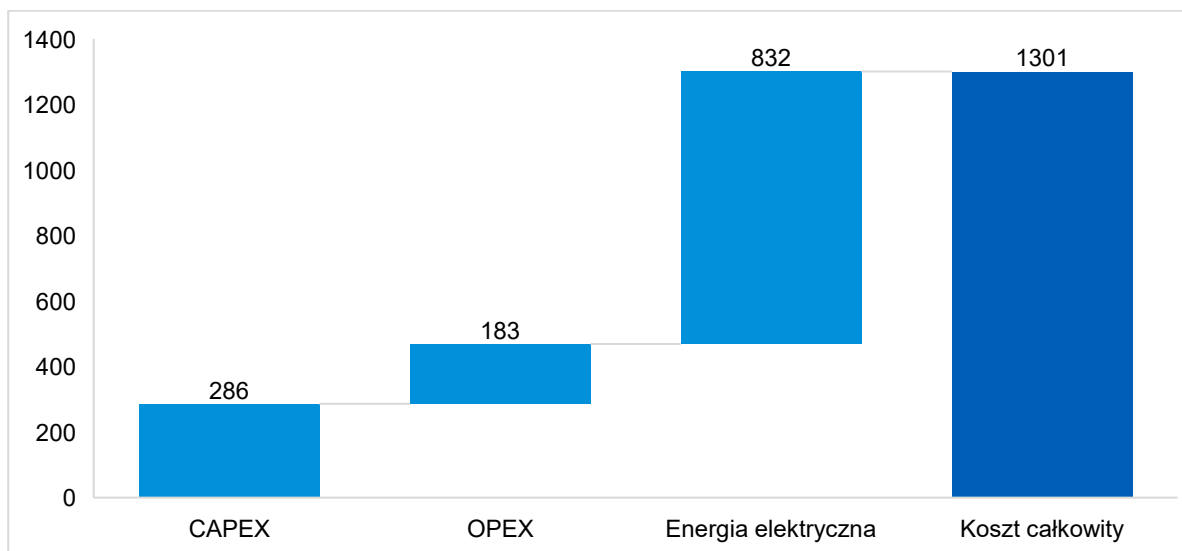


Wykres 29 Zużycie wodoru 2030 w scenariuszu 4 (kt)



Zapotrzebowanie na wodór i energię w tym scenariuszu jest istotne, lecz niższe niż w wariantach 1 i 2. Wymagana moc elektrolizerów wynosi około 0,95 GW, a roczne zużycie energii elektrycznej - 5,6 TWh. Skala ta odpowiada produkcji ponad jednej dużej farmy wiatrowej na morzu lub kilku gigawatów źródeł lądowych w reżimie godzinowym. Produkcja wodoru RFNBO w 2030 r. sięga 106 kt, natomiast 358 kt pozostaje w postaci wodoru szarego. Koncentracja w dwóch ośrodkach przemysłowych - Puławach i Włocławku - ogranicza koszty integracji i certyfikacji, lecz wymaga zapewnienia lokalnej dostępności zielonej energii oraz przepustowości przyłączeniowych w regionach o dużym obciążeniu sieci.

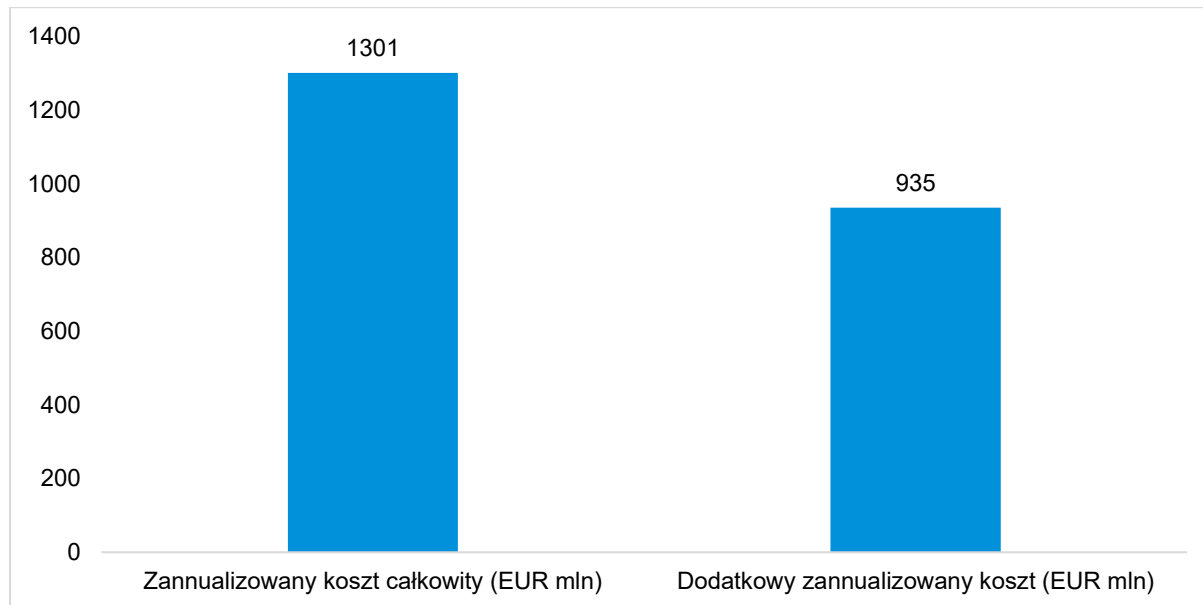
Wykres 30 Rozkład kosztów realizacji RFNBO w scenariuszu 4 (mln EUR)



Profil kosztowy scenariusza potwierdza dominujący udział kosztu energii elektrycznej i pozycjonuje ten wariant pośrodku analizowanych opcji. Roczny całkowity koszt realizacji wynosi 1300 mln EUR, z czego 831 mln EUR (ok. 69%) stanowi energia elektryczna, 286 mln EUR - CAPEX, a 183 mln EUR - OPEX. Dodatkowy koszt względem scenariusza bazowego wynosi 832 mln EUR. Brak importu ogranicza ryzyka logistyczne i potrzebę rozbudowy infrastruktury portowo-kolejowej, ale utrzymuje wysoką wrażliwość kosztową na krajowe ceny

MWh. Utrzymanie konkurencyjności produkcji amoniaku może wymagać czasowych mechanizmów wsparcia - takich jak kontrakty różnicowe (CfD) na energię, granty inwestycyjne czy ulgi bilansowe - stopniowo wygaszanych wraz ze spadkiem kosztów technologii i energii odnawialnej.

Wykres 31 Całkowite i dodatkowe koszty działalności w scenariuszu 4 (mln EUR)



Z perspektywy polityki publicznej scenariusz 4 równoważy cel dekarbonizacji z ograniczeniem presji inwestycyjnej, ale pozostaje kosztowo wrażliwy na krajowe warunki energetyczne. Brak importu upraszcza łańcuch dostaw i redukuje zależność od czynników zewnętrznych, jednak utrzuca zależność od krajowych kosztów energii i ograniczeń sieciowych. Dla utrzymania konkurencyjnych cen amoniaku konieczne może być czasowe pokrycie około dwóch trzecich kosztów dodatkowych (ok. 935 mln EUR rocznie) w formie interwencji publicznych. Skuteczność tego wariantu w dłuższej perspektywie zależy od dostępności taniej, niskoemisyjnej energii oraz sprawnego systemu certyfikacji produkcji RFNBO w reżimie godzinowym.

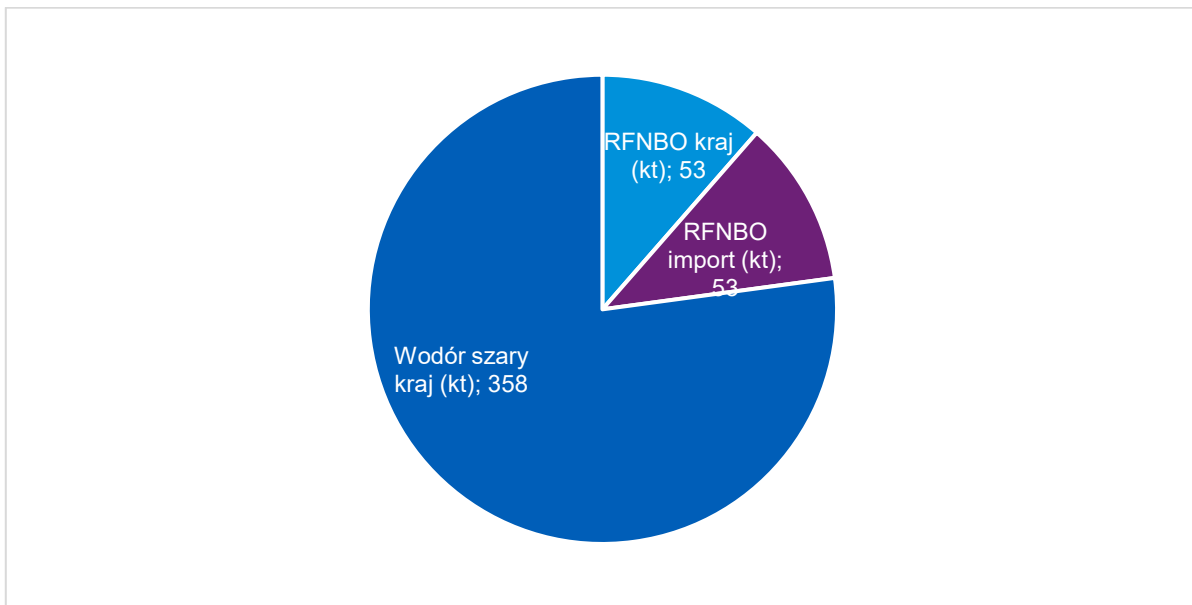
Podsumowując, scenariusz 4 stanowi kompromis między pełną krajową produkcją a kosztowo efektywnymi wariantami importowymi. Pozwala na utrzymanie części krajowych mocy produkcyjnych i redukcję emisji przy umiarkowanym poziomie nakładów, ale nie eliminuje ryzyka ekonomicznego wynikającego z wysokich kosztów energii. Jego wdrożenie wymaga skoordynowanej polityki energetycznej i przemysłowej, zapewniającej przewidywalne otoczenie regulacyjne oraz stabilny dostęp do zielonej energii w konkurencyjnej cenie.

7.2.5 Scenariusz 5 - wyłączenie (Motyw 63) dla ~50% zużycia + 50/50 importu/produkcja krajowa

Scenariusz 5 łączy zastosowanie wyłączeń z motywu 63 dyrektywy RED III dla około połowy krajowego zużycia amoniaku z częściowym importem RFNBO. Wariant zakłada, że zakłady Anwil i Puławy objęte są wyłączeniami, natomiast pozostała część celu RFNBO realizowana jest poprzez krajową produkcję wodoru odnawialnego oraz import amoniaku RFNBO do Polic. Jednocześnie, zakładamy, że udział zielonego wodoru w tym przypadku jest równo rozłożony pomiędzy zakładami gdyż według uzyskanych informacji, udział wodoru

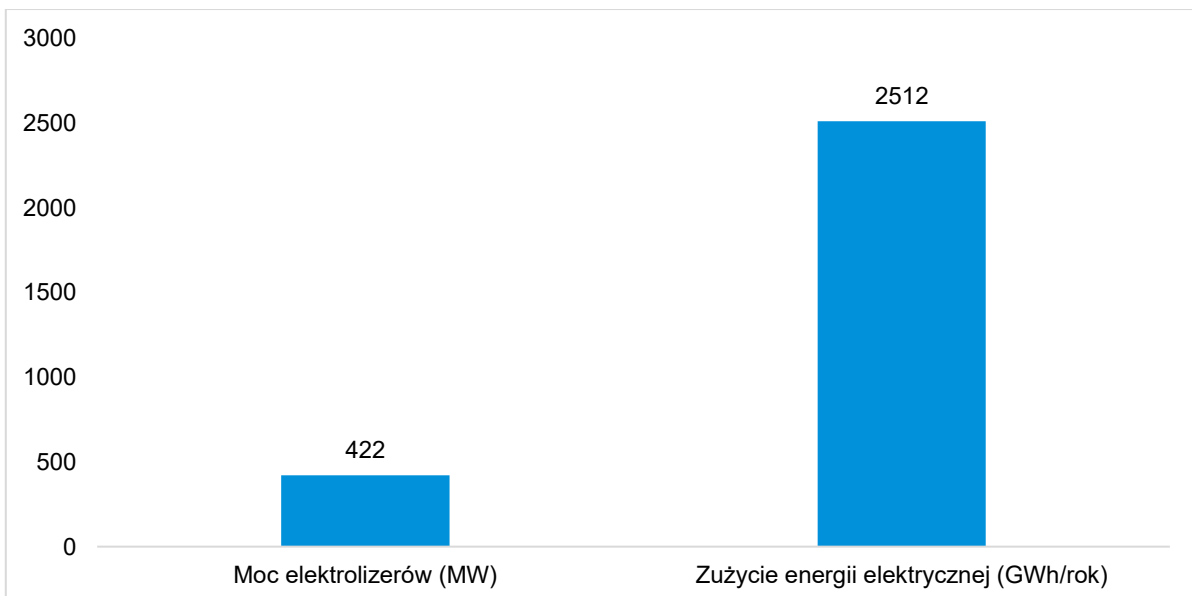
RFNBO do ok. 10% nie wpływa istotnie na potrzebę zmiany instalacji produkcyjnych. Ogranicza to zatem konieczność dodatkowych inwestycji kapitałowych na terenie zakładu. Taka struktura umożliwia utrzymanie produkcji krajowej przy jednoczesnym wykorzystaniu przewag kosztowych importu. W 2030 r. zapotrzebowanie na wodór obejmuje 329 kt wodoru szarego, 53 kt RFNBO krajowego i 53 kt RFNBO importowanego, co ogranicza skalę krajowej elektrolizy i ekspozycję przemysłu na wysokie ceny energii elektrycznej.

Wykres 32 Zużycie wodoru 2030 w scenariuszu 5 (kt)



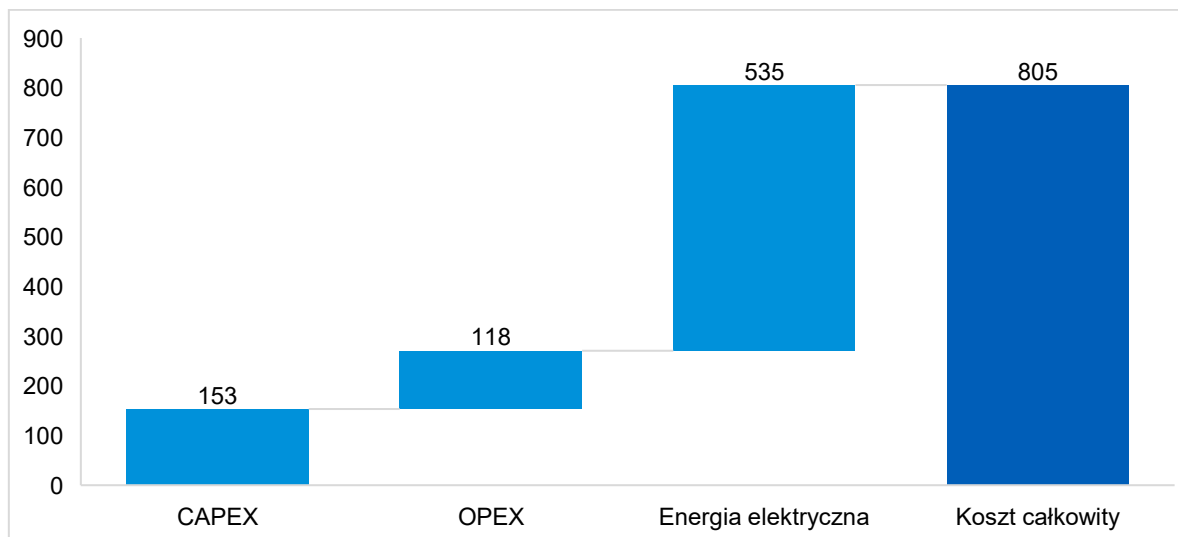
Wymagania po stronie mocy i zużycia energii są znacząco niższe niż w scenariuszach pełnej krajowej realizacji. Łączna moc elektrolizerów wynosi 0,42 GW, a roczne zużycie energii elektrycznej - 2,5 TWh. Ograniczona skala produkcji krajowej redukuje potrzebę bilansowania w reżimie godzinowej korelacji RFNBO oraz zmniejsza obciążenie krajowego systemu elektroenergetycznego. Jednocześnie koncentracja importu w Policach umożliwia realizację unijnego celu przy ograniczonych nakładach inwestycyjnych i stabilnym profilu dostaw, minimalizując ryzyka związane z infrastrukturą przyłączeniową i certyfikacją.

Wykres 33 Moc elektrolizerów i zużycie energii elektrycznej w scenariuszu 5



Całkowity koszt realizacji scenariusza wynosi 805 mln EUR rocznie, z czego 535 mln EUR stanowi koszt energii elektrycznej, 153 mln EUR - CAPEX, a 118 mln EUR - OPEX. Roczny koszt zannualizowany wynosi 490 mln EUR, a dodatkowy koszt względem scenariusza bazowego - 359 mln EUR. W porównaniu z pełną krajową realizacją celu (Scenariusz 1) oznacza to spadek całkowitych nakładów o ponad 75%, przy jednoczesnym zachowaniu zgodności z wymogami RED III. Niższe zużycie energii i mniejsze zapotrzebowanie na elektrolizery przekładają się na istotną redukcję kosztów jednostkowych wodoru i amoniaku odnawialnego.

Wykres 34 Rozkład kosztów realizacji RFNBO w scenariuszu 5 (mln EUR)



Kluczowym czynnikiem powodzenia scenariusza pozostaje rozbudowa i dywersyfikacja infrastruktury importowej w Policach. Konieczne jest zapewnienie odpowiednich zdolności przeładunkowych i magazynowych oraz modernizacja infrastruktury logistycznej, zwłaszcza w zakresie transportu kolejowego i magazynowania amoniaku. Koszty tych inwestycji nie zostały uwzględnione w analizie i mogą wpływać na całkowity bilans ekonomiczny scenariusza. Niemniej jednak koncentracja importu w jednym porcie pozwala ograniczyć obciążenie krajowego systemu elektroenergetycznego i wykorzystać przewagę kosztową krajów o tańszej energii odnawialnej.

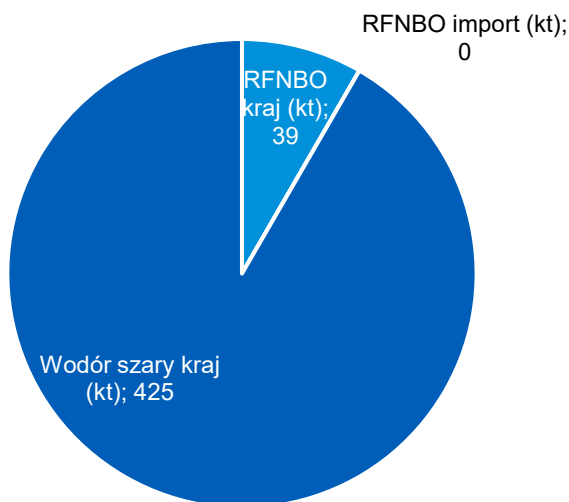
Scenariusz 5 stanowi kompromis między efektywnością kosztową a utrzymaniem częściowej produkcji krajowej. Łączy korzyści ekonomiczne wynikające z importu z utrzymaniem częściowego potencjału technologicznego w kraju. W dłuższym horyzoncie może stanowić etap przejściowy w kierunku zintegrowanego rynku RFNBO w Europie Środkowej, pod warunkiem zabezpieczenia długoterminowych kontraktów importowych i zapewnienia stabilnego otoczenia regulacyjnego. W ujęciu krótkookresowym jest to wariant o jednym z najniższych profili kosztowych, przy umiarkowanych wymaganiach infrastrukturalnych i pełnej zgodności z celem unijnym.

7.2.6 Scenariusz 6 - wyłączenie (Motyw 63) dla ~90% zużycia, bez importu

Scenariusz 6 zakłada zastosowanie wyłączeń z motywu 63 dyrektywy RED III dla około 90% krajowego zużycia amoniaku, przy braku importu RFNBO. Oznacza to, że tylko 10% instalacji amoniaku pozostaje objętych reżimem RFNBO, a spośród nich około 42%

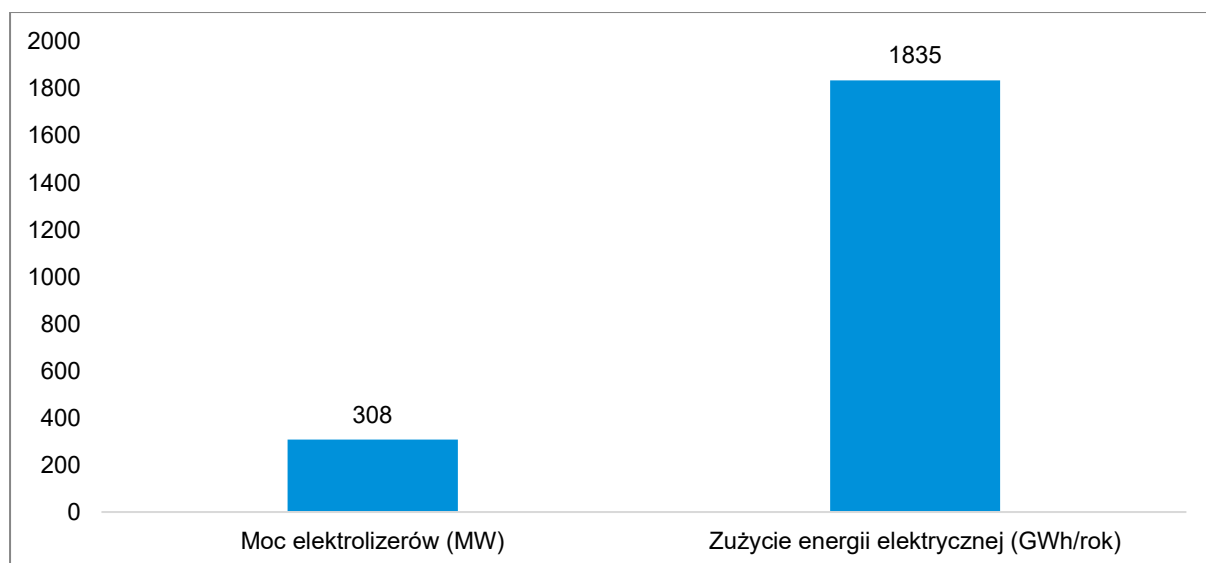
zapotrzebowania na wodór jest pokrywane z krajowego RFNBO. Takie rozwiązanie pozwala spełnić minimalne wymogi regulacyjne przy znacznym ograniczeniu nakładów inwestycyjnych i energetycznych. Wariant ten jest zgodny z duchem motywu 63, który umożliwia czasowe wyłączenia dla procesów strategicznych lub narażonych na istotne ryzyko konkurencyjności międzynarodowej.

Wykres 35 Zużycie wodoru 2030 w scenariuszu 6 (kt)

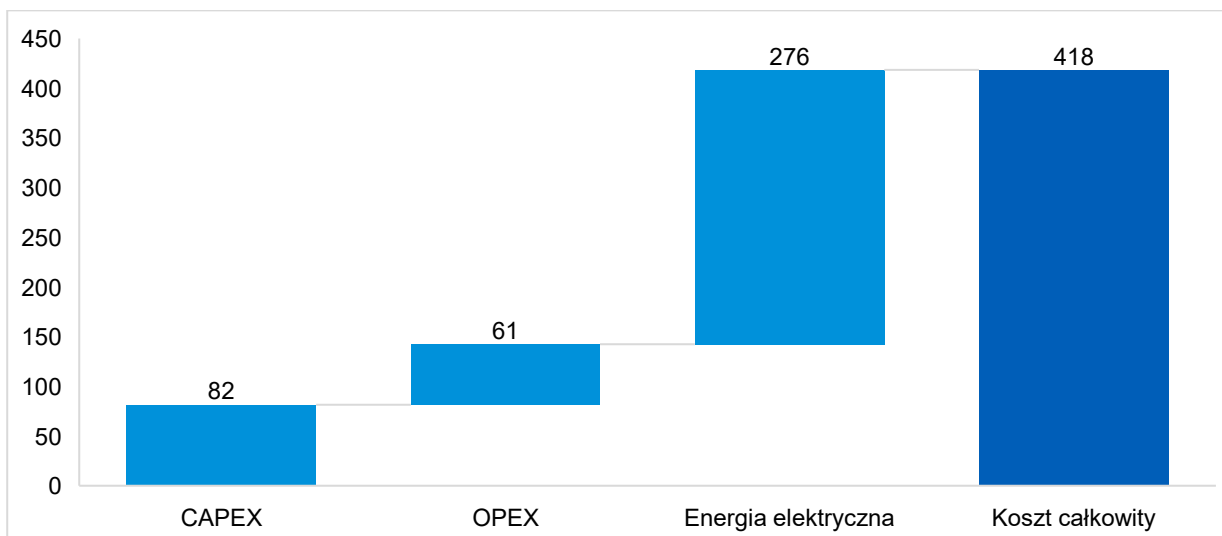


Zapotrzebowanie na energię i moc elektrolizerów jest w tym scenariuszu minimalne w porównaniu z wariantami pełnej krajowej realizacji. Całkowita moc zainstalowanych elektrolizerów wynosi ok. 300 MW, a roczne zużycie energii elektrycznej - ok. 1,8 TWh. W strukturze zapotrzebowania na wodór dominującą część stanowi wodór szary (425 kt), natomiast produkcja krajowego RFNBO obejmuje ok. 39 kt, czyli 42% zapotrzebowania na wodór w ramach 10% pozostających instalacji amoniaku oraz zapotrzebowanie w rafineriach. Skala ta odpowiada dwóch średniej instalacji elektrolizy, umożliwiając utrzymanie minimalnego poziomu kompetencji technologicznych i zdolności certyfikacyjnych w kraju.

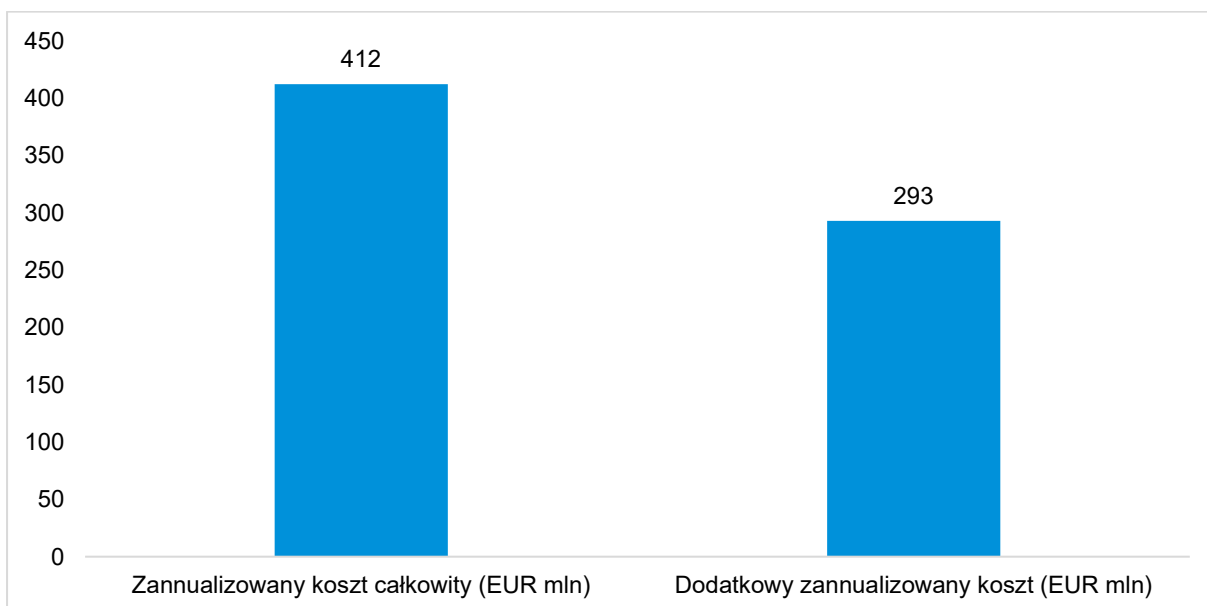
Wykres 36 Moc elektrolizerów i zużycie energii elektrycznej w scenariuszu 6



Wykres 37 Rozkład kosztów realizacji RFNBO w scenariuszu 6 (mln EUR)



Wykres 38 Całkowite i dodatkowe koszty działalności w scenariuszu 6 (mln EUR)



Całkowity koszt realizacji scenariusza wynosi ok. 418 mln EUR rocznie, z czego 276 mln EUR przypada na energię elektryczną, 82 mln EUR na CAPEX i 61 mln EUR na OPEX. Roczny koszt zannualizowany wynosi 412 mln EUR, a dodatkowy koszt względem scenariusza bazowego - 293 mln EUR. W porównaniu z pełną krajową realizacją celu oznacza to redukcję nakładów finansowych o ponad 90%, przy jednoczesnym utrzymaniu zgodności z przepisami RED III. Profil kosztowy odzwierciedla silną dominację energii w strukturze wydatków, choć jej udział jest znacznie niższy niż w scenariuszach 1-3.

Scenariusz 6 charakteryzuje się minimalnym wpływem na system elektroenergetyczny i ograniczoną presją inwestycyjną na przemysł chemiczny. Brak importu upraszcza łańcuch dostaw i eliminuje ryzyka logistyczne, a mała skala produkcji RFNBO pozwala na jej pełną integrację z istniejącą infrastrukturą. Z drugiej strony, ograniczony zakres wdrożenia oznacza niewielki efekt transformacyjny dla sektora oraz brak bodźców do rozwoju lokalnych łańcuchów wartości technologii wodorowych. W perspektywie strategicznej wariant ten

stanowi rozwiązanie minimalne - nastawione na krótkoterminową redukcję kosztów i utrzymanie formalnej zgodności regulacyjnej.

Podsumowując, scenariusz 6 jest najmniej kosztownym wariantem spośród rozpatrywanych, ale ogranicza rozwój krajowego potencjału wodorowego w momencie wysokich kosztów. Pozwala na utrzymanie minimalnego poziomu produkcji RFNBO w Polsce oraz uniknięcie rozbudowy infrastruktury importowej, lecz nie tworzy podstaw dla długoterminowej konkurencyjności przemysłu chemicznego w gospodarce niskoemisyjnej. Jego wdrożenie można rozpatrywać jako wariant przejściowy - zapewniający zgodność z celami unijnymi przy minimalnych kosztach, ale wymagający stopniowego rozszerzania udziału RFNBO w miarę spadku cen energii i technologii elektrolizy.

7.2.7 Podsumowanie scenariuszy

Struktura kosztów i efektywności ekonomicznej scenariuszy zależy w największym stopniu od udziału importu RFNBO w bilansie krajowym. Analiza sześciu wariantów wskazuje, że integracja krajowej produkcji z importem prowadzi do istotnej redukcji kosztów całkowitych i jednostkowych. Scenariusz pełnej produkcji krajowej (1) wymaga największej mocy elektrolizerów - 2,48 GW - i zużycia 9,23 TWh energii elektrycznej rocznie, generując roczny koszt 1,99 mld EUR i cenę NH₃ na poziomie 1 329 €/t. Wraz ze wzrostem udziału importu koszty systematycznie maleją. Najniższy poziom - 216 mln EUR rocznie i 746 €/t NH₃ - osiąga scenariusz 6, w którym moc krajowych instalacji spada do 256 MW, a zużycie energii do 0,95 TWh. Oznacza to redukcję wydatków o około 80 proc. w porównaniu z wariantem krajowym.

Tabela 16 Porównanie wyników scenariuszy

Zmienna	1	2	3	4	5	6
Moc elektrolizerów (MW)	1734	1214	520	944	422	308
Zużycie energii elektrycznej (GWh/rok)	10330	7231	3099	5622	2512	1835
Zannualizowany koszt całkowity (EUR mln)	2370	1651	735	1301	562	412
Dodatkowy zannualizowany koszt (EUR mln)	1697	1180	534	935	399	293
CAPEX (EUR mln)	4950	3390	1725	2805	1062	789
OPEX (20 lat stała cena e.e., EUR mln)	18315	12820	5495	9969	4459	3259
CO ₂ uniknięte emisje (kt/yr)	1754	1228	526	955	427	312
Koszt unikniętych emisji MAC (€/tCO ₂)	974	961	1014	1038	939	945
NH ₃ cena (€/t)	1368	1157	894	1012	836	746
LCOH RFNBO (€/kg)	12.2	12.1	12.6	12.3	11.9	11.9
RFNBO kraj (kt)	195	136	84	106	53	39
RFNBO import (kt)	0	58	195	0	53	0
Wodór szary kraj (kt)	269	269	186	358	358	425

Najbardziej zrównoważone ekonomicznie pozostają scenariusze mieszane, łączące umiarkowaną produkcję krajową z importem RFNBO oraz wyłączeniami z Motyw 63. Wariant 3 („import-first”) zakłada 832 MW elektrolizerów i 3 TWh energii elektrycznej rocznie, przy łącznym koszcie 735 mln EUR oraz cenie 883 €/t. Podobne efekty przynosi scenariusz 5, w którym udział importu wynosi ok. 50 proc., a koszty kształtują się na poziomie 485 mln EUR i 830 €/t NH₃, oraz w scenariuszu zakładającym 90% wyłączeń w ramach Motywu 63. Scenariusze te ograniczają potrzebne nakłady inwestycyjne, utrzymując jednocześnie krajowe zdolności produkcyjne, co wzmacnia bezpieczeństwo dostaw i elastyczność systemu. Wyniki potwierdzają, że dywersyfikacja źródeł wytwarzania i korzystanie z rynków o niższych cenach energii stanowią najefektywniejsze podejście z perspektywy kosztowej i operacyjnej.

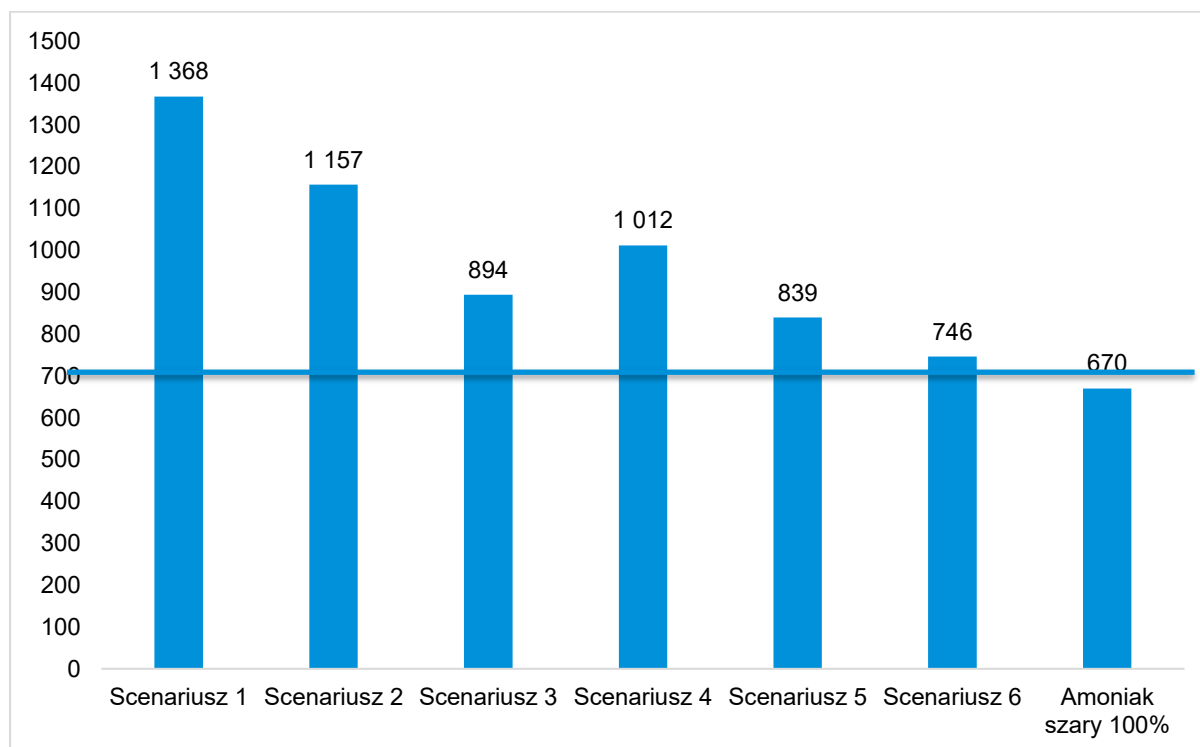
Scenariusze pośrednie umożliwiają stopniową integrację krajowych instalacji w transformacji, ale są bardziej wrażliwe na krajowe koszty energii. Scenariusz 2, obejmujący częściową produkcję krajową z importem, oraz scenariusz 4, bazujący wyłącznie na krajowych źródłach, wymagają odpowiednio 1,74 GW i 1,22 GW mocy elektrolizerów. Ich

koszty całkowite wynoszą 1,39 mld i 0,97 mld EUR, a ceny NH₃ - 1 118 i 985 €/t. Uniknięte emisje CO₂ sięgają 1,10 mln i 0,77 mln ton rocznie, co wskazuje na wyraźny efekt środowiskowy, ale przy wysokim koszcie krańcowym redukcji emisji (926-973 €/tCO₂). Ograniczenie liczby zakładów objętych modernizacją oraz koncentracja inwestycji w Puławach zmniejszają ryzyka wdrożeniowe, jednak dalszy spadek kosztów zależy od dostępności tanich zielonych kontraktów PPA.

Wybór optymalnej ścieżki realizacji celów RFNBO wymaga równoważenia kosztów, emisji i bezpieczeństwa dostaw. Pełna produkcja krajowa zapewnia największą niezależność przemysłową, ale wiąże się z najwyższym obciążeniem finansowym i ograniczoną efektywnością kosztową. Warianty hybrydowe (3 i 5) obniżają koszty o 50-70 proc. przy zachowaniu części produkcji krajowej, co może stanowić kompromis między celami polityki przemysłowej a racjonalnością ekonomiczną. Scenariusz 6 jest najtańszy, lecz jego potencjał redukcji emisji jest ograniczony. Wybór zależy zatem od priorytetów rządowych - czy większą wagę przywiązuje się do suwerenności energetycznej, czy do integracji z europejskim rynkiem zielonego wodoru i amoniaku.

Poniższy wykres ilustruje zależność między ceną amoniaku a strukturą źródeł jego produkcji. Słupki przedstawiają jednostkową cenę NH₃ w sześciu wariantach, pokazując wyraźny trend spadkowy wraz ze wzrostem udziału importu RFNBO. Cena maleje z 1 309 €/t w scenariuszu pełnej produkcji krajowej do 742 €/t w scenariuszu 6, w którym moc krajowych elektrolizerów jest najniższa. Wyjątek stanowi scenariusz 4, w którym brak importu skutkuje wyższą ceną (985 €/t) mimo niższej mocy zainstalowanej. Dane wskazują, że dostęp do importu oraz wyłączenia w ramach Motyw 63 są najistotniejszymi elementami obniżającymi koszty.

Wykres 39 Cena amoniaku w zależności od scenariusza (EUR/t)



Źródło: opracowanie własne

8 Ocena Wykonalności

Niniejszy rozdział syntetyzuje uwarunkowania techniczno-operacyjne i infrastrukturalne realizacji RFNBO w polskim przemyśle. Analizie poddane są kwestie z perspektywy odbiorców wodoru/amoniaku, tempa rozwoju elektrolizy, możliwości rozbudowy kwalifikowalnych źródeł OZE do zasilania elektrolizerów oraz logistyki importu. Na tej podstawie identyfikujemy progi wykonalności i ryzyka dla scenariuszy realizacji celu użycia wodorowych paliw odnawialnych w aktualizacji RED II.

8.1 Dostosowanie instalacji odbiorczych

Polski przemysł musi zmodernizować swoje instalacje, aby móc korzystać z odnawialnego wodoru i amoniaku zgodnie z celami RED III na lata 2030-2035. Zróżnicowane uwarunkowania sektorowe determinują zakres koniecznych modernizacji. W przemyśle nawozowym wodór jest surowcem do syntezy amoniaku, przez co dekarbonizacja polega na zastąpieniu wodoru z gazu ziemnego wodorem odnawialnym lub bezpośrednim wykorzystaniu *zielonego* amoniaku jako półproduktu. Oznacza to redukcję emisji w cyklu produkcyjnym nawozów, zgodnie z wymogami REDIII skupionymi właśnie na sektorze nawozowym i spożywczym. W sektorze chemicznym sytuacja jest zróżnicowana: część instalacji (np. produkcja amoniaku w Grupie Azoty, syntezy chemiczne wymagające H₂) już zużywa duże ilości wodoru i stoi przed podobnymi wyzwaniem co rafinerie i nawozy. Inne zakłady chemiczne, dotąd nieużywające znaczących ilości H₂, mogą w ogóle wymagać budowy nowej infrastruktury, jeśli *wodór odnawialny* stanie się dla nich jedyną opcją dekarbonizacji.

Modernizacja instalacji pod kątem zasilania czystym wodorem wymaga przede wszystkim dostosowania po stronie zakładów infrastruktury odbiorczej. Niezbędne jest stworzenie możliwości odbioru wodoru ze źródeł zewnętrznych (np. przyłączenie do rurociągu wodorowego lub instalacja systemu odbioru wodoru z cystern/tankowców) oraz integracja nowego strumienia H₂ z istniejącymi ciągami technologicznymi zakładu. Typowe działania obejmują budowę odcinków rurociągów wodorowych na terenie zakładu, montaż sprężarek lub zwiększenie przepustowości obecnych, a także dodanie buforowych zbiorników wodoru celem zapewnienia stabilności dostaw. Kluczowe jest zapewnienie parametrów nowego wodoru: musi on być odpowiednio czysty (pozbawiony domieszek tlenu, azotu, wilgoci itp.) oraz dostarczany pod wymaganym ciśnieniem - tak, by spełniać rygorystyczne normy procesowe i nie zakłócać pracy istniejących instalacji. Część infrastruktury może wymagać wymiany materiałów na zgodne z wodorem, np. uszczelki, armatura i rurociągi, ze względu na zjawisko przenikania i potencjalnej embrittlement (kruchości wodorowej) stali przy wysokim ciśnieniu H₂. Standardy materiałowe dla wodoru są powszechnie znane i dostępne, więc modernizacja sprowadza się do audytu i ewentualnej wymiany niekompatybilnych elementów instalacji. Zdecydowaną większość tych zmian można zazwyczaj przeprowadzić, np. dobudowując przyłącze wodorowe i stację sprężania, bez gruntownej przebudowy reaktorów czy pieców procesowych, co czyni adaptację do czystego H₂ stosunkowo prostą od strony technologicznej.

Wysoki udział wodoru RFNBO w produkcji amoniaku wpływa na bilans procesowy całych instalacji, a nie tylko na pętlę syntezy NH₃. W zintegrowanych zakładach, w których wodór pochodzi z reformingu metanu parowego (SMR) lub autotermicznego (ATR), zmiana źródła H₂ pociąga za sobą szereg skutków technologicznych. Wodór z elektrolizy nie generuje strumienia CO₂, który w obecnym układzie wykorzystywany jest do syntezy mocznika lub sprzedaży zewnętrznej. Jednocześnie reforming stanowi główne źródło ciepła odpadowego i pary technologicznej, dlatego jego częściowe zastąpienie powoduje deficyt pary w bilansie

zakładu. W przypadku pełnego zastąpienia SMR brakuje także azotu w mieszaninie gazu syntezowego, co wymaga instalacji dodatkowych jednostek separacji powietrza (ASU).

