



PROGNOZA ZAPOTRZEBOWANIA NA WODÓR ODNAWIALNY RFNBO W POLSCE DO 2030 ROKU

AKTUALIZACJA RAPORTU

Raport pod kierunkiem:
dr. hab. Grzegorza Tchorka, prof. IEN-PIB

Spis treści

- 01 - Wprowadzenie - założenia wejściowe do analizy, kontekst rynkowo-regulacyjny
 - 02 - Przemysł - zielony wodór i pochodne w sektorach trudnych do elektryfikacji
 - 03 - Transport - zielony wodór i pochodne w transporcie oraz procesach rafineryjnych
 - 04 - Podsumowanie sektorowe
 - 05 - Rekomendacje
-

Autorzy:

dr hab. Grzegorz Tchorek, prof. IEN-PIB

dr Waldemar Koziół

dr Wojciech Kuryłek

Tadeusz Sochacki

Piotr Mikusek

Filip Targowski

Michał Grzybowski

Maksymilian Matraszek

Tomasz Tomasiak

Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy

Uniwersytet Warszawski, Wydział Zarządzania

Uniwersytet Warszawski, Wydział Zarządzania

Uniwersytet Warszawski, Wydział Zarządzania

Uniwersytet Warszawski, Wydział Prawa i Administracji

Uniwersytet Warszawski, Wydział Zarządzania

Uniwersytet Warszawski, Wydział Zarządzania

Uniwersytet Warszawski, Wydział Zarządzania

Uniwersytet Warszawski, Wydział Zarządzania

1

Wprowadzenie



Do kogo skierowana jest analiza?

Ze względu na dużą liczbę sektorów, których dotyczy dyrektywa RED III oraz rozporządzenia FuelEU Maritime, REFuelEU Aviation i AFiR, analiza skierowana jest do szerokiego grona odbiorców. Do głównych grup podmiotów, których dotyczą wyżej wymienione regulacje można zaliczyć m.in.:

1. **Organy administracji rządowej**
2. **Przedsiębiorstwa przemysłowe, które obecnie wykorzystują wodór** (m.in. zajmujące się produkcją amoniaku, działające w sektorze rafineryjnym, niektóre podmioty przemysłu spożywczego oraz szklarskiego, niektóre podmioty sektora chemicznego, itd.)
3. **Przedsiębiorstwa przemysłowe, które potencjalnie będą wykorzystywały wodór do 2030 r.** (np. hutnictwo, przemysł chemiczny, cementownie, elektroenergetyka, nowoczesna petrochemia, podmioty wykorzystujące wysokotemperaturowe ciepło przemysłowe, itd.)
4. **Przedsiębiorstwa działające na szeroko rozumianym rynku OZE,** których działalność będzie kluczowa dla produkcji RFNBO
5. **Dostawcy paliw** (wskazani w dyrektywie RED III jako podmioty bezpośrednio odpowiadające za realizację celu transportowego)
6. **Producenci pojazdów napędzanych wodorem** (różnych środków transportu, w tym samochodów, autobusów, taboru kolejowego, wodnego, itd.)
7. **Podmioty funkcjonujące lub zainteresowane wejściem na rynek infrastruktury tankowania wodoru**
8. **Organy administracji samorządowej**
9. **Inne podmioty,** których bezpośrednio lub pośrednio dotyczą zapisy dyrektywy RED III oraz rozporządzeń FuelEU Maritime, REFuelEU Aviation i AFiR (np. operatorzy portów morskich, portów lotniczych, itp.)

Założenia wyjściowe do analizy



Podstawa prawna: 1. Dyrektywa RED III, 2. Rozporządzenia: 2a FuelEU Maritime, 2b. REFuelEU Aviation 2c. AFiR

Dyrektywa RED III* określa obligatoryjne cele wykorzystania paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego (RFNBO) w przemyśle (art. 22a) i transporcie (art. 25) oraz stanowi podstawę do kreacji popytu na „zielony” wodór i pochodne do 2030 r. (RFNBO). W analizie uwzględniono także cele regulacyjne dla transportu morskiego i lotniczego.



Horizont czasowy analizy: 2030 r.

Analiza jest próbą estymacji popytu na wodór odnawialny i pochodne (RFNBO) zgodnie z celami regulacyjnymi wskazanymi w dyrektywie RED III, rozporządzeniach FuelEU Maritime**, REFuelEU Aviation*** i AFiR**** na 2030 r.



Analizowane sektory: przemysł, transport

Głównymi sektorami, które będą kontrybuować do realizacji celów regulacyjnych są przemysł (nawozowy, rafineryjny, potencjalnie hutniczy), transport (lądowy, morski, lotniczy).

Zastrzeżenia metodologiczne:

1. Podstawą do wyliczenia celu przemysłowego RFNBO są dane z 2024 r. a nie dane z 2030 r. (brak dostępnych i w pełni wiarygodnych prognoz zużycia wodoru w Polsce).
2. Analiza zakłada uproszczenie, że cele procentowe RFNBO z dyrektywy RED III zostaną bezpośrednio zaimplementowane do prawa krajowego, mimo że decyzja co do wartości kontrybucji do tych celów, a także umocowania w prawie krajowym będzie zależała od polityki danego państwa członkowskiego (w tym kary, partycypacji w obowiązku, mnożniki etc.).
3. Swoim zakresem analiza obejmuje prawdopodobnie 90-95% przyszłego popytu na wodór odnawialny i pochodne (RFNBO), jednak nie pokrywa 1:1 wszystkich sektorów, które w 2030 r. mogą kontrybuować do realizacji celów RED III (trudne do prognozy, margines błędu).
4. Analiza uwzględnia nowe sektory wykorzystania RFNBO, które mogłyby kontrybuować do celu przemysłowego np. hutnictwo metali, gdzie stosunkowo trudno wskazać jest prawdopodobieństwo wykorzystania RFNBO do 2030 r. W konsekwencji, prognozy dotyczące nowych sektorów wykorzystania RFNBO należy traktować jako eksperckie przybliżenie.
5. Analiza przyjmuje uproszczenie, że całkowity popyt na zdekarbonizowany wodór będzie wynikał bezpośrednio z celów regulacyjnych RFNBO, autorzy nie brali pod uwagę potencjalnego przyszłego popytu na wodór niskoemisyjny, biowodór, RCF, który uzależniony jest od priorytetów dekarbonizacyjnych Polski oraz uwarunkowań ekonomicznych.
6. Pojęcie wodoru nie odnosi się wyłącznie do czystego wodoru, lecz również do wodoru występującego w mieszaninie z innymi gazami np.: z azotem czy tlenkiem węgla *****.



* Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001, rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652; COM (2021) 557

** Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 września 2023 r. w sprawie stosowania paliw odnawialnych i niskoemisyjnych w transporcie morskim oraz zmieniające dyrektywę 2009/16/WE

*** Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 października 2023 r. w sprawie zapewnienia równych warunków działania dla zrównoważonego transportu lotniczego

**** Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 września 2023 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych i uchylające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/94/UE

***** CE Delft, 50% green hydrogen for Dutch industry. Analysis of consequences draft RED3, marzec 2022, s. 16.

Dyrektywa RED III - podstawowe pytania wprowadzające

1. Dlaczego cele obejmują RFNBO, a nie po prostu „zielony” wodór?

Definicja RFNBO* obejmuje znacznie szerszy zakres paliw niż tylko wodór. Wodór produkowany z odnawialnych źródeł energii (tzw. „zielony” wodór) oprócz bezpośredniego zastosowania w wybranych sektorach gospodarki może być także surowcem do produkcji bardziej złożonych paliw, jak np. „zielony” amoniak, „zielony” metanol lub syntetyczne paliwa lotnicze. Definicja RFNBO w dyrektywie RED II, a także cele dla tych paliw określone w dyrektywie RED III odnoszą się zarówno do wodoru, jak i paliw pochodnych, obejmują szerszy zakres paliwowy odzwierciedlając zarówno obecne, jak i przyszłe zapotrzebowanie na ekologiczne paliwa alternatywne. Produkty wyprodukowane z wykorzystaniem wodoru, ale w sposób pośredni (np. nawozy czy stal) nie mieszczą się w definicji RFNBO.

2. Dlaczego planuje się wprowadzenie celów RFNBO?

Cele RFNBO wprowadzone w ramach dyrektywy RED III mają doprowadzić do dekarbonizacji sektorów tzw. trudnych do elektryfikacji, w których bezpośrednie zastosowanie energii elektrycznej nie jest najbardziej efektywne albo już obecnie wykorzystywany jest w nich wodór z paliw kopalnych. Wśród wiodących sektorów, które mają zostać zdekarbonizowane dzięki zastosowaniu RFNBO są m.in. sektor nawozowy (amoniak), sektor rafinerijny, sektor petrochemiczny (chemikalia inne niż amoniak), transport zbiorowy i ciężki, hutnictwo metali żelaznych i nieżelaznych, potencjalnie produkcja cementu, a także ciepłownictwo przemysłowe wysokotemperaturowe.

3. Co oznacza sformułowanie „paliwa pochodzenia niebiologicznego”?

Zgodnie z obowiązującą definicją RFNBO jedynymi źródłami energii, które mogą służyć do ich produkcji, są źródła „pochodzenia niebiologicznego”, czyli w praktyce energia elektryczna pochodząca z energii wiatrowej, słonecznej, wodnej i geotermalnej zasilająca instalację elektrolizy do produkcji wodoru jako podstawowego surowca do produkcji RFNBO albo paliwa docelowego. Pozostałe źródła energii do produkcji wodoru jak m.in. paliwa kopalne, biomasa, odpady nie pozwalają na produkcję RFNBO i nie mogą służyć do rozliczenia celów regulacyjnych.

4. Jakie są zasady produkcji RFNBO?

Dowolne przesłanie energii elektrycznej z OZE do elektrolizera NIE ZAPEWNIĄ zgodności z definicją RFNBO. Obowiązują ścisłe zasady zasilania instalacji elektrolizy oraz urządzeń towarzyszących w celu produkcji RFNBO, a także występuje określona metodologia pomiaru emisji CO₂ dla paliw RFNBO. Przepisy te zostały opisane w aktach delegowanych RFNBO/RCF do dyrektywy RED II. Wodór produkowany bezpośrednio z energii jądrowej nie jest uznawany za RFNBO.

* RFNBO - paliwa odnawialnego pochodzenia niebiologicznego zdefiniowane w art. 2 (36) RED II oznaczają paliwa produkowane ze źródeł odnawialnych innych niż biomasa (czyli turbiny wiatrowe, elektrownie słoneczne, wodne, geotermalne), w mowie potocznej można przyjąć uogólnienie, że RFNBO oznacza „zielony” wodór oraz „zielone” paliwa wyprodukowane na bazie „zielonego” wodoru (np. amoniak, metanol, paliwa syntetyczne)

Dyrektywa RED III - cele regulacyjne RFNBO jako podstawa analizy

Dyrektywa RED III - dyrektywa o odnawialnych źródłach energii zakłada cele wykorzystania paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego (RFNBO) w sektorze przemysłu oraz transportu. Jej przyjęcie wiąże się z powstaniem cząstkowych celów na poziomie państw członkowskich w zakresie wykorzystania RFNBO (w Polsce po implementacji do prawa krajowego). Cele RFNBO są podstawowym mechanizmem dekarbonizacji sektorów trudnych do elektryfikacji w całej UE.

Jakie cele % wprowadza dyrektywa RED III i rozporządzenie REFuelEU Aviation ?

**Art. 22a
RED III
(cel przemysłowy)**

udział RFNBO w wykorzystywanym wodorze powinien wynieść **co najmniej 42%** w 2030 r.

**Art. 25
RED III
(cel transportowy)**

1% udziału RFNBO w końcowym zużyciu energii w transporcie w 2030 r.

**Art. 25
RED III
(transport morski)**

1,2% udział RFNBO w końcowym zużyciu energii w transporcie morskim **w okresie do 2030 r.***

**REFuelEU
Aviation
(transport lotniczy)**

0,7% udziału syntetycznych paliw lotniczych w końcowym zużyciu paliw w transporcie lotniczym w 2030 r.**

Jakie są wymogi dla paliw RFNBO ?

Wymogi aktów delegowanych do dyrektywy RED II

Rozporządzenie delegowane KE 2023/1184 do RED II

Ścisłe wymogi w zakresie zasilania instalacji produkcji RFNBO (m.in. dodatkowość OZE, korelacja czasowa, korelacja geograficzna)

Rozporządzenie delegowane KE 2023/1185 do RED II

Ścisłe wymogi w zakresie opomiarowania śladu węglowego paliw RFNBO w cyklu życia (obejmuje cały łańcuch wartości wodoru i pochodnych)

Jak cele RFNBO wpłyną na przemysł i transport ?

- **Dekarbonizacja obecnych procesów wykorzystujących wodór** - przejście z użycia wodoru szarego na paliwa RFNBO głównie w sektorze chemicznym, rafineryjnym i petrochemicznym
- **Wodór w nowych zastosowaniach** - wykorzystanie RFNBO w sektorach, w których nie występował wodór m.in. hutnictwo metali żelaznych i nieżelaznych, cementownie
- **Dekarbonizacja transportu** - dostarczanie paliw RFNBO do różnych sektorów transportu jako paliwa docelowego, oczyszczanie paliw ropopochodnych z użyciem wodoru RFNBO

* RED III zakłada dobrowolny cel 1,2% RFNBO w całkowitym zużyciu energii w transporcie morskim do 2030 r. w państwach z dostępem do portów. Rozporządzenie REFuelEU Maritime zakłada obowiązkowy 2% cel RFNBO na 2034 r. jeżeli w latach 2030-2031 r. udział RFNBO w miksie paliwowym w transporcie morskim będzie wynosił mniej niż 1%, niniejsza analiza zakłada realizację dobrowolnego 1,2% celu RFNBO do 2030 r. z RED III w ramach sektora morskiego w Polsce.

** REFuelEU Aviation zakłada średni udział lotniczych paliw syntetycznych na poziomie 1,2% w miksie paliwowym w latach 2030-32 r. z czego w poszczególnych latach z tego okresu udział ten nie może być niższy niż 0,7%. Niniejsza analiza zakłada realizację 0,7% celu na 2030 r. Ze względu na mikś energetyczny (brak, mały udział energetyki jądrowej) Polska będzie mogła realizować ten cel prawdopodobnie tylko syntetycznymi paliwami RFNBO lub wodorem RFNBO.



Dyrektywa RED III - wzór do wyliczenia celu przemysłowego RFNBO

Zgodnie z treścią art. 22a RED III procentowy cel przemysłowy RFNBO będzie wyliczany w formule dzielenia licznika przez mianownik z odpowiednio przyporządkowanymi wartościami. Za realizację celu przemysłowego będą odpowiedzialne podmioty przemysłowe wskazane w klasyfikacji statystycznej NACE Rev. 2 w sekcjach B, C, F, J, niemniej ustanowienie podmiotów zobowiązanych będzie wynikać w dużej mierze od polityki państw członkowskich.

RED III Art. 22a (cel przemysłowy)

Wartość energetyczna RFNBO użytego w przemyśle na cele energetyczne i nieenergetyczne wyrażona w PJ

Licznik

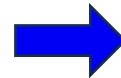
Mianownik

Wartość energetyczna wodoru użytego w przemyśle na potrzeby energetyczne i nieenergetyczne wyrażona w PJ

X 100 % $\frac{\text{Licznik}}{\text{Mianownik}}$ = % udział RFNBO w przemyśle



Z mianownika wyłączony jest wodór będący produktem ubocznym (tzw. by-product), który powstaje w Polsce w dużych ilościach m.in. w koksowniach, w związku z tym Polska ma istotnie obniżoną bazę do wyliczenia celu.



RED III. Art. 22a (cel przemysłowy) - przykład sektor chemiczny

Wartość energetyczna zielonego wodoru (RFNBO) użytego w procesie Habera-Boscha wyrażona w PJ

Licznik

Mianownik

Całkowita wartość energetyczna wodoru użytego w sektorze nawozowym do produkcji amoniaku w reakcji Habera-Boscha wyrażona w PJ

X 100 % $\frac{\text{Licznik}}{\text{Mianownik}}$ = % udział RFNBO w przemyśle

NH₃

W liczniku znajduje się wartość energetyczna użytego zielonego wodoru (RFNBO), w mianowniku całkowita wartość energetyczna wodoru, który został użyty do produkcji tego amoniaku, a także do pozostałego wolumenu amoniaku w całym sektorze.



Mechanizmy elastyczności w realizacji celu RFNBO w przemyśle

Na gruncie RED III przewidziane zostały trzy mechanizmy elastyczności umożliwiające zmianę podstawowej zasady określonej w art. 22a dotyczącej poziomu udziału RFNBO w przemyśle:

- (1) Mechanizm zmniejszenia wykorzystania wodoru oraz jego derywatów opartych o paliwa kopalne (art. 22b RED III).
- (2) Mechanizm dedykowanego wyłączenia dla wodoru wykorzystywanego w zakładach produkcyjnych amoniaku (motyw 63 RED III).
- (3) Mechanizm zwolnienia projektów finansowanych z Funduszu Innowacyjności zmniejszających emisyjność technologii reformingu parowego gazu ziemnego (motyw 62 RED III).



Art. 22b RED III

Mechanizm 22b daje podstawę do zmniejszenia celu RFNBO w przypadku realizacji wymogów polityki klimatyczno-energetycznej w zakresie wykorzystania odnawialnych źródeł energii oraz redukcji wykorzystania wodoru lub jego derywatów opartych o paliwa kopalne.

Możliwość skorzystania przez Polskę?
Tak



Motyw 63 RED III

Motyw 63 wskazuje na trudności w realizacji celu RFNBO przez zakłady przemysłowe wykorzystujące wodór do produkcji amoniaku (w głównej mierze w sektorze chemicznym, do produkcji nawozów). Taka zmiana mogłaby skutkować potrzebą odbudowy tych zakładów.

Możliwość skorzystania przez Polskę?
Tak



Motyw 62 RED III

Motyw 62 odnosi się do sytuacji, w których operatorzy instalacji produkujących wodór w reformingu parowym metanu otrzymali wsparcie z Funduszu Innowacyjności przed wejściem w życie RED III (20.11.2023). Wolumen wodoru z instalacji nie liczy się do mianownika.

Możliwość skorzystania przez Polskę?
Nie*

(*) W Polsce nie występuje żaden z takich projektów. Przykładem takich projektów może być belgijski projekt Kairos@C realizowany przez Air Liquide w Porcie w Antwerpii czy projekt IRIS realizowany przez Motor Oil w Agioi Theodoroi w Koryntii.



Dyrektywa RED III – mechanizm elastyczności z art. 22b

Art. 22b RED III daje możliwość warunkowego obniżenia przez państwa członkowskie celu RFNBO w przemyśle o 20% (nie o 20 pkt. proc.), czyli do poziomu 33,6% w 2030 r. i 48% w 2035 r. pod warunkiem spełnienia dwóch wymogów:

- (1) odpowiedniego poziomu końcowego zużycia brutto energii odnawialnej oraz
- (2) nieprzekroczenia maksymalnego poziomu produkcji wodoru w oparciu o paliwa kopalne.

Odpowiedni poziom końcowego zużycia brutto odnawialnej energii w państwie członkowskim

Państwo członkowskie musi być „na dobrej drodze” do realizacji krajowego udziału zużycia energii ze źródeł odnawialnych w UE w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r. oraz w 2035 r.

Bierze się pod uwagę wyłącznie poziom oraz trajektorię wykorzystania odnawialnych źródeł energii, nie uwzględniając pozostałej części miks energetycznego.

Spełnione jeśli

udział energii ze źródeł odnawialnych w Polsce w końcowym zużyciu energii brutto będzie w 2030 r. **równy albo wyższy 31,5%**,

Nieprzekroczenie maksymalnego poziomu produkcji wodoru w oparciu o paliwa kopalne

Państwo członkowskie musi mieć odpowiednią proporcję zużycia wodoru lub jego pochodnych wyprodukowanych z **paliw kopalnych** na swoim obszarze, istotne zastrzeżenie w przypadku niniejszego warunku **bierze się pod uwagę nie tylko produkcję, ale także konsumpcję wodoru i jego pochodnych.**

Oznacza to następującą strukturę gospodarki wodorowej w 2030 r.:

- maksymalnie 23% wodoru/derywatów opartych o paliwa kopalne (w tym z CCUS);
- minimalnie 33,6% wodoru/derywatów o statusie RFNBO;
- minimalnie 43,4% wodoru/derywatów opartych o źródła niekopalne (biomasa, energetyka nuklearna, odpady, OZE niespełniające kryteriów RFNBO).