Zmiany te powodują, że wzrost udziału RFNBO w bilansie amoniaku wymaga równoległych inwestycji w inne media procesowe. Aby utrzymać stabilność produkcji i efektywność energetyczną, konieczne jest uzupełnienie brakujących strumieni CO₂, pary i azotu poprzez inwestycje w dedykowane instalacje. Oznacza to, że zwiększanie udziału RFNBO nie jest prostą modyfikacją przyłącza paliwowego, lecz złożonym przedsięwzięciem infrastrukturalnym. Modernizacja wymaga analizy powiązań między ciągiem reformingu, pętlą Haber-Boscha a sekcją mocznika. W przeciwnym razie wzrost udziału wodoru z elektrolizy może prowadzić do obniżenia produkcji mocznika, spadku efektywności energetycznej zakładu i wzrostu kosztów operacyjnych.

Tabela 17 Specyfika technologiczna zintegrowanych łańcuchów amoniaku

Podmiot	Maksymalny udział bez modyfikacji instalacji
Grupa Azoty	10%
Anwil (Orlen)	7-10%

Źródło: opracowanie własne na podstawie rozmów ze spółkami

Praktyczne ograniczenia integracji RFNBO wynikają z charakterystyki istniejących instalacji amoniaku w Polsce. Z rozmów z przedsiębiorstwami chemicznymi wynika, że obecne zakłady mogą bezpiecznie przystosować się do wykorzystania wodoru RFNBO na poziomie około 10% całkowitego zużycia wodoru, a w przypadku instalacji we Włocławku - 7%. Dane Grupy Azoty potwierdzają, że powyżej tego progu niezbędne są inwestycje w nowe źródła pary technologicznej i azotu oraz przeprojektowanie ciągu amoniak-mocznik. Wyższy udział wodoru z elektrolizy prowadziłby do zaburzeń bilansu energetycznego i materiałowego zakładów, w tym deficytu CO₂ niezbędnego do syntezy mocznika. Pełne osiągnięcie docelowego udziału RFNBO na poziomie 42% do 2030 r. wymagałoby budowy dodatkowych jednostek separacji powietrza (ASU), źródeł pary i modyfikacji pętli syntezy amoniaku. Zakres tych zmian wykracza poza możliwości dostosowania obecnej infrastruktury bez kompleksowej przebudowy procesów.

Dostosowanie istniejących instalacji do wykorzystania wodoru RFNBO jest technicznie wykonalne, lecz wymaga głębokich zmian infrastrukturalnych i procesowych. Instalacje Grupy Azoty zostały zaprojektowane w latach 60. i 70. XX wieku do pracy w oparciu o gaz ziemny jako surowiec w procesach reformingu parowego (SMR) i autotermicznego (ATR). Wodór pochodzący z tych procesów jest zintegrowany z pozostałymi etapami produkcji, w tym z wytwarzaniem pary technologicznej i dwutlenku węgla, które są niezbędne do produkcji mocznika oraz innych związków chemicznych. Włączenie wodoru RFNBO wymaga zatem zachowania równowagi materiałowej i cieplnej całego systemu, a nie jedynie zastąpienia jednego nośnika wodoru drugim.

Wdrożenie RFNBO w większej skali wiązałoby się z istotnymi nakładami inwestycyjnymi i wieloletnim horyzontem realizacji. Adaptacja obejmowałaby budowę rurociągów wodorowych w obrębie zakładów, nowych wytwórni azotu, infrastruktury transportowej i energetycznej oraz źródeł pary i ciepła. Każdy z tych projektów wymaga odrębnego cyklu inwestycyjnego - od fazy projektowej i uzyskania pozwoleń środowiskowych po uruchomienie. Szacowany czas realizacji dla jednej instalacji wynosi 3-4 lata, przy czym ze względu na wzajemne powiązania procesowe inwestycje nie mogłyby być prowadzone równoległe. Według danych Grupy Azoty łączny koszt dostosowania jednej instalacji wyniósłby od 0,5 do 2 mld zł w zależności od lokalizacji i dostępności wodoru RFNBO.

Alternatywne ścieżki dekarbonizacji produkcji amoniaku mogą przynieść podobny efekt redukcji emisji przy niższych kosztach i ryzyku technologicznym. Grupa Azoty wskazuje na dwa rozwiązania: zastąpienie gazu ziemnego biometanem oraz wdrożenie technologii wychwytu i składowania dwutlenku węgla (CCS) w procesach reformingu. W pierwszym przypadku kluczowe jest stworzenie dedykowanego systemu wsparcia finansowego dla odbiorców biometanu, aby wyrównać różnicę między jego ceną a kosztem gazu ziemnego powiększonym o opłatę za emisję CO₂. W drugim - konieczne jest ustanowienie ram prawnych i infrastrukturalnych dla CCS, obejmujących identyfikację struktur geologicznych oraz rozwój systemu transportu i magazynowania CO₂.

Zapewnienie ciągłości produkcji i zgodności z normami bezpieczeństwa stanowi nadrzędne ograniczenie przy wdrażaniu RFNBO, wpływające na harmonogram i koszty modernizacji. Większość instalacji odbiorczych pracuje w ruchu ciągłym (24/7), dlatego nie można ich łatwo zatrzymać na dodatkowe prace. Z tego powodu wszelkie poważniejsze przebudowy muszą być zaplanowane w oknach remontowych. Rafinerie przeprowadzają generalne postoje remontowe zwykle co 4-5 lat, a zakłady chemiczne/nawozowe mają własne cykle przeglądów katalizatorów i urządzeń (np. co 2-3 lata). Wyzwanie polega na zgraniu modernizacji wodorowych z tym cyklem: zbyt wczesna gotowość technologii grozi długim przestojem, a zbyt późna niedotrzymaniem celów klimatycznych. Istotne jest więc odpowiednio wczesne zaprojektowanie i zamówienie potrzebnych urządzeń (np. sprężarek H₂ o specjalnej konstrukcji, reformerów amoniaku) z wyprzedzeniem, by móc je zainstalować *just-in-time* podczas planowanego postoiu.

Tabela 18 Klasy modernizacji a przestój i skala przepustowości odbioru H₂/H₂ eq

Skala modyfikacji	Zakres działań	Typowy przestój	Skala dodatkowej przepustowości w kt h ₂ / rok	Jednostkowy CAPEX PLN/(t H ₂ /rok)
Niska	Przyłącza H ₂ , armatura, detekcja, IT/OT	<1 miesiąc	5-20	0,5-1,5 tys.
Umiarkowana	Bufory, kompresja, krótkie odcinki rurociągów, katalizatory	1-3 miesiące	10-50	1,5-4,0 tys.
Głęboka	Nowe jednostki (np. kraker NH ₃), rozbudowa terminalu, magistrale	> 3 mies + budowa 2-5 lat	>50	2,8-8,0 tys.
Bardzo głęboka (łańcuch NH ₃)	Integracja RFNBO >10% w pętli NH ₃ : rozbudowa ASU (N ₂), zapewnienie CO ₂ dla mocznika (import/odzysk), nowe źródła pary; modyfikacje sterowania pętli NH ₃ ; możliwe zmiany logistyki NH ₃ /CO ₂ .	3-6 miesięcy (fazowanie na kilka okien)	zależna od zakresu, typowo >50 kt H ₂ -eq/rok	2,5-5,0 tys.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie praktyk integracji rafineryjnej (Air Products Gulf Coast network) oraz kosztorysów krakerów NH_3 (ANL/DOE).

Instalacja nowych systemów wodorowych wiąże się z koniecznością uzyskania pozwoleń technicznych i środowiskowych. Wprowadzenie wodoru czy amoniaku na teren zakładu może zmienić jego klasyfikację pod względem bezpieczeństwa (Dyrektywa Seveso/COMAH), m.in. poprzez zwiększenie łącznej ilości substancji niebezpiecznych magazynowanych na terenie, co wymusi aktualizację raportu bezpieczeństwa i nowych procedur awaryjnych. Może być też potrzebna ponowna certyfikacja instalacji pod kątem emisji i zgodności z normami branżowymi. Te wymogi proceduralne wydłużają czas wdrożenia, uzyskanie decyzji, odbiorów UDT, certyfikatów czystości RFNBO itp. może trwać miesiące, i generują koszty (ekspertyzy, dokumentacja). Sam aspekt bezpieczeństwa wymusza również, by wszelkie zmiany były rygorystycznie testowane i przebiegały pod nadzorem doświadczonych wykonawców. Pojawia się tu czynnik ograniczonej podaży kompetencji: specjalistyczne firmy inżynierskie zdolne projektować i integrować systemy wodorowe są nieliczne, a jednoczesne projekty w wielu krajach mogą wywołać opóźnienia w realizacji innych projektów. Ryzyko to dotyczy zwłaszcza dużych projektów (np. budowy hubów wodorowych czy krakerów amoniaku), opóźnienia na etapie realizacji mogą przełożyć się na przestoje produkcji, jeśli stare źródła wodoru zostaną wygaszone zanim nowe osiągną pełną funkcjonalność.

Stopniowe mieszanie wodoru odnawialnego z konwencjonalnym jest kluczową strategią umożliwiającą szybkie zmniejszenie emisji przy minimalnych zakłóceniach produkcji. W praktyce wiele instalacji do 2030 r. nie przejdzie w wymaganym udziale na wodór RFNBO, lecz będzie sukcesywnie zwiększać udział wodoru RFNBO w mieszance z dotychczasowym wodorem kopalnym. Taki model pozwala ograniczyć zużycie gazu ziemnego i emisje CO_2 bez konieczności natychmiastowego wyłączenia reformerów czy innych kluczowych urządzeń. Przykładem jest hiszpański koncern Fertiberia, który we współpracy z thyssenkrupp Uhde zmodernizował klasyczną wytwórnię amoniaku (Puertollano) tak, by wtryskiwać do istniejącego procesu produkcyjnego *wodór odnawialny* z elektrolizera 50 MW. Rozwiązanie to pozwoli zastąpić do 40% gazu ziemnego *zielonym* H_2 , utrzymując nominalną wydajność zakładu i ograniczając emisje bez budowy nowej fabryki. Co istotne, koncepcja dostosowania fabryki Fertiberia zakładała minimalne modyfikacje istniejących aktywów produkcyjnych, istniejące reaktory i obiegi ciśnieniowe pozostały w użyciu, a dodano jedynie punkty zasilania w nowy wodór oraz usprawniono system sterowania.

8.2 Elektrolizery

Analiza odnośnie do czasu budowy elektrolizerów i barier ich rozwoju stanowią istotną bazę dla oceny wykonalności poszczególnych scenariuszy wodorowych Polski. Jej celem jest wskazanie czynników warunkujących tempo rozbudowy mocy produkcyjnych zielonego wodoru, od aspektów technicznych, przez administracyjne, po finansowe, a także jak te ograniczenia przekładają się na możliwe ścieżki realizacji celów do 2030 i 2035 r. Niniejszy podrozdział dostarcza klarownych przesłanek faktycznych, które zostaną wykorzystane do oceny realności i spójności rozważanych ścieżek transformacji wodorowej Polski. Wszystkie scenariusze muszą bowiem mieścić się w ramach wyznaczonych przez fizyczne tempo rozwoju infrastruktury, dostępność zasobów i uwarunkowania rynkowe przedstawione powyżej.

8.2.1 Czas realizacji i technologie elektrolizerów

Różne technologie elektrolizy różnią się dojrzałością i tempem wdrażania. Alkaliczne elektrolizery to najstarsza, sprawdzona technologia, dominująca w globalnym miksie (ok. 2/3 mocy zainstalowanej). Charakteryzują się prostszą konstrukcją i niższym kosztem, kosztem nieco wolniejszej dynamiki. Elektrolizery PEM (z membraną protonową) są nowsze (ok. 1/3 globalnego rynku), cechują je szybkie reakcje i kompaktowość, jednak wymagają rzadkich metali (np. platyny) przez co są droższe. Elektrolizery SOEC wykorzystują wysoką temperaturę, oferując najwyższą sprawność, lecz pozostają na etapie demonstracji, w Polsce brak ich produkcji na skalę przemysłową. Według polskich strategii duże instalacje SOEC (10-50 MW) mogą wejść do użytku dopiero w perspektywie ok. 7-10 lat, podczas gdy technologie alkaliczne i PEM są dostępne już dziś.

Większa skala projektu znacząco wydłuża czas budowy elektrolizera. Małe instalacje pilotażowe (rzędu kilku MW) można uruchomić w ciągu ok. 2-3 lat od rozpoczęcia prac, natomiast projekty duże (10-100+ MW) wymagają często 5 lat lub więcej. Wynika to z dłuższego etapu projektowania, bardziej złożonych zamówień sprzętu oraz rozbudowanej infrastruktury towarzyszącej (np. stacji sprężania wodoru). Również charakter projektu wpływa na harmonogram: inwestycje greenfield (na nowym terenie) obejmują uzyskanie wszystkich pozwoleń i przyłączy od zera, podczas gdy projekty brownfield (np. dobudowa elektrolizera przy istniejącej fabryce chemicznej) mogą częściowo korzystać z istniejącej infrastruktury i zezwoleń. Niemniej nawet przy integracji z działającym zakładem potrzebne są staranne uzgodnienia techniczne i bezpieczeństwa, co nie eliminuje wielomiesięcznych przygotowań.

Tabela 19 Referencyjny czas realizacji projektów wodorowych różnej skali

Rodzaj projektu	Orientacyjny czas realizacji (miesiące)	Komentarz
Mała instalacja demonstracyjna (<10 MW)	24-26	Szybsze ścieżki permittingowe i dostawy; benchmark: pilotaże 2-5 MW w UE/PL; ramy EHB wskazują, że duże projekty mają do 5 lat, mniejsze zwykle krócej.
Duża instalacja przemysłowa (10-100 MW)	54-72	Pełna infrastruktura (przyłącza, sprężanie, magazynowanie); EHB dopuszcza 5 lat od umowy do startu produkcji; dla złożonych hubów nawet dłużej (DOE „Liftoff”).
Rozbudowa w istniejącym zakładzie (retrofit)	30-60	Część prac krótsza (teren/media), ale integracja i postoje remontowe wydłużają przygotowanie i rozruch.

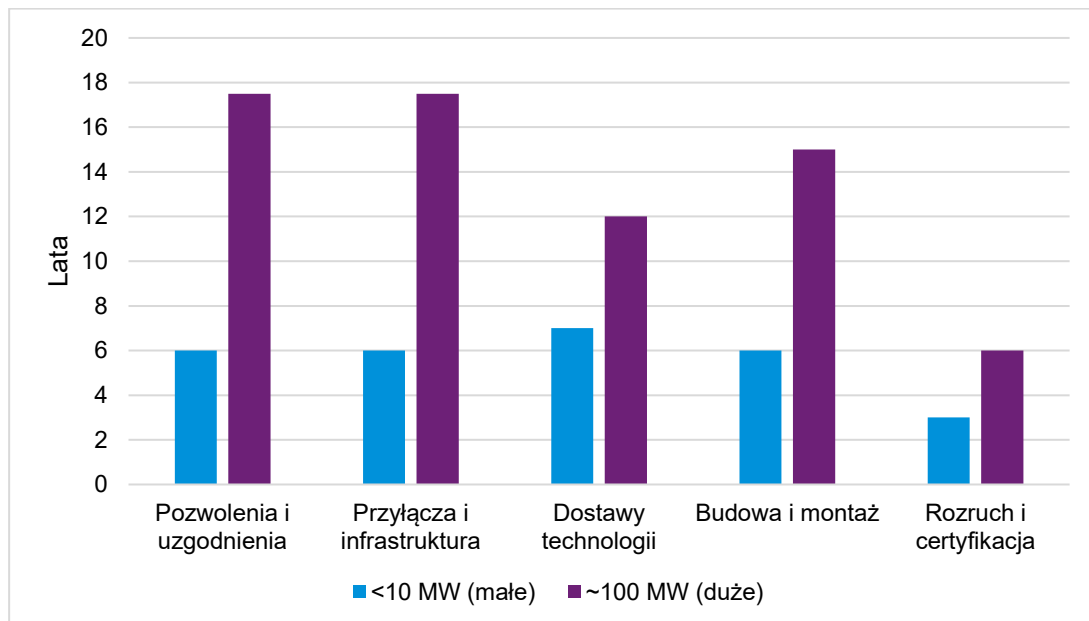
	(przykłady z polskich rafinerii/chemii).
--	--

Źródło: Zakresy czasowe odzwierciedlają praktykę rynkową i harmonogramy dopuszczane przez Europejski Bank Wodorowy (do 5 lat od podpisania umowy do rozpoczęcia produkcji).

8.2.2 Bariery i ograniczenia rozwoju

Proces inwestycyjny w elektrolizery wydłużają liczne bariery proceduralne, techniczne i dostawcze, które w Polsce nadal są wyraźne. Przedsięwzięcia wodorowe wymagają szeregu pozwoleń (budowlanych, środowiskowych, technicznych), co generuje długi okres przygotowawczy, brak doświadczeń administracji z wodorem może wydłużyć uzyskanie decyzji. Szczególnym wyzwaniem jest przyłączenie do sieci elektroenergetycznej dużych odbiorników mocy: uzyskanie warunków przyłączenia i rozbudowa sieci często trwają kilka lat (Wykres 40). Nie mniejsze są wąskie gardła dostaw: czas oczekiwania na kluczowe komponenty (stosy elektrolizera, sprężarki, transformatory) bywa długi ze względu na ograniczone moce produkcyjne globalnie i rosnący popyt. Dodatkowe wyzwanie stwarza niedobór wykwalifikowanych kadr: projektantów, wykonawców i operatorów z doświadczeniem w technologiach wodorowych.

Wykres 40 Zakresy czasowe w budowie elektrolizerów (lata)



Źródło: Zakresy czasowe odzwierciedlają praktykę rynkową i harmonogramy dopuszczane przez Europejski Bank Wodorowy (do 5 lat od podpisania umowy do rozpoczęcia produkcji).

W przypadku zintegrowanych wytwórni amoniaku wydajność elektrolizerów nie jest jedyną barierą. Ze względu na ciąg technologiczny w procesie produkcji amoniaku, odnośnie udziału RFNBO w gazie syntezowym wymaga zsynchronizowanego rozwoju trzech elementów poza samym H₂: (i) podaży CO₂ (dla mocznika i innych procesów), (ii) bilansu pary (ciepło odpadowe z reformingu) oraz (iii) dostępności N₂ (rozbudowa ASU). Brak któregoś z tych elementów ogranicza technicznie sensowny poziom substytucji istotnie poniżej 42% w 2030 r. bez dodatkowych nakładów inwestycyjnych rzędu setek milionów złotych.

Inwestycje wodorowe ograniczają także wyzwania wykonawczo-logistyczne specyficzne dla tak innowacyjnych projektów. W Polsce brakuje firm wykonawczych z doświadczeniem w budowie instalacji wodorowych, przez co wykonawcy uczą się tych rozwiązań w trakcie - rodzi to ryzyko wydłużenia harmonogramów na skutek krzywej uczenia się. Logistycznie, transport i montaż dużych modułów elektrolizerów oraz zbiorników wodoru wymaga specjalistycznego sprzętu i często zezwoleń na przewóz ponadgabarytowy. Na etapie budowy pojawia się konieczność koordynacji wielu branż (energetycznej, gazowej, budowlanej), a w projektach brownfield także zgrania prac z ciągiem technologicznym istniejących zakładów - np. montaż elektrolizera w czynnej rafinerii wymaga przerw remontowych i rygorystycznych procedur bezpieczeństwa. Dodatkowym ograniczeniem jest brak krajowego zaplecza produkcyjnego: Polska nie wytwarza jeszcze na skalę masową kluczowych komponentów elektrolizerów (np. stosów SOEC), co oznacza pełną zależność od dostaw z zagranicy. W razie opóźnień u dostawców czy niedoboru materiałów krytycznych (platyna, iryd) efektem będzie bezpośrednie opóźnienie polskich projektów. Ograniczona dostępność specjalistów w zakresie budowy elektrolizerów stanowi to same ograniczenie co brak wystarczających kadr do dostosowania instalacji odbiorczych.

Nie bez znaczenia pozostają bariery regulacyjne i finansowe, wynikające z otoczenia prawnego którego zmiany w kierunku ułatwienia inwestycji w gospodarkę wodorową. Przez długi czas brakowało w Polsce dedykowanych ram prawnych dla gospodarki wodorowej, co wprowadzało niepewność inwestorów. Sytuację poprawia nowelizacja Prawa energetycznego z grudnia 2024 r., nazywana „konstytucją dla wodoru” - wprowadziła ona definicje i regulacje dotyczące wodoru, licencjonowania, magazynowania i przesyłu. Zmniejsza to bariery regulacyjne i ryzyko inwestycyjne, jednak procedury administracyjne (uzgodnienia, decyzje lokalizacyjne) wciąż przebiegają według standardowych ścieżek, bez trybu przyspieszonego dla projektów wodorowych.

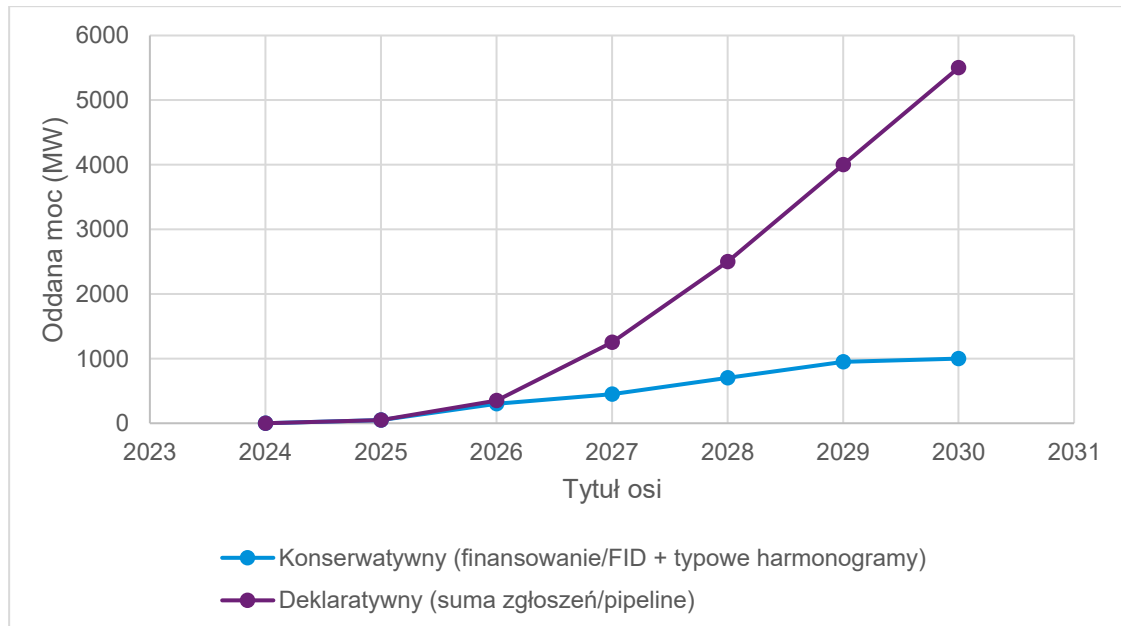
Systemy wsparcia finansowego również są we wczesnej fazie: pierwsze duże dotacje pojawiły się dopiero w 2024 roku. Przykładowo, z funduszy KPO przyznano ponad 2 mld zł na projekty o łącznej mocy 340 MW (m.in. dla Orlenu, Lotosu, Tauronu), a na poziomie unijnym uruchomiono aukcje kontraktów różnicowych na wodór (Europejski Bank Wodorowy). W pierwszej takiej aukcji polskie projekty nie zdobyły kontraktów, ustępując tańszym inicjatywom z regionów o taniej energii odnawialnej (Skandynawia, Półwysep Iberyjski). To pokazuje, że opłacalność finansowa w Polsce jest wyzwaniem - wciąż brakuje krajowego systemu dopłat pokrywających różnicę kosztów produkcji zielonego wodoru. Rząd sygnalizuje prace nad mechanizmami wsparcia (np. kontraktami na różnicę ceny wodoru), co byłoby kluczowe dla

zaangażowania prywatnych inwestorów. Ważnym krokiem będzie też pełne wdrożenie unijnych regulacji dot. gwarancji pochodzenia i certyfikacji wodoru odnawialnego, aby inwestorzy mieli pewność zbytu swojego produktu na preferencyjnych warunkach.

8.2.3 Perspektywy realizacji celów do 2030/2035

Cele unijne RED III wymuszają gwałtowne przyspieszenie rozwoju elektrolizerów, które obecnie wydaje się trudne do osiągnięcia. Scenariusze realizacji celu zakładają konieczność budowy od 500 do 2 300 MW elektrolizerów do 2030. Dla porównania, strategia Polski z 2021 r. planowała 2 GW w 2030 r., co już wtedy wydawało się ambitne, a dziś, w świetle opóźnień, może okazać się trudno osiągalne (Wykres 41). W skali całej UE nastąpiła pewna rewizja oczekiwań: choć nadal obowiązuje cel 10 mln ton H₂ z OZE w 2030 (plus 10 mln ton z importu) w ramach REPowerEU, to prognozy Komisji Europejskiej sugerują, że realna produkcja wyniesie ok. 3 mln. Oznacza to, że wiele krajów, nie tylko Polska, może mieć problemy z realizacją pierwotnych założeń, konieczne będzie albo znaczące przyspieszenie inwestycji, albo zwiększenie importu zielonego wodoru, aby wypełnić luki.

Wykres 41 Oś czasu budowy i planowanego oddania elektrolizerów



Uwaga: Obie serie nie są prognozą produkcji, lecz ścieżkami instalacyjnymi mocy. „Konserwatywna”⁴⁵ to możliwy przebieg przy dzisiejszym stanie decyzji i typowych

⁴⁵ Konserwatywny (linia ciągła) - opiera się wyłącznie na projektach z potwierdzonym finansowaniem/zaawansowaniem oraz typowych oknach realizacyjnych: skumulowana moc ~1 GW do 2030 r. Główne składniki: umowy KPO/BGK na ~340-343 MW (5 beneficjentów), uruchomione/planowane: ZE PAK(2,5 MW uruchomione; do ~50 MW), ORLEN Green H2 Gdańsk (100 MW), projekty w IPCEI (np. Polenergia H2 Silesia ~105 MW), oraz inne mniejsze inicjatywy; harmonogramy 2-3 lata dla <10 MW i do ok. 5 lat dla ~100 MW. Te założenia i wielkości są zgodne z treścią rozdziału 7.2 (pipeline, KPO, przykłady projektów) i przyjętymi oknami realizacyjnymi.

harmonogramach; „Deklaratywna”⁴⁶ ilustruje napięty wariant pełnej materializacji zgłoszeń do 2030 r. Zgodnie ze stanem na listopad 2025 ponad 80% projektów ścieżki Deklaratywnej znajduje się na etapie pre-FID.

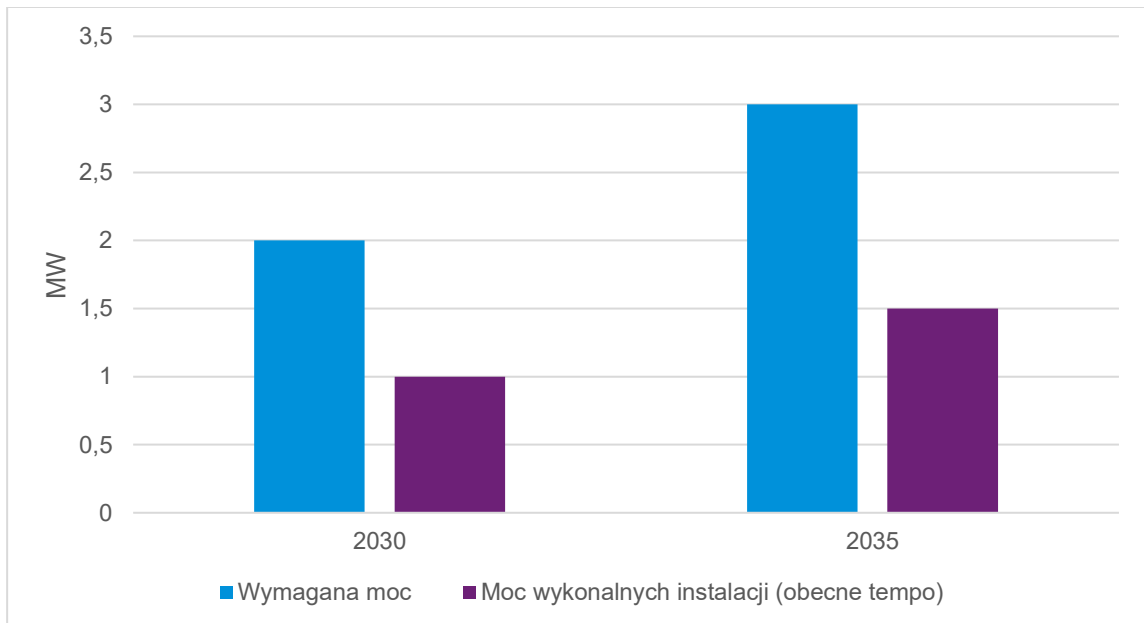
Źródło: Raporty bieżące i okresowe Orlen S.A., Grupy Azoty; baza danych Gaz-System; Informacje prasowe.

Obecny harmonogram projektów wodorowych w Polsce, choć dynamicznie rośnie, może nie wystarczyć do pokrycia tych potrzeb w założonych terminach. Strategia rządowa zakładała 2 GW w 2030 r., jednak już teraz wiadomo, że osiągnięcie nawet takiego poziomu będzie wyzwaniem. Z deklaracji sektora wynika co prawda, że planowane projekty elektrolizerów łącznie sięgają ~5,6 GW mocy do 2030 r., a do 2050 r. nawet 9 GW, lecz są to zamierzenia na wczesnym etapie. W badaniu Gaz-Systemu większość z 178 zgłoszonych projektów znajduje się dopiero w fazie analiz lub wstępnego planowania (pre-FID). Tylko nieliczne instalacje są w budowie lub blisko ukończenia, pierwsza produkcja zielonego wodoru ruszy prawdopodobnie w ZE PAK Konin (projekt ~50 MW) jeszcze w 2025. Kilka większych przedsięwzięć uzyskało finansowanie z programów publicznych: m.in. Orlen realizuje program Hydrogen Eagle (rozproszone elektrolizery o łącznej mocy ~250 MW) oraz projekt Green H2 w Gdańsku (~100 MW), Polenergia rozwija H2 Silesia (fabryka ~105 MW w woj. śląskim, dofinansowana z IPCEI), wsparte będą też projekty Tauronu, Grupy Azoty i inne.

Łącznie pięć największych podmiotów otrzymało dofinansowanie na ponad 340 MW mocy elektrolizerów, co ma zostać zrealizowane do 2032 roku. Nawet jeśli wszystkie te inicjatywy dojdą do skutku, sumaryczna moc zainstalowana w 2030 r. prawdopodobnie nie przekroczy setek megawatów lub około 1 GW, wciąż mniej niż połowa potrzebnej mocy (Wykres 42). Konsekwencją będzie luka w podaży wodoru odnawialnego, którą w krótkim terminie trzeba będzie wypełnić importem.

⁴⁶ Deklaratywny (linia przerywana) - pokazuje sumę deklaracji/pipeline zgłoszonych do 2030 r. (jeśli wszystkie zostałyby zrealizowane), co prowadzi do ~5,6 GW do 2030 r. Rozłożenie w czasie ma charakter „tylno-załadowany” (większe przyrosty po 2027 r.), ponieważ większość projektów jest na etapie pre-FID i wymaga czasu na permitting, przyłącza i dostawy technologii.

Wykres 42 Porównanie mocy elektrolizerów potrzebnej do realizacji celów RED III w wariantach z potencjalnie możliwą do zainstalowania mocą przy obecnym tempie rozwoju



Źródło: Wymagana moc oparto na celach polityk (2 GW w Strategii Wodorowej Polski na 2030 r.) oraz przełożeniu wymogu RED III (RFNBO 42% w 2030 i 60% w 2035 w przemyśle) na rząd wielkości mocy; Możliwa moc to ocena wykonalności przy obecnym tempie i znanych decyzjach finansowych. W ujęciu liczbowym pokazano 2,0 GW vs 1,0 GW (2030) oraz 3,0 GW vs 1,5 GW (2035) jako ilustrację luki wdrożeniowej. (Podstawy: PHS 2 GW; RED III 42/60%; pipeline KPO/ORLEN; ramy czasowe EHB/DOE; wąskie gardła łańcucha dostaw z przeglądu IEA).

Kontekst międzynarodowy potwierdza, że wyzwania stojące przed Polską mają charakter ogólnoeuropejski, choć istnieją też specyficzne uwarunkowania krajowe. Wiele państw UE boryka się z podobnymi problemami, np. Francja skorygowała swój cel mocy elektrolizerów do 2030 z pierwotnych 6,5 GW do 4,5 GW, przyznając, że wcześniejsze założenia były zbyt optymistyczne. Niemcy, Hiszpania czy Niderlandy ogłaszają wielkoskalowe projekty wodorowe, ale postęp również zależy tam od usprawnienia procedur administracyjnych i zapewnienia finansowania. Jednocześnie globalna rywalizacja w zakresie technologii wodorowych przyspiesza: Stany Zjednoczone poprzez pakiet IRA oferują ogromne subsydia, a Chiny zdominowały produkcję urządzeń (posiadają połowę światowych mocy produkcyjnych alkalicznych elektrolizerów). Europa, w tym Polska, musi konkurować o urządzenia i materiały, np. europejskie fabryki elektrolizerów w 2021 r. mogły wyprodukować ok. 2,5 GW/rok, mniej niż globalny popyt. To powoduje, że terminy dostaw mogą ulegać wydłużeniu, jeśli szybko nie zwiększymy zdolności wytwórczych.

Realistyczny zakres budowy mocy elektrolizerów w Polsce do 2030 r. to rząd wielkości ok. 1 GW, a wariant ok. 1,5 GW wymagałby nadzwyczajnego przyspieszenia i wiąże się z wysokim ryzykiem wykonawczym. Wnioski te wynikają

z konfrontacji celów politycznych z faktycznym stanem projektów: choć deklaracyjny pipeline sięga 5,6 GW (2030), większość inwestycji pozostaje na etapie pre-FID. Dofinansowane dziś moce (KPO ok. 343 MW; programy ORLEN 100 MW + część 250 MW w Polsce) wraz z typowymi harmonogramami (2-3 lata dla <10 MW; do 5 lat dla dużych instalacji) wskazują na zdolność dojścia do ok. 1 GW do 2030 r. Dodatkowe ryzyka to ograniczona krajowa baza wykonawcza, długie przyłącza i globalna konkurencja w łańcuchu dostaw; brak polskich zwycięzców w pierwszej aukcji European Hydrogen Bank potwierdza wyzwania kosztowe. W rezultacie 1,5 GW do 2030 r. to scenariusz ambitny, możliwy jedynie przy skumulowanym wsparciu regulacyjnym, szybkim domknięciu finansowań i terminowych dostawach technologii.

Grupa Azoty, rozważając pełną realizację celu 42% RFNBO poprzez produkcję własną, szacuje potrzebę ok. 5 GW nowych OZE, dużych mocy przyłączeniowych, magazynów energii oraz rozbudowy instalacji technologicznych, z całkowitymi nakładami przekraczającymi 50 mld PLN i istotną różnicą kosztów operacyjnych względem wodoru szarego. Wykonalność powyższego wariantu jest skrajnie ograniczona z punktu widzenia kosztów i harmonogramu; jako bardziej realne rozwiązanie jest możliwa realizacja całości lub części celu przy łączeniu produkcji krajowej mniejszej skali z importem amoniaku RFNBO zza granicy. Ogranicza to rozważania wykonalności scenariuszy do wariantów z przewidywanymi potrzebami nowych mocy OZE w zakresie ok. 1,0-1,5 GW do 2030 r. Pełna krajowa produkcja RFNBO, zarówno w 2030 r. jak i w 2035, jest nierealistyczna.

8.3 Infrastruktura OZE

Wymogi UE stawiają na konieczność rozwoju nowych OZE do zasilania elektrolizerów. Nowelizacja dyrektywy RED III i powiązane akty delegowane wymagają, aby energia elektryczna dla produkcji wodoru odnawialnego (RFNBO) pochodziła z dodatkowych nowych źródeł OZE oraz była skorelowana czasowo (docelowo godzinowo od 2030 r.) i geograficznie z elektrolizerami. Oznacza to, że Polska musi zbudować znaczące nowe moce w wietrze i słońcu, dedykowane produkcji H₂, poza istniejącym mixem elektroenergetycznym. Przepisy przewidują okres przejściowy, do końca 2029 r. dopuszcza się miesięczne bilansowanie wytwarzania i poboru, lecz od 2030 r. generacja odnawialna musi pokrywać zużycie wodoru niemal w tej samej godzinie. To zaostrza kryteria dla inwestorów, wpływając na planowanie projektów OZE pod elektrolizery.

Istotnym ograniczeniem ekonomicznym wdrażania RFNBO jest brak możliwości subsydiowania odnawialnych źródeł energii wykorzystywanych do jego produkcji. Zgodnie z wymogami aktów delegowanych do dyrektywy RED III, energia elektryczna z OZE używana w procesach elektrolizy wodoru musi pochodzić z instalacji, które nie korzystają z pomocy publicznej - co oznacza wyłączenie ich z krajowych systemów wsparcia, takich jak aukcje OZE, kontrakty różnicowe czy dopłaty inwestycyjne. W praktyce powoduje to znaczący wzrost kosztów wytwarzania wodoru odnawialnego, ponieważ przedsiębiorstwa muszą finansować zarówno budowę źródeł energii (np. farm wiatrowych lub fotowoltaicznych), jak i samych elektrolizerów w pełni ze środków własnych lub komercyjnych. Szacunki Grupy Azoty wskazują, że realizacja celu 42% RFNBO w 2030 r. wymagałaby około 5 GW nowych mocy OZE, co przy braku dotacji oznaczałoby nakłady rzędu kilkudziesięciu miliardów złotych.

Metodyka „klastrow RFNBO” przekłada wymogi regulacyjne na konkretne portfele OZE, które można zbudować i podłączyć. Dla każdego huba, tj. zbioru instalacji wytwórczych OZE w odległości od elektrolizerów przykładowych, które spełniają wymogi RFNBO. Szacunki bazują na realistyczne pakiety onshore + PV (lokalne/okołozakładowe lub w promieniu kilkudziesięciu km, z opcją linii bezpośrednich) oraz, tam gdzie uzasadnia to sieć, udział w produkcji nowych farm offshore przez długoterminowe cPPA. Dodatkowo zapewniają wyłącznie nowe projekty oddawane w latach 2026-2030 (dla horyzontu 2030) i 2028-2035 (dla horyzontu 2035). Zastosowano współczynniki wykorzystania mocy: onshore 30-34%, PV 12%, offshore 48%.

Zegary inwestycyjne determinują strukturę mixu do 2030 r.: PV da się uruchamiać w 12-24 miesiące, onshore w 4-6 lat, offshore w cyklu 6-8 lat. Do 2030 r. trzonem będą farmy PV (szybki time-to-market) i wiatr lądowy, który ma większe ryzyko formalno-sieciowe, ale daje wyższą dyspozycyjność. Pierwsza fala offshore (uruchomienia 2026-2028) umożliwi przypisanie porcji produkcji RFNBO dla hubów nadmorskich i - przy dostępności mocy przesyłowych - Police. Do 2035 r. rośnie rola

offshore (druga fala) i „dogęszczania” onshore w regionach dotąd słabiej zagospodarowanych. Horyzonty są zgodne z cyklami pozwoleń, dostaw oraz budowy wyprowadzeń mocy i stacji, które są kluczowym wąskim gardłem dla skokowego przyrostu OZE.

Tabela 20 Szacunki potencjału rozwoju OZE w głównych klastrach do 2030

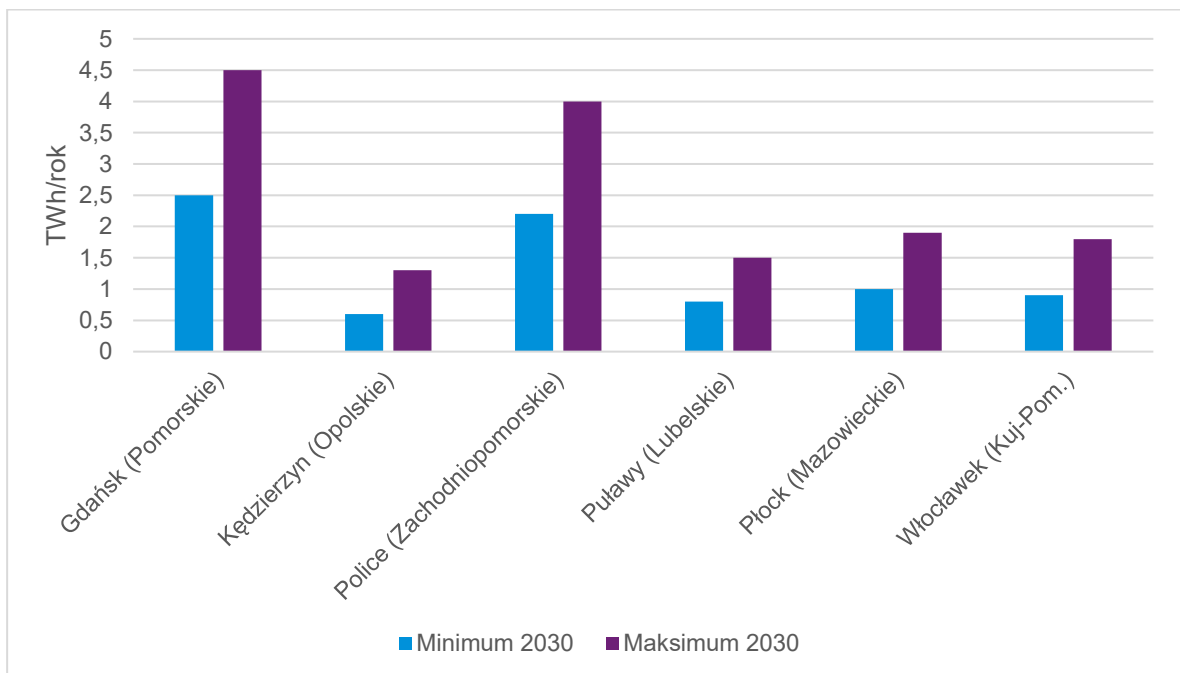
Police. W perspektywie krótkoterminowej największy potencjał dla zapewnienia energii kwalifikowalnej RFNBO ma kombinacja wiatru lądowego, fotowoltaiki oraz udziału w pierwszej fazie projektów offshore. Realistyczny portfel obejmujący około 0,4-0,7 GW mocy wiatrowej na lądzie, 0,15-0,25 GW PV i 0,2-0,4 GW z morskich farm wiatrowych (w formule cPPA) może dostarczać łącznie 2,2-4,0 TWh energii rocznie do 2030 r. Kluczowym ograniczeniem pozostaje przepustowość sieci w regionie Pomorza Zachodniego oraz tempo finalizacji długoterminowych kontraktów cPPA dla projektów offshore. Ryzyko to można częściowo ograniczyć poprzez rozwój linii bezpośrednich dla instalacji PV i wiatrowych w otoczeniu zakładu, co pozwala ominąć najbardziej obciążone węzły sieciowe. W ramach tego klastra priorytetem powinno być kontraktowanie źródeł o stabilnym, godzinowym profilu wiatrowym oraz kontraktów as-produced z morskich farm wiatrowych.