Spełnione jeśli

udział wodoru lub jego pochodnych w Polsce wyprodukowanych z paliw kopalnych zużywanych **nie przekracza 23% w 2030 r. i 20% w 2035 r.**

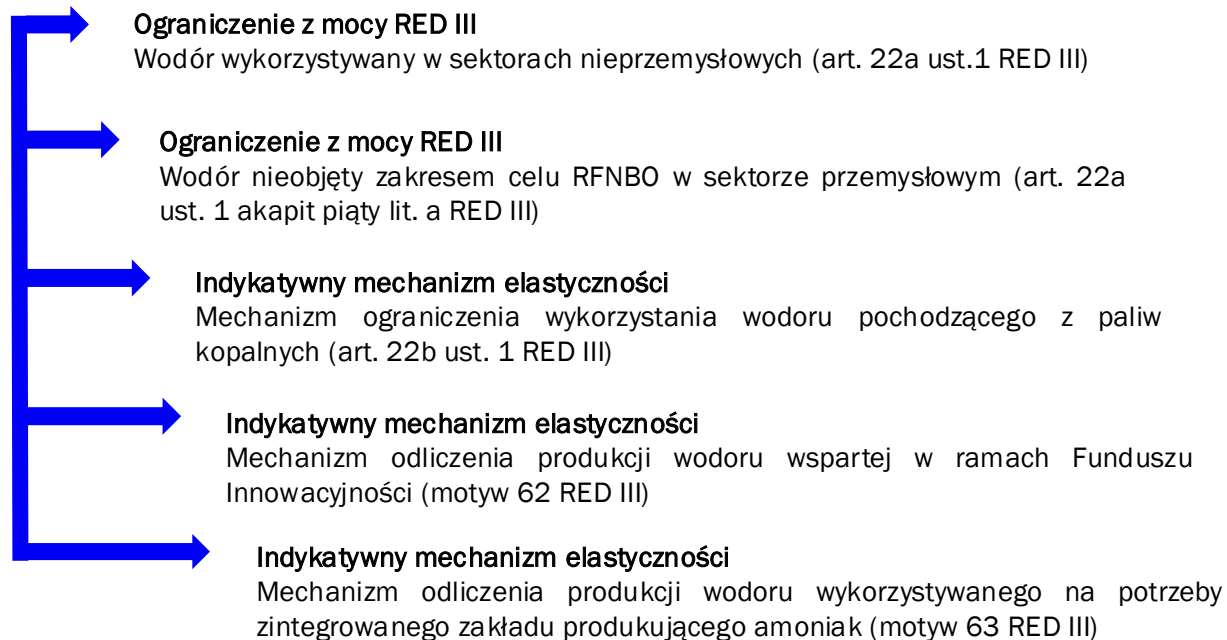
Źródło: Komisja Europejska, Guidance on the targets for the consumption of renewable fuels of non-biological origin in the industry and transport sectors laid down in Articles 22a, 22b and 25 of Directive (EU) 2018/2001 on the promotion of energy from renewable sources, as amended by Directive (EU) 2023/2413, COM(2024) 5042 final; Forum Energii, Zrozumieć cele OZE, listopad 2023.



Dyrektywa RED III – mechanizm elastyczności z motywu 63

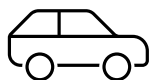
Motyw 63 RED III dostrzega problem zastąpienia za pomocą RFNBO wodoru wykorzystywanego przez zintegrowane zakłady produkcyjne amoniaku, gdzie obecnie wodór powstaje przy wykorzystaniu technologii reformingu parowego metanu. Motywy zawarte w dyrektywie nie tworzą praw i obowiązków, jednak mają zasadnicze znaczenie przy wykładni przepisów określając kierunki interpretacyjne oraz określając zasadność powzięcia działań legislacyjnych.

Schemat procesu ograniczania zakresu celu implementacyjnego RFNBO w przemyśle



- Problemem dostrzeganym już na etapie tworzenia RED III było zagadnienie implementacji celu RFNBO w przemyśle do instalacji produkujących amoniak. Jak wskazują analizy techniczne przeprowadzone w Europie (Niderlandy), maksymalny poziom, w zależności od zakładu takiego zastąpienia wynosi do 15-25% całkowitego wykorzystania wodoru.
- W deklaracji Komisji Europejskiej z 6 października 2023 r. doprecyzowano, iż państwa członkowskie mają możliwość ubiegania się, aby Komisja Europejska, ze względu na koszty inwestycyjne, umożliwiła odliczenie od wolumenu wodoru podlegającego dekarbonizacji (mianownika z art. 22a RED III) produkcji wodoru w zakładach produkujących amoniak.
- Obecnie wyłącznie rząd Niderlandów wyraźnie zasygnalizował zainteresowanie wykorzystaniem mechanizmu elastyczności z motywu 63. Dodatkowo, ze względu na postawę negocjacyjną w trakcie procedowania RED III, potencjalnie innym dużym producentem amoniaku chcącym skorzystać z wyłączenia może być Francja.
- Problemem natury prawnej jest możliwość wiążącego wykorzystania mechanizmu elastyczności z motywu 63 RED III wraz z deklaracją Komisji Europejskiej.

Źródło: Klimas, T. & Vaiciukaite, J., *The Law of Recitals In European Community Legislation*, „ILSA Journal of International & Comparative Law”, 15(1), 2008, s. 61-93; Komisja Europejska, *Statement by the Commission on Article 22a and Article 22b, 2021/0218 (COD), 13188/23, 06.10.2023*; The Oxford Institute for Energy Studies, *Challenges and Opportunities Posed by the EU's 42 Percent Renewable Hydrogen Target by 2030*, 2025.



Dyrektywa RED III - wzór do wyliczenia celu transportowego RFNBO

Zgodnie z art. 25 RED III procentowy cel transportowy RFNBO* będzie wyliczany w formule dzielenia licznika przez mianownik z odpowiednio przyporządkowanymi wartościami. Za realizację celu transportowego będą odpowiedzialni dostawcy paliw. Cel transportowy jest znacznie bardziej skonkretyzowany w zakresie odpowiedzialności od celu przemysłowego, niemniej będzie musiał być przyjęty na poziomie państw członkowskich.

RED III Art. 25 (cel transportowy)

Wartość energetyczna RFNBO
użytego jako 1) paliwo docelowe
oraz 2) jako surowiec do
oczyszczania ropy naftowej
wyrażona w PJ

Licznik

X 100 %

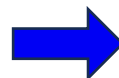
**% udział
RFNBO
w transporcie**

Mianownik

Całkowite zużycie energii
w transporcie wyrażone w PJ



Obecna treść RED III umożliwia rozliczenie celu przez państwa członkowskie (dostawców paliw z tych państw) zarówno za pomocą RFNBO bezpośrednio dostarczanego jako paliwo docelowe do tankowania pojazdów, jak i za pomocą wodoru RFNBO służącego w procesie oczyszczania paliw konwencjonalnych (ropopochodnych).



RED III Art. 25 (cel transportowy) - przykład H₂ jako paliwo

Wartość energetyczna paliwa
RFNBO docelowego użytego do
tankowania pojazdu (np.
autobusu)

Licznik

X 100 %

**% udział
RFNBO
w transporcie**

Mianownik

Całkowite zużycie energii
w transporcie wyrażone w PJ



Decyzją państw członkowskich oraz podmiotów zobligowanych celem transportowym RED III pozostanie wybór najbardziej optymalnej metody jego realizacji uwzględniając zarówno strategię dostaw RFNBO jako paliwa docelowego do transportu (paliwa alternatywne), jak i użycie RFNBO jako surowca do procesów oczyszczania ropy naftowej.

* Realizując dostawy paliw RFNBO zgodnie z celami REFuelEU Aviation i FuelEU Maritime (slajd 9) będzie można dodatkowo kontrybuować do rozliczenia ogólnego celu transportowego RFNBO z RED III.

RED III / REFuel EU Aviation / FuelEU Maritime - cele dla transportu morskiego i lotniczego

Pakiet Fit for 55 wprowadził także dedykowane cele w zakresie dekarbonizacji transportu morskiego i lotniczego, ustanawiając dedykowane cele zastosowania RFNBO w tych sektorach. Za realizację obowiązkowego celu użycia paliw syntetycznych w transporcie lotniczym (REFuelEU Aviation) odpowiedzialni będą dostawcy paliw lotniczych. W przypadku celu dla transportu morskiego z RED III jego realizacja będzie dobrowolna i zależna od polityki danego państwa członkowskiego. Jednocześnie rozporządzenie FuelEU Maritime wprowadza obowiązkowy cel wykorzystania RFNBO do 2034 r., jednak nie jest on objęty niniejszą analizą, gdyż wybiega poza horyzont czasowy do 2030 r.



Cel dla paliw syntetycznych transport lotniczy (REFuelEU Aviation)

Wolumen syntetycznego paliwa lotniczego użytego do zatankowania samolotu (tony)

Licznik

X 100 %

% udział syntetycznych paliw RFNBO w transporcie lotniczym

Mianownik

Całkowite zużycie paliw w transporcie lotniczym (tony)



Cele REFuelEU Aviation w zakresie paliw syntetycznych (wskazane na slajdzie 6) będą mogły być realizowane różnymi paliwami bazującymi na wodorze (zarówno RFNBO, jak i niskoemisyjnym) jednak w przypadku Polski uznaje się, że cele te będą realizowane wyłącznie wodorem i pochodnymi wpisującymi się w definicję RFNBO.



Cel RFNBO transport morski (RED III art. 25)

Wartość energetyczna RFNBO użytego do zatankowania statku (jako paliwo napędowe i używane na pokładzie) wyrażona w MJ

Licznik

X 100 %

% udział RFNBO w transporcie morskim

Mianownik

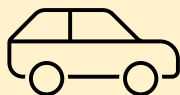
Całkowite zużycie energii w transporcie morskim wyrażone w MJ



Cel dla transportu morskiego wskazany w RED III do 2030 r. (1,2%) jest celem nieobligatoryjnym i wynika z chęci pobudzenia popytu na wodór w tym sektorze. Właściciele flot statków używający wodoru RFNBO w tych latach będą mogli liczyć na preferencyjne warunki rozliczenia celu w ramach rozporządzenia FuelEU Maritime.

Mnożniki wykorzystania RFNBO w sektorze transportu

W sektorze transportu wykorzystanie RFNBO stanowi jedną z możliwych ścieżek dekarbonizacyjnych obok elektryfikacji czy też wdrażania zwykłych i zaawansowanych biopaliw i biogazu. Aby promować RFNBO jako źródło paliwa w transporcie wprowadzono zatem dodatkowe mnożniki pozwalające **multiplikować wartość energetyczną wykorzystaną do zasilenia pojazdów**. W przypadku transportu drogowego wartość energetyczna RFNBO stanowi dwukrotność rzeczywiście wykorzystanej wartości energetycznej, natomiast w przypadku transportu morskiego i lotniczego, ze względu na ich charakterystykę i trudność w elektryfikacji, wartość energetyczna RFNBO stanowi trzykrotność rzeczywiście wykorzystywanej wartości energetycznej.



Rzeczywiste wykorzystanie: $1 \text{ kg H}_2 = 120 \text{ MJ}$
Rozliczenie celu transportowego: $1 \text{ kg H}_2 = 120 \text{ MJ} \times 2 = 240 \text{ MJ}$



Rzeczywiste wykorzystanie: $1 \text{ kg H}_2 = 120 \text{ MJ}$
Rozliczenie celu transportowego: $1 \text{ kg H}_2 = 120 \text{ MJ} \times 3^* = 360 \text{ MJ}$



Rzeczywiste wykorzystanie: $1 \text{ kg H}_2 = 120 \text{ MJ}$
Rozliczenie celu transportowego: $1 \text{ kg H}_2 = 120 \text{ MJ} \times 3^* = 360 \text{ MJ}$

- **Transport drogowy** – w transporcie drogowym RED III przewiduje mnożnik x2. Mnożnik ten znajduje zastosowanie niezależnie od tego czy RFNBO zostało wykorzystane jako surowiec w rafinerii (do odsiarczania) czy też bezpośrednio jako paliwo alternatywne w pojeździe.
- **Transport morski i lotniczy** – w transporcie morskim i lotniczym RED III przewiduje mnożnik x3. RFNBO musi zostać wykorzystane bezpośrednio jako paliwo alternatywne w pojeździe i regulacje obecnie nie przewidują możliwości rozliczenia celu za pomocą wykorzystania jako surowca w rafinerii.
- **Wartość energetyczna** – wartości energetyczne poszczególnych RFNBO zostały określone w Załączniku III do RED III m.in. 1 kg to dla: wodoru – 120 MJ, metanolu – 20 MJ. W przypadku braku określenia wartości energetycznej danego rodzaju RFNBO (np. amoniaku) stosuje się wartości kaloryczne paliw ustanowione w normach europejskich, a jeśli takich norm nie przyjęto stosuje się normy ISO.
- **Przemysł** – w sektorze przemysłu nie ustanowiono żadnych mnożników, pomimo iż na etapie projektowania RED III takie postulaty były formułowane.

Mnożnik x3 jest wynikiem ukształtowania art. 27 ust. 2 lit. c) i e) przewidujące zastosowanie ogólnego mnożnika x2 dla RFNBO (lit. c) oraz dedykowanego mnożnika x1,5 dla RFNBO stosowanego w transporcie lotniczym i morskim (lit. e).

Status wdrożenia celów RFNBO z RED III w państwach członkowskich

Państwa Członkowskie powinny być wdrożyć do swoich porządków prawnych cele RFNBO w przemyśle i transporcie do 21 maja 2025 r. Obecnie (stan na październik 2025 r.) pięć państw członkowskich wdrożyło cel RFNBO w transporcie: Czechy, Dania, Finlandia, Rumunia i Słowacja. Cel RFNBO w przemyśle został wdrożony w jeszcze węższym zakresie, bowiem dotychczas wyłącznie przez trzy państwa członkowskie: Czechy, Rumunia i Słowacja. Część państw członkowskich (m.in.: Portugalia, Słowenia, Hiszpania) prowadzi procesy legislacyjne mające służyć implementacji celów RFNBO.