Puławy. Mimo słabszych zasobów wiatrowych, potencjał regionu jest równoważony przez szybki rozwój fotowoltaiki i możliwość uzupełniania jej źródłami onshore. Portfel obejmujący około 0,2-0,4 GW wiatru i 0,3-0,5 GW PV umożliwia generację 0,84-1,58 TWh rocznie. Przewagą lokalizacji jest dostępność terenów pod inwestycje PV, w tym przemysłowych i rolniczo marginalnych, oraz możliwość integracji projektów z sąsiednich województw w tej samej strefie cenowej. Ograniczeniem jest lokalna sieć 110 kV i konieczność etapowania przyłączeń, dlatego rekomenduje się realizację projektów w formie pakietów hybrydowych z jednym przyłączem. W celu zapewnienia godzinowej korelacji w okresach zimowych, brak generacji PV powinien być kompensowany energią z wiatru lądowego w promieniu 50-80 km

Włocławek. Dysponuje umiarkowanymi warunkami wiatrowymi, lecz znacznym potencjałem fotowoltaicznym, co sprzyja zrównoważonej generacji energii odnawialnej. Dla Włocławka portfel obejmujący 0,2-0,4 GW wiatru i 0,3-0,6 GW PV odpowiada produkcji 0,88-1,75 TWh/rok, natomiast dla Płocka analogiczny układ generuje 0,95-1,89 TWh/rok. Obie lokalizacje korzystają z dostępu do węzłów wysokiego napięcia, co ułatwia przyłączenia. Aby jednak zapewnić zgodność z zasadami godzinowej korelacji RFNBO, projekty powinny łączyć PV i wiatr w ramach wspólnych przyłączy hybrydowych. Przy kontraktacji energii zaleca się unikanie profili typu baseload, które nie spełnią wymogów kwalifikowalności RFNBO po 2030 r.

Kędzierzyn-Koźle. W krótkim okresie jest to klastery o najmniejszym potencjale, jednak możliwy do rozwoju w formule stabilnych pakietów PV+wiatr. Do 2030 r. portfel obejmujący 0,15-0,3 GW wiatru i 0,2-0,4 GW PV może dostarczać 0,62-1,24 TWh rocznie. Ograniczeniami są rozdrobniona struktura gruntów, uwarunkowania środowiskowe i ograniczona przepustowość sieci 110 kV. Szansą pozostaje repowering istniejących turbin, rozwój przyłączy hybrydowych oraz priorytetyzacja projektów powiązanych z RFNBO w kolejkach przyłączeniowych. W celu zapewnienia zgodności z wymogami godzinowej korelacji, projekty wiatrowe powinny być uruchamiane w pierwszej kolejności względem dużych farm fotowoltaicznych.

Wykres 43 Energia OZE kwalifikowalna RFNBO (TWh/rok), potencjał 2030

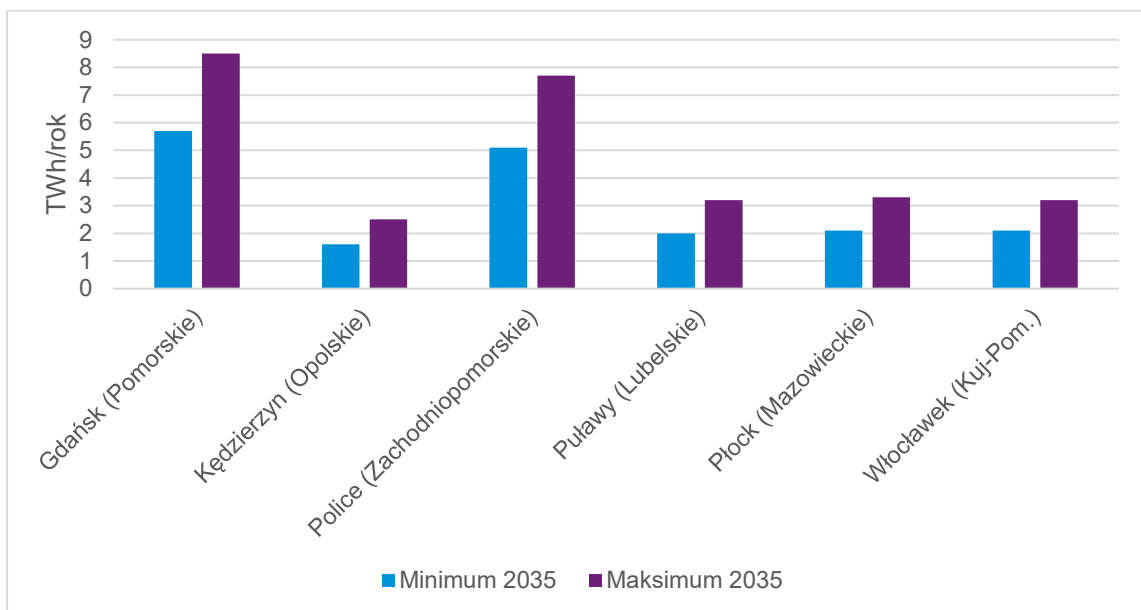


Notatka: Przedziały „min-max” oddają różnicę między wolniejszym a szybszym tempem przyłączeń i kontrakcji mocy.

Druga fala inwestycji w morską energetykę wiatrową oraz dogęszczanie projektów onshore znacząco zwiększą wolumen energii kwalifikowalnej RFNBO po 2030 roku. Do 2035 r. kluczowe klastry - Police i Gdańsk - mogą podwoić produkcję względem poziomów z 2030 r., korzystając z rosnącego udziału mocy offshore i nowych pakietów onshore. W regionach Puław i Włocławek wzrost oparty będzie głównie na fotowoltaice i stopniowej rozbudowie instalacji wiatrowych. Płock utrzyma stabilny trend dzięki

rozwojowi projektów hybrydowych, a Kędzierzyn-Koźle skorzysta z repoweringu i efektywniejszego wykorzystania istniejących przyłączy. Łącznie potencjał produkcji energii kwalifikowalnej szacuje się na 19-28 TWh rocznie do 2035 r. Realizacja tego scenariusza będzie jednak wymagać odblokowania mocy przyłączeniowych oraz zdolności kontraktowania profili godzinowych w nowych projektach wiatrowych i fotowoltaicznych.

Wykres 44 Energia OZE kwalifikowalna RFNBO (TWh/rok), potencjał 2035



Źródło: opracowanie własne.

Główne ograniczenia wzrostu wolumenów RFNBO wynikają z przepustowości sieci i konkurencji o profil godzinowy, a kluczowe dźwignie leżą po stronie infrastruktury i kontraktacji. Wąskie gardła dotyczą przede wszystkim ograniczonych mocy przyłączeniowych w stacjach GPZ oraz węzłach 400/220/110 kV, a także dużej liczby projektów „papierowych”, które blokują dostępne moce. Zamiast koncentrować się na średnich czasach wydawania pozwoleń, istotniejsze jest rozwiązywanie konkretnych barier sieciowych i przyłączeniowych. Najskuteczniejsze instrumenty obejmują: (i) linie bezpośrednie dla portfeli PV+wiatr w sąsiedztwie zakładów przemysłowych; (ii) przyłącza hybrydowe umożliwiające współdzielenie jednej mocy przyłączeniowej przez różne technologie; (iii) priorytetyzację projektów powiązanych z RFNBO w kolejkach przyłączeniowych; (iv) kontrakty cPPA as-produced z nowymi farmami, zwłaszcza offshore; oraz (v) repowering i dogęszczanie istniejących lokalizacji o gotowej infrastrukturze sieciowej.

Spełnienie wymogu godzinowej korelacji wymaga integracji technologii oraz elastyczności po stronie odbiorcy energii. W scenariuszu bazowym zakłada się, że

portfele OZE łączą generację z wiatru i fotowoltaiki, uzupełnianą magazynami energii, przy akceptacji częściowej redukcji produkcji. W praktyce minimalizacja niekwalifikowanych godzin odbywa się poprzez łączenie zimowego profilu wiatrowego z letnim profilem PV oraz kontraktowanie energii w modelu *as-produced*. Model przyjmuje elastyczną pracę elektrolizerów (pobór energii \leq generacja w danej godzinie), co maksymalizuje liczbę godzin kwalifikowalnych. W scenariuszach o wyższym współczynniku wykorzystania elektrolizerów konieczne będzie przewymiarowanie mocy OZE lub zastosowanie magazynów energii, co obniży wolumen energii dostępnej z danego portfela. Dywersyfikacja technologiczna zwiększa jednak pokrycie godzinowe i stabilność zasilania, poprawiając wykorzystanie mocy w kluczowych klastrach.

Do 2030 roku możliwe jest wytworzenie 8-15 TWh/rok energii OZE kwalifikowalnej RFNBO, a do 2035 roku - 19-28 TWh/rok, przy spełnieniu wymogów dodatkowości oraz korelacji czasowej i geograficznej. Potencjał ten obejmuje nowe moce OZE zlokalizowane lub zakontraktowane dla sześciu głównych hubów popytu - Polic, Gdańska, Puław, Włocławka, Płocka i Kędzierzyna-Koźła. Zakłada się elastyczny pobór energii przez elektrolizery (pobór \leq generacja w danej godzinie), dzięki czemu całość produkcji nowych instalacji może zostać zaliczona jako RFNBO. Ze względu na większy potencjał rozwoju wiatru w klastrach Polic oraz Włocławka/Płocka, te lokalizacje pozwolą na wyższą użycie mocy elektrolizerów w porównaniu z pozostałymi. Wyniki wskazują, że równoważenie struktury źródeł między PV a wiatrem stanowi kluczowy warunek efektywnego zwiększania wolumenów energii RFNBO w drugiej połowie dekady.

Należy jednak uwzględnić, że cały system elektroenergetyczny będzie konkurował o ograniczone zasoby energii odnawialnej, co może ograniczyć dostępność mocy dla sektora RFNBO. Przedstawione szacunki zakładają, że nowe inwestycje OZE będą w pełni dostępne dla przemysłowych odbiorców energii pod elektrolizery, podczas gdy w praktyce część z nich zostanie ukierunkowana na potrzeby systemu elektroenergetycznego. W warunkach niskiego udziału OZE w krajowym miksie energetycznym, operatorzy i inwestorzy będą priorytetyzować projekty wzmacniające bezpieczeństwo systemowe i bilans mocy. Oznacza to, że konkurencja o wolumeny energii z OZE między sektorem RFNBO a innymi odbiorcami - w tym systemem przesyłowym i odbiorcami komercyjnymi - może ograniczyć dostępne wolumeny dla produkcji wodoru. Dlatego przedstawiony potencjał należy traktować jako teoretyczny, wymagający komplementarnych działań w zakresie rozwoju krajowego miksu OZE i infrastruktury sieciowej.

8.4 Import i transport

8.4.1 Ograniczenia infrastruktury kolejowej

Transport kolejowy amoniaku stanowi kluczowy element infrastrukturalny w scenariuszach zakładających znaczący import wodoru w postaci amoniaku. Analiza logistyczna koncentruje się na ocenie zdolności przewozowych kolei i przepustowości portów obsługujących ładunki chemiczne. W scenariuszu wysokiego

udziału importu RFNBO konieczna będzie obsługa około 140 tys. ton wodoru, co odpowiada 780 tys. ton amoniaku rocznie kierowanych do zakładów w Policach, Włocławku (Anwil) i Puławach. Skala tego wolumenu wymaga weryfikacji, czy krajowa sieć kolejowa oraz portowa są w stanie zapewnić nieprzerwany i bezpieczny transport substancji niebezpiecznych przy utrzymaniu standardów bezpieczeństwa i efektywności operacyjnej.

Wariant importu przez port Gdańsk generuje umiarkowane obciążenie dla systemu kolejowego, ale ograniczenia infrastrukturalne portu mogą utrudnić dalsze zwiększanie przewozów. W tym scenariuszu transport amoniaku wymaga około 6 242 wagonów rocznie, co odpowiada 624,2 mln tonokilometrów w obie strony - równoważności 1,05% całkowitej pracy przewozowej kolei towarowych w Polsce. Wysokie wykorzystanie torów dojazdowych i manewrowych w rejonie Nabrzeża Chemików powoduje jednak, że możliwość obsługi większej liczby składów jest ograniczona. Operacje z cysternami powyżej 20 wagonów kolidują z ruchem intermodalnym i masowym, co w dłuższej perspektywie może wymagać inwestycji w dedykowaną infrastrukturę chemiczną o większej przepustowości.

Wariant importu przez port Police oznacza większe obciążenie sieci kolejowej, ale zapewnia bardziej równomierny rozkład dostaw pomiędzy zakładami chemicznymi. W tym scenariuszu przyjęto równy udział każdego zakładu w realizacji celu RFNBO (42% × 70% importu), co oznacza bardziej zrównoważony przepływ amoniaku między Police, Włocławkiem i Puławami. Łączna praca przewozowa sięga 794,5 mln tonokilometrów rocznie (obie strony), a liczba wagonów wynosi około 11 044. Odpowiada to 1,35% całkowitej pracy przewozowej kolei towarowych w kraju. Ze względu na dłuższe trasy i brak rozbudowanej bocznic kolejowej dostosowanej do przewozów amoniaku, port Police wymagałby znaczących inwestycji infrastrukturalnych, w tym rozbudowy torów zdawczo-odbiorczych oraz zwiększenia możliwości manewrowych.

Zapotrzebowanie na przewozy amoniaku wymaga odpowiedniego planowania ścieżek pociągowych i zdolności manewrowych w rejonach portowych oraz przyzakładowych. Dla składów przewożących substancje niebezpieczne (RID) o długości 20-24 wagonów oznacza to 600-900 pociągów rocznie z ładunkiem i 1 200-1 800 w obie strony, co przekłada się na średnie dobowe natężenie ruchu 3-5 pociągów. Choć w skali krajowej jest to wolumen ograniczony, koncentruje się on w newralgicznych punktach sieci kolejowej. Największe ograniczenia występują w rejonach portowych, gdzie tory dojazdowe i manewrowe pracują z wysokim stopniem wykorzystania, co wymaga planowania modernizacji w koordynacji z PKP PLK i operatorami terminali chemicznych.

Tabela 21 Wymagany zakres dostosowania głównych instalacji zużywających wodór w Polsce do odbioru RFNBO

Wariant portu	Założenie importowe	Liczba wagonów 55 ton (rok)	Tono-kilometry (obie strony - mln, rok)	Udział w przewozach z 2024	Wąskie gardła sieci kolejowej
---------------	---------------------	-----------------------------	---	----------------------------	-------------------------------

Police	Równy udział każdego zakładu (42% celu x 70% importu)	11044	794,5	1,35%	Brak rozbudowanej boczniczy kolejowej dostosowanej do przewozów na dużą skalę
Gdańsk			624,2	1,05%	Wysoka użycia infrastruktury w porcie ograniczająca możliwość dodatkowych kursów

Źródło: Analiza własna na podstawie danych Urzędu Transportu Kolejowego (UTK) oraz danych portów Police oraz Gdańsk.

Realizacja scenariuszy importowych będzie wymagała rozbudowy infrastruktury portowej i inwestycji w tabor dostosowany do przewozu amoniaku. W porcie Gdańsk brak jest obecnie dedykowanego terminalu chemicznego o dużej przepustowości, a istniejąca infrastruktura manewrowa nie pozwala na obsługę długich składów bez zakłócania ruchu intermodalnego. W Policach konieczna będzie budowa boczniczy kolejowej przystosowanej do przewozów amoniaku. Ograniczenia infrastruktury portowej zostaną dokładniej opisane w kolejnym podrozdziale.

Dodatkowym ograniczeniem w realizacji planów transportu amoniaku może być konieczność zakupu przez spółkę specjalistycznych zasobów kolejowych dostosowanych do przewozu tego surowca na dłuższe odległości. Transport amoniaku wymaga użycia cystern spełniających rygorystyczne normy bezpieczeństwa chemicznego, których dostępność na rynku jest ograniczona. Oznacza to, że spółka nie może w pełni polegać na istniejących zasobach operatorów logistycznych i będzie musiała rozważyć inwestycje we własny tabor. Tego rodzaju nakłady mają charakter kapitałochłonny i mogą istotnie wpłynąć na całkowity koszt projektu, szczególnie w kontekście planowanego transportu amoniaku z Polic do Puław oraz innych zakładów w południowej Polsce. Wymaga to przeprowadzenia dodatkowych analiz kosztowych, obejmujących zarówno zakup i utrzymanie wagonów, jak i potencjalne ograniczenia infrastrukturalne sieci kolejowej na trasie przewozu.

8.4.2 Ograniczenia infrastruktury portowej

Budowa zdolności importowych amoniaku w Polsce do 2030 r. stanowi duże przedsięwzięcie infrastrukturalne, które może jednak zasadniczo zwiększyć bezpieczeństwo surowcowe kraju. Obecnie Polska dysponuje tylko jednym terminalem amoniakalnym - w Policach - o ograniczonej skali technicznej. Osiągnięcie zdolności przeładunkowych rzędu 0,8 mln ton rocznie wymaga podwojenia lub potrojenia istniejących pojemności magazynowych i modernizacji infrastruktury portowej. Równolegle należałoby rozpocząć budowę nowego terminalu w Gdańsku, przystosowanego do obsługi dużych jednostek oceanicznych. Oba projekty łącznie oznaczają inwestycję o wartości od 1 do 1,3 mld zł i czas realizacji 5-6 lat. Wymagają one koordynacji kilku dużych podmiotów państwowych, dostępu do finansowania unijnego oraz sprawnego przeprowadzenia procedur środowiskowych i budowlanych -

co w praktyce stanowi jedno z największych wyzwań inwestycyjnych w polskim sektorze chemicznym tej dekady.

Polska infrastruktura amoniakalna jest obecnie niedostosowana do potencjalnego rosnącego znaczenia importu w strukturze dostaw surowca. Grupa Azoty w Policach, jedyny krajowy operator terminalu, posiada magazyny o łącznej pojemności ok. 20 tys. ton i nabrzeże obsługujące statki do 24 tys. DWT. W warunkach rosnących kosztów gazu ziemnego produkcja amoniaku w kraju stała się niestabilna, co skłoniło Azoty do rozpoczęcia dostaw morskich. Przy obecnych parametrach port może przyjąć ok. 0,3-0,4 mln ton rocznie, jednak zwiększenie wolumenu do 0,8 mln ton wymagałoby budowy dwóch dodatkowych zbiorników o pojemności 20-30 tys. ton każdy oraz modernizacji nabrzeża. To oznacza rozbudowę infrastruktury chłodzonej do -33°C, wyposażonej w systemy zabezpieczeń, rurociągi i nowe pompownie - inwestycję o szacunkowej wartości 400-600 mln zł.

Police mają przewagę w dostępności terenu i integracji z przemysłem, ale ograniczenia nawigacyjne wyznaczają górny pułap rozwoju. Pogłębienie toru do 12,5 m umożliwi obsługę statków średniej wielkości (ładunki do 30-40 tys. ton), lecz port kanałowy nie pozwoli na zawinięcia największych jednostek oceanicznych. Dalszy wzrost wolumenu powyżej 0,8-1 mln ton rocznie byłby nieefektywny bez kolejnego stanowiska przeładunkowego i dodatkowych bocznic kolejowych. Pomimo tego Police są jedyną lokalizacją w Polsce, w której istnieje pełna infrastruktura technologiczna, przeszkolona kadra i odbiorca końcowy - Grupa Azoty - co znacząco skraca czas wdrożenia. Realizacja etapowa mogłaby zapewnić gotowość operacyjną już w latach 2028-2029, co czyni Police naturalnym pierwszym filarem systemu importowego.

Wariant gdański stanowi szansę na stworzenie terminalu o charakterze strategicznym, ale jego realizacja wymaga skali i determinacji porównywalnej z budową Naftoportu. Port Gdańsk, dzięki głębokości ponad 15 m, jest jedynym miejscem w Polsce zdolnym do przyjęcia dużych gazowców z ładunkami 50-60 tys. ton amoniaku. Budowa terminalu od podstaw wymagałaby wykonania nabrzeża chemicznego, 2-3 zbiorników kriogenicznych po 20-30 tys. ton każdy, stacji kolejowej i systemu rurociągów - inwestycji rzędu 600-900 mln zł. Przy dobrej organizacji procesów przygotowawczych projekt mógłby ruszyć w 2027 r., a gotowość operacyjną osiągnąć w 2032 r. Jednak brak jednego wiodącego inwestora i konieczność koordynacji pomiędzy PERN, Orlenem i Grupą Azoty stanowią istotne ryzyko czasowe. W porównaniu z Policami, Gdańsk to projekt bardziej kapitałochłonny, ale dający znacznie większe możliwości długoterminowe.

Tabela 22 Możliwości infrastruktury portowej do przewozu amoniaku

Kryterium	Police (rozbudowa)	Gdańsk (nowy terminal)
Obecna infrastruktura	Istniejący terminal morski Grupy Azoty (Mijanka) - magazyny ok. 20 kt, wyładunek ok. 600 t/h.	Brak dedykowanego terminalu amoniaku (konieczność budowy). Planowane zlokalizowanie przy

	Obsługa statków do ~24 000 DWT (ok. 15-20 kt ładunku).	Naftoporcie - PERN deklaruje zainteresowanie dostawami amoniaku.
Głębokość podejściowa	~12,5 m (tor Szczecin-Police po modernizacji) - ogranicza wielkość statków (maks. ~30-40 kt amoniaku na statek).	>15 m (port głębokowodny) - możliwość obsługi większych gazowców oceanicznych (nawet 50-60 kt amoniaku na statek).
Docelowa pojemność magazynowa	Obecnie ~20 kt; planowane ~50-60 kt (dobudowa nowych zbiorników) - teren portu pozwala na taką rozbudowę.	Obecnie brak, rozważane >60 kt , potencjalnie do ~100 kt (przy budowie wielu zbiorników - dostępna przestrzeń w Porcie Północnym). Skalę można dostosować do potrzeb; brak istniejących ograniczeń poza kosztami.
Szacowana przepustowość	Po rozbudowie: do ok. 0,5-0,8 mln ton/rok (przy regularnych zawinięciach średnich statków 15-30 kt). Jeden stanowisko może ograniczać przeładunki powyżej ~0,8 Mt bez rozbudowy kolejnego.	>0,8 mln ton/rok , potencjalnie >1 mln ton/rok (większe jednorazowe dostawy dużymi statkami usprawniają obrót). Możliwość skalowania (dodanie drugiego stanowiska w przyszłości zwiększy przepustowość).
Dystrybucja lądowa	Bezpośrednie zużycie na miejscu (Zakłady Police) + nowe bocznic kolejowe do wysyłki do Puław, Kędzierzyna itp.	Głównie kolej - połączenie Port Płn. z siecią krajową umożliwi wysyłkę do odbiorców (Puławy, Anwil itd.). Możliwy też załadunek autocystern dla odbiorców bliżej portu. Brak lokalnego zużycia.
Szacunkowy koszt inwestycji	Minimum kilkaset milionów zł - np. budowa jednego zbiornika 15 kt to ok. 100 mln zł, więc 2-3 większe zbiorniki + infrastruktura mogą kosztować rzędu 300-500 mln zł. Modernizacja nabrzeża/nowe nabrzeże to dodatkowy koszt.	Minimum miliard zł - budowa od podstaw: nabrzeże głębokowodne, instalacje i 2 zbiorniki dużej pojemności. Brak gotowej infrastruktury.
Szacowany czas realizacji	~4-6 lat - rozbudowę można zrealizować etapami do ~2030 r., o ile prace koncepcyjne i projekt ruszą niebawem. Police już prowadzą prace przygotowawcze (studium CEF ukończone). Mniejsze obiekty	~6-8 lat - nowy terminal wymaga pełnego procesu (projekt, pozwolenia, budowa). Jeśli proces ruszy w 2026, operacyjność do 2035 jest realna, ale nie do 2030. Analogiczne projekty w Europie planują start w 2027 (Antwerpia), a w

	(zbiorniki) można budować równoległe z modernizacją portu.	Azji w 2027-2028, co wskazuje na wykonalność w ~6 lat.
Kluczowe zalety	<ul style="list-style-type: none"> - Bliskość głównego odbiorcy amoniaku (GA Police) - minimalizacja kosztów transportu lądowego dla istotnej części importu. - Istniejąca kadra i know-how w obsłudze amoniaku. - Rozległe tereny przemysłowe na rozbudowę (mniejszy konflikt z otoczeniem). - Projekt już na etapie koncepcji - krótsza ścieżka do realizacji. 	<ul style="list-style-type: none"> - Głębokowodny port - możliwość zawijania większych statków, co obniża koszty frachtu jednostkowego i zwiększa efektywność importu. - Skalowalność - więcej miejsca na dodatkowe zbiorniki, potencjalnie hub dla regionu (możliwość obsługi importu także dla sąsiadów). - Lepsza dostępność logistyczna do reszty kraju (Trójmiasto jest dużym węzłem transportowym, ułatwia dystrybucję na południe i wschód Polski).
Potencjalne ograniczenia	<ul style="list-style-type: none"> - Parametry nautyczne - nawet po pogłębieniu toru do 12,5 m, Police nie obsługują największych statków (możliwe ograniczenie efektywności przy bardzo dużych wolumenach). - Przepustowość jednego terminalu - przy rosnącym imporcie może się okazać konieczna kolejna rozbudowa lub drugi terminal (np. gdyby Polska importowała >1 Mt rocznie, Police mogą być na granicy wydolności). - Transport lądowy - zwiększony ruch kolejowy i drogowy przez Szczecin może wymagać inwestycji towarzyszących (wzmocnienie linii, taboru cystern, unikanie wąskich gardeł). 	<ul style="list-style-type: none"> - Brak dedykowanego odbiorcy na miejscu - cały import trzeba przeladować i wywieźć, co generuje dodatkowe koszty logistyczne. - Inwestycja od zera - konieczne pokonanie pełnej ścieżki formalnej; potencjalne ryzyko opóźnień w pozwoleniach i koordynacji (wiele podmiotów zaangażowanych - PERN, port, Orlen, Azoty). - Koszt początkowy - duża jednorazowa inwestycja infrastrukturalna bez istniejącej bazy (wymaga mocnego finansowania i uzasadnienia ekonomicznego na starcie).

Źródło: opracowanie własne na podstawie: decyzji i materiałów administracyjnych (MI/UM Szczecin - tor 12,5 m; CEF/INEA - projekt rozwoju portu Police), komunikatów i materiałów spółek oraz portów (Grupa Azoty - Police/Puławy, Port Morski Police - plan rozwoju, PERN - terminal chemiczny przy Naftoporcie w Gdańsku, Port of Gdańsk/Naftoport - parametry i plany).

Porównanie z największymi europejskimi terminalami pokazuje skalę wyzwania i potwierdza, że planowane moce są ambitne, lecz realne. Terminale w Sillamäe (110 tys. ton magazynów) i Yuzhny (120 tys. ton) obsługiwały przeładunki rządu 1-2 mln ton rocznie. Nowoczesne instalacje w Brunsbüttel (3 mln ton/rok) i projekty w Antwerpii planowane do 2030 r. (nawet 6-10 mln ton) wyznaczają europejskie standardy. W porównaniu z nimi Polska startuje z bardzo niskiej bazy - obecne 20 tys. ton pojemności to mniej niż 20% średniej czołowych portów. Oznacza to, że nawet po pełnej rozbudowie Police i uruchomieniu terminalu w Gdańsku Polska dopiero dogoni średni poziom infrastrukturalny Europy Północnej. Jednak osiągnięcie zdolności 0,8-1,0 mln ton rocznie

będzie wystarczające, by pokryć krajowy popyt importowy i zredukować zależność od produkcji gazowej.

Tabela 23 Przykłady europejskich inwestycji w terminale amoniaku

Antwerpia (Belgia): Terminal BASF posiada ok. 44 tys. ton pojemności (1 duży zbiornik). To dotychczasowy główny terminal w Antwerpii, wykorzystywany zarówno do importu, jak i produkcji na miejscu. Jednak Port Antwerp-Brugia planuje gigantyczny rozwój - do 2030 r. chce osiągnąć nawet 6-10 mln t/rok importu amoniaku jako nośnika wodoru. W tym celu konsorcja (Advario/Fluxys, Vopak i inne) zaplanowały ~600 000 m³ (ok. 0,5 mln ton) nowych pojemności do 2030. Antwerpia dąży do bycia globalnym hubem (wraz z instalacjami do krakingu amoniaku na wodór).

Brunsbüttel (Niemcy): Port w Brunsbüttel koło Hamburga to przykład konwersji istniejącego zakładu na hub importowy. W 2023 r. zmodyfikowano terminal amoniaku, ogłaszając zdolność importu do 3 mln ton rocznie. W praktyce opiera się to na istniejących zbiornikach (dwa zbiorniki ~17 tys. ton każdy - łącznie ok. 34 kt) oraz na odwróceniu przepływu w dotychczasowym systemie.

Sillamäe (Estonia): Niewielki estoński port nad Zatoką Fińską stał się znaczącym węzłem eksportu amoniaku z Rosji. Posiada dwa niezależne terminale: Baltic Chemical Terminal (~60 kt pojemności) i EuroChem Terminal (~50 kt), łącznie ok. 110 kt zdolności składowania. Sillamäe może obsługiwać duże masowce chemiczne (głębokość ~12-14 m). Roczne możliwości eksportu przekraczają 1 Mt/rok, choć zależą od dostaw z rosyjskich zakładów.

Źródło: opracowanie własne na podstawie informacji branżowych i prezentacji projektowych (Yara - Brunsbüttel „do 3 Mt/rok”, Port of Antwerp-Bruges + Advario & Fluxys - terminal NH₃ ~200 tys. m³/2027, BASF Antwerpia - pojemność zbiorników, OCI Europoort - 2×15 kt), opracowań o terminalach w regionie (Baltic Chemical Terminal i EuroChem Terminal Sillamäe - ~60 kt i ~50-60 kt; Odesa Port Plant/Yuzhny - ~120 kt), oraz publikacji dot. kosztów i stokażu w PL (zbiornik NH₃ 15 kt w Puławach ~108 mln zł, 2013-2014).

Zakładany wolumen 780 tys. ton rocznie stanowi istotne obciążenie operacyjne, które wymaga precyzyjnego planowania logistyki i rezerw mocy. Taki poziom odpowiada jednej dostawie średniego statku tygodniowo lub dużej jednostce raz na miesiąc. Przy pojedynczym terminalu margines bezpieczeństwa byłby niewielki - każdy przestój mógłby przerwać ciągłość dostaw. Dlatego budowa dwóch niezależnych lokalizacji ma znaczenie systemowe. Z punktu widzenia rynku nawozowego 0,78 Mt/rok odpowiada jednej czwartej krajowego zużycia amoniaku, co wpisuje się w trend zastępowania krajowej produkcji gazowej importem. Z kolei w perspektywie

transformacji energetycznej taka infrastruktura może stać się fundamentem przyszłego rynku „zielonego amoniaku” i wodoru w Europie Środkowej.

8.4.3 Ograniczenia techniczne zastąpienia importem amoniaku

Zakłady nawozowe w Polsce mogą zastąpić część amoniaku wytwarzanego lokalnie metodą SMR surowcem importowanym, jednak techniczne ograniczenia wewnątrzzakładowe wyznaczają górny pułap takiej substytucji. Procesy produkcji nawozów azotowych w Polsce są silnie zintegrowane z lokalną syntezą amoniaku, co ogranicza możliwość jego całkowitego zastąpienia surowcem z zewnątrz bez modyfikacji istniejących ciągów technologicznych. Kluczowe bariery wynikają z potrzeby ciągłego dostarczania CO₂ do instalacji mocznika oraz ograniczonej pojemności magazynowej amoniaku. Analiza przypadków Grupy Azoty i Anwilu wskazuje, że poziom substytucji możliwy do osiągnięcia bez przebudowy technologii waha się od 30-40% w zakładach z produkcją mocznika do nawet 100% w zakładach opartych wyłącznie na nawozach saletrzanych.

W zakładach zintegrowanych z produkcją mocznika największym ograniczeniem technicznym dla pełnej substytucji amoniaku importem jest brak alternatywnego źródła CO₂. Proces produkcji mocznika wymaga dwutlenku węgla w ilości około 0,73 tony na tonę produktu, który obecnie pochodzi z instalacji SMR⁴⁷. W przypadku całkowitego przejścia na amoniak z importu, zakład traci to źródło CO₂, co skutkuje niemożnością kontynuowania syntezy mocznika bez kosztownej instalacji CCU lub alternatywnego dostawcy CO₂. W rezultacie pełna substytucja amoniaku w takich zakładach możliwa jest dopiero po wdrożeniu nowych źródeł dwutlenku węgla, co wykracza poza zakres prostych adaptacji technologicznych.

W zakładach pozbawionych instalacji mocznika możliwe jest pełne zastąpienie lokalnej produkcji amoniaku surowcem z zewnątrz bez modyfikacji procesów technologicznych. W tych przypadkach amoniak wykorzystywany jest wyłącznie do produkcji kwasu azotowego i nawozów saletrzanych, których procesy nie wymagają CO₂ ani bezpośredniego powiązania z instalacjami SMR. Przykład Anwilu pokazuje, że całość amoniaku może być dostarczana z zewnątrz, pod warunkiem zapewnienia odpowiednich warunków logistycznych i infrastruktury magazynowej. Wewnętrzne systemy produkcyjne nie wymagają w takim przypadku żadnej przebudowy, a jedynie operacyjnych modyfikacji w układzie zasilania.

Infrastruktura magazynowa i systemy dystrybucji amoniaku w zakładach stanowią istotne ograniczenie w zwiększaniu udziału importu. Aktualnie dostępna pojemność magazynowa, szacowana na ok. 50 tys. ton w Grupie Azoty, ogranicza zdolność buforowania dostaw i równomiernego zasilania instalacji produkcyjnych. Brak wystarczającej powierzchni magazynowej i ograniczona przepustowość pomp i rurociągów mogą uniemożliwić dalszy wzrost udziału amoniaku importowanego. W praktyce możliwa substytucja ogranicza się do poziomu, który można bezpiecznie i

⁴⁷ https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2023/03/2023.03_H2Europe_Clean_Ammonia_Report_DIGITAL_FINAL.pdf#:~:text=an%20alternative%2C%20nitrate%20fertilisers%20do,its%20own%20challenges%20%E2%80%93%20mostly

stabilnie obsłużyć istniejącą infrastrukturą, bez zakłócania ciągłości pracy instalacji nawozowych.

Produkcja kwasu azotowego i nawozów saletrzanych może być w całości oparta na amoniaku z importu bez zmian technologicznych w ciągach produkcyjnych.

Proces Ostwalda, w którym amoniak utleniany jest do kwasu azotowego, nie wymaga CO₂ i jest kompatybilny ze standardowym amoniakiem technicznym, zarówno z lokalnej produkcji, jak i z importu. Jedynym warunkiem jest zapewnienie odpowiedniego ciśnienia, temperatury i stabilności zasilania. Przełączenie zasilania instalacji z pętli Habera-Boscha na amoniak magazynowany wymaga jedynie zmian operacyjnych, takich jak dostosowanie systemów pomp, zaworów i automatyki, bez konieczności ingerencji w reaktory czy układy absorpcyjne.

Stopień substytucji amoniaku importem w zakładach z produkcją mocznika wynika głównie z konieczności zachowania bilansu CO₂, a nie ograniczeń technologicznych instalacji samego amoniaku. Zakłady te mogą ograniczyć własną produkcję do poziomu pokrywającego zapotrzebowanie na CO₂, a resztę amoniaku pozyskiwać z zewnątrz. W praktyce oznacza to możliwość redukcji produkcji NH₃ o ok. 30-40% bez ryzyka niedoboru dwutlenku węgla i bez konieczności budowy instalacji jego wychwytu. Dalsza substytucja wymagałaby zapewnienia zewnętrznego źródła CO₂ lub rezygnacji z produkcji mocznika, co pociąga za sobą szersze konsekwencje technologiczne i rynkowe.

W zakładach chemicznych poza instalacjami amoniaku import wodoru jest istotnie ograniczony. Wykorzystanie amoniaku jako nośnika wodoru wiąże się z koniecznością głębszych modyfikacji, zwłaszcza w zakładach dotąd niepracujących z NH₃, choć odpowiadają one za zaledwie 1% krajowego zużycia. Amoniak ma dużą gęstość energii i istniejącą infrastrukturę transportową, co czyni go atrakcyjnym medium do magazynowania i importu wodoru. Jednak aby skorzystać z zielonego amoniaku (RFNBO) w miejscu odbioru, instalacje muszą być zdolne do rozkładu NH₃ na wodór. Wymaga to budowy *krakingu amoniaku*, osobnej jednostki procesowej, w której w wysokiej temperaturze i z udziałem katalizatora następuje rozkład $2\text{NH}_3 \rightarrow 3\text{H}_2 + \text{N}_2$. Zakłady chemiczne i rafinerie nieposiadające wcześniej obiektów do obsługi amoniaku muszą również wybudować infrastrukturę przeładunkowo-magazynową: zbiorniki amoniaku (chłodzone lub ciśnieniowe), instalacje do jego rozprężania i podgrzewania przed reakcją, a także systemy neutralizacji i odzysku azotu po procesie. Ponadto konieczna jest sekcja oczyszczania uzyskanego wodoru, gaz po krakingu zawiera azot i śladowe ilości NH₃, które należy usunąć, by wodór osiągnął wysoką czystość procesową.

8.5 Wykonalność wariantów realizacji celu

Wykonalność krajowych scenariuszy wodorowych do 2030 r. zależy od czterech głównych czynników: zdolności modernizacyjnych instalacji przemysłowych, tempa rozwoju elektrolizerów, dostępności kwalifikowalnych źródeł OZE oraz przepustowości infrastruktury importowej. Analiza wskazuje, że bariery po stronie odbiorców

przemysłowych mają charakter ograniczony - kluczowe wyzwania dotyczą mocy elektrolizerów oraz logistyki importu amoniaku. W realistycznych warunkach Polska może osiągnąć ok. 1 GW mocy elektrolizerów do 2030 r. i ok. 2 GW do 2035 r., przy dostępnych 8-15 TWh/rok energii odnawialnej kwalifikowalnej do statusu RFNBO. Po stronie importu punktem ciężkości pozostają Police, zdolne do obsługi 0,3-0,5 mln ton amoniaku rocznie (a w wariancie optymistycznym do 0,8 mln ton). Terminal w Gdańsku, jako projekt greenfield, może stać się operacyjny dopiero w latach 30 r.

Tabela 24 Porównanie kluczowych potencjalnych ograniczeń realizacji celu

Obszar	2030 - bazowy	2030 optymistyczny	2035 - realny
Instalacje odbiorcze	7-10% zużycia RFNBO bez modyfikacji instalacji, z kilkumiliardowe inwestycje +2030		
Elektrolizery	0,5 - 1,0 GW	1,5 GW	2,0 GW
Energia OZE RFNBO	8-15 TWh/rok	-	19-28 TWh/rok
Import NH ₃ - Police	0,3-0,5 Mt/rok	0,8 Mt/rok	≥ 0,8 Mt/rok
Import NH ₃ - Gdańsk	-	-	realny od >2030 r.
Infrastruktura kolejowa	Brak ograniczeń poza infrastrukturą portową		

Źródło: Opracowanie własne

Modernizacja instalacji odbiorczych stanowi obecnie główną jedną z głównych barier dla osiągnięcia celu 42% RFNBO do 2030 r. Obecne zakłady chemiczne i nawozowe mogą technicznie włączyć do 10% zielonego wodoru bez modyfikacji bilansu procesowego, natomiast przekroczenie tego progu wymaga głębokiej przebudowy instalacji amoniaku i mocznika - w tym budowy nowych źródeł pary, jednostek separacji powietrza (ASU) i systemów uzupełniania CO₂. Zakres tych zmian, czas realizacji (3-4 lata) i wysokie nakłady inwestycyjne (0,5-2 mld zł na zakład) sprawiają, że pełna integracja RFNBO na poziomie 42% jest niemożliwa do osiągnięcia w horyzoncie 2030 r. Realistyczny scenariusz zakłada stopniowe zwiększanie udziału RFNBO - do 5-10% w 2030 r., z dalszym wzrostem po 2035 r., po zakończeniu głównych modernizacji infrastrukturalnych.

Kolejnym ograniczeniem w horyzoncie 2030 r. są moce elektrolizerów. Zgodnie z aktualnym tempem inwestycyjnym i wąskimi gardłami łańcucha dostaw, realne jest osiągnięcie około 1 GW mocy do 2030 r. i 2 GW do 2035 r., natomiast wariant 1,5 GW do 2030 r. wymagałby bardzo szybkiej mobilizacji kapitału i wykonawców. Czas realizacji dużych projektów (10-100 MW) przekracza zazwyczaj 4-5 lat, a brak krajowych producentów stosów i sprężarek wydłuża cykl dostaw. Oznacza to, że scenariusze wymagające ponad 1,5 GW - jak pełna krajowa produkcja RFNBO - są nierealistyczne w obecnym horyzoncie czasowym. Ograniczenie to ma charakter strukturalny i nie może być zniwelowane krótkoterminowymi działaniami administracyjnymi, co czyni moce elektrolizerów głównym determinantem tempa dekarbonizacji przemysłu.

Dostępność energii z OZE kwalifikowalnej jako RFNBO stanowi kolejne istotne ograniczenie dla produkcji krajowego wodoru. Do 2030 r. Polska może realnie zapewnić 8-15 TWh/rok energii z nowych źródeł odnawialnych, które spełniają wymogi dodatkowości i korelacji geograficzno-czasowej. W praktyce oznacza to, że portfele OZE

muszą łączyć fotowoltaikę i wiatr lądowy, a w regionach nadmorskich - także pierwszą falę projektów offshore. Taki miks poprawia profil godzinowy i minimalizuje straty kwalifikowalnych MWh. Warianty o niższym zapotrzebowaniu na krajowy wodór (np. z częściowym importem) są więc łatwiejsze do zbilansowania w ramach wymogów RED III, podczas gdy pełna krajowa produkcja wymagałaby znacznego przeskalowania mocy OZE lub zastosowania magazynów energii.

W scenariuszach importowych głównym ograniczeniem jest przepustowość terminalu w Policach, który stanowi jedyny realny punkt wejścia dla amoniaku RFNBO do 2030 r. Po rozbudowie magazynów i bocznicy terminal może obsłużyć 0,3-0,5 mln ton amoniaku rocznie, a przy bardzo sprawnej realizacji inwestycji - do 0,8 mln ton. Przekroczenie tego poziomu wymagałoby uruchomienia drugiej lokalizacji w Gdańsku, co jednak nastąpi najwcześniej w latach trzydziestych. Scenariusze, które mieszczą się w tych widelkach, można uznać za logistycznie wykonalne, natomiast warianty przekraczające 0,8 mln ton rocznie niosą wysokie ryzyko operacyjne związane z ruchem kolejowym i brakiem rezerwowej infrastruktury portowej. Dlatego elementem warunkującym sukces strategii importowej jest terminowe zwiększenie przepustowości Polic i zabezpieczenie ścieżek kolejowych do odbiorców w głębi kraju.