Wymóg UE z RED III	Państwo	Cel na 2030 r.	Poziom kar
cel przemysłowy		42%	Do decyzji PCz.
		10%	2,9 EUR/kg
		42% ¹	4,1 EUR/kg
cel transportowy		1%	Mnożniki: Ogólny: x2 Lot. i mor.: x1,5
		1%	Mnożniki: Ogólny: x2 Lot. i mor.: x1,5
		0,9% ²	Mnożniki: Ogólny: brak Lot. i mor.: x1,5
		4% ³	Mnożniki: Ogólny: brak Lot. i mor.: brak
		5%	Mnożniki: Ogólny ⁴ : x1,6 Lot. i mor.: x1,2

- Pomimo obowiązków transpozycji do krajowych przepisów RED III w terminie do 21 maja 2025 r., dotychczas (październik 2025) tylko cztery państwa transponowały cel RFNBO w transporcie i tylko dwa cel RFNBO w przemyśle⁵.
- Zarówno w celu transportowym, jak i przemysłowym widać różnice pomiędzy poszczególnymi państwami członkowskimi w zakresie podejścia do realizacji celów RFNBO.
- Państwem członkowskim rozważającym unikatową transpozycję celu przemysłowego RFNBO są Niderlandy. Planowano wyłączenie z mianownika wyznaczającego poziom celu 60% wodoru wykorzystywanego do produkcji amoniaku (motyw 63), a także całkowite wyłączenie wolumenu objętego wsparciem z Funduszu Innowacyjności (motyw 62), co spowodowałoby efektywny cel na poziomie 4% zapotrzebowania na wodór⁶.
- Podejście niderlandzkie wynika z braku możliwości pokrycia finansowej różnicy dla producentów amoniaku w Niderlandach, pozwalającej na przejście z wykorzystaniem na technologię RFNBO.

(1) Dodatkowo obowiązuje wymóg co najmniej 8% wykorzystania wodoru niskoemisyjnego; (2) Bez transportu lotniczego; (3) Obejmuje wyłącznie transport drogowy; (4) Przy wodorze wykorzystywanym w stacjach tankowania (HRS); (5) Źródło: Hydrogen Europe, Hydrogen Monitor. 2025, 2025, s. 10; (6) Źródło: MEMORIE VAN TOELICHTING Wet jaarverplichting hernieuwbare brandstoffen van nietbiologische oorsprong in de industrie; Ministry of Climate Policy and Green Growth of the Netherlands, Hydrogen policy and REDIII implementation in the Netherlands, 2025

Dyrektywa RED III - dodatkowe wyjaśnienia interpretacyjne (1/2)

1. Co mieści się w definicji pojęcia „przemysł” w RED III?

Zakres definicji „przemysł” został zdefiniowany w art. 2 pkt 18a RED III za pomocą statystycznej klasyfikacji działalności gospodarczej (NACE Rev. 2). Wykracza on poza przemysł rozumiany ściśle jako „przetwórstwo przemysłowe” (sekcja C klasyfikacji NACE), obejmując także: górnictwo i wydobywanie (sekcja B), budownictwo (sekcja F) oraz działalność usługowa w zakresie infrastruktury obliczeniowej, przetwarzania danych, zarządzania stronami internetowymi (hosting) i pozostała działalność usługowa w zakresie informacji (sekcja J dział 63). Wykorzystanie wodoru w tych sektorach, w tym także w ramach nowego zastosowania, będzie powiększać cel RFNBO dla przemysłu.

2. W jaki sposób powinno być traktowane wykorzystanie wodoru w sektorze rafineryjnym?

Przypisanie wykorzystania energetyczne lub nieenergetyczne wodoru w sektorze rafineryjnym może nastąpić: (a) w ramach celu transportowego (art. 25 RED III), (b) w ramach rozliczenia celu przemysłowego (art. 22a RED III), albo (c) w ogóle nie podlegać pod regulację RED III.

- Przypisanie do celu transportowego będzie następować w sytuacji, gdy wodór znajduje zastosowanie w produkcji paliw konwencjonalnych lub biopaliw (np. w ramach odsiarczania lub uwodorniania)* wykorzystywanych w transporcie lub w przypadku bezpośredniego wykorzystania wodoru jako paliwo do zasilenia transportu (w stacjach tankowania wodoru).
- Przypisanie do celu przemysłowego będzie mieć miejsce, jeżeli rafineria produkuje w oparciu o wodór towary inne niż paliwa transportowe, np. w ramach produkcji petrochemicznej (np. metanolu, tworzywa sztuczne, gumy syntetyczne).
- Brak podlegania pod regulację RED III będzie następstwem powstawania, a następnie wykorzystania wodoru jako produktu ubocznego procesów technologicznych (procesów będących nieuniknioną i niezamierzoną konsekwencją produkcji głównego produktu) mających miejsce w rafinerii.

(*) Zgodnie z Wytycznymi Komisji Europejskiej w przypadku wykorzystania RFNBO przy produkcji paliw konwencjonalnych biopaliw, należy je uwzględniać na określenia oszczędności emisji gazów cieplarnianych, jako surowiec kopalny.

Źródło: Komisja Europejska, Guidance on the targets for the consumption of renewable fuels of non-biological origin in the industry and transport sectors laid down in Articles 22a, 22b and 25 of Directive (EU) 2018/2001 on the promotion of energy from renewable sources, as amended by Directive (EU) 2023/2413, COM(2024) 5042 final

Dyrektywa RED III - dodatkowe wyjaśnienia interpretacyjne (2/2)

3. W jaki sposób przypisać wodór do realizacji celu, w sytuacji gdy dany produkt może znaleźć zastosowanie zarówno w sektorze transportowym, jak i w celach przemysłowych?

W przypadku pewnych kategorii produktów (np. bezpośrednio wodoru, czy także bezpośrednich derywatów jak metanol czy amoniak), ich zastosowanie może następować zarówno jako paliwo transportowe, jak i surowiec w procesach przemysłowych. W sytuacji braku możliwości ich precyzyjnego rozgraniczenia w ramach procesów technologicznych lub ich sprzedaży do zewnętrznych podmiotów podmiot prowadzący rafinerie może nie wiedzieć jakie będzie końcowe zastosowanie tych produktów. W takim przypadku Komisja Europejska w wytycznych (C(2024) 5042 final) zaleca przypisanie konkretnych wartości do celów na bazie stosunku zużycia poszczególnego rodzaju produktów (paliwowego / przemysłowego), zagregowanych na poziomie całej Unii Europejskiej.

4. Kto jest zobowiązany do realizacji celów udziału RFNBO na obszarze państw członkowskich?

Zasadniczą różnicą pomiędzy wykorzystaniem celu RFNBO w sektorze transportu i w sektorze przemysłu jest określenie na poziomie RED III podmiotów odpowiedzialnych za realizację celu. W przypadku celu transportowego RED III (art. 25) wyraźnie wskazuje, że obowiązek ten spoczywa na dostawcach paliw. Natomiast w przypadku celu przemysłowego RED III (art. 22a) nakłada obowiązek na poszczególne państwa członkowskie, nie zaś na skonkretyzowane podmioty prowadzące działalność gospodarczą. Komisja Europejska nie wyklucza możliwości przełożenia celu RFNBO w przemyśle przez państwa członkowskie na poszczególne podmioty wykorzystujące wodór w sektorze przemysłowym, zastrzegając że takie przełożenie powinno być skorelowane z mechanizmami wsparcia wyrównującymi koszt produkcji wodoru opartego o węglowodory a produkcji wodoru RFNBO.

5. W jaki sposób powinien należy rozliczyć RFNBO domieszkowane do gazu ziemnego i transportowany sieci gazowej?

Istnieje możliwość wykorzystania wodoru posiadającego status RFNBO wprowadzonego do sieci gazowej. Takie wykorzystanie powinno bazować na systemie bilansu masowego. Wymogiem jednak wskazywanym przez Komisję Europejską w ramach wytycznych, jest aby oddzielić fizycznie wodór z mieszaniny gazowej. Brak takiego fizycznego rozdziału uniemożliwia rozliczenie wykorzystanego wodoru do realizacji celu udziału RFNBO.

W przypadku wykorzystania RFNBO przy produkcji paliw konwencjonalnych biopaliw, należy je uwzględniać na określenia oszczędności emisji gazów cieplarnianych, jako surowiec kopalny.

Źródło: Komisja Europejska, Guidance on the targets for the consumption of renewable fuels of non-biological origin in the industry and transport sectors laid down in Articles 22a, 22b and 25 of Directive (EU) 2018/2001 on the promotion of energy from renewable sources, as amended by Directive (EU) 2023/2413, COM(2024) 5042 final

2

Rodzaje wodoru i koszty produkcji



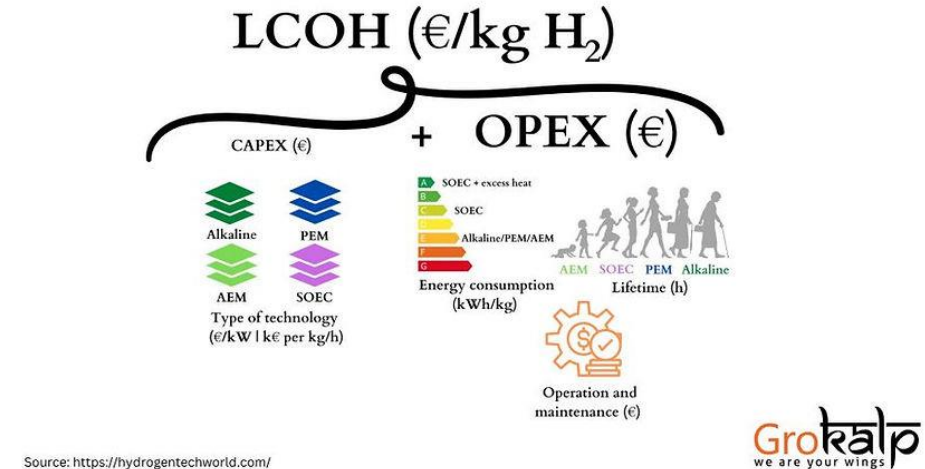
Katalog analizowanych rodzajów wodoru - założenia i wyniki

Rodzaj wodoru	Zgodność regulacyjna	Założenia bazowe
Wodór RFNBO (off-grid)	RFNBO zgodnie z RED III	Zasilanie z OZE off-grid (2 500 h/rok pracy elektrolizera), bez magazynów energii, bez przeskalowywania OZE, bez podłączenia do sieci, zużycie energii elektrolizer = 55 kWh/kg H ₂ , cena energii = LCOE OZE, CAPEX elektrolizera = 2 000 EUR/kW, brak opłat ETS
Wodór RFNBO (sieć)	RFNBO zgodnie z RED III	Zasilanie z PPA OZE (5 000 h/rok pracy elektrolizera), bez magazynów energii, przeskalowanie OZE zgodnie z założeniami Hydrogen Europe (około 2-krotne), podłączenia do sieci, zużycie energii elektrolizer = 55 kWh/kg H ₂ , cena energii = SPOT rynek, CAPEX elektrolizera = 2 000 EUR/kW, brak opłat ETS
Wodór - energia jądrowa (off-grid)	Obecnie niekwalifikowane w przepisach UE, w przyszłości może podlegać pod definicję wodoru niskoemisyjnego zgodnie z Pakietem Gazowym (akt delegowany LCH)	Zasilanie z bezpośrednio z bloku jądrowego typu SMR (8 400 h/rok pracy elektrolizera), bez magazynów energii, bez podłączenia do sieci, zużycie energii elektrolizer = 55 kWh/kg H ₂ , cena energii = LCOE SMR (125 EUR/MWh - dane OSGE), CAPEX elektrolizera = 2 000 EUR/kW, brak opłat ETS
Wodór - energia jądrowa (sieć)		Zasilanie z PPA blok jądrowy (8 400 h/rok pracy elektrolizera), podłączenia do sieci, zużycie energii elektrolizer = 55 kWh/kg H ₂ , cena energii = SPOT rynek, CAPEX elektrolizera = 2 000 EUR/kW, brak opłat ETS
Wodór BIO (biometan)	Paliwo z biomasy, biogaz zgodnie z RED III	Zasilanie reformingu parowego metanu z użyciem biometanu (gaz ziemny + certyfikaty POS), cena biometanu = 80 EUR/MWh zgodnie z danymi European Biogas Association (EBA) oraz S&P Global (biometan o emisyjności dodatniej lub bliskiej zera z odpadów rolniczych z wielkoskalowej instalacji, w przypadku biometanu o emisyjności ujemnej produkowanego z gnojowicy cena byłaby bliższa 100-110 EUR/MWh), praca 8 400 h/rok, CAPEX reformingu = 700 EUR/kW, sprawność reformingu = 70%, brak opłat ETS (jeżeli spełniono KZR - Kryteria Zrównoważonego Rozwoju zgodnie z RED II/III)
Wodór BIO (elektroliza)		Zasilanie energią elektryczną z bloku biomasowego kogeneracyjnego (8 400 h/rok pracy elektrolizera), bez podłączenia do sieci, zużycie energii elektrolizera = 55 kWh/kg H ₂ , cena energii = LCOE dla bioenergii zgodnie z wynikami aukcji OZE oraz danymi URE 750 PLN/MWh, CAPEX elektrolizera = 2 000 EUR/kW, brak opłat ETS (jeżeli spełniono KZR - Kryteria Zrównoważonego Rozwoju zgodnie z RED II/III)
Wodór niskoemisyjny (gaz + CCS)	Wodór niskoemisyjny zgodnie z Pakietem Gazowo-Wodorowym (akt delegowany LCH)	Zasilanie istniejącego reformingu parowego metanu z użyciem gazu ziemnego (cena gazu zgodnie z KPEiK 2025), CAPEX reformingu + moduł wychwytu CO ₂ = 1 400 EUR/kW, sprawność reformingu = 70%, emisja CO ₂ = 3 t CO ₂ /t H ₂ , koszt logistyki i składowania CO ₂ na poziomie 170 EUR/t CO ₂ (zgodnie z danymi IEA i CATF)
Wodór szary	Brak zdefiniowania w RED III	Zasilanie istniejącego reformingu parowego metanu z użyciem gazu ziemnego (cena gazu zgodnie z KPEiK 2025), CAPEX reformingu = 700 EUR/kW, sprawność reformingu = 70%, emisja CO ₂ = 12 t CO ₂ /t H ₂

Jakie metody analityczne i ekonomiczne wybrano ?

1. Porównanie uśrednionego kosztu produkcji wodoru w cyklu życia = LCOH (Levelized Cost of Hydrogen)

- LCOH = Zdyskontowany CAPEX + Zdyskontowany OPEX / Zdyskontowany Wolumen
- Wzór na LCOH bazuje na wzorze NPV i sprowadza uśredniony koszt produkcji wodoru do wartości bieżącej
- Wzór uwzględnia wszystkie nakłady CAPEX i koszty OPEX w cyklu życia projektu (np. w okresie 20 lat).