Analiza techniczno-ekonomiczna pokazuje, że najbardziej zrównoważonym i realistycznym wariantem do 2030 r. są Scenariusze 5 i 6, łączące wyłączenia z motywu 63 z częściowym importem RFNBO do Polic; w zakresie wykonalności mieści się również Scenariusz 3 z dominacją importu. Scenariusz 5 wymaga 675 MW mocy elektrolizerów i ok. 0,53 mln ton importowanego amoniaku rocznie, co mieści się w krajowych możliwościach zarówno po stronie produkcji, jak i infrastruktury portowej. Scenariusz 6, zakładający szersze wykorzystanie wyłączeń, jest jeszcze mniej kapitałochłonny (493 MW elektrolizerów, 39 kt RFNBO krajowego) i może pełnić funkcję wariantu przejściowego w drodze do pełnej transformacji po 2030 r. Scenariusz 2 (produkcja krajowa z częściowym importem) jest możliwy do wykonania jedynie przy 1,2 GW mocy elektrolizerów, co wymaga niewykonalnie szybkiej mobilizacji inwestycyjnej i wysoce kosztownej modernizacyjnej w zakładach chemicznych. Scenariusz 3 („import-first”) zależy od pełnego wykorzystania przepustowości terminalu w Policach (0,8 mln t NH₃/rok) i rozbudowy infrastruktury kolejowej, co czyni go warunkowo możliwym. Scenariusze 1 i 2, zakładające odpowiednio 1,7 GW i 1,2 GW mocy elektrolizerów, przekraczają realistyczny próg inwestycyjny i mogą być osiągalne dopiero po 2030 r., wraz z zakończeniem kluczowych modernizacji infrastrukturalnych i wzrostem podaży OZE spełniającego wymogi addytywności i korelacji czasowej RFNBO.

Tabela 25 Porównanie wykonalności poszczególnych scenariuszy

Wskaźnik / kryterium	Próg wykonalności (2030)	Scenariusz 1 Pełna produkcja krajowa	Scenariusz 2 Produkcja krajowa z częściowym importem	Scenariusz 3 Import-first	Scenariusz 4 Wyłączenia 50%, bez importu	Scenariusz 5 Wyłączenia 50% + import	Scenariusz 6 Wyłączenia 90%

Moc elektrolizerów [GW]	1,0 (realny) / 1,5 (optymistyczny)	1,7 - powyżej zakresu wykonalności	1,2 - powyżej zakresu wykonalności	0,5 - w zakresie realnym	0,95 - na górnej granicy realnego zakresu	0,4 - w zakresie realnym	0,3 - w zakresie realnym
Energia OZE kwalifikowalna RFNBO [TWh/rok]	8-15 (realny)	10,3 - w zakresie realnym, ale wymaga pełnej dedykacji nowych mocy	7,2 - w zakresie realnym	3,1 - w zakresie realnym	5,6 - w zakresie realnym	2,5 - w zakresie realnym	1,8 - w zakresie realnym
Import NH₃ [Mt/rok]	Police 0,3-0,5 (realny) / 0,8 (optymistyczny)	0,00 - nie dotyczy	0,06 - w zakresie realnym	0,136 - na granicy 0,8 Mt (wymaga pełnej przepustowości)	0,00 - nie dotyczy	0,53 - w zakresie realnym	0,39 - w zakresie realnym
Przepustowość terminalu Police	do 0,5 Mt (realnie) / 0,8 Mt (optymistycznie)	nie dotyczy	zgodna z możliwościami terminalu (0,3-0,5 Mt)	wymaga pełnego wykorzystania 0,8 Mt i braku opóźnień logistycznych	nie dotyczy	zgodna z możliwościami terminalu (0,3-0,5 Mt)	nie dotyczy
Modernizacje instalacji odbiorczych	ok. 10% udział RFNBO bez przebudowy / powyżej 10% wymaga głębokiej modernizacji (ASU, para, CO ₂)	wymaga kompleksowej przebudowy instalacji NH ₃ -mocznik	wymaga przebudowy częściowej (ASU, para)	możliwe w ramach obecnej infrastruktury (import NH ₃)	wymaga częściowej modernizacji i integracji RFNBO w ograniczonej skali	możliwe w ramach postojów remontowych (≤10%)	możliwe w ramach postojów remontowych (≤10%)
Zgodność z programami mocy i OZE	-	poza zakresem realnym (> 1,5 GW)	zgodna tylko w wariacie optymistycznym	w pełni zgodna	zgodna tylko w wariacie optymistycznym	w pełni zgodna	w pełni zgodna
Ocena logistyczna (import)	-	nie dotyczy	umiarkowane ryzyko, wymaga rozbudowy Police	wysokie ryzyko - brak redundancji portowej	nie dotyczy	umiarkowane ryzyko, możliwe do zarządzenia	umiarkowane ryzyko, możliwe do zarządzenia

Ocena ogólna wykonalności (2030)	-	Niewykonalny przy realnych parametrach technicznych i barierach modernizacyjnych	Niewykonalny przy realnych parametrach technicznych i barierach modernizacyjnych	Wykonalny warunkowo - ograniczony przepustowością Police	Wykonalny częściowo - zależny od modernizacji >10%	Wykonalny w zakresie realnym dla 2030 r.	Najbardziej realistyczny wariant w horyzoncie 2030 r.
----------------------------------	---	--	--	--	--	--	---

Źródło: Opracowanie własne

Implikacje dla polityki publicznej koncentrują się na skorzystaniu z możliwych wyłączeń w ramach Motywu 63, budowie mocy elektrolizerów, zwiększeniu przepustowości terminalu w Policach oraz zapewnieniu stabilnych warunków dla rozwoju OZE kwalifikowalnych jako RFNBO. Działania priorytetowe powinny obejmować przyspieszenie procesów przyłączeniowych i wprowadzenie kontraktów różnicowych na energię z OZE o profilu „as produced”, a także wsparcie inwestycji w infrastrukturę importową. Włączenie projektów RFNBO do priorytetowych kolejek przyłączeniowych i objęcie ich preferencyjnym traktowaniem administracyjnym może znacząco poprawić tempo realizacji. W dłuższym okresie, budowa terminalu w Gdańsku i dalszy rozwój mocy elektrolizerów do poziomu 2 GW pozwolą na osiągnięcie pełnej zgodności z celami RED III w 2035 r.

9 Wpływ gospodarczy

W niniejszym rozdziale przedstawione zostaną wyniki modelowania ekonomicznego, obejmujące szacowanie wpływu wdrożenia RFNBO na polską gospodarkę - w szczególności na PKB oraz rynek pracy. Analizy te zostaną wykonane dla scenariuszy 3, 5 oraz 6, które zostały wcześniej wskazane jako wykonalne w przeprowadzonej analizie wykonalności. Podejście to pozwoli na ocenę potencjalnych korzyści oraz wyzwań związanych z realizacją najbardziej realistycznych wariantów rozwoju sektora RFNBO w horyzoncie średnio- i długoterminowym.

Tabela 26 Scenariusz zerowy - deindustrializacja jako ścieżka realizacji celów RFNBO

Przed przystąpieniem do szczegółowej analizy ekonomicznej scenariuszy wykonalnych należy odnieść się do wariantu, który nie jest rozpatrywany jako pełny scenariusz, jednak stanowi teoretycznie alternatywną ścieżkę osiągnięcia zgodności z celami RED III. Mowa o wariantcie, w którym cel przestaje być problemem nie dlatego, że zostaje osiągnięty, lecz dlatego, że znika baza przemysłowa, której ten cel dotyczy.

Mechanizm niniejszego wariantu obejmuje sytuację zmniejszenia produkcji krajowego przemysłu chemicznego, przede wszystkim producenci amoniaku i nawozów azotowych tacy jak Grupa Azoty czy Anwil, z powodu narastającej presji konkurencyjnej wynikającej z wysokich cen gazu, rosnących kosztów uprawnień emisyjnych oraz wymogów regulacyjnych RED III. W sytuacji głębokiej redukcji wolumenu wodoru szarego zużywanego w Polsce spadnie proporcjonalnie do skali ograniczenia lub likwidacji produkcji. W skrajnym przypadku całkowitego zamknięcia krajowych instalacji amoniakalnych cel RFNBO w przemyśle staje się istotnie prostszy do osiągnięcia. Dzieje się tak nie dlatego, że Polska wytworzy wymagany wolumen zielonego wodoru, lecz dlatego, że mianownik ułamka obliczania celu, czyli całkowite zużycie wodoru w przemyśle, zbliżył się do zera.

Taki scenariusz jest teoretycznie możliwy do wystąpienia. Jednocześnie jest on najbardziej pesymistyczny z punktu widzenia polskiej gospodarki. Jego konsekwencje obejmują kilka wymiarów:

- Utrata 15-25 tysięcy miejsc pracy bezpośrednio w przemyśle nawozowym oraz wielokrotnie więcej w całym łańcuchu dostaw obejmującym logistykę, usługi oraz dostawców surowców.
- Trwała likwidacja strategicznej bazy przemysłowej. Polska stałaby się importerem netto nawozów azotowych, co stanowiłoby odwrócenie historycznej pozycji kraju jako jednego z czołowych europejskich producentów.
- Pełne uzależnienie bezpieczeństwa żywnościowego od importu. Nawozy azotowe są kluczowym nakładem w produkcji rolnej, a ich dostępność i cena bezpośrednio wpływają na koszty produkcji żywności.

- Spełnienie wymogów regulacji. Formalnie Polska mogłaby wykazać zgodność z celami RED III, podczas gdy rzeczywisty efekt środowiskowy byłby wątpliwy, ponieważ emisje zostałyby jedynie przeniesione do krajów trzecich w ramach zjawiska określanego jako carbon leakage.

Z perspektywy modelowania ekonomicznego scenariusz deindustrializacji generowałby ujemne efekty rzędu 3 do 5 mld PLN wartości dodanej brutto rocznie oraz utratę kilkudziesięciu tysięcy miejsc pracy w ujęciu pełnych efektów mnożnikowych obejmujących zarówno typ I, jak i typ II. Skala ta wielokrotnie przewyższa negatywne efekty pośrednie identyfikowane w scenariuszach importowych, gdzie straty w sektorze chemicznym wynikają z częściowego zastąpienia krajowej produkcji importem RFNBO, a nie z całkowitej likwidacji mocy wytwórczych.

Niniejszy raport świadomie nie rozwija tego wariantu jako pełnego scenariusza analitycznego, uznając go za sprzeczny z celami polityki przemysłowej i energetycznej państwa. Niemniej jego techniczna wykonalność powinna stanowić przestrożę. Brak aktywnej polityki wsparcia transformacji sektora chemicznego w kierunku RFNBO może prowadzić do realizacji tego scenariusza nie jako świadomego wyboru, lecz jako nieintendowanej konsekwencji zaniechania. Dlatego też w dalszej części analizy koncentrujemy się na scenariuszach, które zakładają przetrwanie i transformację krajowego przemysłu, a nie jego likwidację.

W dalszej części rozdziału przedstawiono wyniki modelowania ekonomicznego dla trzech scenariuszy uznanych za wykonalne w horyzoncie 2030 roku. Dla każdego z nich oszacowano wpływ na PKB oraz zatrudnienie w podziale na efekty bezpośrednie i pośrednie, z wykorzystaniem modelu przepływów międzygałęziowych. Wyniki pozwalają na porównanie konsekwencji makroekonomicznych poszczególnych ścieżek realizacji celów RED III oraz identyfikację sektorów, które w największym stopniu odczuwają skutki transformacji w kierunku RFNBO.

9.1 PKB i rynek pracy

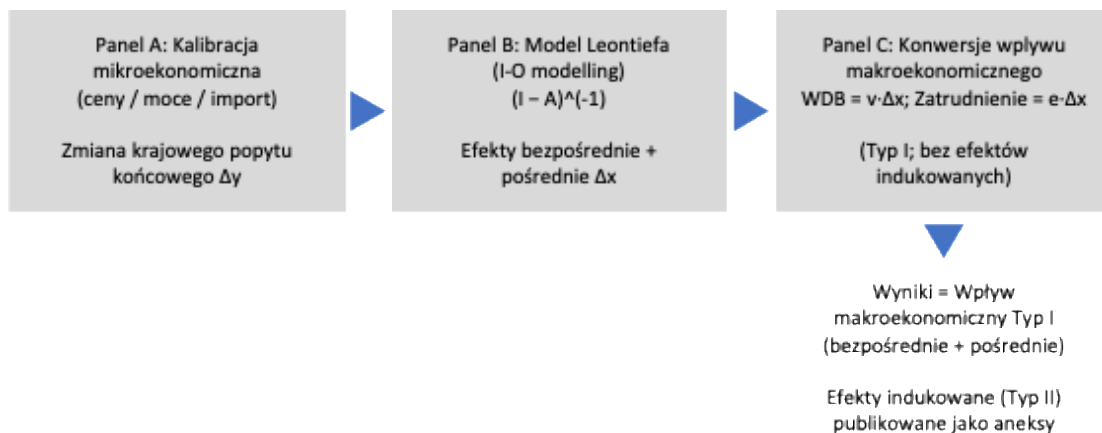
9.1.1 Modelowanie Ekonomiczne

Wykorzystujemy standardowy model Leontiefa bazujący na tablicach przepływów międzygałęziowych (I-O) do oszacowania wpływu wdrożenia RFNBO w polskiej gospodarce na PKB oraz zatrudnienie. Efekty typu I obejmują bezpośrednią reakcję sektora poddanego szokowi popytowemu oraz pośrednią reakcję w jego łańcuchu dostaw; celowo nie uwzględniamy pętli konsumpcji indukowanej (typ II). Taki wybór akcentuje przemysłowe kanały transmisji, które mają największe znaczenie w kontekście

RFNBO. Podejście to jest powszechnie stosowane w pracach politycznych w Europie: Wspólne Centrum Badawcze (JRC) Komisji Europejskiej używa narzędzi opartych na I-O (np. RHOMOLO IO; rachunki pochodne FIGARO) do oceny wstrząsów politycznych i programów infrastrukturalnych, co potwierdza polityczną relewantność i akceptowalność naszej konfiguracji.

Wszystkie wyniki opierają się na najnowszych symetrycznych tablicach input-output GUS (2020), zagregowanych do 76 grup istotnych z perspektywy polityk publicznych. Korzystamy z krajowej publikacji I-O w cenach bazowych (wydanie z czerwca 2024 r. dla roku odniesienia 2020), uzupełnionej powiązaniem układem podaży i wykorzystania (SUT). Szczegółowe klasyfikacje GUS mapujemy do schematu 76 sektorów zbieżnego z NACE Rev. 2, aby pogodzić szczegółowość z czytelnością i dopasować strukturę sektorową używaną w modułach mikro. Zastosowanie wariantu „domestic use” (wykorzystanie krajowe) zapewnia, że mnożniki odzwierciedlają polskie łańcuchy wartości. Agregacja podaży za konwencjami SUIOT Eurostatu, dzięki czemu wyniki pozostają porównywalne z praktyką UE.

Rysunek 1 Schemat koncepcyjny mechanizmu szacowania efektów makroekonomicznych w modelu Input-Output



Notatka: Wyniki główne obejmują jedynie efekty typu I; efekty indukowane przedstawiono w aneksach scenariuszowych.

Źródło: opracowanie własne na podstawie tablic I-O GUS 2020 oraz odniesień metodologicznych KE/JRC.

Współczynniki techniczne i odwrotność Leontiefa przekładają scenariuszowe szoki popytowe na zmiany produkcji we wszystkich sektorach gospodarki. Współczynnik nakładowy a_{ij} mierzy nakład z sektora i potrzebny do wytworzenia jednostki produkcji w sektorze j . Wektor popytu zawiera zarówno szoki ujemne (np. ograniczenie produkcji amoniaku), jak i dodatnie (np. budowa elektrolizerów), wynikające z poprzedzającego modelowania mikro. Przy standardowym założeniu analizy porównawczo-statycznej traktujemy technologie z 2020 r. jako stałe w scenariuszu centralnym i badamy niewielkie zmiany produktywności w analizie wrażliwości. Łączne odpowiedzi produkcji obliczamy jako $\Delta x = (I - A)^{-1} \Delta y$, a następnie

przeliczamy je na PKB i zatrudnienie (kolejne akapity). Postępowanie to jest zgodne z międzynarodowymi wytycznymi statystycznymi dla analiz SUT/I-O.

Zmiany produkcji przeliczamy na PKB (wartość dodana brutto) i zatrudnienie z użyciem sektorowych intensywności obliczonych z rachunków narodowych.

Współczynniki wartości dodanej wyznaczamy jako relację wartości dodanej brutto do produkcji globalnej w sektorach wg danych GUS i mapujemy do schematu 76 sektorów. Intensywności zatrudnienia (miejsca pracy na jednostkę produkcji) opierają się na oficjalnych statystykach zatrudnienia i badaniach przedsiębiorstw, spójnych z sumami w rachunkach narodowych. Zróżnicowanie jest duże — usługi wiedzochłonne mają wysokie udziały wartości dodanej, lecz niskie intensywności zatrudnienia, natomiast budownictwo odwrotnie — dlatego stosujemy współczynniki sektorowe, a nie średnie dla całej gospodarki. Taka konwersja pozwala tworzyć miary polityczne spójne z celami sprawiedliwej transformacji i konkurencyjności. Metodologicznie procedura ta nawiązuje do ugruntowanej praktyki szacowania skutków zatrudnieniowych w zastosowaniach I-O.

Tabela 27 Statystyki opisowe kluczowych parametrów modelu wg grup sektorów

Sektor	Wartość dodana / produkcja	Miejsca pracy na 10 mln PLN produkcji	Zawartość krajowa łańcucha dostaw	Mnożnik efektów Typu I
Chemikalia podstawowe (w tym amoniak) PKWiU 20	26.2%	11	57.0%	1.67
Rafinerie ropy PKWiU 19	13.1%	3	31.3%	1.36
Żelazo i stal PKWiU 24	25.9%	12	57.3%	1.71
Budownictwo PKWiU 41-43	35.7%	12	76.8%	2.00
Logistyka i porty PKWiU 49, 50-53	39.3%	116	80.3%	1.81
Usługi biznesowe i inżynieryjne PKWiU 69-75	56.6%	22	87.1%	1.62

Notatki: „Wartość dodana/produkcja” to GVA podzielona przez produkcję globalną z symetrycznej tablicy I-O w cenach bazowych (wariant krajowy). Agregacja do grup jest ważona produkcją.

„Miejsca pracy na 10 mln PLN produkcji” to ekwiwalenty etatów, wyliczone przez podzielenie sektorowych wynagrodzeń pracowników (I-O, wiersz „Wynagrodzenia pracowników”) przez przeciętne wynagrodzenie roczne w 2025 r. (106 265,46 PLN = 8 855,46 PLN/mies. × 12) i znormalizowane względem produkcji sektora. Te przybliżenia zachowują międzysektorowe różnice wynikające z udziałów płac w tablicach I-O, ale nie odzwierciedlają sektorowych

poziomów płac. „Zawartość krajowa” to $1 - \sum_i m_{ij}$, tj. jeden minus pełna intensywność importu na jednostkę popytu finalnego w sektorze j , następnie zagregowana z wagami produkcji.

Mnożnik produkcji typu I dla sektora/grupy j to $\sum_i L_{ij}$ (suma kolumnowa odwrotności Leontiefa). Wartości dla grup to średnie ważone produkcją.

Efekty konsumpcji indukowanej traktujemy jako wpływ drugiego rzędu i raportujemy je osobno dla każdego scenariusza; rdzeń analizy opiera się na **wynikach typu I**. Tam, gdzie to zasadne, oszacowujemy efekty indukowane, łącząc sektorowe udziały płac z krańcową skłonnością do konsumpcji dla całej gospodarki, a wydatki gospodarstw domowych alokujemy zgodnie ze strukturą konsumpcji w tablicy wykorzystania. Wyniki indukowane prezentujemy przejrzysto na końcu każdego scenariusza i utrzymujemy je oddzielnie od rdzenia typu I, aby nie zawyżać łącznych efektów. Takie priorytety odzwierciedlają powszechną praktykę KE/JRC w krótkookresowych ocenach I-O, gdzie kanały bezpośrednie i pośrednie niosą główny sygnał polityczny, a pętle indukowane są dokumentowane, ale nie stanowią podstawy nagłówkowych wniosków.

Mnożniki są zwięzłym sposobem porównywania efektywności alternatywnych ścieżek RFNBO w sektorach. Raportujemy mnożniki typu I dla produkcji, GVA i zatrudnienia jako relację efektów łącznych (bezpośrednich + pośrednich) do efektów bezpośrednich, obliczaną z odwrotności Leontiefa. Dla kompletności prezentujemy też „mnożniki rozszerzone”, które dodają opisany wyżej scenariuszowy komponent indukowany; są one wyraźnie oznaczone jako rozszerzenia w stylu typu II. Przedstawienie mnożników według rodzin sektorów: chemikalia, rafinacja, żelazo i stal, budownictwo, logistyka oraz usługi biznesowe pomaga wskazać, gdzie jedna jednostka popytu finalnego daje największy efekt, a gdzie wycieki lub wąskie łańcuchy dostaw go tłumią.

Tabela 28 Mnożniki zatrudnienia w łańcuchu wartości zielonego wodoru

Segment łańcucha wartości	Miejsca pracy bezpośrednie (na MW mocy H ₂)	Miejsca pracy łącznie (bezp. + pośrednie) (na MW)	Uwagi
Produkcja elektrolizerów	~5-10 (produkcja i montaż)	Do ~20-30 (z łańcuchem dostaw)	W początkowej fazie wysokie nakłady pracy. Fabryka elektrolizerów 50 MW może generować ~12 000 osobołat w łańcuchu dostaw ≈ 240 etatów/MW, gdy uwzględnić wszystkie

			wejścia; automatyzacja obniży te wartości.
Źródła OZE (na potrzeby H ₂)	~3-5 (budowa/installacja)	~8-10 (z produkcją turbin/PV)	Prace głównie jednorazowe: np. wiatr na lądzie ~10 osobolat/MW (bezp.+pośr.). O&M: ~0,2 etatu/MW rocznie. Część miejsc pracy w wytwarzaniu sprzętu powstaje za granicą.
Budowa zakładu wytwarzania wodoru	~2-3 (EPC, inżynieria na MW)	~4-6 (z efektami pośrednimi)	Roboty budowlane, elektryczne, montaż sprzężania i magazynów; wysoki udział zawodów technicznych i inżynierskich.
Eksploatacja i utrzymanie	~0,1-0,2 (na MW w eksploatacji)	~0,2-0,5 (z usługami w łańcuchu wartości)	Na 1 MW elektrolizy i powiązanej mocy OZE przypada niewielka liczba stałych operatorów/techników; do 2030-2035 r. produktywność rośnie dzięki uczeniu się przez działanie.
Transport i dystrybucja	Zmiennie (rurociąg vs. transport drogowy)	Zmiennie (gł. pośrednie)	Budowa rurociągów: ~10-15 miejsc pracy/km (w fazie budowy w latach 20.); O&M rurociągów niskie (<0,1 etatu/km). Dla żeglugi wodoronośnej (np. amoniak) krajowe miejsca pracy dotyczą gł. operacji portowych i utrzymania.

Źródła: CE Delft (2021) - modelowanie zatrudnienia dla zielonego wodoru w Holandii; Hydrogen Europe/Clean Hydrogen Observatory; szacunki IRENA. Dane przybliżone dla wczesnych wdrożeń (~2025-2030); zatrudnienie per MW będzie maleć wraz ze skalą i automatyzacją.

Efekty handlu międzynarodowego uwzględniamy na podstawie wyników modelu substytucji importu w kalibracji szoków; etap I-O odwzorowuje wyłącznie krajowy

łańcuch dostaw. Rozważania handlowe w poszczególnych scenariuszach przekładają zmiany kosztów RFNBO na penetrację importową i dają krajowe szoki popytu netto. Dla spójności rachunkowej i uniknięcia podwójnego liczenia model I-O wykorzystuje tablicę „domestic use”, tak aby mnożniki odzwierciedlały polskie powiązania produkcyjne. Współczynniki importu pozostają przydatne diagnostycznie (zawartość krajowa), lecz substytucja importu nie jest endogenizowana na etapie I-O. Taka sekwencja jest zgodna z prezentacją przepływów całkowitych vs krajowych w tablicach symetrycznych Eurostatu oraz z publikacją GUS I-O za 2020 r.

Analiza powiązań wskazuje branżę chemiczną, rafinację ropy oraz żelazo i stal jako węzły systemowe o silnych zasięgach w górę i w dół łańcucha. Z użyciem indeksów Rasmussena-Hirschmana policzonych z tablicy 2020: chemikalia podstawowe (NACE 20.1) wykazują wysokie powiązania „do przodu” z nawozami, prekursorami tworzyw i przetwórstwem; rafinacja (NACE 19) zasila szeroką bazę energetyczno-petrochemiczną; żelazo i stal (NACE 24) silnie oddziałują na budownictwo, maszyny i motoryzację. Powiązania „do tyłu” tych sektorów są również ponadprzeciętne, zwłaszcza z energią elektryczną i gazem, górnictwem, transportem i usługami profesjonalnymi. Ponieważ scenariusze koncentrują szoki w tych kompleksach, przedstawienie ich klasy powiązań obok innych sektorów pokazuje, gdzie mnożniki będą wzmacniać lub tłumić impulsy początkowe. Poniższa tabela podsumowuje klasyfikację używaną w wynikach.

Tabela 29 Klasyfikacja powiązań kluczowych sektorów przemysłowych

Sektor	Indeks powiązań wstecznych	Indeks powiązań wynikowych	Ćwiartka
Chemikalia <i>PKD 20.1</i>	1.011	0.964	Wysokie-Niskie
Nawozy <i>PKD 20.15</i>	1.120	0.981	Wysokie-Niskie
Produkty rafineryjne <i>PKD 19</i>	0.820	1.142	Niskie-Wysokie
Żelazo i stal <i>PKD 24</i>	1.030	0.980	Wysokie-Niskie
Budownictwo <i>PKD 41-43</i>	1.207	2.811	Wysokie-Wysokie
Transport i logistyka <i>PKD 49-52</i>	1.096	2.277	Wysokie-Wysokie

Uwagi: W 77-sektorowej symetrycznej tablicy I-O GUS pozycja CPA 20 „Chemia i wyroby chemiczne” obejmuje zarówno chemikalia podstawowe, jak i nawozy; dlatego dla 20.1 i 20.15

raportujemy te same indeksy na tym poziomie agregacji. Logistyka i porty łączą 49, 50-51, 52-53 z wagami produkcji.

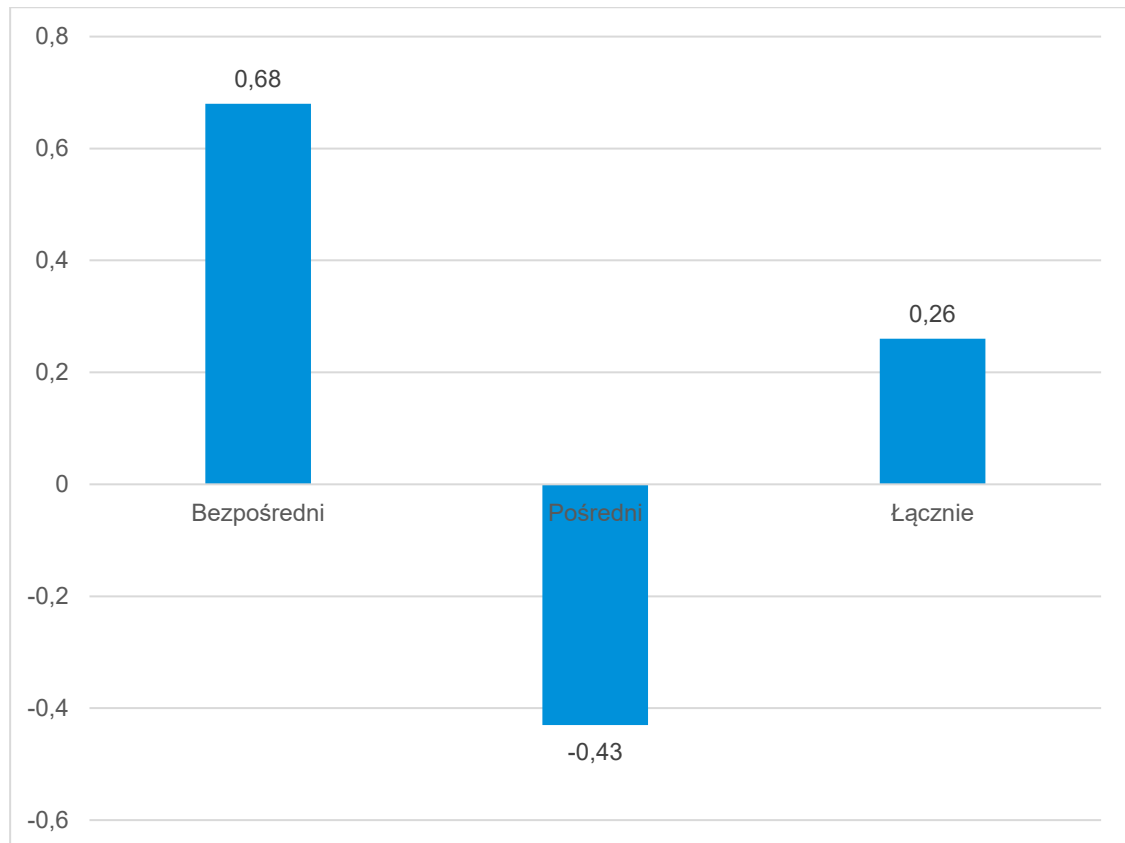
Aby odzwierciedlić rozkład w czasie, fazujemy szoki w latach ich materializacji i odwzorowujemy roczne skutki makro z użyciem mnożników. Szoki inwestycyjne (CAPEX) są „front-loaded”: 70-80% wpływu I-O przypisujemy do roku wydatkowania i 20-30% do roku następnego, co odzwierciedla cykle zamówień i instalacji. Szoki operacyjne (OPEX) — np. trwałe redukcje krajowej produkcji amoniaku — wchodzi w pełni od roku, w którym następuje zmiana operacyjna. Dla kamieni milowych w 2030 i 2035 r. interpolujemy zmiany między tymi latami (domyślnie liniowo, opcjonalnie krzywą S dla projektów skokowych). Takie proste fazowanie ułatwia implementację analizy, oferując wiarygodny profil czasowy na potrzeby planowania fiskalnego i działań na rynku pracy.

Wyniki dla każdego scenariusza prezentujemy jako zmianę PKB i zatrudnienia z podziałem na efekty bezpośrednie (w sektorach poddanych szokom) i pośrednie (w ich łańcuchach dostaw), liczone w modelu I-O typu I bez efektów indukowanych konsumpcją. Oznacza to, że „miejsca pracy” są wyrażone jako etato-lata (job-years): np. spadek o 1 tys. oznacza łącznie 1 tys. etato-lat w całym horyzoncie oddziaływania, a nie stałą redukcję zatrudnienia o 1 tys. osób. Obliczenia opierają się na symetrycznych tablicach I-O GUS (rok odniesienia 2020) zagregowanych do 76 sektorów, w wariancie „domestic use”, oraz sektorowych współczynnikach wartości dodanej i intensywnościach zatrudnienia; szoki inwestycyjne i operacyjne są fazowane w latach ich materializacji. Takie podejście zapewnia porównywalność i spójność z praktyką UE (np. narzędzia JRC) oraz wiarygodny profil czasowy skutków polityki.

Scenariusz 3 - importowy

Bilans PKB w scenariuszu import-first jest zbliżony do zera, ponieważ dodatnie efekty bezpośrednie są w dużej części równoważone przez ujemne efekty pośrednie. W ujęciu brutto dodatni wkład bezpośredni wynosi ok. 0,61 mld PLN, a pośredni wkład jest ujemny (ok. -0,38 mld PLN), co daje niewielki dodatni wynik skonsolidowany rzędu 0,23 mld PLN; wielkość pomijalna w relacji do PKB 2030 (poniżej 0,1 proc.). Struktura ta odzwierciedla logikę wariantu: duży udział importu RFNBO przy ograniczonej skali krajowej elektrolizy (~0,74 GW, 2,8 TWh/rok) i importowanym amoniaku rzędu ~0,12 Mt/rok, blisko granicy przepustowości Polic, co przenosi część wartości dodanej poza krajową chemię.

Wykres 45 Wpływ na PKB w całej gospodarce; efekty bezpośrednie vs pośrednie w mld PLN (Scenariusz 3)



Źródło: opracowanie własne na podstawie wyników modelowania mikroekonomicznego inwestycji i kosztów operacyjnych działań przewidzianych w Scenariuszu 3 oraz tablic przepływów międzygałęziowych GUS.

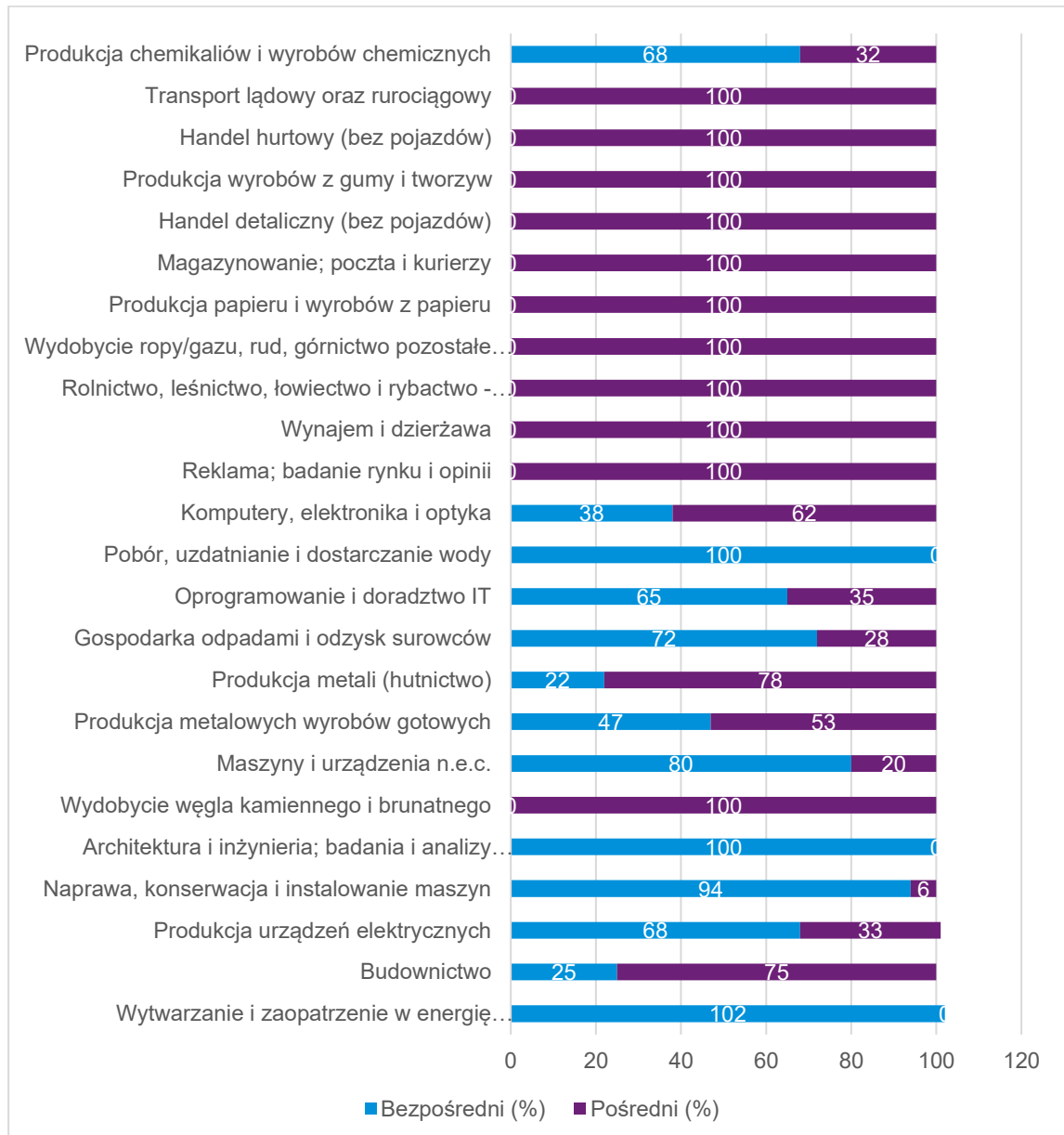
Wpływ na PKB koncentruje się w kilku branżach po stronie dodatniej i w chemikaliach po stronie ujemnej. Największy dodatni wkład pochodzi z „Wytwarzania i zaopatrzenia w energię elektryczną, gaz, parę i ciepło” (-0,87 mld PLN), a dalej z budownictwa, produkcji urządzeń elektrycznych, usług instalacyjno-serwisowych oraz usług inżynierskich; pierwsze pięć sektorów odpowiada za ok. 80 proc. dodatnich efektów. Ujemny wynik skupia się w „Produkcji chemikaliów i wyrobów chemicznych” (ok. -0,99 mld PLN), która stanowi ok. $\frac{3}{4}$ łącznych ujemnych efektów - to konsekwencja zastąpienia części krajowej produkcji amoniaku importem RFNBO. Profil bezpośredni dominuje w energetyce i usługach instalacyjnych, podczas gdy w budownictwie przeważa komponent pośredni; w chemii ujemne są obie składowe. Łączna skala zmian pozostaje marginalna względem PKB 2030 (poniżej 0,1 proc.)

Wykres 46 Wpływ na PKB według sektorów w mld PLN (Scenariusz 3)



Źródło: opracowanie własne na podstawie wyników modelowania mikroekonomicznego inwestycji i kosztów operacyjnych działań przewidzianych w Scenariuszu 3 oraz tablic przepływów międzygałęziowych GUS.

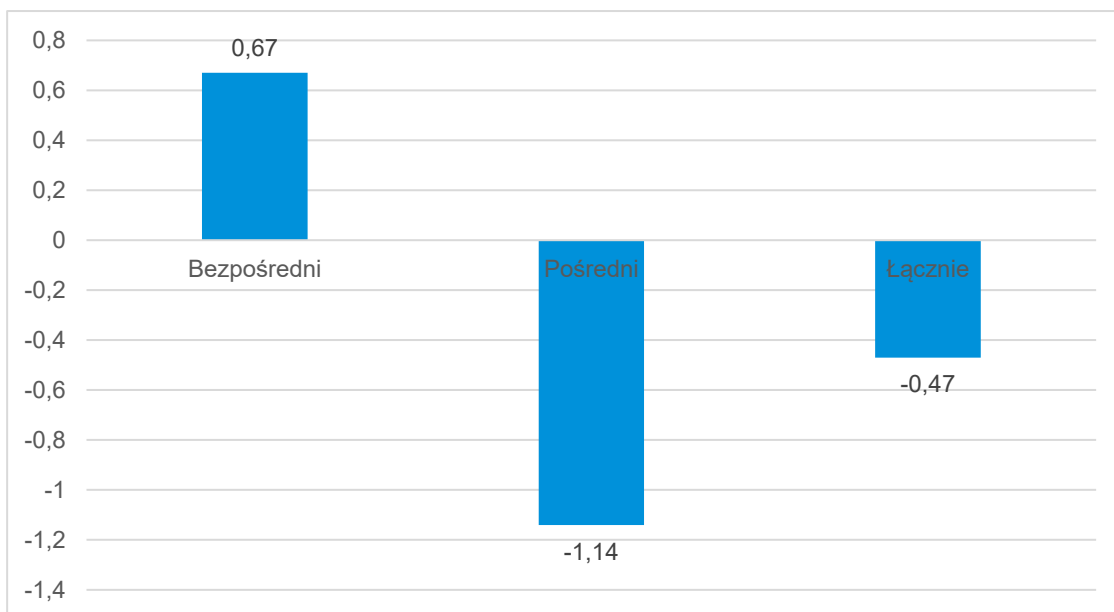
Wykres 47 Struktura wpływu na PKB według sektorów (bezpośredni vs pośredni) (Scenariusz 3)



Źródło: opracowanie własne na podstawie wyników modelowania mikroekonomicznego inwestycji i kosztów operacyjnych działań przewidzianych w Scenariuszu 3 oraz tablic przepływów międzygałęziowych GUS.

Saldo zatrudnienia w scenariuszu import-first jest ujemne, z niewielką skalą w skali gospodarki, co wynika z przewagi ujemnych efektów pośrednich nad dodatnimi efektami bezpośrednimi. Łącznie szacujemy ok. +0,6 tys. Miejsc pracy bezpośrednio oraz ok. -1,0 tys. Miejsc pracy pośrednio, co daje bilans utraty 0,4 tys. miejsc pracy. Ujęcie to wynika z przyjętej metodologii: wartości pracy są przeliczane z odpowiedzi produkcji z użyciem sektorowych intensywności zatrudnienia, a wyniki główne obejmują jedynie efekty typu I, bez pętli popytu konsumpcyjnego. Struktura jest spójna z konstrukcją wariantu - import ogranicza zapotrzebowanie na pracę w łańcuchu chemicznym, podczas gdy nowe miejsca pracy powstają głównie w energetyce, budownictwie i usługach inżynierskich.

Wykres 48 Wpływ na zatrudnienie w całej gospodarce - efekty bezpośrednie i pośrednie w tys. miejsc pracy (Scenariusz 3)

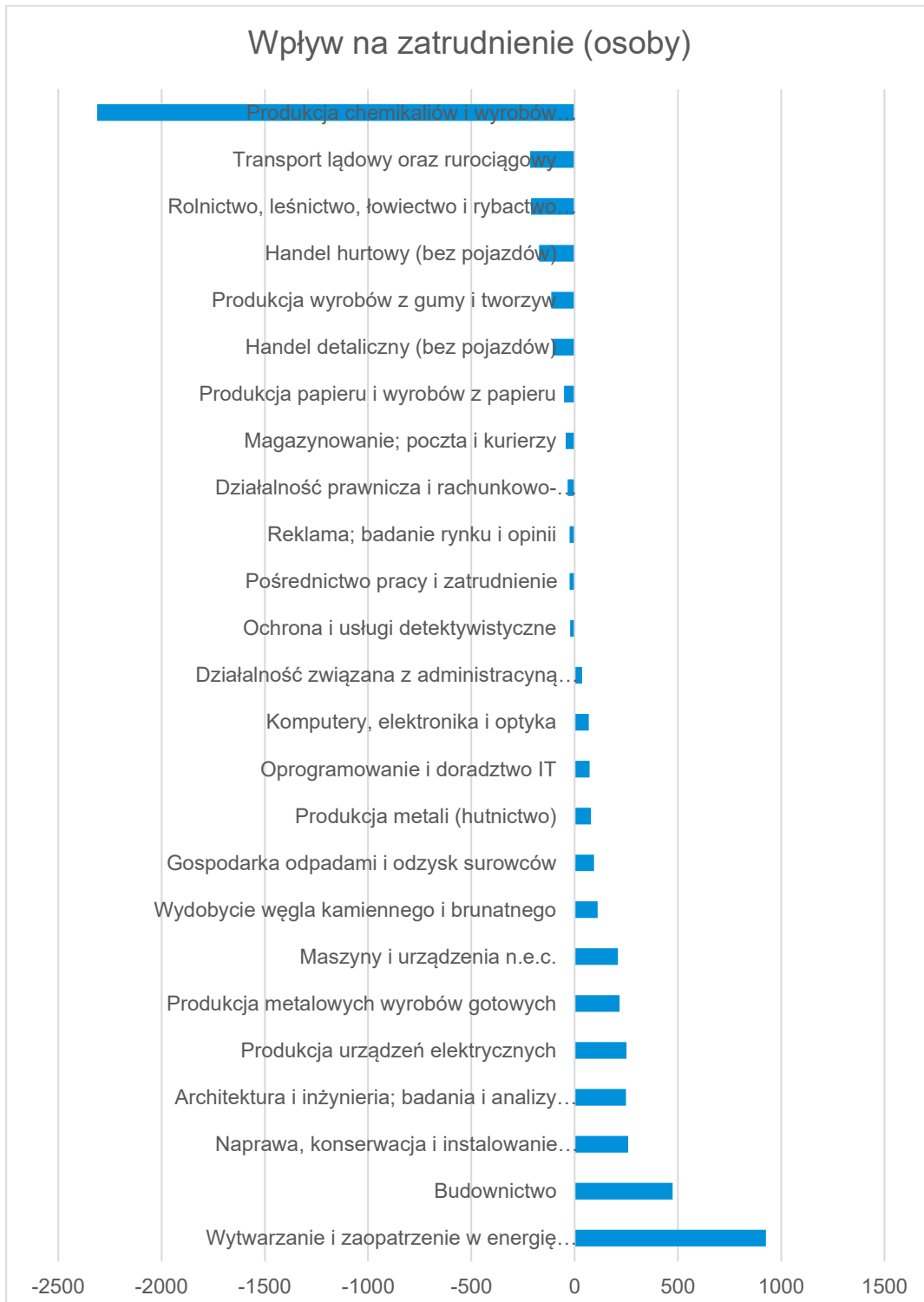


Źródło: opracowanie własne na podstawie wyników modelowania mikroekonomicznego inwestycji i kosztów operacyjnych działań przewidzianych w Scenariuszu 3 oraz tablic przepływów międzygałęziowych GUS.

Dodatnie efekty zatrudnieniowe ogniskują się w energetyce, budownictwie, usługach instalacyjnych i inżynierskich a także produkcji urządzeń elektrycznych; Pięć czołowych sektorów odpowiada jest za dwie trzecie zmian miejsc pracy. Ujemny wpływ dominuje w „Produkcji chemikaliów i wyrobów chemicznych” (ok. - 2,1 tys.miejsc pracy), odpowiadając za niemal dwie trzecie strat, ze znacznie mniejszymi spadkami w kilku usługach i logistyce. Po stronie struktury kanałów energetyka i instalacje są głównie bezpośrednie, budownictwo - w przeważającej mierze pośrednie, a chemia - ujemna w obu komponentach. Z perspektywy politycznej wniosek jest spójny

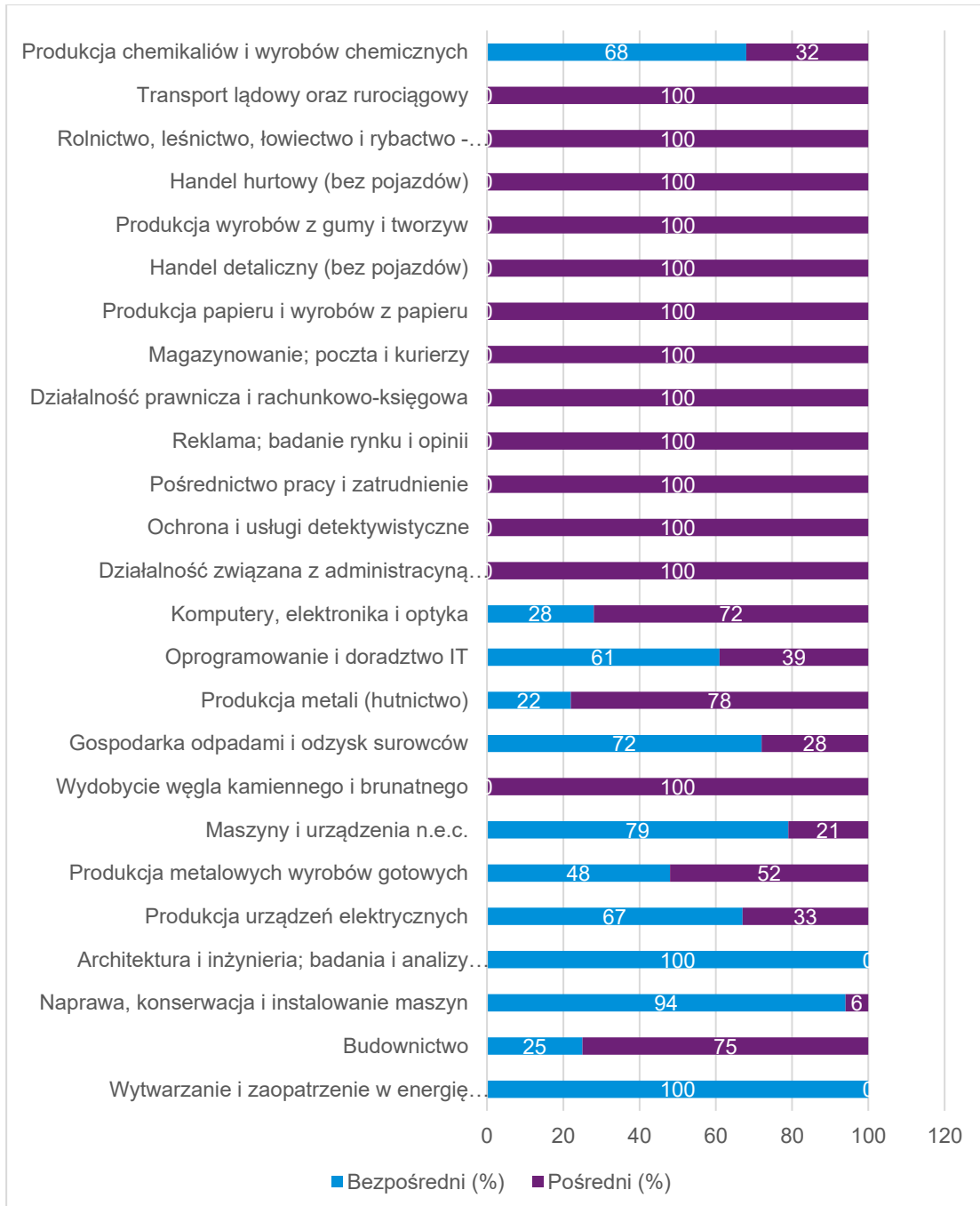
z naturą wariantu: import RFNBO minimalizuje krajowy OPEX, ale ogranicza efekt zatrudnieniowy w przemyśle bazowym.

Wykres 49 Wpływ na zatrudnienie według sektorów (Scenariusz 3)



Źródło: opracowanie własne na podstawie wyników modelowania mikroekonomicznego inwestycji i kosztów operacyjnych działań przewidzianych w Scenariuszu 3 oraz tablic przepływów międzygałęziowych GUS.

Wykres 50 Struktura wpływu na zatrudnienie według sektorów (bezpośredni vs pośredni) (Scenariusz 3)

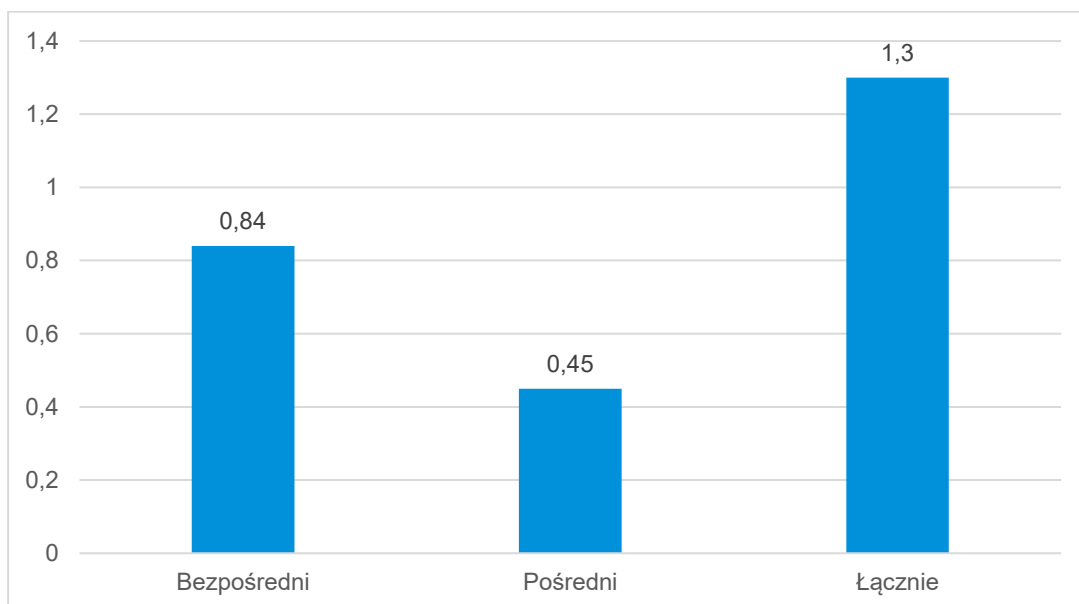


Źródło: opracowanie własne na podstawie wyników modelowania mikroekonomicznego inwestycji i kosztów operacyjnych działań przewidzianych w Scenariuszu 3 oraz tablic przepływów międzygałęziowych GUS.

Scenariusz 5

Bilans PKB w scenariuszu obniżonego celu z importem jest wyraźnie dodatni, co wynika z korzystnej kombinacji efektów bezpośrednich i pośrednich. W ujęciu brutto dodatni wkład bezpośredni wynosi ok. 0,78 mld PLN, a pośredni wkład jest również dodatni (ok. 0,48 mld PLN), co daje dodatni wynik skonsolidowany rzędu 1,26 mld PLN; wielkość istotnie wyższa niż w scenariuszu importowym (ok. 5,5-krotnie), choć nadal marginalna w relacji do PKB 2030 (poniżej 0,01 proc.). Struktura ta odzwierciedla logikę wariantu: obniżenie celu o 50% przy zachowaniu elementu importowego redukuje skalę inwestycji i OPEX, ale jednocześnie zmniejsza ujemny wpływ na krajowy przemysł chemiczny, co prowadzi do bardziej zrównoważonego wyniku makroekonomicznego.

Wykres 51 Wpływ na PKB w całej gospodarce; efekty bezpośrednie vs pośrednie w mld PLN (Scenariusz 5)



Źródło: opracowanie własne na podstawie wyników modelowania mikroekonomicznego inwestycji i kosztów operacyjnych działań przewidzianych w Scenariuszu 5 oraz tablic przepływów międzygałęziowych GUS.

Wpływ na PKB koncentruje się w kilku branżach po stronie dodatniej, przy znacznie mniejszym ujemnym efekcie w chemikaliach niż w scenariuszu importowym. Największy dodatni wkład pochodzi z „Wytwarzania i zaopatrzenia w energię elektryczną, gaz, parę i ciepło” (-0,76 mld PLN), a dalej z budownictwa, usług instalacyjno-serwisowych, inżynierskich oraz produkcji urządzeń elektrycznych; pierwsze pięć sektorów odpowiada za ok. 75 proc. dodatnich efektów. Ujemny wynik w „Produkcji chemikaliów i wyrobów chemicznych” (ok. -0,32 mld PLN) jest ponad trzykrotnie niższy niż w scenariuszu importowym, co stanowi ok. 20 proc. łącznych ujemnych efektów przy znacznie większej liczbie sektorów z marginalnymi stratami. Profil bezpośredni dominuje w energetyce i usługach instalacyjnych, podczas gdy w budownictwie przeważa komponent pośredni; w chemii ujemne są obie składowe, ale w

mniejszej skali. Łączna skala zmian pozostaje marginalna względem PKB 2030 (poniżej 0,1 proc.).

Wykres 52 Wpływ na PKB według sektorów w mld PLN (Scenariusz 5)



Źródło: opracowanie własne na podstawie wyników modelowania mikroekonomicznego inwestycji i kosztów operacyjnych działań przewidzianych w Scenariuszu 5 oraz tablic przepływow międzygałęziowych GUS.

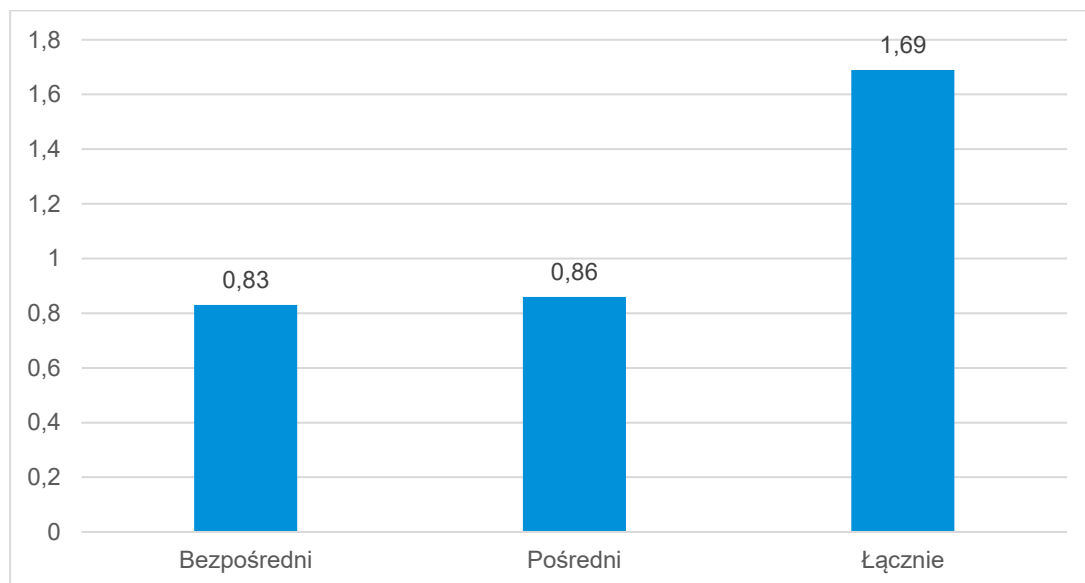
Wykres 53 Struktura wpływu na PKB według sektorów (bezpośredni vs pośredni) (Scenariusz 5)



Źródło: opracowanie własne na podstawie wyników modelowania mikroekonomicznego inwestycji i kosztów operacyjnych działań przewidzianych w Scenariuszu 5 oraz tablic przepływów międzygałęziowych GUS.

Saldo zatrudnienia w scenariuszu obniżonego celu z importem jest dodatnie, co stanowi istotną różnicę w porównaniu do scenariusza importowego. Łącznie szacujemy ok. +1,1 tys. miejsc pracy bezpośrednio oraz ok. +1,2 tys. miejsc pracy pośrednio, co daje bilans przyrostu 2,3 tys. miejsc pracy. Ujęcie to wynika z przyjętej metodologii: wartości pracy są przeliczane z odpowiedzi produkcji z użyciem sektorowych intensywności zatrudnienia, a wyniki główne obejmują jedynie efekty typu I, bez pętli popytu konsumpcyjnego. Struktura jest spójna z konstrukcją wariantu - obniżenie celu przy zachowaniu importu zmniejsza straty w łańcuchu chemicznym (ok. -0,67 tys. miejsc pracy w porównaniu do -2,1 tys. w scenariuszu importowym), podczas gdy nowe miejsca pracy powstają głównie w energetyce, budownictwie i usługach inżynierskich.

Wykres 54 Wpływ na zatrudnienie w całej gospodarce - efekty bezpośrednie i pośrednie w tys. miejsc pracy (Scenariusz 5)

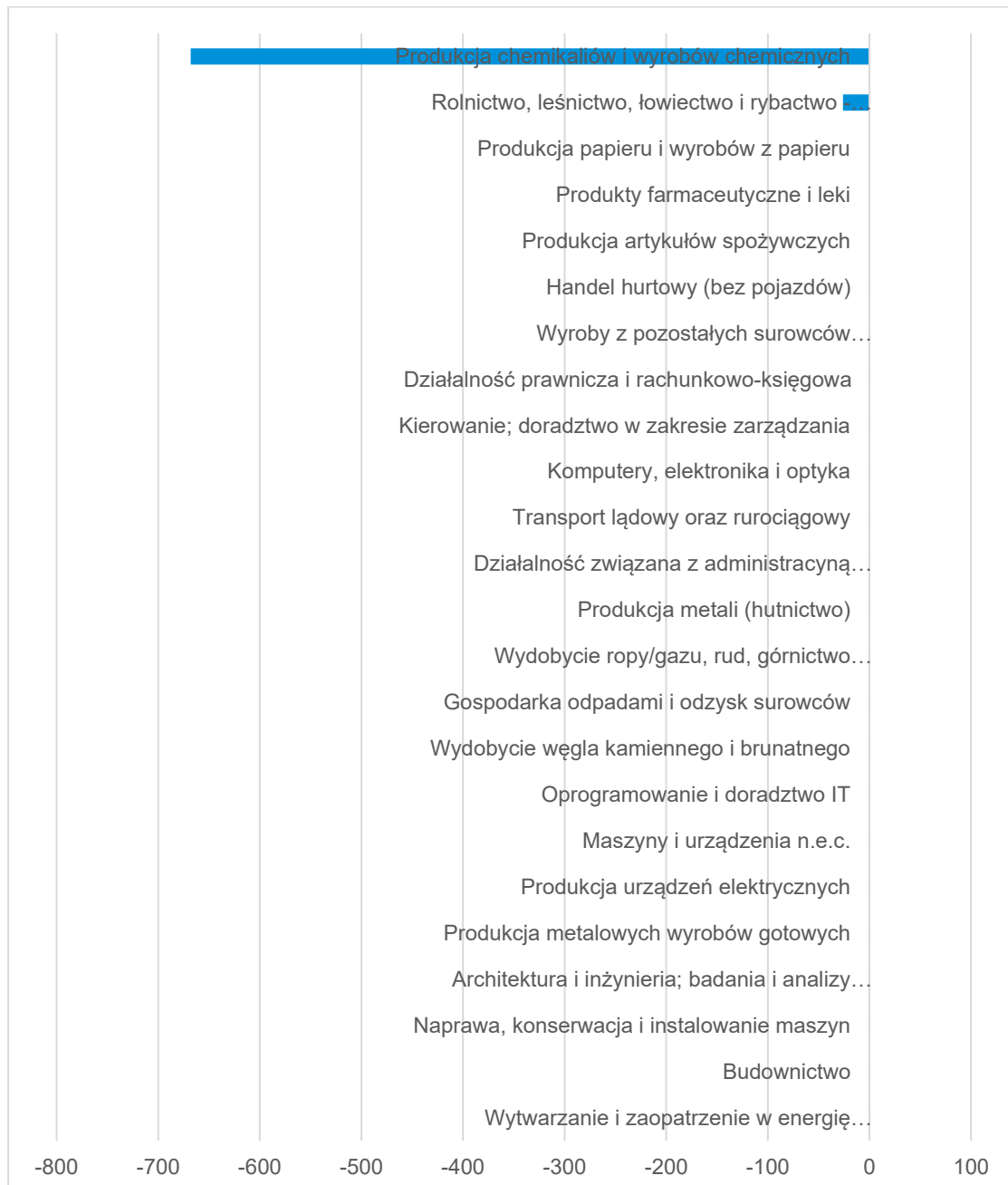


Źródło: opracowanie własne na podstawie wyników modelowania mikroekonomicznego inwestycji i kosztów operacyjnych działań przewidzianych w Scenariuszu 5 oraz tablic przepływów międzygałęziowych GUS.

Dodatnie efekty zatrudnieniowe ogniskują się w energetyce, budownictwie, usługach instalacyjnych i inżynierskich a także produkcji urządzeń elektrycznych; pięć czołowych sektorów odpowiada za ponad dwie trzecie przyrostu miejsc pracy. Ujemny wpływ dominuje w „Produkcji chemikaliów i wyrobów chemicznych” (ok. -0,67 tys. miejsc pracy), co stanowi ok. jedną trzecią strat notowanych w scenariuszu importowym, z minimalnymi spadkami w kilku innych sektorach. Po stronie struktury kanałów energetyka i instalacje są głównie bezpośrednie, budownictwo, w przeważającej mierze pośrednie, a chemia, ujemna w obu komponentach, choć w znacznie mniejszym stopniu. Z perspektywy politycznej wnioski wskazują na większą równowagę wariantu: obniżenie ambicji łagodzi presję na import RFNBO, co przekłada

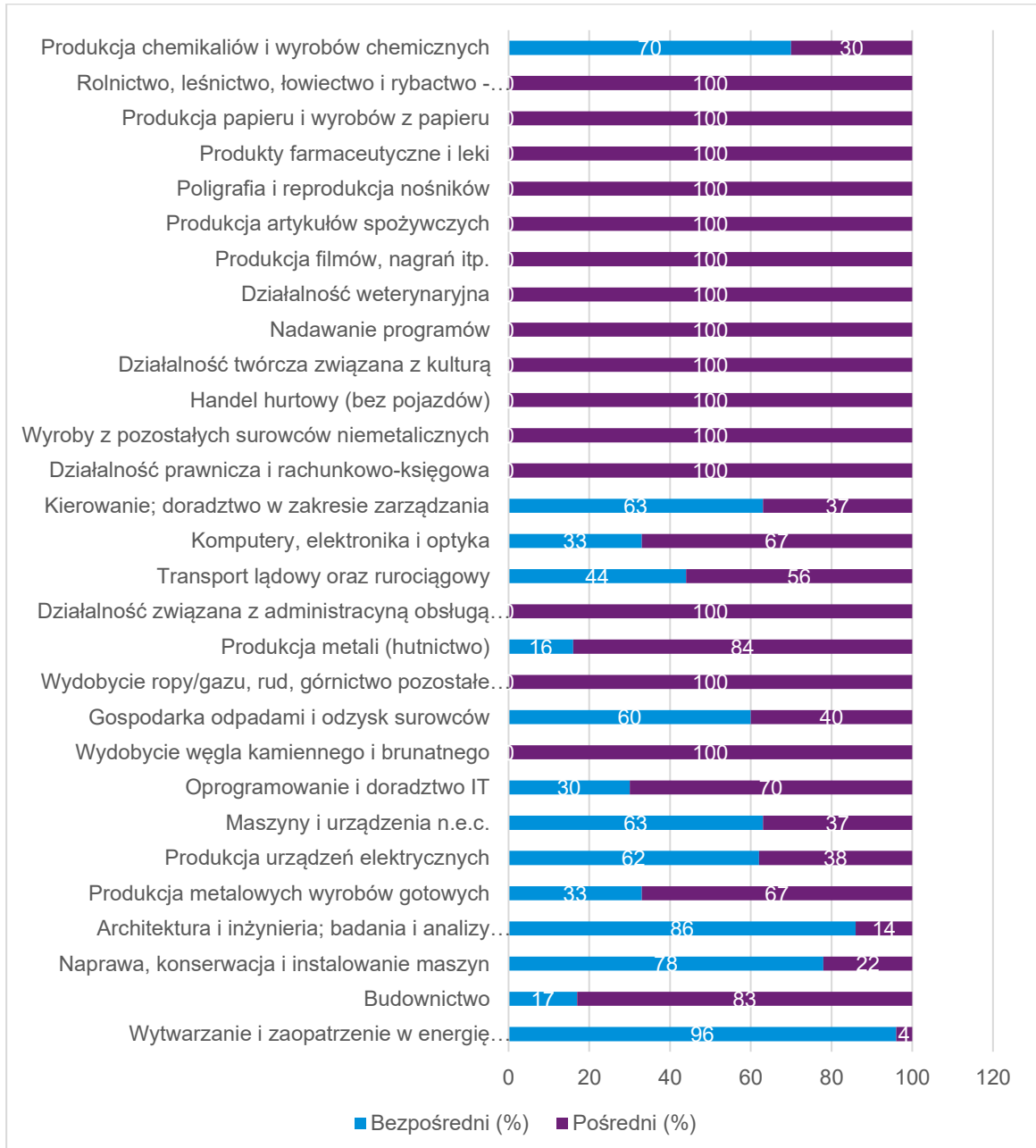
się na mniejsze zakłócenia w krajowym przemyśle bazowym przy zachowaniu korzystnych efektów inwestycyjnych.

Wykres 55 Wpływ na zatrudnienie według sektorów (Scenariusz 5)



Źródło: opracowanie własne na podstawie wyników modelowania mikroekonomicznego inwestycji i kosztów operacyjnych działań przewidzianych w Scenariuszu 5 oraz tablic przepływów międzygałęziowych GUS.

Wykres 56 Struktura wpływu na zatrudnienie według sektorów (bezpośredni vs pośredni) (Scenariusz 5)

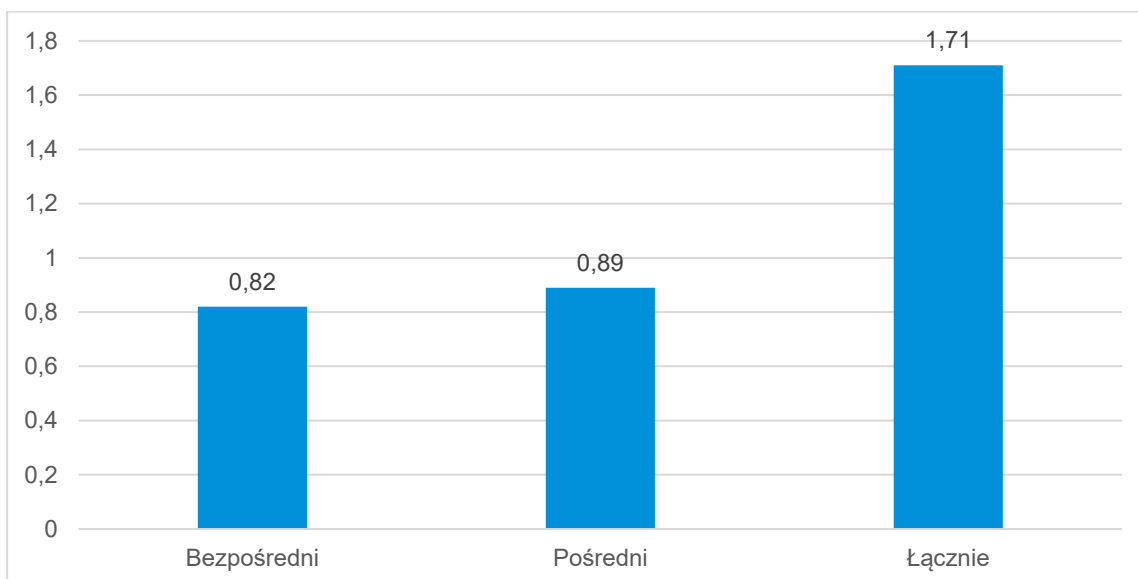


Źródło: opracowanie własne na podstawie wyników modelowania mikroekonomicznego inwestycji i kosztów operacyjnych działań przewidzianych w Scenariuszu 5 oraz tablic przepływów międzygałęziowych GUS.

Scenariusz 6

Bilans PKB w scenariuszu znacznie obniżonego celu z minimalnym importem jest wyraźnie dodatni, przy jednoczesnym zrównoważeniu efektów bezpośrednich i pośrednich. W ujęciu brutto dodatni wkład bezpośredni wynosi ok. 0,43 mld PLN, a pośredni wkład jest również dodatni (ok. 0,46 mld PLN), co daje dodatni wynik skonsolidowany rzędu 0,89 mld PLN; wielkość niższa niż w scenariuszu 5 (ok. 70% tego poziomu), ale nadal istotnie dodatnia i znacznie wyższa niż w scenariuszu importowym. Struktura ta odzwierciedla logikę wariantu: dalsze obniżenie celu przy minimalizacji importu redukuje całkowitą skalę inwestycji i OPEX, ale jednocześnie praktycznie eliminuje ujemny wpływ na krajowy przemysł chemiczny, co prowadzi do wyłącznie dodatnich efektów sektorowych przy zachowaniu rozsądnej wielkości wyniku makroekonomicznego.

Wykres 57 Wpływ na PKB w całej gospodarce; efekty bezpośrednie vs pośrednie w mld PLN (Scenariusz 6)



Źródło: opracowanie własne na podstawie wyników modelowania mikroekonomicznego inwestycji i kosztów operacyjnych działań przewidzianych w Scenariuszu 6 oraz tablic przepływów międzygałęziowych GUS.

Wpływ na PKB koncentruje się w energetyce i kilku branżach związanych z inwestycjami, przy całkowitym braku ujemnych efektów w jakimkolwiek sektorze. Największy dodatni wkład pochodzi z „Wytwarzania i zaopatrzenia w energię elektryczną, gaz, parę i ciepło” (~0,33 mld PLN), a dalej z budownictwa, wydobywania węgla, usług instalacyjno-serwisowych oraz inżynierskich; pierwsze pięć sektorów odpowiada za ok. 70 proc. dodatnich efektów. Co kluczowe, „Produkcja chemikaliów i wyrobów chemicznych” wykazuje niewielki dodatni efekt (~0,009 mld PLN, +18 miejsc pracy) - jest to fundamentalna różnica w porównaniu z wcześniejszymi scenariuszami

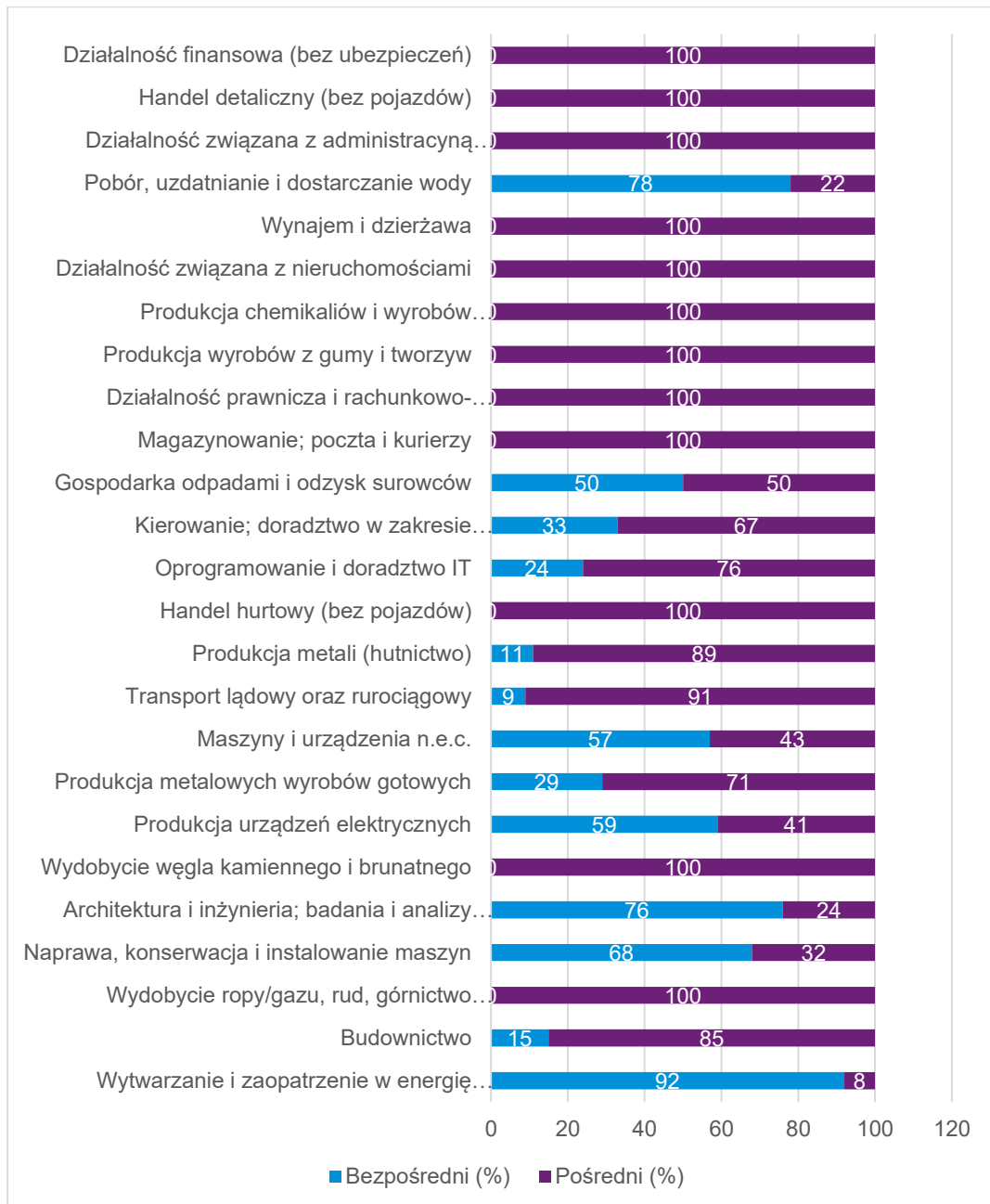
opartymi na imporcie, gdzie sektor ten notował straty rządu -0,32 do -0,99 mld PLN. Profil bezpośredni dominuje w energetyce i usługach instalacyjnych, podczas gdy w budownictwie oraz większości pozostałych sektorów przeważa komponent pośredni. Łączna skala zmian pozostaje marginalna względem PKB 2030 (poniżej 0,1 proc.).

Wykres 58 Wpływ na PKB według sektorów w mld PLN (Scenariusz 6)



Źródło: opracowanie własne na podstawie wyników modelowania mikroekonomicznego inwestycji i kosztów operacyjnych działań przewidzianych w Scenariuszu 6 oraz tablic przepływów międzygałęziowych GUS.

Wykres 59 Struktura wpływu na PKB według sektorów (bezpośredni vs pośredni) (Scenariusz 6)

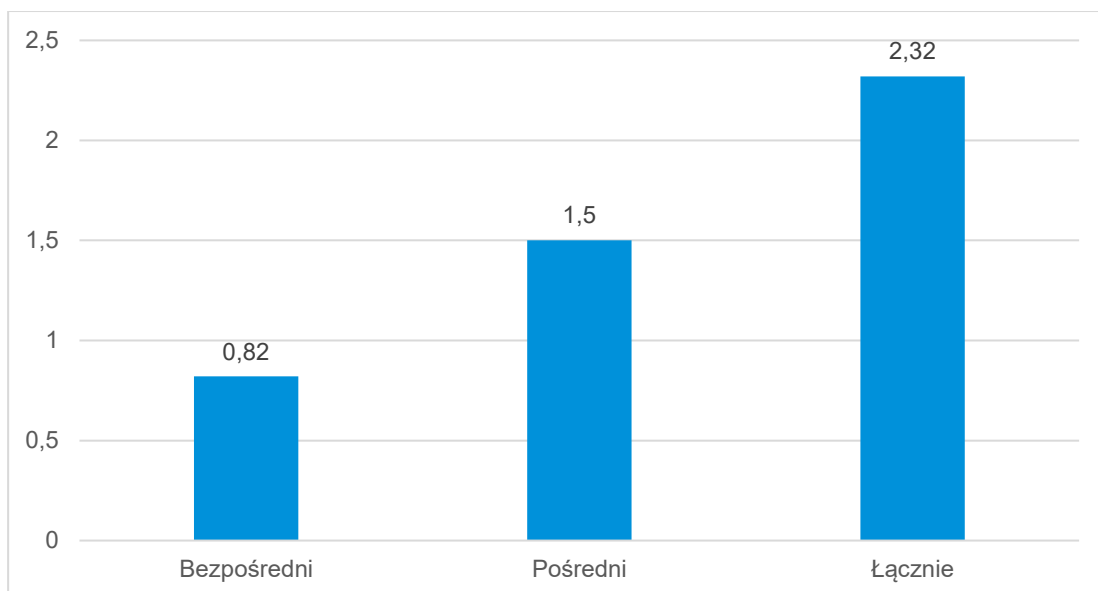


Źródło: opracowanie własne na podstawie wyników modelowania mikroekonomicznego inwestycji i kosztów operacyjnych działań przewidzianych w Scenariuszu 6 oraz tablic przepływów międzygałęziowych GUS.

Saldo zatrudnienia w scenariuszu znacznie obniżonego celu z minimalnym importem jest wyraźnie dodatnie, przy zrównoważonym rozkładzie między

efektami bezpośrednimi i pośrednimi. Łącznie szacujemy ok. +0,66 tys. miejsc pracy bezpośrednio oraz ok. +1,21 tys. miejsc pracy pośrednio, co daje bilans przyrostu 1,86 tys. miejsc pracy. Ujęcie to wynika z przyjętej metodologii: wartości pracy są przeliczane z odpowiedzi produkcji z użyciem sektorowych intensywności zatrudnienia, a wyniki główne obejmują jedynie efekty typu I, bez pętli popytu konsumpcyjnego. Struktura jest w pełni spójna z konstrukcją wariantu - minimalizacja importu przy dostosowanej skali celu eliminuje straty w łańcuchu chemicznym (sektor chemiczny wykazuje lekki dodatni efekt +18 miejsc pracy w porównaniu do strat -0,67 do -2,1 tys. w innych wariantach importowych), podczas gdy nowe miejsca pracy powstają głównie w energetyce, budownictwie, wydobywaniu i usługach inżynierskich.

Wykres 60 Wpływ na zatrudnienie w całej gospodarce - efekty bezpośrednie i pośrednie w tys. miejsc pracy (Scenariusz 6)



Źródło: opracowanie własne na podstawie wyników modelowania mikroekonomicznego inwestycji i kosztów operacyjnych działań przewidzianych w Scenariuszu 6 oraz tablic przepływów międzygałęziowych GUS.

Dodatknie efekty zatrudnieniowe rozkładają się szerzej niż w innych scenariuszach, ogniskując się w energetyce, budownictwie, wydobywaniu, transporcie lądowym oraz usługach inżynierskich i instalacyjnych; pięć czołowych sektorów odpowiada za ok. połowę przyrostu miejsc pracy, co wskazuje na szerszy efekt multiplikacyjny. Kluczowym wnioskiem jest całkowity brak ujemnych efektów zatrudnieniowych - wszystkie sektory wykazują wartości nieujemne, co stanowi unikalną cechę tego wariantu. Po stronie struktury kanałów energetyka i instalacje są głównie bezpośrednie, budownictwo - w przeważającej mierze pośrednie, a sektor chemiczny wykazuje lekki dodatni efekt w komponencie pośrednim. Z perspektywy politycznej wniosek jest jednoznaczny: rezygnacja z ambitnych celów importu RFNBO przy dostosowaniu skali ambicji do krajowych możliwości produkcyjnych eliminuje zakłócenia w przemyśle

bazowym, zachowując przy tym dodatnie efekty inwestycyjne i zatrudnieniowe w gospodarce.

Wykres 61 Wpływ na zatrudnienie według sektorów (Scenariusz 6)



Źródło: opracowanie własne na podstawie wyników modelowania mikroekonomicznego inwestycji i kosztów operacyjnych działań przewidzianych w Scenariuszu 6 oraz tablic przepływów międzygałęziowych GUS.

Wykres 62 Struktura wpływu na zatrudnienie według sektorów (bezpośredni vs pośredni) (Scenariusz 6)



Źródło: opracowanie własne na podstawie wyników modelowania mikroekonomicznego inwestycji i kosztów operacyjnych działań przewidzianych w Scenariuszu 6 oraz tablic przepływów międzygałęziowych GUS.

9.2 Bezpieczeństwo żywnościowe⁴⁸

⁴⁸ <https://www.mdpi.com/2071-1050/16/16/6943#:~:text=associated%20with%20soaring%20fertilizer%20prices%2C,Figure%201https://agronomist.pl/articles/poland-there-will-be-enough-fertilizers-in-the-incoming-months>

9.2.1 Wpływ na ceny nawozów i żywności

Analiza wpływu transformacji sektora nawozowego na bezpieczeństwo żywnościowe opiera się na powiązaniu zmian kosztów energii z kosztami nawozów i produkcji rolnej. Opracowanie wykorzystuje dane o prognozowanych cenach nawozów azotowych w latach 2030 i 2035 po wdrożeniu dyrektywy REDIII, zestawione z historycznymi relacjami między cenami nawozów, plonami oraz cenami żywności. Model zakłada transmisję kosztów w łańcuchu: wzrost kosztów wodoru prowadzi do wyższej ceny amoniaku, co z kolei zwiększa koszt nawozów azotowych i produkcji rolnej, a następnie przekłada się na ceny żywności lub spadek plonów. Ujęcie to pozwala na identyfikację głównych punktów wrażliwości w łańcuchu dostaw oraz potencjalnych obszarów interwencji publicznej, które mogą łagodzić skutki kosztowe transformacji.

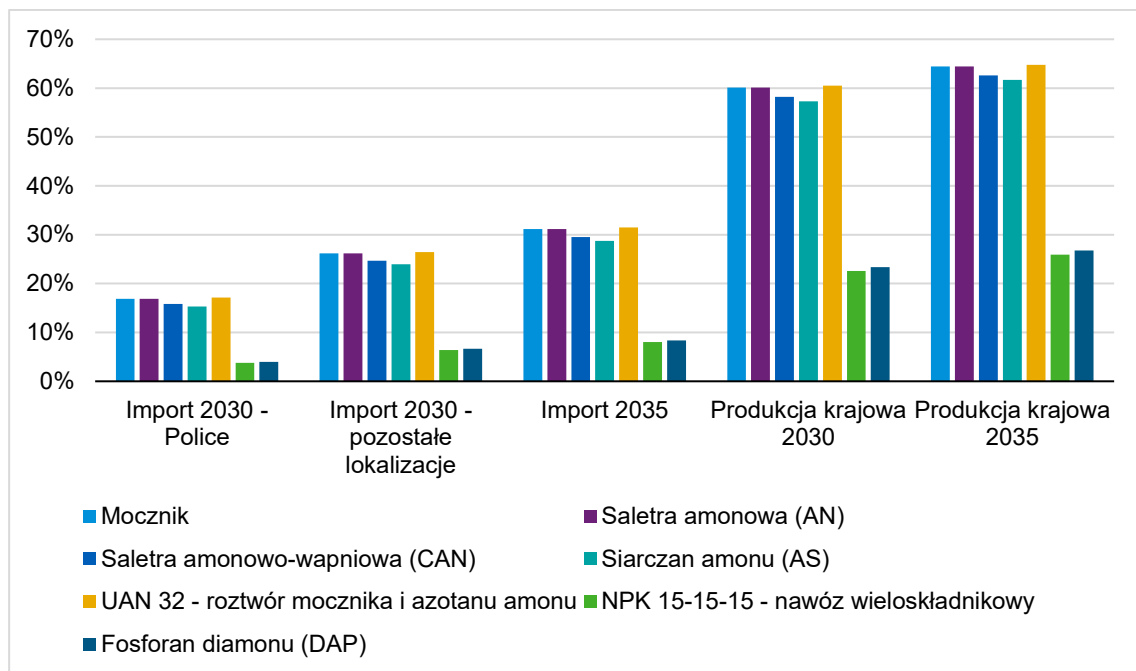
Model transmisji cen skupia się na efektach przełożenia kosztów amoniaku na koszyk nawozów azotowych i dalej na ceny produktów żywnościowych. Badanie obejmuje główne nawozy azotowe: mocznik (Urea, 46% N), saletrę amonową (Ammonium nitrate, AN 34% N), saletrzan wapniowy (Calcium ammonium nitrate, CAN 27% N), siarczan amonu (Ammonium sulfate, AS 21% N), roztwór mocznika-amoniaku (UAN 32), mieszanki NPK 15-15-15 oraz DAP. Do modelowania użyto prostego modelu przepływów kosztowych, pozwalającego oszacować, wpływ zmian kosztów surowca oraz zidentyfikować wrażliwość cen żywności na scenariusze cen amoniaku.

Wzrost kosztów produkcji nawozów azotowych stanowi jedno z kluczowych wyzwań dla utrzymania stabilności systemu żywnościowego w Polsce. Rosnące ceny wodoru, zwłaszcza w przypadku produkcji zielonego amoniaku (RFNBO), znacząco podnoszą koszty wytwarzania nawozów azotowych w porównaniu z tradycyjnymi technologiami opartymi na gazie ziemnym. W rezultacie rośnie cena nawozów dla rolników, co prowadzi do zwiększenia kosztów produkcji rolnej lub do ograniczania dawek nawozów w celu redukcji wydatków. Szacunki wskazują, że wzrost cen nawozów azotowych o 65% może skutkować ok. 16% wzrostem całkowitych kosztów produkcji rolnej oraz wzrostem cen w koszyku żywności o 2-4%, a nawet o 5-10% w przypadku towarów silnie zależnych od nawożenia - takich jak zboża, warzywa i oleje. Bez adekwatnych instrumentów kompensacyjnych skutki te mogą istotnie obniżyć dochodowość gospodarstw rolnych i zwiększyć presję inflacyjną w sektorze żywnościowym.

Prognozy dla lat 2030-2035 wskazują, że krajowa produkcja nawozów stanie się szczególnie wrażliwa na koszty dekarbonizacji, co może wpłynąć na konkurencyjność względem importu. Według szacunków, ceny nawozów wytwarzanych w Polsce wzrosną o około 57% do 2030 r. i 62% do 2035 r., podczas gdy w przypadku nawozów importowanych wzrosty będą umiarkowane - od 17% do 30% w zależności od źródła dostaw. Największe podwyżki dotyczyć będą nawozów silnie uzależnionych od amoniaku i energii (mocznik, saletra amonowa, roztwory UAN). Wysokie koszty energii i wodoru mogą ograniczyć krajową produkcję i zwiększyć zależność od importu, co rodzi ryzyko przeniesienia części wpływu cenowego z rynków

międzynarodowych na krajowy sektor rolny. W konsekwencji, w warunkach braku stabilnych dostaw i odpowiednich rezerw, nawet krótkotrwałe zaburzenia podaży mogą prowadzić do wzrostów cen nawozów i zakłóceń w łańcuchu żywnościowym.

Wykres 63 Prognozy zmiany cen nawozów przy realizacji celu RFNBO (% wzrostu vs obecny koszt)



Doświadczenia z lat 2021-2022 potwierdzają, że ceny nawozów i żywności są silnie skorelowane, a ich wzrosty wzajemnie się napędzają. W tamtym okresie historycznie wysokie ceny nawozów skutkowały ograniczeniem ich stosowania i wzrostem cen produktów rolnych, przy bardzo wysokiej korelacji obu zjawisk ($r \approx 0,9$), jednak mogła ona wynikać z szerszego szoku dla wszystkich nośników energii. Globalnie popyt na nawozy mineralne spadł o ok. 4%, co przełożyło się na niższe plony w kolejnych sezonach i presję inflacyjną na rynku żywności. W Polsce podobne mechanizmy mogą wystąpić w warunkach utrzymujących się wysokich kosztów produkcji zielonych nawozów. W takiej sytuacji rolnicy stają przed wyborem między ograniczeniem nawożenia (ze stratą plonów) a przenoszeniem kosztów na konsumentów. Interwencja publiczna - poprzez dopłaty, subsydia do zielonego amoniaku, wsparcie dla efektywnego nawożenia (rolnictwo precyzyjne, doradztwo agronomiczne) czy budowę rezerw nawozowych - może ograniczyć ryzyka destabilizacji. Stabilność łańcucha nawozowego pozostaje kluczowym warunkiem bezpieczeństwa żywnościowego, a polityka klimatyczna i rolna powinny być w tym zakresie ściśle zintegrowane.

9.2.2 Wpływ na łańcuch wartości produkcji nawozów

Polski rynek nawozów jest silnie konkurencyjny i niskomarżowy, dlatego nawet umiarkowane różnice kosztów szybko przekładają się na utratę rentowności. Struktura rynku - z dużym udziałem wymiennych produktów, presją cenową dystrybutorów oraz porównywalnymi parametrami jakościowymi - ogranicza możliwość przerzucania kosztów na rolników. W efekcie już kilka punktów procentowych wzrostu kosztu jednostkowego eroduje marżę operacyjną producentów. Konkurencja importowa pełni funkcję „sufitu cenowego”, zmuszając krajowych wytwórców do dostosowań, często poprzez ograniczanie mocy lub postoję instalacji. W takich warunkach każdy stały wzrost kosztów energii, surowców lub zgodności regulacyjnej podkopuje pozycję kosztową przedsiębiorstw, co zwiększa wrażliwość sektora na wahania cen gazu, kursów walut i stawek frachtowych oraz zaostrza ryzyko wypychania produkcji przez tańszy import.

Struktura importu nawozów do Polski potwierdza rosnącą rolę dostaw zewnętrznych i wrażliwość rynku na ceny. Jednocześnie spada wykorzystanie mocy krajowych. W 2022 r. import mocznika przekroczył 1,1 mln t, a w latach 2023-2024 rósł udział tańszych dostaw z kierunków wschodnich i południowych. Import CAN i NPK również zwiększał się w okresach ograniczeń krajowej podaży. Ta dynamika pokazuje, że krajowy popyt szybko „przełącza się” na źródła zagraniczne przy niekorzystnej relacji cen. Jednocześnie wzrost udziału nawozów z krajów o niższych standardach kosztowych i ryzykach geopolitycznych zwiększa zależność zewnętrzną i osłabia pozycję negocjacyjną krajowych producentów w cyklu koniunkturalnym. W roku 2024, bazowym, na którym oparto większość wyliczeń dotyczących zapotrzebowania na wodór w 2030 i 2035 roku, wykorzystanie mocy w instalacjach wynosiło zaledwie 53%.

Różnice logistyczne w imporcie amoniaku zwiększają koszty w lokalizacjach śródlądowych o ok. 83 EUR/t, co może podnosić ceny nawozów o 5-10%. W porównaniu z dostawami do portów ARA transport lądowy i przeładunek generują istotny narzut kosztowy dla zakładów oddalonych od wybrzeża. Choć ten efekt geograficzny nie przekreśla opłacalności importu, zmniejsza jego przewagę cenową nad produkcją krajową w części lokalizacji i powoduje heterogeniczność presji konkurencyjnej. W praktyce zakłady portowe korzystają z relatywnie tańszego łańcucha dostaw amoniaku, natomiast ośrodki śródlądowe muszą kompensować dodatkowy koszt transportu. Mimo to, przy obecnym układzie cen energii i wodoru, import często pozostaje korzystniejszy niż wytwarzanie amoniaku w kraju, zwiększając presję na krajową produkcję.

Pełne przerzucenie wzrostu kosztów amoniaku na producentów nawozów czyni krajową wytwórczość niekonkurencyjną i ogranicza także produkcję „szarego” wodoru. Jeśli cena surowca rośnie wskutek droższego gazu, energii lub wymogów dekarbonizacyjnych, a producenci nawozów nie mogą go zastąpić tańszym odpowiednikiem, marża ulega szybkiemu skurczeniu. W krótkim okresie skutkuje to redukcją wykorzystania mocy i wzrostem importu nawozów; w średnim - decyzjami o wygaszaniu starszych linii. Ponieważ wodór z reformingu metanu jest integralnym półproduktem syntezy amoniaku, spadek wolumenu amoniaku przekłada się na spadek krajowej podaży „szarego” H₂ i większą zależność od dostaw zewnętrznych. W skrajnych

scenariuszach rośnie także presja na import samego amoniaku zamiast jego wytwarzania.

Relokacja produkcji amoniaku poza Polskę może pociągnąć za sobą przeniesienie całego łańcucha wytwarzania nawozów. Import gotowych nawozów jest logistycznie prostszy i mniej ryzykowny niż handel ciekłym amoniakiem, a regiony z tańszym gazem lub subsydiowanym zielonym wodorem oferują niższe koszty krańcowe. W takiej konfiguracji racjonalne staje się lokowanie nie tylko syntezy amoniaku, lecz także granulacji i mieszania nawozów bliżej źródła przewagi kosztowej, a do Polski kierowanie produktu finalnego. Mechanizm ten wzmacnia się wraz ze wzrostem różnic regulacyjno-kosztowych między jurysdykcjami, tworząc trwałe bodźce do offshoringu i zwiększając strukturalną zależność rynku krajowego od zewnętrznych dostawców.

Skutkiem może być zamknięcie instalacji w Puławach, Tarnowie, Kędzierzynie i Włocławku oraz skutki makroekonomiczne wykraczające poza sam sektor. Ograniczenie mocy w dużych kompleksach chemicznych przenika do lokalnych rynków pracy, łańcuchów dostaw usług i materiałów oraz do bilansu handlowego poprzez wzrost importu netto. Efekty mnożnikowe obejmują transport, serwis utrzymania ruchu, inżynierię i sektor MŚP świadczący usługi okołoprzemysłowe. Dodatkowo koszt nawozów dla rolnictwa staje się bardziej wrażliwy na wahania międzynarodowe, co zwiększa zmienność kosztów produkcji żywności. Łącznie oznacza to pogorszenie odporności gospodarki na szoki cenowe i podażowe oraz ryzyko trwałego obniżenia wartości dodanej w przemysłach przetwórczych powiązanych z chemią.

Krajowe zakłady (Puławy, Kędzierzyn, Tarnów, Włocławek) są węzłami zarówno produkcji nawozów, jak i wodoru, a ich znaczenie wykracza poza rynek rolny. Łączne moce amoniaku sięgają ok. 3 mln t/rok, a wbudowana produkcja wodoru (z reformingu) czyni te instalacje kluczowymi dla transformacji w kierunku H₂ odnawialnego. Wokół kompleksów chemicznych funkcjonują rozległe łańcuchy dostaw i ekosystemy pracy w regionach. Ich czasowe postoje w 2022 r. ujawniły powiązania z innymi sektorami (CO₂ dla sektora spożywczego, AdBlue dla transportu). Utrzymanie konkurencyjności tych węzłów ma więc znaczenie gospodarcze i społeczne, a ewentualne trwałe wygaszenia przełożyłyby się na lokalne rynki pracy oraz bilans handlowy.

Produkcja amoniaku stanowi element krajowej infrastruktury krytycznej ze względu na jego rolę w łańcuchu wytwarzania materiałów wybuchowych i amunicji. Amoniak jest kluczowym surowcem do produkcji kwasu azotowego i azotanu amonu, czyli związków o zastosowaniu zarówno cywilnym, jak i obronnym. W warunkach zakłóceń handlowych lub geopolitycznych przerwy w dostawach tych półproduktów mogłyby ograniczyć zdolność państwa do utrzymania ciągłości produkcji obronnej. Doświadczenia krajów UE w ostatnich latach - m.in. podczas skokowych wzrostów cen gazu oraz ograniczeń importu nawozów i chemikaliów - potwierdzają wrażliwość tego łańcucha wartości. Dlatego utrzymanie minimalnych krajowych mocy wytwórczych w segmencie azotowym ma wymiar nie tylko gospodarczy, ale także bezpieczeństwa narodowego.

Rosnąca współpraca przedsiębiorstw chemicznych z przemysłem obronnym wskazuje na możliwość efektywnego wykorzystania istniejącej infrastruktury na

potrzeby mobilizacji gospodarczej. Przykładem jest zacieśnienie kooperacji Grupy Azoty z konsorcjum Polska Grupa Zbrojeniowa, w tym ze spółką Nitro-Chem zajmującą się produkcją materiałów wysokoenergetycznych⁴⁹. Zakres współpracy obejmuje dostawy kluczowych substratów (np. stężonego kwasu azotowego), wsparcie projektowania nowych instalacji oraz działania inwestycyjne ukierunkowane na zwiększenie krajowych zdolności produkcji materiałów wybuchowych. Inicjatywy te odzwierciedlają szerszy trend w Europie, gdzie państwa wzmacniają krajowe segmenty chemiczne jako zaplecze dla modernizacji sił zbrojnych. Pokazuje to, że krajowy sektor azotowy może pełnić funkcję bufora odporności w sytuacjach zwiększonego zapotrzebowania.

Elastyczność technologiczna instalacji azotowych umożliwia ich stosunkowo szybkie dostosowanie do zwiększonego popytu na komponenty obronne, o ile podstawowa baza produkcyjna jest utrzymywana w ciągłej pracy. Większość instalacji do syntezy amoniaku, kwasu azotowego czy azotanów została zaprojektowana z myślą o zachowaniu stabilnych parametrów procesowych, co ułatwia kontrolowane zwiększenie mocy lub modyfikację profilu produkcji. Przystawienie ich na potrzeby obronne wymaga zgodności z regulacjami dotyczącymi materiałów niebezpiecznych, nadzoru państwowego oraz standaryzacji produktów, jednak kluczowym warunkiem jest utrzymanie ich w ruchu. Koszty restartu wyłączonych instalacji - pod względem energii, czasu i bezpieczeństwa - są wysokie, co ogranicza zdolność do szybkiej mobilizacji. Stąd państwa kładą nacisk na stabilność operacyjną sektorów wrażliwych.

Z punktu widzenia polityki publicznej konieczne jest systemowe uwzględnienie sektora azotowego w planowaniu odporności państwa oraz w mechanizmach koordynacji międzyresortowej. Do priorytetów należy zaliczyć analizy ryzyka dla łańcuchów dostaw surowców energetycznych, reagentów i komponentów chemicznych oraz ocenę podatności instalacji na zakłócenia operacyjne. Ważnym instrumentem są także plany ciągłości działania, obejmujące scenariusze wzmożonej produkcji na potrzeby obronne oraz mechanizmy zapewnienia dostaw gazu i energii elektrycznej do instalacji o znaczeniu krytycznym. Integracja sektora chemicznego z polityką bezpieczeństwa wymaga również narzędzi współpracy publiczno-prywatnej, takich jak umowy ramowe czy programy wspólnych inwestycji. Państwa UE stosują takie rozwiązania w ramach strategii wzmacniania przemysłowej autonomii obronnej.

9.3 Handel i geopolityka

Krajowa dostępność prekursorów chemicznych ogranicza zależność od importu i zwiększa zdolność państwa do reagowania na nagły wzrost zapotrzebowania na amunicję i materiały wybuchowe. W warunkach napięć geopolitycznych decyzje eksportowe państw trzecich mogą ulec ograniczeniu lub wstrzymaniu, a dostęp do kluczowych związków chemicznych - takich jak azotany czy nitroza - może stać się czynnikiem ograniczającym krajowe zdolności obronne. Doświadczenia państw europejskich pokazują, że brak lokalnych mocy wytwórczych prowadzi do konkurencji o ograniczone zasoby na rynku globalnym oraz do opóźnień w realizacji zamówień

⁴⁹ <https://www.wnp.pl/bezpieczenstwo/grupa-azoty-mocniej-wchodzi-w-przemysl-obronny-bedzie-wspolpraca-ze-spolka-z-pgz,973909.html>

obronnych. Dzięki utrzymaniu własnej bazy produkcyjnej Polska może w większym stopniu kontrolować tempo zwiększenia produkcji, a także ograniczać presję kosztową wynikającą z niestabilności rynku światowego.

9.4 Wymiana handlowa

9.4.1 Obecny profil wymiany handlowej

Różnice w cenach gazu i kosztach emisji CO₂ fundamentalnie kształtują konkurencyjność europejskiego przemysłu amoniaku względem producentów z innych regionów świata. W 2024 r. ceny gazu w Europie utrzymywały się na poziomie kilkakrotnie wyższym niż w Stanach Zjednoczonych - indeks TTF kształtował się powyżej 20-25 EUR/MWh, podczas gdy Henry Hub pozostawał w granicach 2-3 USD/MMBtu. Ta różnica przekłada się na setki dolarów w koszcie produkcji jednej tony amoniaku. Dodatkowo, europejscy producenci ponoszą pełne koszty uprawnień do emisji CO₂, co znacząco podnosi koszt reformingu parowego metanu (SMR) w porównaniu z lokalizacjami o tanim gazie i niskich regulacyjnych barierach emisyjnych. W rezultacie tzw. koszt gotówkowy⁵⁰ amoniaku w UE jest wielokrotnie wyższy niż w regionach takich jak Rosja, Bliski Wschód, Afryka Północna czy Stany Zjednoczone, gdzie dostęp do tanich surowców i stabilnych cen energii sprzyja eksportowi. Taka struktura kosztów wzmacnia presję importową i osłabia ekonomiczne uzasadnienie utrzymywania krajowych instalacji opartych na gazie ziemnym.

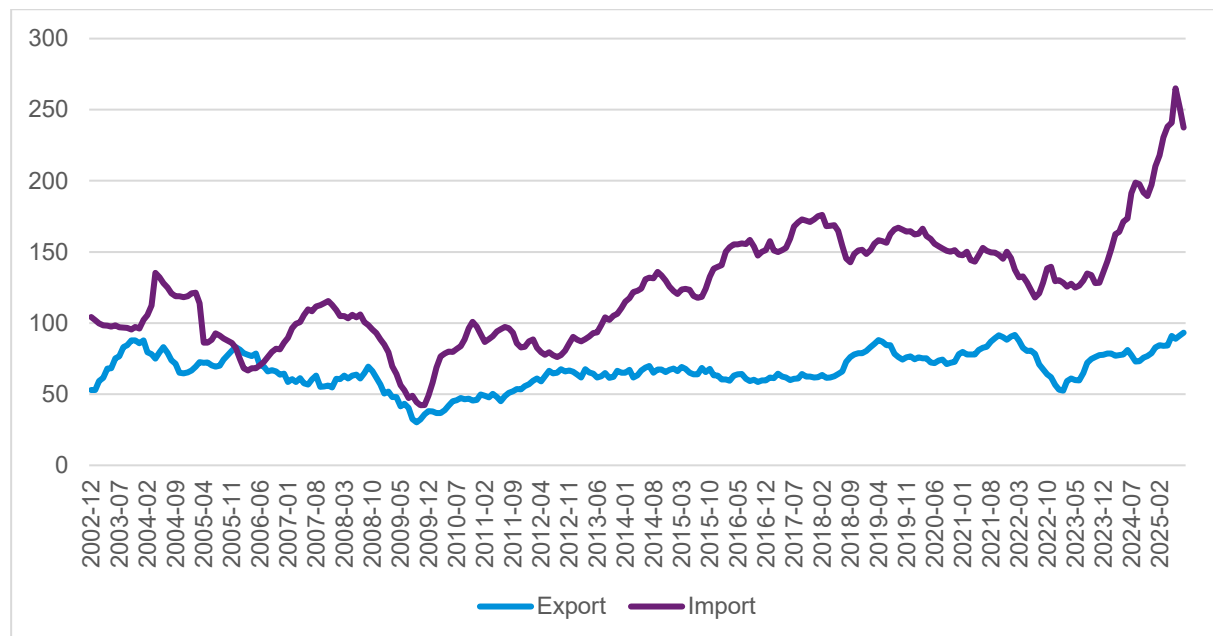
Po 2022 roku handel nawozami w Unii Europejskiej uległ zasadniczej zmianie, napędzanej kryzysem energetycznym i redukcją produkcji krajowej. W wyniku gwałtownego wzrostu cen gazu ziemnego w 2022 roku wiele europejskich instalacji amoniaku i nawozów ograniczyło lub czasowo wstrzymało produkcję, co stworzyło potrzebę gwałtownego zwiększenia importu (KE, 2022)⁵¹. Łączny wolumen nawozów mineralnych sprowadzanych do UE wzrósł do około 18 mln ton rocznie, przy znacznym wzroście udziału krajów spoza Wspólnoty. W 2023 roku import nawozów z Rosji, Egiptu, Algierii i Norwegii pokrywał luki w podaży, które powstały po redukcji mocy produkcyjnych w Niemczech, Francji i Polsce (KE, 2024)⁵². W praktyce kryzys ten przekształcił unijny rynek nawozów z w dużej mierze samowystarczalnego w system silnie uzależniony od dostaw zewnętrznych.

⁵⁰ Wydatki ponoszone przez firmę w formie pieniężnej, na przykład na zakup surowców, materiałów czy wynagrodzenia

⁵¹ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_6564

⁵² https://agriculture.ec.europa.eu/document/download/7834f9ad-c7ca-444a-bdd4-1e7bf209eb5f_en?filename=fertilisers-mo-2023-11-24-presentation_en.pdf#:~:text=in%202022%20and

Wykres 64 Import oraz eksport nawozów do/z Polski spoza UE, w latach 2002-2025 (tysiące ton)



Źródło: Eurostat

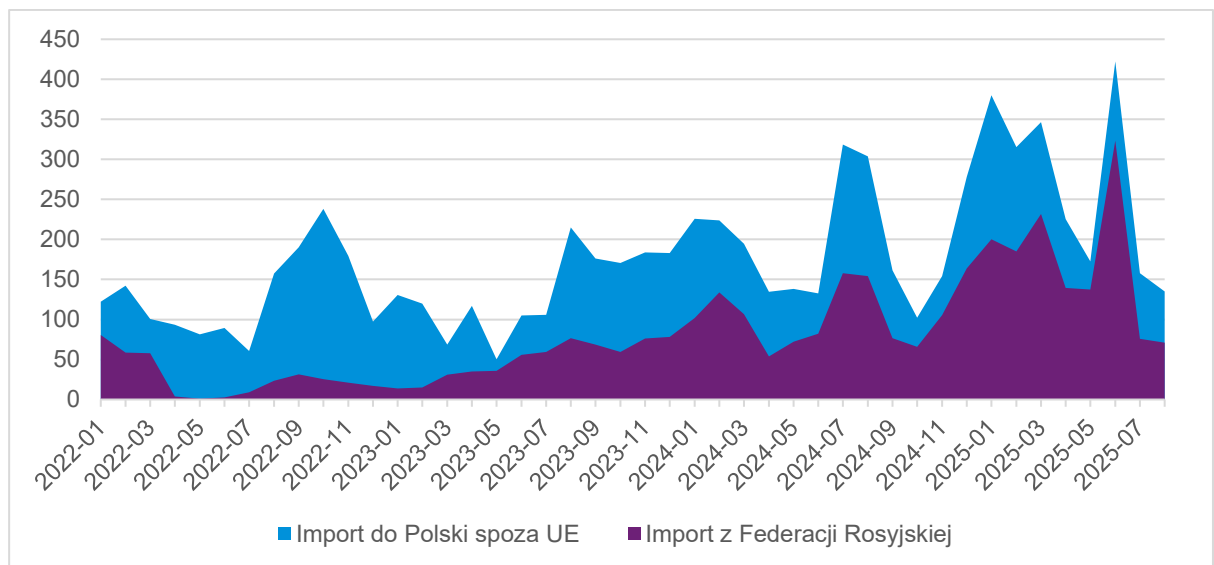
Rosja utrzymała pozycję głównego dostawcy nawozów dla UE, mimo trwających sankcji i ograniczeń taryfowych. W 2024 roku kraje Unii sprowadziły z Rosji około 4,4 mln ton nawozów o wartości 1,5 mld euro, co stanowiło około 30% całkowitego importu. Dla porównania - w 2021 roku udział ten wynosił 22%. Po spadku eksportu białoruskiego potasu na skutek sankcji, Rosja zwiększyła dostawy mocznika, azotanu amonu i NPK, korzystając z niższych kosztów gazu i osłabienia rubla. Równolegle UE zwiększyła zakupy z Afryki Północnej (Egipt, Algieria, Maroko), z Kanady i z Norwegii. Te kierunki nie tylko częściowo zastąpiły rosyjski import, ale też ugruntowały nową mapę zależności energetyczno-handlowych Europy.

Struktura importu wskazuje, że nawozy azotowe stanowią dominującą część napływu, a ceny pozostają silnie powiązane z rynkiem gazu. Mocznik odpowiadał w latach 2022-2024 za ponad dwie trzecie wartości importu nawozów azotowych, a saletra amonowa i CAN - za dalsze 20-25%. W 2022 roku ceny nawozów osiągnęły rekordowe poziomy (powyżej 900 €/t dla mocznika), po czym w 2023 roku spadły do ok. 440 €/t w wyniku stabilizacji cen gazu i wzrostu podaży. Rynek pozostaje jednak wrażliwy na globalne zakłócenia - w połowie 2024 roku ceny DAP i NPK ponownie wzrosły w reakcji na zaostrzenie polityki handlowej UE wobec Rosji i Białorusi (KE, 2024). W efekcie handel nawozami stał się jednym z kluczowych kanałów przenoszenia szoków energetycznych do rolnictwa.

Polska, jako jeden z największych konsumentów nawozów w UE, stała się równocześnie głównym importerem produktów rosyjskich. W 2023 roku sprowadzono do Polski 3,6 mln ton nawozów o wartości 2,9 mld zł, z czego ponad 30% pochodziło z Federacji Rosyjskiej. W 2024 roku udział ten wzrósł do 31%, a w pierwszej

połowie 2025 roku Polska odpowiadała za 40% całego importu unijnego z Rosji. Główne kierunki to Rosja, Niemcy, Litwa, Niderlandy, Maroko, Algieria i Egipt. W praktyce Polska pełni funkcję bramy importowej dla tanich nawozów azotowych w regionie Europy Środkowej, co łagodzi presję cenową w kraju, ale pogłębia zależność od kierunków wysokiego ryzyka geopolitycznego.

Wykres 65 Import nawozów do Polski spoza Unii Europejskiej (tysiące ton)



Źródło: Eurostat

Unia Europejska wdraża coraz bardziej zdecydowane środki ochrony handlu, aby przeciwdziałać obchodzeniu sankcji i dumpingu cenowemu. W połowie 2025 roku wprowadzono wysokie cła zaporowe na nawozy z Rosji i Białorusi - 6,5% wartości plus stała stawka 40-45 €/t, która ma wzrosnąć do 430 €/t do 2028 roku. Rosja mimo sankcji utrzymuje wysokie przychody z eksportu gazu, amoniaku i nawozów azotowych, korzystając z relatywnie niskich kosztów produkcji oraz przekierowania sprzedaży na rynki pozaunijne. W przypadku nawozów azotowych średnia cena eksportowa do UE w 2024 r. wynosiła około 355 €/t, co wskazuje na istotny strumień przychodów mimo ograniczeń związanych z sankcjami i logistyką⁵³. Amoniak, którego eksport jest szczególnie ważny dla rosyjskiego sektora chemicznego, był wyceniany na światowych rynkach na poziomie 415-420 USD/t (FOB) przy wysyłkach z terminali bałtyckich⁵⁴. Z kolei rosyjski gaz ziemny, mimo że sprzedawany do Chin i innych odbiorców z istotnym dyskontem względem cen europejskich, nadal stanowi kluczowe źródło dochodów - różnica cen między średnią stawką eksportową do Europy sprzed 2022 r. (ok. 12,9 USD/mmBtu) a stawką dla Chin (ok. 6-7 USD/mmBtu) obrazuje jednak skalę utraty renty eksportowej⁵⁵.

⁵³ Analiza na podstawie: [Kremlin's fertilizer cash stream is blind spot in EU sanctions: Vladimirov | Reuters](#)

⁵⁴ Analiza na podstawie: [New Russian ammonia export terminal met with skepticism by European market | S&P Global](#)

⁵⁵ Analiza na podstawie: [Gazprom loss shows struggle to fill EU gas sales gap with China | Reuters](#)

Komisja Europejska uruchomiła również postępowania antydumpingowe, m.in. w sprawie rosyjskiego mocznika, którego import do UE w badanym okresie przekroczył 2 mln ton rocznie. Polska, będąc największym odbiorcą, znalazła się w centrum dochodzenia. Dodatkowo wzmożono kontrole celne i wprowadzono obowiązek potwierdzenia pochodzenia surowców. Te działania, choć kosztowne dla rolników w krótkim okresie, mają na celu odbudowę równej konkurencji i zmniejszenie finansowych przepływów do rosyjskiego sektora chemicznego.

Pomimo formalnych ograniczeń, Rosja utrzymuje zdolność eksportu nawozów do UE dzięki sieci pośredników i złożonym mechanizmom obchodzenia sankcji.

Wobec braku pełnego embarga na nawozy - ze względu na ich znaczenie dla bezpieczeństwa żywnościowego - wprowadzono jedynie kontyngenty ilościowe i taryfy ochronne. To stworzyło przestrzeń dla pośrednich dostaw przez Turcję, Bałkany i państwa arabskie (Euroasian Resarch Institute, 2024)⁵⁶. Nawozy rosyjskie często są przepakowywane, deklarowane jako pochodzenia lokalnego lub reeksportowane przez spółki zależne działające poza UE. Używanie odmiennych kodów taryfowych (CN) i deklarowanie nawozów jako mieszanin chemicznych pozwala części eksporterów unikać sankcji. W rezultacie oficjalne dane handlowe nie w pełni odzwierciedlają rzeczywisty poziom rosyjskiego eksportu na rynek unijny.

UE rozważa również włączenie nawozów i amoniaku do mechanizmu granicznej opłaty węglowej (CBAM), aby wyrównać warunki konkurencji. Włączenie produktów azotowych do CBAM pozwoliłoby obliczać ślad węglowy w procesie produkcji i nakładać opłaty kompensujące emisje spoza UE. Takie rozwiązanie chroniłoby europejskich producentów przed „dumpingiem węglowym”, jednocześnie promując globalne standardy niskoemisyjnej produkcji. Dyskusja w tej sprawie jest zaawansowana, a Komisja Europejska prowadzi konsultacje z przemysłem nawozowym. Integracja nawozów w systemie CBAM wpisuje się w długofalową strategię UE: powiązanie polityki handlowej z celami klimatycznymi i zapewnienie równego dostępu do rynku dla producentów przestrzegających wysokich norm środowiskowych.

⁵⁶ <https://www.eurasian-research.org/publication/did-sanctions-change-trade-between-turkiye-and-russia/#:~:text=%2871,billion%20during%20the%20same%20period>

9.4.2 Potencjalne kierunki przyszłych dostaw RFNBO

Unia Europejska planuje do 2030 roku import około 10 mln ton odnawialnego wodoru (RFNBO), co tworzy nowe geopolityczne zależności handlowe. Strategia REPowerEU zakłada równoważne cele: 10 mln ton produkcji wewnętrznej i 10 mln ton importu (EC, 2023). Tak duża skala wymaga rozbudowy globalnych łańcuchów dostaw H₂ i zielonego amoniaku z regionów o taniej energii OZE - w szczególności z Bliskiego Wschodu, Afryki Północnej, Australii i Ameryki Północnej. Obecna produkcja wodorowa w UE jest niewystarczająca: zainstalowana moc elektrolizerów stanowi ok. 2 % celu 2030 (Hydrogen Europe, 2024). Dlatego import RFNBO staje się kluczowym elementem strategii zabezpieczenia dostaw dla przemysłu chemicznego i nawozowego (EY, 2024).

Region Bliskiego Wschodu i Afryki Północnej jest pierwszym naturalnym kandydatem do dostaw zielonego amoniaku do Europy. Arabia Saudyjska, Egipt i Zjednoczone Emiraty Arabskie posiadają jedne z najniższych kosztów energii odnawialnej na świecie - średnio poniżej 20 USD/MWh (IRENA, 2024). Projekt NEOM w Arabii Saudyjskiej (4 GW OZE, 1,2 mln t zielonego amoniaku rocznie) ma ruszyć w 2026 roku (ACWA Power, 2024)⁵⁷. Egipt rozwija huby wodorowe w Ain Suchna i Port Said, a spółka Fertiglobe - współfinansowana przez ADNOC i OCI - podpisała kontrakt H2Global na dostawę 397 tys. ton zielonego amoniaku dla UE w latach 2027-2033 po cenie ok. 1000 €/t (H2Global Foundation, 2024). ZEA również rozbudowują moce produkcyjne w ramach strategii „UAE Hydrogen Roadmap” (IEA, 2023).

Afryka Północna i Wschodnia ma potencjał, by stać się długoterminowym partnerem UE w eksporcie RFNBO, dzięki infrastrukturalnemu sąsiedztwu i partnerstwom rozwojowym. Egipt i Maroko już uczestniczą w programie Global Gateway (EC, 2023), który finansuje projekty zielonego wodoru i amoniaku z perspektywą eksportu do Europy. Egipt może produkować wodór po koszcie ok. 2,5 USD/kg, czyli nawet o 50 % niżej niż średnia w UE (IRENA, 2024)⁵⁸. Maroko z kolei zyskuje na połączeniach morskich i energetycznych z Hiszpanią oraz UE-Maghreb Partnership. Inwestycje Europejskiego Banku Inwestycyjnego i niemieckiego KfW w projekty OZE w Egipcie i Maroku pokazują rozwój partnerstw finansowych, które łączą bezpieczeństwo energetyczne z celami klimatycznymi (EBI, 2024).

Australia i region Indo-Pacyfiku budują pozycję strategicznych eksporterów zielonego amoniaku do Europy i Azji. Dzięki dużemu nasłonecznieniu i stabilności politycznej Australia może produkować H₂ poniżej 2 USD/kg do 2030 roku (CSIRO, 2024). Konsorcja Fortescue Future Industries i BP Energy uruchamiają projekty elektrolizerowe na wybrzeżu Zachodniej Australii oraz plan eksportowy przez port Oakajee (Australian Hydrogen Council, 2024). Rząd australijski utworzył Hydrogen Headstart Fund (1,4 mld AUD) dla wsparcia eksportu zielonego amoniaku. Współpraca z UE i Niemcami jest częścią porozumienia H₂-Global Partnership (DFAT, 2024), a Europa rozważa Australię jako bezpiecznego dostawcę w ramach strategii dywersyfikacji.

⁵⁷ <https://acwapower.com/en/projects/neom-green-hydrogen-project/>

⁵⁸ https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Jul/IRENA_Green_hydrogen_strategy_design_2024.pdf

Ameryka Północna dysponuje znacznym potencjałem eksportu RFNBO dzięki niskim kosztom energii i hojnemu wsparciu publicznemu. W Stanach Zjednoczonych ustawa Inflation Reduction Act przewiduje ulgę do 3 USD/kg H₂ (US DOE, 2023), . To czyni amerykański wodór odnawialny jednym z najtańszych na świecie, co zachęca do eksportu nadwyżek w formie amoniaku z portów Zatoki Meksykańskiej (Energy Monitor, 2024). Kanada, szczególnie Nowa Fundlandia i Nowa Szkocja, rozwija projekty wiatrowo-elektrolizerowe na eksport do UE (Global Affairs Canada, 2024)⁵⁹. Kanadyjsko-niemieckie partnerstwo H2-Alliance zakłada pierwsze dostawy do 2026 roku, a koszt zielonego amoniaku może spaść poniżej 700 USD/t do końca dekady (ICCT, 2024).

Chile i Namibia rosną na strategicznych dostawców RFNBO dla Europy, łącząc warunki naturalne z partnerstwem z UE. Chile posiada największy potencjał nasłonecznienia na świecie (pustynia Atakama) i stabilne wiatry na południu kraju, co pozwala produkować wodór poniżej 1,5 USD/kg do 2030 roku (IRENA, 2024)⁶⁰. Projekt HNH Patagonia - wspierany przez Niemcy - planowany jest jako pierwszy megahub eksportowy do UE (IEA, 2024). Namibia, dzięki projektowi Hyphen (7 GW OZE, 3 GW elektrolizerów), ma docelowo produkować ok. 300 tys. ton zielonego amoniaku rocznie (Global Gateway, 2024⁶¹). UE udzieliła jej 1,3 mld € finansowania rozwojowego, w tym granty na infrastrukturę portową i logistyczną (ECFR, 2023).

Tabela 30 Porównanie kosztów importu wodoru według regionu źródłowego w latach 2030-2035 (z uwzględnieniem kosztów dostaw do Polski) - Rok 2030

Region źródłowy	Koszt produkcji (€/t)	Koszt transportu (€/t)	Inne koszty* (€/t)	Łączny koszt dostawy (€/t)
USA (Gulf Coast)	500-700	~100	~60	660-860
Arabia Saudyjska	600-800	~120	~60	780-980
Maroko	500-750	~50	~60	610-860
Egipt	700-900	~130	~60	890-1090

⁵⁹ <https://www.canada.ca/en/global-affairs/news/2024/02/canada-announces-support-for-new-green-hydrogen-project-in-newfoundland-and-labrador.html>

⁶⁰ https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Jul/IRENA_Green_hydrogen_strategy_design_2024.pdf

⁶¹ https://international-partnerships.ec.europa.eu/news-and-events/news/global-gateway-namibia-becomes-pioneer-africas-green-transition-2025-04-11_en#:~:text=The%20Global%20Gateway%20strategy%20embodies,people%20in%20Africa%20by%202030.

Australia	600-900	~150	~60	810-1110
Indie	700-1000	~120	~60	880-1180
Ameryka Płd. (Chile)	600-800	~150	~60	810-1010

Tabela 31 Porównanie kosztów importu wodoru według regionu źródłowego w latach 2030-2035 (z uwzględnieniem kosztów dostaw do Polski) - Rok 2035

Region źródłowy	Koszt produkcji (€/t)	Koszt transportu (€/t)	Inne koszty* (€/t)	Łączny koszt dostawy (€/t)
USA (Gulf Coast)	400-600	~90	~50	540-740
Arabia Saudyjska	450-650	~110	~50	610-810
Maroko	400-600	~45	~50	495-695
Egipt	500-700	~120	~50	670-870
Australia	500-700	~140	~50	690-890
Indie	550-800	~110	~50	710-960
Ameryka Płd. (Chile)	450-650	~140	~50	640-840

Źródło: Rocky Mountain Institute⁶², Global Maritime Forum

Dywersyfikacja partnerów RFNBO jest niezbędna dla bezpieczeństwa dostaw i stabilności cen na rynku europejskim. Koncentracja importu z jednego regionu mogłaby powtórzyć błędy uzależnienia od rosyjskiego gazu. UE dlatego stawia na model „portfela partnerstw” - obejmujący Bliski Wschód, Afrykę, Amerykę Północną i Południową - oraz równoległy rozwój produkcji wewnętrznej. Dla Polski i regionu CEE oznacza to możliwość budowy infrastruktury odbiorczej (w tym portów naftowo-amoniakalnych w Gdańsku i Policach) oraz zawarcia długoterminowych kontraktów z eksporterami RFNBO. Takie podejście łączy cele dekarbonizacji z priorytetami bezpieczeństwa gospodarczego i żywnościowego.

⁶² <https://rmi.org/insight/fueling-the-transition-accelerating-cost-competitive-green-hydrogen/>

Kryteria UE dla importu RFNBO tworzą wymagający reżim certyfikacji i śledzenia łańcucha wartości. Akty delegowane z 2023 roku wymagają, by energia użyta do produkcji była „dodatkowa” i pochodziła z OZE zarejestrowanych w systemie GOs (Guarantees of Origin) (EC, 2023). Każdy eksporter do UE musi wdrożyć certyfikację zgodną z systemem EU Hydrogen Certification Scheme (ENTSO, 2024)⁶³. W praktyce oznacza to, że kraje takie jak Arabia Saudyjska czy Egipt muszą dostosować systemy raportowania emisyjności i cyklu życia produktów (LCA) do standardów unijnych. Rygor certyfikacyjny sprzyja transparentności, ale może ograniczyć tempo rozwoju eksportu w regionach o niższej zdolności instytucjonalnej.

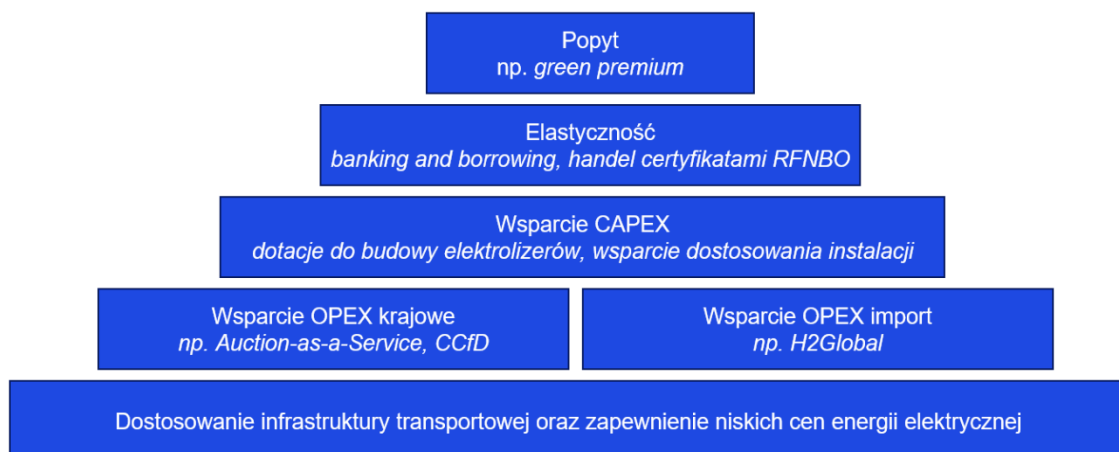
Niespójność gwarancji pochodzenia i systemów certyfikacji stanowi dziś jedną z kluczowych barier pozataryfowych w globalnym handlu wodorem. Różnice w definicjach „zielonego” wodoru między eksporterami a Unią Europejską mogą prowadzić do utrudnień w handlu i ograniczenia dostępu do rynku unijnego. Przykładowo, wodór wytwarzany z udziałem energii sieciowej („ongrid”) w Australii może nie spełniać unijnych wymogów dodatkowości OZE, co uniemożliwi jego kwalifikację jako odnawialnego i tym samym ograniczy jego sprzedaż do Europy. Studium przypadku Australii wskazuje, że brak uznawalności certyfikatów mógłby zahamować rozwój projektów eksportowych we wczesnej fazie, choć w dłuższej perspektywie (2030-2040) różnice te mogą stopniowo zanikać wraz z konwergencją kosztów. Trwają prace nad harmonizacją standardów certyfikacji zarówno w ramach systemu unijnego (Guarantee of Origin), jak i poprzez porozumienia dwustronne.

⁶³ https://www.entsog.eu/sites/default/files/2024-01/LEARNBOOK--%20HYDROGEN%20IMPORTS%20TO%20THE%20EU%20MARKET_update%20Jan%202024.pdf

10 Instrumenty wsparcia

Domknięcie luki inwestycyjnej dla RFNBO wymaga zintegrowanego pakietu narzędzi łączących CAPEX, OPEX, infrastrukturę i rozwiązania regulacyjne. Doświadczenia Holandii, Niemiec i Francji pokazują, że dopiero komplementarne instrumenty po stronie podaży (granty, gwarancje), popytu (kontrakty, premie) i logistyki (sieć, porty) odblokowują decyzje inwestycyjne w tempie zgodnym z celami klimatycznymi. Mechanizmy powinny być konkursowe, długoterminowe i warunkowe, aby minimalizować koszt publiczny i ograniczać nadmierną kompensację. W polskim kontekście najważniejsze będzie obniżenie kosztu kapitału i energii oraz redukcja ryzyka popytu, które dziś blokują bankowalność projektów. Architektura wsparcia powinna przewidywać stopniowe wygaszanie dopłat wraz ze spadkiem kosztów technologii i wzrostem cen CO₂.

Rysunek 2 Piramida wsparcia rozwoju wodoru RFNBO



Źródło: *opracowanie własne*

Skala potrzeb uzasadnia priorytetowe adresowanie kosztu energii i ryzyka popytu, które stanowią główną część obserwowanej luki kosztowej. Szacunki wskazują na lukę rzędu ok. 70% całkowitego kosztu, z czego największą pozycją jest koszt energii elektrycznej dla elektrolizy; same roczne koszty wytworzenia wodoru i nakładów na elektrolizery (bez infrastruktury) to 0,6-2,4 mld EUR w zależności od scenariusza. System powinien łączyć dopłaty do jednostki produkcji z obniżkami kosztów energii (np. zwolnienia z części opłat sieciowych i danin) oraz gwarancjami zbytu. W praktyce oznacza to równoległe uruchomienie aukcyjnych kontraktów różnicowych, preferencji taryfowych dla elektrolizerów i mechanizmów popytowych opartych o mandaty i zielone premie.

Projektowanie instrumentów musi od początku wiązać wsparcie z dowodami popytu, dostępem do niskoemisyjnego prądu i gotowością przyłączeniową. Kryteria wyboru powinny premiować zawarte listy intencyjne lub umowy offtake (także z podmiotami publicznymi), dostęp do OZE poprzez PPA lub aukcje oraz lokalizacje w pobliżu przyszłej sieci wodorowej lub portu. Wzorem praktyk niemieckich i francuskich, rekomendowane są klauzule claw-back (odzyskiwanie nadmiernego wsparcia w

przypadku niższych kosztów lub wyższych przychodów), progi kosztowe (bid caps, czyli maksymalne poziomy kosztu lub ceny kwalifikujące projekt do wsparcia) oraz raportowanie kosztu unikniętej tony CO₂. Takie „warunkowe” projektowanie zapewnia efektywność wydatkowania, przyspiesza FID i ogranicza ryzyko aktywów osieroconych, ponieważ kieruje wsparcie do projektów o realnych perspektywach komercyjnych i technicznej wykonalności, zamiast do inwestycji niedostosowanych do przyszłego rynku lub infrastruktury.

10.1 Wsparcie CAPEX

Dotacje inwestycyjne i finansowanie mieszane są kluczowe, by przełamać barierę wejścia i obniżyć koszt kapitału dla pierwszych fal projektów. Należy jednak podkreślić, że w strukturze kosztów dominują zwykle wydatki operacyjne, a nie kapitałowe. Dlatego dobrym rozwiązaniem może być konkursowy mechanizm grantowy dla elektrolizerów i pierwszych zastosowań przemysłowych, wzorowany na IPCEI/NIKI. Projekty konkurowałyby w nim efektywnością kosztową, mierzona np. ceną redukcji CO₂ (€/t) lub kosztem mocy (€/MW), przy zachowaniu twardych wymogów gotowości inwestycyjnej. Poziom pomocy powinien sięgać 30-50% kwalifikowanych nakładów, z wypłatą transzową po osiągnięciu kolejnych kamieni milowych (zamknięcie finansowe, dostawa urządzeń, rozruch). Taka konstrukcja, stosowana m.in. w Niemczech i Holandii, skraca czas do FID i zmniejsza potrzebę późniejszych dopłat operacyjnych.

Uzupełnieniem dotacji powinny być instrumenty de-risking i długoterminowe linie kredytowe, które zwiększają bankowalność projektów i ułatwiają mobilizację kapitału prywatnego. Wskazane są m.in. gwarancje kredytowe, ubezpieczenia ryzyka budowy i uruchomienia (np. z udziałem BGK w modelu zbliżonym do KfW) oraz w wybranych przypadkach kompleksowe zabezpieczenia typu *contractor wrap*⁶⁴ dla kontraktów EPC. Tam, gdzie ograniczeniem jest łańcuch dostaw, można zastosować ukierunkowane wsparcie dla krajowej produkcji kluczowych komponentów pod warunkiem lokalizacji i transferu technologii, jak ma to miejsce we Francji. Współfinansowanie z Funduszu Modernizacyjnego i Innovation Fund ograniczyłoby obciążenie budżetu krajowego.

Granty CAPEX powinny być ściśle powiązane z potwierdzonym popytem i dostępem do czystej energii, aby uniknąć nieproduktywnych inwestycji. Kryteria wyboru powinny premiować projekty z podpisanymi umowami offtake (również z sektorem publicznym), kontraktami PPA lub dostępem do dedykowanych aukcji OZE pod elektrolizę, a także lokalizacje z priorytetem przyłączeniowym. Uzupełniającą warto wprowadzić obowiązek raportowania kosztów jednostkowych po rozruchu oraz mechanizmy korekcyjne - np. zwrot części wsparcia w przypadku niespełnienia deklarowanych parametrów emisji lub produkcji. Doświadczenia z IPCEI i francuskich programów pokazują, że wysoki poziom pomocy inwestycyjnej jest akceptowalny, jeśli

⁶⁴ Tzw. *contractor wrap* (lub *EPC wrap*) to forma zabezpieczenia inwestora, w której główny wykonawca bierze pełną odpowiedzialność za projekt - od zaprojektowania po osiągnięcie gwarantowanych parametrów technicznych. Takie rozwiązanie zwiększa bankowalność projektu i ułatwia jego finansowanie, przenosząc ryzyko techniczne na wykonawcę.

towarzyszą mu silne warunki realizacyjne oraz europejska wartość dodana w postaci efektów skali i rozlewania technologii.

10.2 Wsparcie OPEX

Dopłaty operacyjne stanowią kluczowy element systemu wsparcia. W formie aukcyjnych kontraktów różnicowych lub premii do każdego kilograma wodoru domykają lukę kosztową i stabilizują przepływy pieniężne. Rekomendowanym rozwiązaniem są 10-15-letnie kontrakty typu CfD lub *feed-in premium*, przyznawane w ramach aukcji, w których oferowana jest stawka w €/kg H₂ z korektą o ceny energii oraz przychody z produktów ubocznych, takich jak tlen czy ciepło. Kontrakt powinien być elastyczny wolumenowo (*pay-as-produced*, z dopuszczalnymi pasmami produkcji), uwzględniać mechanizm zwrotu nadmiernego wsparcia (*claw-back*) oraz indeksację do kosztów energii i cen CO₂. Doświadczenia z Holandii (SDE++) i Francji (CfD H₂) pokazują, że długi horyzont wsparcia jest warunkiem pozyskania finansowania dłużnego i obniżenia kosztu kapitału (WACC).

Mechanizm Auction-as-a-Service (AaaS) umożliwia państwu członkowskim finansowanie produkcji zielonego wodoru w ramach wspólnych aukcji unijnych, zapewniając konkurencyjność kosztową i szybkie wdrożenie projektów. W modelu tym kraj deklaruje własną pulę środków publicznych, które zostają rozdysponowane przez Komisję Europejską w ramach aukcji prowadzonej przez Europejski Bank Wodoru. Projekty konkurują oferowaną stawką dopłaty w €/kg H₂, a zwycięzcy otrzymują premię wypłacaną przez maksymalnie dziesięć lat. System działa analogicznie do kontraktu różnicowego (CfD) - pokrywa lukę między kosztem produkcji a ceną rynkową wodoru, zapewniając stabilne przychody i ograniczając ryzyko inwestycyjne. Dla państw uczestniczących oznacza to możliwość wspierania projektów zgodnie z zasadami pomocy publicznej bez konieczności tworzenia krajowych procedur aukcyjnych, co przyspiesza wdrażanie polityki i zwiększa przejrzystość systemu.

Bezpośrednie obniżenie kosztu energii dla elektrolizy stanowi niezbędne uzupełnienie dopłat operacyjnych. Zestaw narzędzi powinien obejmować zwolnienia z części opłat sieciowych i systemowych (w przypadku Polski kluczową rolę może odgrywać opłata mocowa), redukcję wybranych danin parafiskalnych, priorytetowe przyłączenia oraz możliwość zawierania długoterminowych kontraktów PPA z większą elastycznością czasową. Wsparciem mogą być również dedykowane aukcje OZE „pod elektrolizę” lub taryfy dynamiczne, które zachęcają do pracy w godzinach nadwyżek mocy (*peak-shaving*). Takie rozwiązania, testowane już w Niemczech i Holandii, realnie obniżają koszty operacyjne - największy składnik kosztu wodoru - i zmniejszają potrzebną wysokość premii w CfD.

Po stronie popytu warto stosować instrumenty zapewniające stabilny odbiór i cenę, które ograniczają ryzyko rynkowe producentów. Sprawdzone mechanizmy to długoterminowe kontrakty zakupu (*long-term offtake*) dla kluczowych sektorów oraz model podwójnych aukcji, wzorowany na H2Global. W jego ramach publiczny pośrednik zawiera długoterminowe kontrakty po stronie podaży i odsprzedaje produkt w krótszych

aukcjach po stronie popytu, kompensując różnicę dotacją. Alternatywnie można stosować system *green premium* po stronie użytkowników końcowych - dopłatę do zużytego kilograma wodoru powiązaną z mandatami sektorowymi, jak w modelu rozwijanym w Holandii. Takie podejście zwiększa elastyczność systemu i ogranicza koszty po stronie przemysłu.

10.3 Infrastruktura importowa i przesyłowa

Infrastruktura przesyłowa jest warunkiem skalowania rynku i powinna być traktowana jako użyteczność publiczna, z regulowanymi taryfami i inwestycjami realizowanymi z wyprzedzeniem względem popytu. Rekomendowanym rozwiązaniem jest krajowa sieć rdzeniowa wodoru, oparta głównie na konwersji istniejących gazociągów i finansowana przez operatorów przy czasowym wsparciu państwa - poprzez dopłaty do taryf w okresie niskiego obciążenia oraz mechanizm wspólnego funduszu opłat (*tariff pooling*). Niemiecki model Wasserstoff-Kernnetz pokazuje, że jednolite, umiarkowane taryfy i antycypacyjne finansowanie pozwalają uniknąć klasycznego problemu „kury i jajka”, a jednocześnie obniżają koszt dostarczonego wodoru w całym łańcuchu wartości.

Rozwój infrastruktury importowej powinien postępować równolegle z krajową produkcją, by zapewnić dywersyfikację źródeł i stabilność cen. Priorytetowe inwestycje to terminale przeładunkowe w portach (dla amoniaku), magazyny buforowe, połączenia z siecią przesyłową oraz wspólne standardy jakości i bezpieczeństwa. Projekty portowe warto łączyć z długoterminowymi kontraktami importowymi oraz mechanizmami popytowymi, takimi jak H2Global, co zwiększa przewidywalność przepływów i ułatwia pozyskanie finansowania. Nakłady mogą być współfinansowane z instrumentów TEN-E/CEF i programów krajowych, przy przejrzystym podziale kosztów między użytkowników i budżet publiczny.

Koordinacja planowania infrastruktury z lokalizacją klastrów przemysłowych i węzłów OZE jest kluczowa dla redukcji kosztów systemowych i unikania nietrafionych inwestycji. Wskazane jest utworzenie publicznego harmonogramu projektów w całym łańcuchu - od produkcji i przesyłu, po import i odbiorców końcowych - wraz ze wspólną oceną przepływów, wąskich gardeł i kalendarzem aukcji oraz konkursów. Integracja z programami przyłączeniowymi operatorów elektroenergetycznych (np. priorytety dla elektrolizy, elastyczne profile pracy) umożliwi efektywne wykorzystanie nadwyżek OZE oraz, w dalszej perspektywie, świadczenie przez elektrolizery usług systemowych takich jak DSR i bilansowanie mocy. Praktyki niemieckie i holenderskie potwierdzają, że taka koordynacja znacząco obniża krańcowy koszt RFNBO i zwiększa efektywność całego ekosystemu wodorowego.

10.4 Pozostałe

Mechanizmy regulacyjne i rynkowe powinny zwiększać elastyczność realizacji celów oraz obniżyć koszty transakcyjne. Warto wprowadzić system gwarancji pochodzenia wodoru i jego pochodnych, umożliwić masowe bilansowanie między różnymi nośnikami energii oraz dopuścić mechanizm przenoszenia obowiązków między latami (*banking and borrowing*). Takie rozwiązania, rozwijane m.in. w Holandii, stabilizują popyt i ograniczają koszty zgodności regulacyjnej. Równolegle, na poziomie europejskim, należy wspierać uproszczenie wymogów dotyczących zrównoważonego pochodzenia (*RFNBO/RED*) oraz procedury weryfikacji, by zmniejszyć obciążenia administracyjne po stronie przedsiębiorstw i instytucji finansujących.

Popyt można dodatkowo wzmacniać poprzez zamówienia publiczne i standardy rynkowe premiuje produkty niskoemisyjne. Zielone zamówienia (np. dla stali, nawozów czy paliw lotniczych) oraz mechanizmy *green premium* w sektorach trudnych do dekarbonizacji tworzą przewidywalne rynki zbytu. W fazie rozruchu programy pilotażowe z udziałem spółek Skarbu Państwa mogą pełnić rolę „kupującego ostatniej instancji”, stabilizując popyt w pierwszych latach funkcjonowania rynku. Komplementarne ulgi podatkowe - takie jak przyspieszona amortyzacja - oraz zwolnienia z części opłat za energię elektryczną dla elektrolizy wzmacniają efekt wsparcia operacyjnego i obniżają cenę końcową zielonego wodoru dla odbiorców. Takie podejście stosują już Francja i Niemcy.

Skuteczność całego pakietu zależy od jakości ładu wdrożeniowego, monitoringu efektów i przewidywalności regulacyjnej. Wskazany jest centralny program zarządzania z rocznymi budżetami aukcji i grantów, jasno określonymi progami kosztów (*bid caps*), publicznym raportowaniem kosztu unikniętej tony CO₂ oraz mechanizmami umożliwiającymi korektę ścieżki wsparcia. Harmonogram stopniowego wygaszania dopłat powinien być powiązany ze spadkiem kosztów technologii i wzrostem cen CO₂, tak aby udział środków publicznych malał w czasie. Taka architektura - łącząca instrumenty inwestycyjne i operacyjne, infrastrukturę oraz reguły rynkowe - daje największą szansę na domknięcie ok. 70% luki inwestycyjnej i osiągnięcie celu RFNBO przy możliwie najniższym koszcie społecznym.

10.5 Szczegółowy opis instrumentów w innych państwach UE

Państwa członkowskie Unii Europejskiej wdrażają zróżnicowane, lecz komplementarne zestawy instrumentów regulacyjnych i finansowych wspierających rozwój rynku zielonego wodoru. Wspólnym celem tych działań jest stworzenie stabilnych i przewidywalnych warunków inwestycyjnych („bankowalnych ścieżek”) umożliwiających skalowanie produkcji, dystrybucji i wykorzystania wodoru odnawialnego w sektorach przemysłowych i energetycznych. Zastosowane rozwiązania łączą bodźce popytowe - takie jak obowiązki zużycia czy certyfikaty pochodzenia - z instrumentami podażowymi, obejmującymi dopłaty operacyjne, granty inwestycyjne oraz wsparcie infrastrukturalne. Poniższa tabela przedstawia syntetyczne zestawienie głównych mechanizmów stosowanych w wybranych państwach członkowskich, natomiast dalsza część rozdziału szczegółowo omawia ich konstrukcję, sposób

funkcjonowania oraz wnioski dla projektowania skutecznych instrumentów wsparcia rynku zielonego wodoru w Polsce.

Tabela 32 Podsumowanie instrumentów wsparcia wraz z opisem i krajem, w którym go zaimplementowano

Instrument wsparcia	Opis działania / mechanizm	Kraj
Banking i borrowing („doorschuiven en sparen”)	Możliwość przenoszenia niewykonania lub nadwyżki obowiązku RFNBO między latami (oszczędzanie i nadrabianie).	Niderlandy
System mass balance i certyfikaty pochodzenia (GoO)	Tymczasowe złagodzenie wymogu fizycznego powiązania dostaw wodoru; firmy mogą wykazać się zakupem zbywalnych gwarancji pochodzenia RFNBO.	Niderlandy
Jednostki HWI (Hernieuwbare Waterstofeenheden)	Aukcyjny system dopłat - przedsiębiorstwa, które przekroczą wymagany udział RFNBO, otrzymują jednostki HWI, które państwo odkupuje po ustalonej stawce (feed-in premium).	Niderlandy
Subsydia inwestycyjne - SDE++ i NIKI (sieć H₂, porty, huby)	Dotacje kapitałowe na budowę elektrolizerów i rozbudowę infrastruktury H ₂ ; finansowanie ze środków krajowych. Finansowanie krajowej sieci przesyłowej i terminali wodorowych (Gasunie Hydrogen Backbone, porty importowe).	Niderlandy
Mechanizm „green premium”	Planowane wsparcie popytu na produkty wytwarzane z zielonego H ₂ (np. stal, nawozy) poprzez zamówienia publiczne i standardy zakupowe.	Niderlandy
Aukcje krajowe „Auctions-as-a-Service” (AaaS)	Konkurencyjne aukcje dotacyjne dla projektów produkcji H ₂ odnawialnego; agencja CINEA wybiera oferty o najniższej dopłacie €/kg H ₂ . Premia produkcyjna (feed-in premium). Stała dopłata €/kg H ₂ wypłacana przez maks. 10 lat za faktycznie wyprodukowany wodór odnawialny.	Niemcy
Program H2Global	Mechanizm podwójnej aukcji - zakup H ₂ lub derywatów (amoniak, metanol, e-SAF) od najtańszych producentów spoza UE i odsprzedaż odbiorcom w UE; różnicę pokrywa dotacja.	Niemcy
Długoterminowe kontrakty w ramach H2Global	Umowy zakupu zielonego amoniaku i innych nośników (np. Fertigllobe - Egipt, 397 tys. t do 2033 r.) gwarantujące stabilne przychody producentom.	Niemcy
Kontrakty klimatyczne (Klimaschutzverträge)	15-letnie kontrakty na różnicę emisji CO ₂ (CfD) - dopłaty do unikniętych emisji w przemyśle stalowym, chemicznym, amoniaku.	Niemcy
Program IPCEI Hydrogen	Dotacje inwestycyjne (CAPEX) dla dużych projektów elektrolizerów w ramach unijnego mechanizmu IPCEI.	Niemcy
Programy infrastrukturalne („Wasserstoff-Kernnetz”)	Finansowanie krajowej sieci przesyłu wodoru (~1800 km), łączącej główne klastry przemysłowe.	Niemcy
Aukcje Europejskiego Banku Wodoru (EHB)	Unijne aukcje wspierające produkcję RFNBO; Niemcy finansowały część krajową (350 mln €) w ramach AaaS.	Niemcy
Aukcje krajowe „Auctions-as-a-Service” (AaaS)	Konkurencyjne aukcje dotacyjne dla projektów produkcji odnawialnego wodoru prowadzone przez Komisję Europejską (CINEA) w ramach Europejskiego Banku Wodoru. Kraje członkowskie finansują krajową część budżetu, a beneficjenci wybierani są na podstawie najniższej wymaganej dopłaty (€/kg	Austria, Litwa, Hiszpania

	H ₂). Stała premia produkcyjna wypłacana przez maksymalnie 10 lat za faktycznie wyprodukowany wodór odnawialny.	
Kontrakty różnicowe (CfD) na produkcję H₂	Krajowy system wsparcia dla produkcji wodoru odnawialnego i niskoemisyjnego; kontrakty przyznawane w drodze konkurencyjnych aukcji, w których wygrywają oferty z najniższą wymaganą dopłatą €/kg H ₂ .	Francja

10.5.1 Niderlandy

Niderlandy stosują zintegrowane podejście do rozwoju rynku odnawialnego wodoru, łącząc mechanizmy regulacyjne z silnymi instrumentami finansowymi i certyfikacyjnymi. Celem jest jednoczesne pobudzenie popytu i podaży oraz stworzenie stabilnego rynku dla zielonego wodoru. Holenderski system obejmuje elastyczne obowiązki zużycia (banking i borrowing zobowiązań), system gwarancji pochodzenia (GoO), obowiązek zużycia w przemyśle (HWI) oraz pakiet wsparcia finansowego - od aukcji SDE++ po nowe granty NIKI i mechanizm pokrywania „zielonej premii”. Polityka ta odzwierciedla podejście sekwencyjne: najpierw stymulowanie podaży poprzez dopłaty, następnie wymuszenie popytu regulacjami i jego stabilizację poprzez dopłaty po stronie odbiorców.

Mechanizm banking & borrowing zwiększa elastyczność realizacji obowiązków zużycia odnawialnego wodoru i stabilizuje rynek w okresie transformacji. Pozwala przedsiębiorstwom przenosić nadwyżki jednostek H₂ między okresami rozliczeniowymi lub „pożyczać” część niewykonanych zobowiązań. Tego typu rozwiązanie, już funkcjonujące w systemie paliw transportowych, umożliwia transfer do 25% nadwyżkowych jednostek na kolejny rok (min. 2000 jednostek). Zastosowanie podobnej zasady w ramach planowanego obowiązku HWI pozwoli uniknąć kar w razie chwilowych niedoborów zielonego wodoru i ułatwi planowanie zakupów. Mechanizm nie generuje wydatków budżetowych, a jego efektem jest zwiększenie przewidywalności rynku i ograniczenie kosztów regulacyjnych dla przemysłu.

System gwarancji pochodzenia (GoO) wzmacnia przejrzystość rynku i umożliwia handel zielonym wodorem w skali europejskiej. Niderlandy wprowadziły ten system już w 2022 r., we współpracy z państwową spółką Vertogas, jako pierwsza w UE. Certyfikaty GoO potwierdzają pochodzenie wodoru z OZE i mogą być handlowane niezależnie od fizycznych dostaw. System finansowany jest z opłat transakcyjnych, a jego wartość zależy od popytu na zielony charakter produktu. Dzięki temu producenci zyskują dodatkowy przychód, a konsumenci - narzędzie do wykazania zgodności z wymogami RED III. Pilotaż z udziałem 18 firm pokazał, że mechanizm cieszy się wysokim zainteresowaniem i może stać się podstawą międzynarodowego handlu certyfikatami wodorowymi.

Planowany system jednostek HWI (Hernieuwbare Waterstof Industrie) ma stworzyć rynek popytu na wodór odnawialny poprzez obowiązek jego wykorzystania w przemyśle. Obowiązek obejmie zakłady zużywające ponad 0,1 kt

wodoru rocznie, z wyłączeniem producentów amoniaku. Za każdy 1 GJ odnawialnego H₂ przedsiębiorstwo otrzyma jednostkę HWI, którą może wykorzystać do rozliczenia obowiązku lub sprzedać na rynku. Zbywalność certyfikatów pozwoli wycenić rynkowo wodór odnawialny i zapewni elastyczność w realizacji celów. Rząd nie będzie bezpośrednio finansować systemu, lecz wesprze go pośrednio mechanizmem „green premium”, aby ograniczyć wzrost cen jednostek. System ruszy w 2026 r. i ma kluczowe znaczenie dla wdrożenia celów RED III w sektorze przemysłowym.

Program SDE++ pozostaje głównym instrumentem wsparcia operacyjnego dla produkcji zielonego wodoru w Holandii. W ramach tego mechanizmu rząd wypłaca dopłaty wyrównujące różnicę między kosztami wytwarzania zielonego a konwencjonalnego wodoru. Projekty konkurują w aukcjach, oferując jak najniższą stawkę dopłaty (€/kg H₂ lub €/t CO₂ unikniętego), co zapewnia efektywność kosztową systemu. Finansowanie pochodzi z krajowego budżetu i środków ETS. W 2023 r. wsparcie przyznano 11 projektom o łącznej mocy 602 MW, z budżetu ponad 700 mln euro. Nadmierne zainteresowanie (3,2 mld euro wniosków) pokazało silny potencjał sektora i potrzebę dalszej koordynacji między podażą a popytem na wodór odnawialny.

Nowy program NIKI (Nationale Investeringsregeling Klimaatprojecten Industrie) uzupełnia SDE++ poprzez wsparcie inwestycji przemysłowych wykorzystujących wodór odnawialny. Program koncentruje się na finansowaniu zastosowań wodoru w procesach przemysłowych - np. w hutnictwie i chemii - zamiast samej produkcji H₂. Oferuje granty inwestycyjne (CAPEX) i częściowo operacyjne dla projektów redukujących emisje CO₂ w sposób przełomowy technologicznie. Budżet wynosi 250 mln euro rocznie w latach 2025-2030. Konkursowy tryb naboru - według kosztu redukcji CO₂ - promuje efektywność wydatkowania. Program jest w fazie wdrażania, a jego efekty spodziewane są po 2026 r., kiedy ruszą pierwsze duże inwestycje strategiczne.

Mechanizm „green premium” ma wyrównać koszty zakupu zielonego wodoru przez przemysł, zapobiegając nadmiernemu wzrostowi cen jednostek HWI. Rząd przeznaczył 662 mln euro z funduszu klimatycznego na dopłaty dla firm przemysłowych zużywających odnawialny wodór. W praktyce oznacza to refundację części różnicy między ceną zielonego a szarego H₂ - analogicznie do kontraktów różnicowych, lecz po stronie konsumenta. Mechanizm ma zapewnić równowagę pomiędzy bodźcami regulacyjnymi a konkurencyjnością przemysłu, zwiększając skłonność firm do zakupu zielonego wodoru i ograniczając ryzyko nadmiernych kosztów. Szczegółowe zasady mają zostać przyjęte w 2025 r.

Zintegrowany model Holandii stanowi przykład zrównoważonego systemu wsparcia, łączącego regulacje, certyfikaty i instrumenty finansowe. Polityka publiczna w tym zakresie opiera się na logicznej sekwencji interwencji - najpierw wsparcie podaży, następnie stworzenie i stabilizacja popytu - co pozwala ograniczyć ryzyka rynkowe i przyspieszyć komercjalizację zielonego wodoru. Holenderskie doświadczenia mogą stanowić punkt odniesienia dla krajów wdrażających RED III, pokazując, że efektywna dekarbonizacja przemysłu wymaga równoczesnego działania po stronie produkcji, konsumpcji i infrastruktury rynkowej.

10.5.2 Niemcy

Niemcy stosują zintegrowany pakiet instrumentów wspierających import, krajową produkcję i infrastrukturę wodoru, aby zapewnić skalę, przewidywalność i efektywność kosztową transformacji. Rdzeniem podejścia są mechanizmy rynkowe z długoterminową pewnością regulacyjną: podwójne aukcje H2Global po stronie importu, kontrakty różnicowe dla przemysłu (Klimaschutzverträge) oraz wykorzystanie unijnej platformy aukcyjnej w modelu Auction-as-a-Service (AaaS). Komplementarne finansowanie pochodzi z budżetu federalnego, Funduszu Klimatyczno-Transformacyjnego i środków unijnych (w tym IPCEI), a rozwój sieci przesyłowej wspiera plan wodorowego Kernnetz. Architektura ta minimalizuje ryzyko inwestorów, ale utrzymuje konkurencję o środki publiczne, łącząc presję na spadek kosztów z jasnym poystem odbiorców końcowych.

Model Auction-as-a-Service pozwala Niemcom uruchamiać wsparcie produkcji H₂ w oparciu o reguły i infrastrukturę przetargową UE, ograniczając koszty transakcyjne i ryzyko opóźnień. Państwo deklaruje krajowy budżet oraz warunki kwalifikowalności (projekty na terytorium Niemiec), a unijny przetarg wybiera beneficjentów według jednolitych kryteriów. Rozwiązanie zapewnia spójność z zasadami pomocy publicznej i „efekt skali” po stronie podaży. Doświadczenia z pierwszego przetargu pokazały bardzo wysoką konkurencję (duża liczba ofert) i niską cenę clearingową dopłat (rzędu dziesiątych części euro na kg), co przełożyło się na dużą ilość zakontraktowanej produkcji przy relatywnie ograniczonym wydatku krajowym.

H2Global, oparty na podwójnych aukcjach, zapewnia długoterminowe kontrakty importowe, redukując różnicę kosztów między zielonym a konwencjonalnym wodorem. Spółka Hint.Co kontraktuje na 10 lat dostawy zielonych nośników (np. amoniaku, e-metanolu, e-paliw) po najniższej cenie oferowanej przez globalnych producentów, a następnie odsprzedaje je europejskim odbiorcom w krótszych aukcjach rocznych. Dotacja pokrywa lukę między ceną zakupu a przychodem ze sprzedaży, działając jak pośredni CfD. Mechanizm daje producentom sygnał do finalizacji inwestycji (bankowalność umów) i buduje łańcuchy dostaw do UE. Wyniki pilotażu dla zielonego amoniaku potwierdziły zdolność instrumentu do mobilizacji znacznych wolumenów przy transparentnej, konkurencyjnej alokacji ryzyka cenowego.

Klimaschutzverträge (CCfD) dostarczają przemysłowi energochłonnemu 15-letniego, wynikowego wsparcia, wiążąc dopłatę z realnie unikniętymi emisjami CO₂. Kontrakty rozstrzygane są w trybie konkurencyjnym na podstawie deklarowanego kosztu redukcji (€/t CO₂), co kieruje środki do projektów o najniższym koszcie marginalnym. Wypłaty pokrywają różnicę kosztów transformacji (CAPEX/OPEX) względem technologii referencyjnej, z klauzulą rozliczeń zwrotnych w razie poprawy warunków rynkowych (wzrost cen ETS/spadek kosztów). Pierwsza runda objęła projekty stalowe (DRI na H₂), chemiczne i rafineryjne, wskazując na rolę wodoru jako nośnika dekarbonizacji materiałochłonnych gałęzi przemysłu oraz na znaczenie długiego horyzontu pewności regulacyjnej dla zamknięcia finansowania.

IPCEI i krajowe dotacje inwestycyjne uzupełniają wsparcie operacyjne, przyspieszając budowę mocy elektrolizy i zastosowań końcowych. Ramy IPCEI Hydrogen wspierają projekty o charakterze przełomowym i transgranicznym - od

komponentów łańcucha wartości po duże instalacje produkcyjne i zużyciowe. Krajowe granty adresują luki kapitałowe w projektach, które nie domykają się wyłącznie na wsparciu wynikowym. Logika jest komplementarna: IPCEI i dotacje CAPEX umożliwiają start przedsięwzięć o wysokiej intensywności inwestycyjnej, zaś AaaS i CCfD stabilizują przepływy pieniężne w fazie eksploatacji. Taki montaż finansowy redukuje barierę wejścia dla pierwszych instalacji i skraca czas od decyzji inwestycyjnej do osiągnięcia pełnych mocy.

Plan wodorowego Kernnetz tworzy regulacyjnie pewny model budowy sieci przesyłowej, przenosząc doświadczenia gazowe na infrastrukturę H₂. Koncepcja zakłada wyznaczenie „rdzeniowej” sieci wodorowej, konwersję części istniejących gazociągów oraz etapową rozbudowę nowych odcinków tak, by łączyć porty, centra przemysłowe i magazyny. Rola operatorów systemu przesyłowego jest kluczowa: mają realizować inwestycje w oparciu o regulowaną stopę zwrotu, taryfy sieciowe i mechanizmy zabezpieczające popyt początkowy. Pozwala to ograniczyć ryzyko niedostatecznego wykorzystania na wczesnych etapach, a jednocześnie utrzymać zasady niedyskryminacyjnego dostępu i przejrzystej kalkulacji opłat.

Całość instrumentów tworzy spójny łańcuch bodźców: od podaży, przez popyt, po infrastrukturę, z wbudowaną konkurencją o środki i ograniczaniem nadmiernych zysków. Aukcje (AaaS, H2Global) zapewniają presję kosztową i transparentną alokację, CCfD gwarantują długoterminową opłacalność technologii niskoemisyjnych, a Kernnetz domyka fizyczne warunki rozwoju rynku. Źródła finansowania - KTF, budżet federalny i instrumenty UE - są dobierane adekwatnie do profilu ryzyka (CAPEX vs OPEX). Wnioskiem dla decydentów publicznych jest konieczność projektowania pakietów „end-to-end”: same subsydia operacyjne lub same inwestycyjne nie wystarczą bez jednoczesnego zapewnienia odbioru oraz sieci, które umożliwią przepływ i rynkową wymianę wodoru.

Choć architektura instrumentów jest spójna i ukierunkowana na efektywność kosztową, realizacja strategii wodorowej napotyka rosnące wyzwania instytucjonalne i fiskalne. Federalny Trybunał Obrachunkowy w raporcie z października 2025 r. wskazał, że rozwój krajowej podaży i popytu na wodór znacząco odbiega od założeń, a cele produkcyjne na 2030 r. są w obecnym tempie nieosiągalne. Audytorzy zwrócili uwagę na wysoką zależność projektów od subsydiów oraz brak wystarczającej koordynacji między instrumentami wsparcia, co utrudnia zgrywanie wolumenów importu, krajowej produkcji i realnego zapotrzebowania przemysłu. Zidentyfikowano także ryzyka nadmiernego obciążenia Funduszu Klimatyczno-Transformacyjnego i potrzebę lepszego priorytetyzowania środków zgodnie z etapem dojrzewania rynku.

Trybunał rekomenduje przeprowadzenie „realistycznego przeglądu” strategii, obejmującego rewizję harmonogramów, korektę planu Kernnetz oraz doprecyzowanie warunków stosowania mechanizmów takich jak H2Global czy CCfD. Wnioski audytorów wskazują, że skuteczność niemieckiego modelu będzie zależeć nie tylko od utrzymania wysokiego poziomu finansowania, lecz także od jego precyzyjnego ukierunkowania na sektory o największym potencjale redukcji emisji i gotowości inwestycyjnej. Strategia wymaga zatem przejścia z fazy ekspansywnego

subsydiowania do bardziej selektywnego, opartego na dowodach podejścia, które zapewni trwałość finansową i rynkową stabilność transformacji wodorowej.

10.5.3 Hiszpania, Austria i Litwa: wspólne wykorzystanie mechanizmu Auction-as-a-Service

Mechanizm Auction-as-a-Service (AaaS) stanowi wspólny trzon strategii Hiszpanii, Austrii i Litwy w zakresie wspierania produkcji zielonego wodoru. Uczestnictwo w unijnych aukcjach Europejskiego Banku Wodoru pozwala tym krajom alokować krajowe środki publiczne w ramach jednolitej procedury prowadzonej przez Komisję Europejską, przy zachowaniu zgodności z zasadami pomocy państwa. Wspólna platforma obniża koszty administracyjne, zapewnia spójność kryteriów środowiskowych (RFNBO) i umożliwia uzyskanie „efektu skali” - większej konkurencji, niższych stawek dopłat i szybszej realizacji inwestycji. AaaS działa w formule wynagrodzenia za wynik, zapewniając stałą premię za każdy kilogram H₂ produkowany przez okres do 10 lat.

Wszystkie trzy kraje stosują zbliżony model wsparcia, różniący się jedynie skalą i poziomem finansowania. Hiszpania przeznaczyła 280-400 mln euro z RRF, Austria 400 mln euro z budżetu krajowego, a Litwa - 36 mln euro z Funduszu Modernizacyjnego ETS. Środki te pozwolą na rozwój mocy rządu odpowiednio: 345 MW, 300 MW i 1,3 GW (do 2030 r., w przypadku Litwy - cel strategiczny). Mechanizm AaaS gwarantuje równe traktowanie projektów, jednolite kryteria selekcji oraz ograniczenie ryzyka budżetowego poprzez system premii „pay-as-bid” przy rygorystycznym nadzorze w zakresie pochodzenia energii z OZE i redukcji emisji.

AaaS umożliwia tym krajom budowę rynku wodoru przy minimalnych kosztach instytucjonalnych i fiskalnych. Wykorzystanie wspólnej aukcji zamiast krajowych programów eliminuje potrzebę tworzenia odrębnych struktur wdrożeniowych, a premiowanie wyłącznie faktycznej produkcji ogranicza ryzyko nieefektywnego wykorzystania środków. W połączeniu z krajowymi instrumentami - dotacjami inwestycyjnymi (Hiszpania, Austria) i funduszami unijnymi (Litwa) - mechanizm ten zapewnia komplementarne wsparcie dla CAPEX i OPEX. Doświadczenia tych państw potwierdzają, że AaaS jest efektywnym narzędziem szybkiego uruchamiania produkcji RFNBO przy zachowaniu przejrzystości, konkurencyjności i dyscypliny kosztowej.

11 Rekomendacje

11.1 Kierunek strategiczny: wdrażanie RED III w logice minimalnej zgodności i redukcji kosztów

Polska powinna przyjąć strategię minimalnej zgodności z wymogami RED III, opartą na zasadzie proporcjonalności i efektywności kosztowej, której celem jest ograniczenie kosztów gospodarczych oraz utrzymanie konkurencyjności przemysłu energochłonnego. Dyrektywa RED III, wprowadzając obowiązek zapewnienia 42% udziału RFNBO w wodorze przemysłowym do 2030 r. i 60% do 2035 r., ustanawia ramy, które dla Polski stanowią wymóg trudny do spełnienia w sposób ekonomicznie racjonalny. Szacunki kosztów produkcji RFNBO w polskich warunkach - przy założeniu cen energii elektrycznej rzędu 85-100 EUR/MWh i ograniczonych możliwości pełnego wykorzystania mocy elektrolizerów - wskazują na jednostkowy koszt wodoru zielonego (LCOH) rzędu 9,5-12 EUR/kg, wobec 2,5-3,5 EUR/kg dla wodoru szarego. W konsekwencji tzw. *green premium* przekracza 6-7 EUR/kg H₂, co czyni lokalną produkcję ekonomicznie niekonkurencyjną bez głębokiej interwencji publicznej. Przy utrzymaniu takiego poziomu kosztów osiągnięcie 42% udziału RFNBO wymagałoby dotacji przekraczających 30 mld PLN w horyzoncie dekady, co oznaczałoby istotne obciążenie finansów publicznych i ryzyko efektów ubocznych, takich jak deindustrializacja czy wzrost cen nawozów i żywności.

Zasadniczym celem polityki krajowej powinno być zatem nie pełne zrealizowanie nominalnych wskaźników, lecz ich osiągnięcie w sposób najmniej kosztowny dla gospodarki, zgodnie z zasadą proporcjonalności. Dyrektywa RED III nakłada obowiązki na poziomie państw członkowskich, pozostawiając im dużą swobodę w wyborze środków implementacji. To otwiera przestrzeń dla krajowej strategii opartej na tzw. *minimum compliance* - realizacji celu w sposób formalnie zgodny z unijnymi przepisami, lecz przy możliwie najniższym koszcie netto dla przemysłu i konsumentów. Strategia ta jest uzasadniona zarówno ekonomicznie, jak i politycznie: w obecnych warunkach makroekonomicznych - przy wysokich stopach procentowych, deficycie inwestycji w OZE i napiętym bilansie handlowym - maksymalizacja krajowej produkcji RFNBO byłaby działaniem nieefektywnym. Celem powinno być więc utrzymanie wiarygodności regulacyjnej i stopniowe budowanie kompetencji wodorowych, a nie szybkie dostosowanie do wskaźników ilościowych w oderwaniu od realnych kosztów.

Strategia minimalnej zgodności jest również spójna z podejściem stosowanym w innych państwach UE o podobnych uwarunkowaniach energetycznych. Czechy, Rumunia i Węgry przyjęły już rozwiązania opierające się na etapowym wdrażaniu celów RFNBO oraz szerokim stosowaniu wyłączeń sektorowych. Czechy, dla których sektor nawozowy ma ograniczone znaczenie, określiły minimalny obowiązek 10% RFNBO do 2030 r. i 15% do 2035 r., obejmując nim zaledwie kilka zakładów chemicznych. Rumunia przyjęła obowiązek 50% H₂ niskoemisyjnego (w tym 42% RFNBO) od 2030 r., jednak z wieloletnim okresem przejściowym i instrumentami kompensacyjnymi. W Holandii, mimo dużo niższych kosztów energii, wdrażanie celu rozpoczęto od 0,2% w 2027 r. i 4% w 2030 r. Podejście to dowodzi, że etapowe, elastyczne wdrażanie RED III jest

akceptowalne w praktyce unijnej, o ile państwo członkowskie zapewni wiarygodną ścieżkę dochodzenia do zgodności oraz mechanizmy monitorowania postępu.

Zastosowanie strategii „minimum compliance” powinno być powiązane z polityką ochrony strategicznych sektorów gospodarki, szczególnie nawozowego, chemicznego i rafineryjnego. Sektory te generują łącznie ponad 5% PKB i zatrudniają ok. 120 tys. pracowników bezpośrednio, a kolejne 200-300 tys. w łańcuchach powiązanych. Nagłe zwiększenie kosztów produkcji wodoru, będącego podstawowym surowcem w produkcji amoniaku i paliw, mogłoby doprowadzić do spadku marż, ograniczenia mocy wytwórczych i relokacji produkcji poza UE. Już w 2022 r. czasowe ograniczenie produkcji amoniaku przez Grupę Azoty pokazało, że wrażliwość sektora na koszty energii i gazu ziemnego jest wyjątkowo wysoka. Strategia wdrażania RED III powinna więc integrować cele klimatyczne z celami polityki przemysłowej - w duchu zrównoważonej transformacji, a nie sztywnej dekarbonizacji „za wszelką cenę”.

11.2 Poziom ambicji i krajowa trajektoria wdrożenia

Rekomendowany poziom ambicji dla Polski w zakresie udziału RFNBO powinien wynosić 5% w 2030 r. oraz 10-20% w 2035 r., ponieważ odzwierciedla to realne możliwości krajowego systemu energetycznego i inwestycyjnego. Proponowany poziom jest zgodny z analizą scenariusza 6 dotyczącego wyłączeń oraz z oceną krajowego potencjału produkcji i importu RFNBO przy obecnych i prognozowanych kosztach energii. Udział 5% w 2030 r. wymagałby uruchomienia ok. 0,2-0,3 GW mocy elektrolizerów oraz dedykowania ok. 1 TWh energii z OZE na potrzeby produkcji wodoru. Parametry te odpowiadają planom inwestycyjnym Grupy Orlen, Grupy Azoty oraz prywatnych wytwórców, co wskazuje na wykonalność celu bez konieczności zwiększania presji na system elektroenergetyczny.

Zwiększenie udziału RFNBO do 10-20% w 2035 r. jest możliwe dzięki wykorzystaniu dostępnych instrumentów finansowych, rozwojowi infrastruktury importowej oraz dalszej dekarbonizacji miksu energetycznego. Kluczowe znaczenie miałyby uruchamianie projektów współfinansowanych z Funduszu Modernizacyjnego i Innovation Fund, co pozwoliłoby obniżyć koszty kapitałowe i wesprzeć budowę nowych mocy elektrolizerów. Równoległe, rozbudowa możliwości importu amoniaku RFNBO przez terminal w Policach oraz postęp dekarbonizacyjny w krajowej energetyce zwiększyłyby dostępność niskoemisyjnych nośników energii. Analiza wskazuje, że poziomy ambicji powyżej 20% generowałyby nieproporcjonalne koszty i mogłyby prowadzić do napięć w sektorach wrażliwych, w tym w rolnictwie i przemyśle nawozowym, co uzasadnia utrzymanie umiarkowanego zakresu.

W przypadku ograniczonej możliwości stosowania szerokich wyłączeń na podstawie Motywu 63 zasadne jest przyjęcie podejścia mieszanego łączącego częściowe wyłączenia, krajową produkcję oraz import RFNBO. Odpowiada to logice scenariusza 5, w którym łączone są różne źródła wypełnienia celu w sposób minimalizujący ryzyka regulacyjne i kosztowe. Połączenie tych elementów pozwala na

elastyczne reagowanie na zmiany warunków rynkowych, w tym na wahania cen energii, dostępność kapitału i tempo rozwoju krajowych inwestycji. Podejście mieszane zapewnia także możliwość stopniowego zwiększania krajowego udziału RFNBO bez nadmiernego obciążenia systemu.

Tabela 33 Podsumowanie scenariuszy i ich parametrów

	Motyw 63	Import RFNBO	Realna wielkość celu RED III w kraju
Scenariusz 1	0%	Brak	42%
Scenariusz 2	0%	Niski	29%
Scenariusz 3	0%	Wysoki	13%
Scenariusz 4	50%	Brak	21%
Scenariusz 5	50%	Niski	10%
Scenariusz 6	90%	Brak	5%

Zaproponowana trajektoria jest zgodna z praktyką innych państw UE i uwzględnia różnice w strukturze kosztów energii i dostępu do OZE. Niderlandy - dysponujące znacznie lepszymi warunkami wiatrowymi, dostępem do taniej energii z offshore oraz gęstą infrastrukturą portową - ustaliła poziom 4% RFNBO w 2030 r. i 9,9% w 2035 r. Niemcy, które planują dynamiczny rozwój krajowej produkcji, również zakładają etapowy wzrost udziału RFNBO, zaczynając od 5-6% w 2030 r. przy szerokim wsparciu publicznym. Czechy, Słowacja i Węgry celują w poziom 10-15%, przy czym część z nich planuje realizację celu wyłącznie poprzez import. Przyjęcie dla Polski wartości 5-20% mieści się zatem w zakresie obserwowanych w UE praktyk implementacyjnych, a jednocześnie uwzględnia krajowe ograniczenia systemowe, takie jak wolne tempo przyłączeń OZE i wysokie koszty finansowania projektów energetycznych (WACC >8%).

Wdrożenie takiej trajektorii wymaga spójnego planu etapowego, który łączy działania regulacyjne, inwestycyjne i instytucjonalne. Do 2030 r. nacisk powinien być położony na stworzenie ram prawnych i infrastrukturalnych - certyfikacja RFNBO, rozwój terminalu w Policach, uruchomienie pierwszych elektrolizerów i mechanizmów wsparcia (CfD). W drugiej fazie (2030-2035) kluczowe będzie zwiększanie dostępności taniej energii z OZE i stopniowe rozszerzanie obowiązku RFNBO na kolejne podmioty, w miarę spadku kosztów technologicznych. Dalszy wzrost udziału RFNBO po 2035 r. będzie możliwy tylko w sytuacji, gdy koszt energii elektrycznej spadnie o co najmniej 40%, a technologie elektrolizy osiągną dojrzałość przemysłową (CAPEX <800 EUR/kW).

Przyjęcie umiarkowanego poziomu ambicji jest również konieczne dla zachowania równowagi między celami klimatycznymi a polityką społeczną i rolną. Sektor nawozowy, który zużywa około 50% krajowego wodoru, jest kluczowy dla bezpieczeństwa żywnościowego. Wymuszenie wysokiego udziału RFNBO w produkcji amoniaku prowadziłoby do gwałtownego wzrostu kosztów nawozów - nawet o 60-70% - co przełożyłoby się na wzrost cen żywności i spadek rentowności gospodarstw rolnych. Przyjęcie elastycznego, etapowego podejścia pozwala ograniczyć ten efekt, zachowując jednocześnie zgodność z przepisami unijnymi. Polska powinna więc argumentować, że osiągnięcie celów RED III wymaga uwzględnienia szerszego kontekstu gospodarczego i społecznego, zgodnie z Motywem 63, który dopuszcza proporcjonalność i uwzględnienie skutków ekonomicznych w implementacji krajowej.

Sektor nawozowy, który zużywa około 70% krajowego wodoru, jest kluczowy dla bezpieczeństwa żywnościowego. Wymuszenie wysokiego udziału RFNBO w produkcji amoniaku prowadziłoby do gwałtownego wzrostu kosztów nawozów - nawet o 60-70% - co przełożyłoby się na wzrost cen żywności i spadek rentowności gospodarstw rolnych. Przyjęcie elastycznego, etapowego podejścia pozwala ograniczyć ten efekt, zachowując jednocześnie zgodność z przepisami unijnymi. Polska powinna więc argumentować, że osiągnięcie celów RED III wymaga uwzględnienia szerszego kontekstu gospodarczego i społecznego, zgodnie z art. 22b dyrektywy, który dopuszcza proporcjonalność i uwzględnienie skutków ekonomicznych w implementacji krajowej.

11.3 Wykorzystanie elastyczności regulacyjnej i redefinicja celu przemysłowego

Pełne wykorzystanie elastyczności przewidzianej w RED III - w szczególności Motywu 63, ścieżki rafineryjnej i wyłączeń dla wodoru ubocznego - jest kluczowe dla ograniczenia kosztów i utrzymania konkurencyjności przemysłu. Dyrektywa umożliwia państwom członkowskim modyfikację bazy obliczeniowej celu RFNBO poprzez wyłączenie niektórych kategorii zużycia wodoru. W Polsce zastosowanie tych mechanizmów ma szczególne znaczenie, ponieważ struktura zużycia wodoru jest silnie skoncentrowana: około 45% w sektorze nawozowym (Grupa Azoty), 40% w rafineriach (Orlen) i pozostałe 15% w innych zakładach chemicznych. Zgodnie z interpretacją Komisji Europejskiej, wodór wykorzystywany w rafineriach do produkcji paliw transportowych może być w całości zaliczony do celu transportowego, a wodór powstający jako produkt uboczny (np. w chlor-alkali lub gazie koksowniczym) jest wyłączony z mianownika celu przemysłowego. Jednoczesne zastosowanie tych zasad może obniżyć obowiązkowy wolumen RFNBO dla przemysłu o połowę - z około 380 kt do 180-200 kt H₂ rocznie, a o Motyw 63 o kolejne 150 - 200 kt H₂.

Motyw 63 umożliwia ponadto wyłączenie zintegrowanych instalacji amoniaku z oceny realizacji celu, jeśli zastąpienie wodoru kopalnego RFNBO wymagałoby całkowitej przebudowy procesu technologicznego. Polska powinna aktywnie wnioskować o takie uznanie dla zakładów w Puławach, Policach, Włocławku, Kędzierzynie i Tarnowie. Argumentacja powinna wskazywać, że obecne instalacje amoniaku są zintegrowane z procesem reformingu metanu (SMR) i nie mogą być w prosty sposób zasilane zewnętrznym wodorem bez naruszenia bilansu cieplnego i technologicznego. Zmiana tego rodzaju wymagałaby inwestycji o wartości rzędu 1,5-2 mld EUR, co jest nieproporcjonalne wobec efektu redukcji emisji w skali kraju. Dodatkowo Polska może powołać się na argument bezpieczeństwa żywnościowego, wykazując, że zbyt szybkie wdrożenie RFNBO w sektorze nawozowym zagraża ciągłości dostaw nawozów i stabilności cen żywności.

Zastosowanie elastyczności powinno obejmować również redefinicję struktury celu przemysłowego i jego relacji z celem transportowym. Polska może zadeklarować zwiększenie realizacji celu transportowego (art. 25) - np. poprzez wyższy udział RFNBO w paliwach transportowych - i odpowiednio zmniejszyć wymagany wolumen RFNBO w przemyśle. Jest to rozwiązanie uzasadnione zarówno

ekonomicznie, jak i technicznie: w sektorze paliwowym istnieją już sprawne mechanizmy certyfikacji (systemy biokomponentów, gwarancje pochodzenia), a koszt wytworzenia RFNBO może być niższy dzięki efektowi skali i bardziej rozwiniętym rynkom międzynarodowym. Zwiększenie udziału RFNBO w transporcie o 2-3 punkty procentowe mogłoby zredukować wymogi przemysłowe o 20-25%, nie naruszając ogólnego celu dekarbonizacyjnego.

Elastyczność rozliczeń powinna być zapewniona poprzez mechanizm *banking and borrowing*, umożliwiający przenoszenie niewykonanych lub nadwyżkowych obowiązków między okresami rozliczeniowymi. Mechanizm ten — stosowany w holenderskim systemie HWI — pozwala przedsiębiorstwom kompensować niedobory w realizacji celu RFNBO w jednym roku poprzez jego nadwyżkowe wypełnienie w kolejnym, a także „oszczędzanie” nadwyżek na przyszłość. Rozwiązanie to stabilizuje rynek, zmniejsza presję krótkookresową i eliminuje konieczność ponoszenia kar w okresach przejściowych (np. opóźnienia inwestycji czy zakłócenia dostaw importowych). Wprowadzenie *banking and borrowing* w Polsce pozwoliłoby dużym grupom kapitałowym planować inwestycje w cyklach pięcioletnich, zamiast corocznych rozliczeń, co jest spójne z logiką długoterminowych procesów przemysłowych. Mechanizm wymaga wdrożenia elektronicznego rejestru jednostek RFNBO, najlepiej w ramach krajowego systemu gwarancji pochodzenia integrowanego z *Union Database*.

Skuteczne wykorzystanie elastyczności wymaga wzmocnienia krajowych ram regulacyjnych, w tym systemu certyfikacji i monitoringu RFNBO. Obecnie brak jest w Polsce spójnego systemu ewidencji i weryfikacji pochodzenia RFNBO zgodnego z *Union Database for Biofuels and RFNBO*. Utworzenie takiego systemu - obejmującego certyfikację producentów, audyt śladu węglowego i mechanizm handlu gwarancjami pochodzenia - jest warunkiem koniecznym do skutecznego korzystania z wyłączeń i elastyczności. System ten powinien zostać wdrożony przez niezależny organ (np. URE lub KOWR w roli operatora rejestru) i zintegrowany z europejskim systemem raportowania. Tylko wówczas Polska będzie mogła wiarygodnie wykazać przed Komisją Europejską, że stosowane odstępstwa nie prowadzą do „podwójnego liczenia” i są zgodne z zasadami monitorowania i raportowania (*MRV compliance*).

11.4 Zasady implementacji krajowej: poziom grup kapitałowych, koncentracja wsparcia i koordynacja sektorowa

Obowiązek realizacji celu RFNBO powinien być rozliczany na poziomie grup kapitałowych, a nie pojedynczych zakładów, co zwiększy efektywność i ograniczy koszty administracyjne. W polskim przemyśle wodorowym około 90% całkowitego zużycia przypada na dwa podmioty - Grupę Azoty (Puławy, Police, Tarnów, Kędzierzyn), Orlen (Płock, Gdańsk, Włocławek). Obciążenie każdej z tych instalacji osobnym obowiązkiem spełnienia celu RFNBO prowadziłoby do duplikacji kosztów certyfikacyjnych, pomiarowych i inwestycyjnych. Zastosowanie zasady „obowiązek

grupowy” pozwoliłoby bilansować wolumen RFNBO między zakładami w ramach jednego koncernu - np. zwiększyć udział RFNBO w bardziej zaawansowanym technicznie zakładzie, kompensując jego brak w innej instalacji. Takie podejście jest zgodne z duchem RED III, ponieważ dyrektywa wymaga osiągnięcia celu na poziomie państwa członkowskiego, nie zakładu, a sposób jego rozdzielania pozostawia krajowym władzom. W efekcie Polska mogłaby rozliczać realizację celu przemysłowego zbiorczo - poprzez wskaźniki dla grup kapitałowych, a nie jednostek produkcyjnych.

Krajowy system implementacji powinien koncentrować wysiłki i wsparcie finansowe na zakładach o najwyższym potencjale przyjęcia RFNBO i najniższym jednostkowym koszcie redukcji emisji. Nie wszystkie instalacje w Polsce są technicznie przystosowane do odbioru RFNBO w perspektywie 2030 r. Część starszych fabryk amoniaku (np. w Tarnowie) wymagałaby gruntownej modernizacji ciągów procesowych i systemów zasilania, co czyni ich dekarbonizację kosztowną i długotrwałą. Z drugiej strony zakłady w Puławach, Policach i Włocławku posiadają nowoczesną infrastrukturę, istniejące magazyny amoniaku i stacje przyjęć surowca, co znacząco obniża koszty integracji. Wsparcie publiczne powinno zatem obejmować tylko te lokalizacje, które są w stanie osiągnąć efekt środowiskowy w rozsądnym czasie i przy akceptowalnym nakładzie inwestycyjnym. Taki model selektywnej implementacji - stosowany już w Holandii (program NIKI) i Niemczech (Klimaschutzverträge) - pozwala na maksymalizację redukcji emisji przy ograniczonych zasobach finansowych państwa.

Priorytetem wdrożeniowym powinna być ścisła koordynacja między resortami i poziomami decyzyjnymi, aby uniknąć rozproszenia odpowiedzialności i opóźnień inwestycyjnych. Za realizację RED III odpowiadają równolegle co najmniej cztery resorty: klimatu i środowiska (transpozycja), rozwoju i technologii (strategia przemysłowa), rolnictwa (bezpieczeństwo żywnościowe) oraz infrastruktury (transport i porty). Brak zintegrowanego centrum decyzyjnego grozi niespójnością celów i utrudnia planowanie. W praktyce konieczne jest powołanie międzyresortowego „Komitetu ds. RFNBO”, który koordynowałby transpozycję, harmonogram inwestycji infrastrukturalnych, programy wsparcia i negocjacje z Komisją Europejską. Takie ciało mogłoby funkcjonować na wzór Komitetu ds. Energii Odnawialnej lub zespołów koordynujących wdrażanie Krajowego Planu Odbudowy. Jego zadaniem byłoby zapewnienie spójności legislacyjnej, monitorowanie realizacji krajowego celu oraz przygotowanie corocznych raportów dla KE, co wzmocniłoby wiarygodność Polski jako partnera wdrażającego RED III.

Implementacja krajowa powinna być oparta na zasadzie etapowego wprowadzania obowiązku RFNBO, zsynchronizowanego z rozwojem infrastruktury i instrumentów finansowych. W pierwszej fazie (2025-2030) obowiązek powinien objąć wyłącznie największych odbiorców wodoru, których łączne zużycie stanowi ponad 95% rynku. Druga faza (2030-2035) mogłaby rozszerzyć zakres regulacji na mniejsze instalacje, w miarę spadku kosztów technologii i zwiększenia podaży RFNBO. Takie podejście umożliwi stopniowe uczenie się administracji i przemysłu, unikając jednocześnie gwałtownego wzrostu kosztów. Z doświadczeń Holandii wynika, że etapowość jest warunkiem stabilności systemu - tzw. *phased-in obligation* pozwala na dopasowanie krzywej inwestycji do tempa rozwoju rynku, zamiast wymuszać równoczesne wdrożenie w wielu sektorach.

11.5 Model realizacji celu: równowaga między produkcją krajową a importem RFNBO

Najbardziej efektywnym kosztowo i organizacyjnie rozwiązaniem jest strategia równoważąca produkcję krajową z importem RFNBO w formie zielonego amoniaku.

Analiza ekonomiczna wykazała, że przy obecnych kosztach energii elektrycznej w Polsce (85-100 EUR/MWh) i wymogach korelacji godzinowej produkcja krajowego wodoru RFNBO jest 3-4 razy droższa niż import z regionów o taniej energii. Jednocześnie rozwój własnej produkcji ma wartość strategiczną - zapewnia krajowe kompetencje technologiczne, ogranicza zależność od zewnętrznych dostawców i wzmacnia krajowy rynek OZE. Dlatego rekomendowanym rozwiązaniem jest **model hybrydowy (scenariusz 5)**, zakładający produkcję ograniczonych wolumenów RFNBO krajowo (ok. 0,5-1 GW mocy elektrolizerów do 2030 r.) oraz import zielonego amoniaku na poziomie 0,3-0,5 mln ton rocznie przez terminal w Policach. Takie proporcje pozwalają zbilansować cele klimatyczne z ekonomicznymi, przy utrzymaniu minimalnych nakładów inwestycyjnych i akceptowalnym ryzyku infrastrukturalnym.

Rozwój infrastruktury importowej w Policach stanowi kluczowy warunek bezpieczeństwa i elastyczności systemu RFNBO w Polsce. Police to obecnie jedyny w Polsce port wyposażony w terminal amoniakalny, który po modernizacji może osiągnąć przepustowość 0,8 mln ton rocznie, czyli wolumen wystarczający do pokrycia krajowego zapotrzebowania w horyzoncie 2035 r. Wymaga to rozbudowy magazynów, bocznic kolejowych i systemów przeładunkowych, co stanowi inwestycję rzędu 400-600 mln zł. W porównaniu z kosztami budowy 2-3 GW elektrolizerów (ponad 1,5 mld EUR) jest to rozwiązanie nieporównywalnie tańsze i mniej ryzykowne. Utrzymanie jednego centralnego terminalu ułatwi logistykę i kontrolę bezpieczeństwa, a integracja z portem morskim umożliwi długoterminowe kontrakty importowe. Polska powinna wykorzystać dostępne środki z programów TEN-E, CEF Energy i Funduszu Modernizacyjnego, traktując rozbudowę portu jako inwestycję infrastrukturalną o znaczeniu strategicznym dla bezpieczeństwa energetycznego państwa.

Import zielonego amoniaku z regionów o taniej energii odnawialnej jest rozwiązaniem ekonomicznie uzasadnionym i technicznie wykonalnym. Badania wskazują, że koszt dostarczenia amoniaku RFNBO z Afryki Północnej lub Bliskiego Wschodu do portów europejskich wynosi 3,5-5 EUR/kg H₂ w nim zawartego, czyli ponad dwukrotnie mniej niż produkcja krajowa w Polsce. Regiony te - Egipt, Maroko, Oman, Arabia Saudyjska - dysponują najniższymi kosztami energii odnawialnej na świecie (15-25 USD/MWh) oraz sprzyjającym klimatem inwestycyjnym. W ramach inicjatyw Global Gateway i H₂Global UE współfinansuje pierwsze huby eksportowe w tych krajach. Polska, dzięki położeniu nad Bałtykiem i integracji z siecią portową UE, może stać się beneficjentem tego procesu, kontraktując dostawy amoniaku w trybie długoterminowym i integrując je z krajowym bilansem energetycznym oraz systemem certyfikacji RFNBO.

Aby zagwarantować konkurencyjne ceny i stabilność dostaw, Polska powinna wdrożyć aukcyjny mechanizm zakupu importowanego wodoru i amoniaku RFNBO, wzorowany na modelach H₂Global oraz Auction-as-a-Service (AaaS). System ten działa w oparciu o tzw. *podwójne aukcje*, w których państwowy operator (np. dedykowany fundusz wodorowy przy BGK lub NFOŚiGW) ogłasza równocześnie przetarg na zakup RFNBO od producentów zagranicznych oraz przetarg na jego sprzedaż krajowym odbiorcom (rafinerie, zakłady chemiczne). Różnica między ceną zakupu a sprzedaży pokrywana jest z dotacji publicznej. Model ten zapewnia długoterminowe bezpieczeństwo dostaw i przewidywalność cen, a jednocześnie minimalizuje wydatki budżetowe dzięki konkurencji między oferentami. Mechanizm AaaS stosowany w Niemczech - w ramach Europejskiego Banku Wodorowego - umożliwia przeprowadzanie takich aukcji wspólnie z Komisją Europejską, co pozwala Polsce skorzystać z unijnej platformy zakupowej bez konieczności tworzenia odrębnego krajowego systemu. Udział w aukcjach unijnych zapewni dostęp do tanich kontraktów importowych i zdywersyfikuje kierunki dostaw.

Aukcje importowe pozwolą na wykorzystanie środków unijnych do zakupu taniego RFNBO i zmniejszenie presji finansowej na krajowy budżet. W ramach *H₂Global Foundation* i Europejskiego Banku Wodorowego przewidziano, że państwa członkowskie mogą przeznaczać swoje środki (np. z Funduszu Modernizacyjnego lub programów krajowych) na finansowanie aukcji wspólnych. Oznacza to, że Polska mogłaby przekazać część środków na wspólne unijne przetargi, w zamian za gwarancję dostępu do zakontraktowanych wolumenów amoniaku lub wodoru RFNBO po preferencyjnych cenach. Takie rozwiązanie jest finansowo i politycznie korzystne: minimalizuje ryzyko inwestycyjne, umożliwia korzystanie z europejskiej skali zakupowej i zwiększa bezpieczeństwo dostaw. W praktyce pozwalałoby Polsce wypełniać część obowiązku RED III za pomocą RFNBO pochodzącego z państw partnerskich UE w ramach *Global Gateway*, z pełnym zachowaniem zgodności z wymogami certyfikacyjnymi.

Rozwój krajowej produkcji RFNBO powinien mieć charakter komplementarny i stopniowy, skoncentrowany na projektach pilotażowych i demonstracyjnych. Celem krajowych inwestycji nie jest natychmiastowe pokrycie dużej części popytu, lecz budowa kompetencji technologicznych i przygotowanie przemysłu do przyszłej skali. Projekty o mocy 50-200 MW, realizowane przez Orlen, Azoty, ZE PAK czy Polenergię, mogą pełnić funkcję tzw. *learning projects* - służących testowaniu modeli biznesowych, integracji z OZE i opracowaniu krajowych standardów bezpieczeństwa oraz certyfikacji RFNBO. W drugiej połowie dekady projekty te mogą być rozwijane w większej skali, jeśli koszty technologii elektrolizy spadną poniżej 500 EUR/kW, a krajowy system wsparcia (CfD, green premium, aukcje importowe) zapewni stabilność finansową. W ten sposób Polska może równolegle rozwijać krajowy potencjał technologiczny i wykorzystywać globalne przewagi kosztowe innych regionów, budując zrównoważony i elastyczny ekosystem RFNBO.

11.6 System wsparcia i finansowania: selektywne, warunkowe i konkurencyjne mechanizmy interwencji

Krajowy system wsparcia RFNBO powinien koncentrować się na efektywności kosztowej, selektywności i stopniowym wygaszaniu pomocy w miarę dojrzewania rynku. Wysokie koszty produkcji RFNBO w Polsce wynikają głównie z kosztu energii elektrycznej i ograniczonego wykorzystania mocy elektrolizerów. Dopłaty powinny więc być projektowane tak, by rekompensować te różnice tylko w zakresie niezbędnym do osiągnięcia efektu inwestycyjnego. Wsparcie horyzontalne (np. dla wszystkich inwestycji w H₂) byłoby nieefektywne; konieczna jest selekcja projektów o najwyższym potencjale dekarbonizacyjnym i niskim koszcie jednostkowym. Należy także ograniczyć czas trwania wsparcia - np. 10-15 lat - i wprowadzić mechanizmy *claw-back* (odzyskiwania nadmiarowych dopłat w przypadku poprawy warunków rynkowych). Takie rozwiązania stosują Niemcy w ramach *Klimaschutzverträge* i Francja w programie *CfD H₂*, co pozwala na kontrolę wydatków publicznych bez ryzyka nadmiernej rekompensaty.

Mechanizmy aukcyjne powinny stanowić centralny element krajowego systemu wsparcia dla produkcji RFNBO. W modelu stosowanym w ramach europejskiego mechanizmu *Auction-as-a-Service (AaaS)* państwa członkowskie - m.in. Niemcy, Hiszpania, Austria i Litwa - przekazują krajowe środki na wspólne aukcje organizowane przez Komisję Europejską. Projekty wybierane są w oparciu o kryterium najniższej wymaganej dopłaty na kilogram H₂, co zapewnia efektywność kosztową i transparentność. W hiszpańskim module AaaS o wartości 400 mln EUR wsparcie przyznawane jest w formie premii produkcyjnej wypłacanej przez maksymalnie 10 lat, natomiast Austria i Litwa zadeklarowały odpowiednio 400 mln EUR i 36 mln EUR. Wspólny system aukcyjny pozwala łączyć środki unijne (Innovation Fund) i krajowe w jednym procesie selekcji, ograniczając koszty administracyjne i ryzyko nierównej konkurencji między krajami. Polska mogłaby przyjąć analogiczny model, organizując własne aukcje krajowe lub przystępując do mechanizmu europejskiego z wykorzystaniem środków z KPO i Funduszu Modernizacyjnego.

Innym instrumentem wsparcia powinny być kontrakty różnicowe (CfD i CCfD), zapewniające przewidywalność przychodów i bankowalność projektów. Mechanizm CfD polega na wypłacie różnicy między kosztem produkcji RFNBO a ceną referencyjną wodoru kopalnego lub unikniętej emisji CO₂. W przypadku Polski, gdzie luka kosztowa wynosi ok. 6-7 EUR/kg H₂, dopłata mogłaby wynosić 3-4 EUR/kg, stopniowo malejąc w miarę spadku kosztów energii. Kontrakty powinny być przyznawane w drodze aukcji, w których firmy oferują najniższą wymaganą stawkę wsparcia. Dodatkowo dla sektorów objętych ETS możliwe jest zastosowanie tzw. *carbon contracts for difference (CCfD)*, w których dopłata zależy od ceny uprawnień do emisji CO₂. Takie rozwiązanie stabilizuje warunki finansowe inwestycji i umożliwia pozyskanie kredytów na preferencyjnych warunkach.

System wsparcia powinien obejmować również selektywne granty inwestycyjne (CAPEX) oraz instrumenty obniżające koszt kapitału. Finansowanie inwestycji w elektrolizery i infrastrukturę powinno być oparte na zasadzie współfinansowania - 30-50% kosztów kwalifikowanych ze środków publicznych, przy

obowiązku wniesienia wkładu własnego i uzyskania efektu ekonomicznego w określonym terminie. Wsparcie to może być realizowane w ramach Funduszu Modernizacyjnego, KPO oraz przyszłych programów krajowych. Uzupełniająco można stosować gwarancje kredytowe, ubezpieczenia ryzyka budowy (wzorowane na KfW) oraz ulgi w opłatach sieciowych dla instalacji zasilających elektrolizery. Tego typu rozwiązania powinny być jednak dostępne tylko dla projektów, które posiadają podpisane umowy offtake i dostęp do energii z OZE, by ograniczyć ryzyko inwestycji spekulacyjnych.

Po stronie popytu konieczne są mechanizmy gwarantujące odbiór RFNBO przez przemysł, takie jak system zielonych premii i kontraktów długoterminowych. Wysokie koszty RFNBO zniechęcają odbiorców do jego zakupu, dlatego państwo powinno współfinansować różnicę między ceną wodoru odnawialnego a kopalnego dla kluczowych sektorów (nawozy, chemia). Można to osiągnąć poprzez *green premium schemes* - dopłaty do zużytego RFNBO, uzależnione od rzeczywistego wolumenu. Alternatywnie można wprowadzić publiczne kontrakty *offtake* z gwarancją odbioru, wzorowane na niemieckim mechanizmie *H₂ Global*. W obu przypadkach finansowanie powinno być powiązane z obowiązkiem raportowania emisji i monitorowania efektów redukcyjnych.

Wdrażaniu mechanizmów wsparcia powinny towarzyszyć jasne reguły wygaszania pomocy i przejrzysty system monitoringu. Każdy instrument finansowy powinien mieć określony horyzont czasowy (np. 2030 lub 2035) oraz kryteria zakończenia wsparcia po osiągnięciu efektu rynkowego. W miarę rozwoju rynku RFNBO i spadku kosztów energii, dopłaty powinny być stopniowo redukowane, a część środków przekierowywana na badania, innowacje i rozwój łańcuchów dostaw. Kluczowe znaczenie ma też system monitorowania i ewaluacji, oparty na wskaźnikach efektywności kosztowej (€/tCO₂ unikniętego, €/MWh OZE wykorzystanej, €/kg H₂ RFNBO). Tylko w ten sposób Polska będzie mogła zapewnić, że publiczne wsparcie dla gospodarki wodorowej przynosi wymierne rezultaty środowiskowe i gospodarcze, a nie jedynie transfery finansowe do wybranych sektorów.

11.7 Kierunki negocjacji z Komisją Europejską i reforma ram regulacyjnych UE

Polska powinna prowadzić aktywną, proaktywną politykę negocjacyjną wobec Komisji Europejskiej, dążąc do uzyskania maksymalnej elastyczności w stosowaniu RED III oraz wpływania na przyszłą rewizję przepisów dotyczących RFNBO. Dyrektywa RED III oraz akty delegowane z 2023 r. ustanowiły rygorystyczne definicje i wymogi kwalifikacji RFNBO - w szczególności zasady dodatkowości, korelacji czasowej i geograficznej - które w praktyce ograniczają opłacalność produkcji zielonego wodoru w regionach o wyższych kosztach energii. Dla Polski, gdzie ceny hurtowe energii elektrycznej są kilkukrotnie wyższe niż w Skandynawii czy Hiszpanii, a dostępność stabilnych mocy OZE ograniczona, te zasady tworzą strukturalną barierę konkurencyjności. W interesie Polski leży więc aktywne dążenie do rewizji aktów

delegowanych - w szczególności rozporządzeń 2023/1184 i 2023/1185 - w kierunku większej elastyczności i dostosowania do realiów krajów o transformującej się gospodarce energetycznej.

Celem negocjacji powinno być przesunięcie akcentu z formalnej kwalifikacji energii odnawialnej na faktyczny efekt redukcji emisji oraz uznanie technologicznej neutralności w dekarbonizacji przemysłu. Obecne przepisy faworyzują kraje z dużą nadwyżką taniej energii z OZE, a penalizują państwa o miksie opartym na transformacji w kierunku czystej energii, w tym Polski. Alternatywnym podejściem - postulowanym przez coraz większą grupę państw członkowskich, w tym Niemcy, Czechy i Francję - jest odejście od sztywnych kryteriów korelacji godzinowej na rzecz oceny rzeczywistej intensywności emisji (carbon intensity-based approach). Oznaczałoby to, że kwalifikacja RFNBO zależałaby od faktycznych emisji w cyklu życia (LCA), a nie od formalnych wymogów źródła energii, co w praktyce umożliwiłoby stosowanie energii niskoemisyjnej z sieci (w tym jądrowej czy technologii CCS) w produkcji wodoru. Dla Polski byłoby to rozwiązanie bardziej realistyczne, zgodne z kierunkiem transformacji energetycznej i polityką inwestycji w elektrownie jądrowe po 2030 r oraz celami NZiA w zakresie składowania dwutlenku węgla.

W interesie Polski leży także promowanie rewizji samej dyrektywy RED III w kierunku większego skupienia na emisjach o niższych kosztach ich uniknięcia oraz koordynacji z reformą CBAM. RED III w obecnym kształcie koncentruje się na wolumenach energii odnawialnej w poszczególnych sektorach, a nie na efektywności redukcji emisji. W rezultacie prowadzi to do sytuacji, w której przemysł ponosi bardzo wysokie koszty jednostkowe unikniętej tony CO₂ (rzędu 600-900 EUR/t), podczas gdy w innych sektorach - np. efektywności energetycznej budynków, modernizacji sieci czy transportu publicznego - redukcje są możliwe przy znacznie niższych kosztach krańcowych (80-150 EUR/t). Polska powinna postulować zmianę logiki polityki unijnej w kierunku podejścia „emission impact first”, które koncentruje się na najtańszych ścieżkach redukcji emisji w całej gospodarce. W dłuższej perspektywie Polska powinna również wspierać synchronizację między RED III a systemem CBAM (Carbon Border Adjustment Mechanism), tak aby trajektoria wygaszania darmowych uprawnień do emisji ETS była skoordynowana z faktycznymi możliwościami przemysłu do wdrażania technologii niskoemisyjnych. Obecny harmonogram CBAM (pełne wygaszenie darmowych uprawnień do 2034 r.) jest trudny do pogodzenia z wymogami RED III dla branż takich jak nawozy czy stal, które dopiero w latach 2030-2035 będą mogły realnie wdrażać RFNBO. W interesie Polski jest więc zabieganie o bardziej zsynchronizowaną ścieżkę wdrażania CBAM i RED III, co pozwoliłoby przemysłowi dostosować się w sposób ewolucyjny, bez utraty konkurencyjności.

Równolegle Polska powinna zabiegać o uznanie specyfiki krajowej gospodarki w ramach unijnego systemu oceny zgodności z RED III i poszerzenie katalogu dopuszczalnych elastyczności. Dyrektywa w art. 22b przewiduje możliwość obniżenia celu o 20%, jeśli kraj spełnia wymogi udziału OZE w miksie energetycznym i ograniczenia udziału wodoru kopalnego. Choć w obecnych warunkach Polska nie spełnia jeszcze drugiego kryterium, może wystąpić do KE o częściowe zastosowanie tej zasady, argumentując, że przyszłe inwestycje w energię atomową oraz w CCS, a także strukturalne ograniczenia systemowe - takie jak brak sieci przesyłowych czy niski udział niskoemisyjnej energii w miksie - uniemożliwiają pełne wdrożenie celu w terminie. Polska

mogłaby także zaproponować mechanizm „industrial transition flexibility”, który pozwalałby państwu o dużym udziale przemysłu energochłonnego na stopniowe dochodzenie do pełnej zgodności w rytmie inwestycji w OZE.

Negocjacje z Komisją Europejską powinny być prowadzone w sposób systemowy, z udziałem stałej reprezentacji ekspertów ds. przemysłu, energii i finansów publicznych. Polska administracja powinna powołać dedykowany zespół ds. negocjacji regulacyjnych RFNBO przy Stałym Przedstawicielstwie RP w Brukseli, który monitorowałby prace legislacyjne, koordynował stanowiska z innymi krajami o podobnych interesach (np. Czechy, Słowacja, Rumunia, Węgry) oraz uczestniczył w grupach roboczych DG ENER i DG CLIMA. Celem powinno być nie tylko łagodzenie obecnych wymogów, ale też aktywne współtworzenie nowego modelu europejskiej polityki wodorowej - bardziej zrównoważonego geograficznie i technologicznie neutralnego. Działania te wzmocniłyby pozycję Polski jako konstruktywnego partnera w unijnej debacie o transformacji przemysłu, umożliwiając jednocześnie ochronę krajowych interesów gospodarczych.

11.8 Wnioski strategiczne i priorytety wdrożeniowe

Strategiczna ścieżka wdrażania RED III w Polsce powinna koncentrować się na czterech celach: utrzymaniu konkurencyjności przemysłu, minimalizacji kosztów transformacji, zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw oraz zachowaniu zgodności formalnej z prawem UE. W krótkiej perspektywie (do 2030 r.) priorytetem powinno być stworzenie infrastruktury instytucjonalnej i technicznej niezbędnej do realizacji minimalnych zobowiązań - systemu certyfikacji RFNBO, pierwszych elektrolizerów i terminalu importowego w Policach. Równolegle należy przygotować ścieżkę wdrożenia mechanizmów wsparcia (CfD, CAPEX granty) i doprowadzić do uznania wyłączeń na mocy Motywu 63. W średnim okresie (2030-2035) głównym celem powinna być integracja rynku RFNBO z rynkiem OZE, rozwój infrastruktury przesyłowej i stopniowe rozszerzanie obowiązku na kolejne sektory w miarę spadku kosztów technologicznych. W długim horyzoncie (po 2035 r.) Polska powinna rozwijać własne moce produkcyjne, włączając w to energię jądrową jako źródło niskoemisyjnego wodoru, oraz dążyć do stworzenia regionalnego węzła importowo-przemysłowego dla RFNBO w Europie Środkowo-Wschodniej.

Kluczowym warunkiem skuteczności wdrażania będzie sekwencjonowanie działań i utrzymanie równowagi między ambicją a wykonalnością. Wdrożenie RFNBO jest przedsięwzięciem wieloetapowym, które wymaga równoległego rozwoju trzech filarów: podaży (produkcja i import), popytu (zobowiązania przemysłu) oraz infrastruktury (sieć, magazyny, logistyka). Brak koordynacji między tymi elementami może prowadzić do zjawiska tzw. *valley of death*, w którym inwestycje nie osiągają etapu operacyjnego z powodu niedojrzałości rynku. Dlatego konieczne jest etapowe wdrażanie obowiązku RFNBO - najpierw dla największych podmiotów, następnie dla kolejnych sektorów - oraz powiązanie każdego etapu z osiągnięciem określonych kamieni milowych (np. łączna moc elektrolizerów, przepustowość terminalu, liczba certyfikowanych dostawców).

Realizacja strategii minimalnej zgodności wymaga także trwałego mechanizmu monitoringu, raportowania i korekty ścieżki wdrożenia. Proponuje się utworzenie publicznego *Krajowego Rejestru RFNBO*, prowadzonego przez regulatora (URE lub KOBiZE), który integrowałby dane o produkcji, imporcie, certyfikacji i zużyciu RFNBO w przemyśle i transporcie. Rejestr byłby zintegrowany z unijną *Union Database* i stanowił podstawę do raportowania postępów wobec Komisji Europejskiej. Równoległe, co dwa lata powinien być przygotowywany *Raport o wykonalności i kosztach wdrażania RED III w Polsce*, zawierający aktualizację prognoz kosztowych, wpływu na rynek pracy i bezpieczeństwo żywnościowe. Taki system umożliwi bieżące dostosowanie polityki do realiów rynkowych i technologicznych.

Priorytety wdrożeniowe na lata 2026-2035 powinny obejmować dziewięć głównych kierunków działania.

1. **Transpozycja i elastyczność regulacyjna** - zakończenie implementacji RED III z włączeniem krajowych mechanizmów elastyczności (Motyw 63, ścieżka rafineryjna, de minimis).
2. **Aktualizacja Polskiej Strategii Wodorowej (PSW)**: Pierwotne założenia PSW z 2021 r. (m.in. osiągnięcie 2 GW mocy zainstalowanej w elektrolizerach do 2030 r.) są w świetle obecnych uwarunkowań rynkowych, technologicznych i prawnych nierealistyczne.
3. **Certyfikacja RFNBO** - wdrożenie krajowego systemu gwarancji pochodzenia, integracja z unijną bazą danych.
4. **Infrastruktura importowa** - rozbudowa terminalu w Policach i zwiększenie zdolności przeładunkowych do 0,8 Mt/rok.
5. **Instrumenty finansowe** - uruchomienie krajowego programu AaaS, CfD i grantów CAPEX (koordynacja z Funduszem Modernizacyjnym i Innovation Fund).
6. **Produkcja krajowa** - rozwój pierwszych projektów elektrolizy (0,5-1 GW do 2030 r.) oraz integracja z lokalnymi OZE.
7. **Koordinacja międzyresortowa** - powołanie Komitetu ds. RFNBO i opracowanie krajowej mapy drogowej RFNBO.
8. **Negocjacje unijne** - aktywny udział w rewizji RED III i aktów delegowanych, promocja podejścia *carbon intensity-based*.
9. **Monitorowanie i adaptacja** - publikacja dwuletnich raportów o kosztach wdrażania, z rekomendacjami korekt.

Przyjęcie tej ścieżki pozwoli Polsce na realizację celów RED III w sposób efektywny ekonomicznie, społecznie akceptowalny i zgodny z długofalową logiką transformacji przemysłowej. Minimalny scenariusz 5% RFNBO w 2030 r. i 10-20% w 2035 r. gwarantuje formalną zgodność z unijnymi przepisami, chroniąc jednocześnie strategiczne sektory gospodarki i utrzymując bezpieczeństwo żywnościowe. Polska powinna konsekwentnie argumentować, że skuteczna dekarbonizacja wymaga nie maksymalizacji celów, lecz racjonalnej alokacji wysiłku tam, gdzie koszt redukcji emisji jest najniższy. W ten sposób transformacja energetyczna może pozostać narzędziem rozwoju, a nie czynnikiem osłabienia konkurencyjności przemysłu.

Zastrzeżenia

Niniejszy Raport nie stanowi opinii prawnej.

KPMG zastrzega, że przedstawione w niniejszym Raporcie rozwiązania mogą nie być wszystkimi możliwymi rozwiązaniami problemu przedstawionego przez Zamawiającego. Pomimo, iż staramy się dostarczać dokładne i aktualne informacje, nie możemy zagwarantować, że takie informacje będą aktualne na dzień ich otrzymania lub że będą nadal aktualne w przyszłości. Nikt nie powinien podejmować decyzji na podstawie takich informacji bez odpowiedniego profesjonalnego doradztwa po dokładnym zbadaniu konkretnej sytuacji.

Informacje zawarte w niniejszym Raporcie zostały sporządzone na podstawie danych dostępnych publicznie, przekazanych przez Zamawiającego oraz aktualnych na dzień sporządzenia Raportu, regulacji i aktów prawnych. KPMG nie ponosi odpowiedzialności za zdezaktualizowanie się tych informacji w wyniku zmian prawnych następujących po dniu dostarczenia Raportu.

Zamawiający zobowiązany jest do niezależnej i krytycznej oceny przedstawionych przez KPMG wniosków zawartych w niniejszym Raporcie oraz ponosi wyłączną odpowiedzialność za podjęte na ich podstawie decyzje w szczególności w przypadku, gdy fakty i okoliczności różniłyby się od przedstawionych w niniejszym dokumencie. KPMG oraz pracownicy KPMG nie ponoszą odpowiedzialności za działania, lub ich brak, podjęte na podstawie informacji zawartych w niniejszym Raporcie.

KPMG zachowuje prawo do modyfikacji niniejszego Raportu w przypadku, gdy fakty i okoliczności brane pod uwagę przy sporządzaniu niniejszej analizy uległyby zmianie.

Analiza bazuje w całości na informacjach dostępnych publicznie oraz udostępnionych przez Zamawiającego. KPMG nie weryfikowało szczegółowo rzetelności i kompletności przedstawionych nam faktów i założeń. W przypadku, gdyby fakty, założenia i okoliczności uległy zmianie, wówczas nasz opis faktów i okoliczności należałoby uznać za niekompletny, a nasze rekomendacje mogłyby okazać się niewłaściwe.

Ostateczna decyzja, co do przyjęcia rekomendacji zawartych w Raporcie, należy do Zamawiającego, który musi uwzględniać również inne elementy nieobjęte analizą (zawartą w raporcie), od strony technologicznej, organizacyjnej oraz finansowej.



Dane kontaktowe

Justyna Wysocka-Golec

Partner

T +48 664 718 815

E jwysocka-golec@kpmg.pl

Jacek Chenczke

Dyrektor

T +48 532 544 486

E jchenczke@kpmg.pl

Adam Dyczkowski

Senior Manager

T +48 788 834 579

E adyczkowski@kpmg.pl

www.kpmg.pl

© 2025 KPMG Advisory Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością sp.k., polska spółka komandytowa i członek globalnej organizacji KPMG składającej się z niezależnych spółek członkowskich stowarzyszonych z KPMG International Limited, prywatną spółką angielską z odpowiedzialnością ograniczoną do wysokości gwarancji. Wszelkie prawa zastrzeżone. Nazwa i logo KPMG są znakami towarowymi używanymi na podstawie licencji przez niezależne firmy członkowskie globalnej organizacji KPMG.

Informacje zawarte w niniejszej publikacji mają charakter ogólny i nie odnoszą się do sytuacji konkretnej osoby lub firmy. Pomimo, iż staramy się dostarczać dokładne i aktualne informacje, nie możemy zagwarantować, że takie informacje będą aktualne na dzień ich otrzymania lub że będą nadal aktualne w przyszłości. Nikt nie powinien podejmować decyzji na podstawie takich informacji bez odpowiedniego profesjonalnego doradztwa po dokładnym zbadaniu konkretnej sytuacji.