2. Porównanie technicznego kosztu wytworzenia wodoru rok po roku = TKW (Techniczny Koszt Wytworzenia)

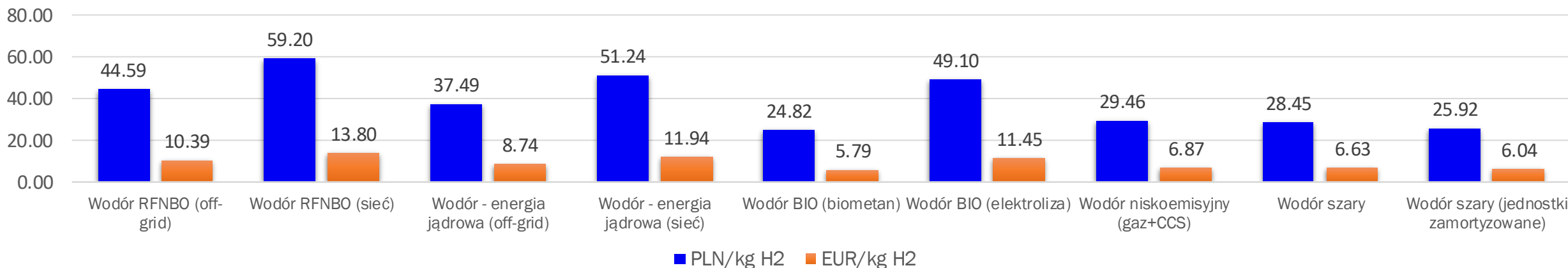
- TKW = amortyzacja roczna + koszty stałe + koszty zmienne/wolumen
- Wzór zlicza roczne koszty amortyzacji oraz OPEX i dzieli przez wolumen
- TKW daje wgląd na roczne koszty produkcji w przeciwieństwie do LCOH, które jest uśrednieniem z cyklu życia zdyskontowanym do wartości bieżącej.



Założenia makroekonomiczne

Rok	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	Źródło	
Koszt kapitału (WACC)	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	Założenie własne - uśrednienie	
Współczynnik dyskontujący	1	1	1	1	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18	Obliczenie	
Inflacja	4%	3,50%	3%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	Założenie własne - uśrednienie	
Kurs EUR/PLN	4,29	4,29	4,29	4,29	4,29	4,29	4,29	4,29	4,29	4,29	4,29	4,29	4,29	4,29	4,29	4,29	4,29	4,29	4,29	4,29	4,29	4,29	4,29	4,29	4,29	4,29	KPEiK 2025	
Cena gazu ziemnego (PLN/MWh)	182	176,8	171,6	166,4	161,2	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	KPEiK 2025
Cena wody sieciowej (PLN/t)	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	Założenie własne - uśrednienie	
Cena CO ₂ (EUR/t CO ₂)	108	110,4	112,8	115,2	117,6	120	125	130	134	139	144	175,2	206,4	237,6	268,8	300	305	310	315	320	325	330	335	340	345	350	KPEiK 2025 (do 2040 r., dalej estymacja własna)	
Cena energii elektrycznej wraz z opłatami sieciowymi (PLN/MWh)	870	859	848	837	826	815	810,7	806,4	802,1	797,8	772	772	772	772	772	772	772	772	772	772	772	772	772	772	772	772	772	KPEiK 2025
Bilansowanie (PLN/MWh)	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	Założenie własne - uśrednienie	
Średnie wynagrodzenie PLN	8796	9104	9377	9611	9852	10098	10350	10609	10874	11146	11425	11711	12003	12303	12611	12926	13249	13581	13920	14268	14625	14991	15365	15749	16143	16547	GUS 2025 + inflacja r/r	
CBAM-factor	1	0,975	0,95	0,9	0,775	0,51	0,39	0,265	0,14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Dyrektywa EU ETS/CBAM	
Benchmark ETS - wodór (t CO ₂ /t)	6,84	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	5	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Dyrektywa EU ETS faza IV, założenia po 2026 r. są eksperckie	

Uśredniony koszt wytworzenia w 20-letnim cyklu życia (LCOH)

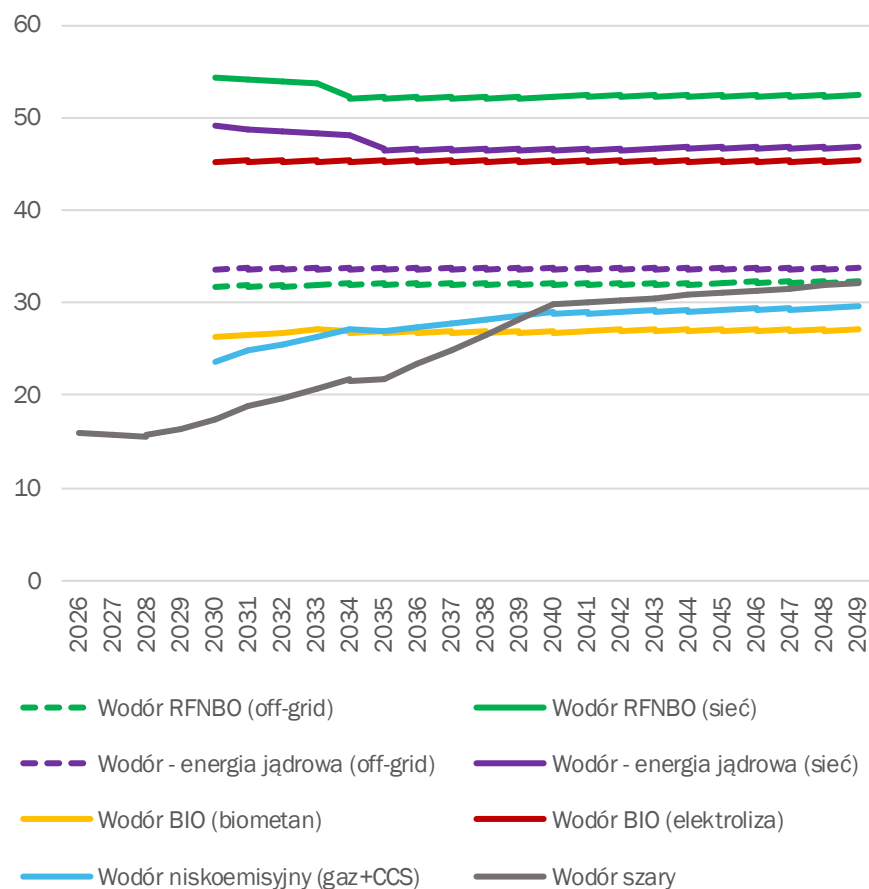


- Wodór RFNBO (sieć) charakteryzuje się stosunkowo wysokim LCOH ze względu na kilka uzupełniających się efektów - wysokie ceny energii elektrycznej na rynku (włącznie z prognozami), wysoką energochłonność procesu elektrolizy oraz bardzo wymagające regulacje RFNBO (akty delegowane do RED II/III - szczególnie dodatkowość i korelacja czasowa). Polska nie ma wybitnych warunków do produkcji tego rodzaju wodoru, a połączone czynniki ekonomiczno-regulacyjne powodują, że koszt produkcji w porównaniu do innych typów wodoru jest wysoki. Wyniki LCOH dla wodoru RFNBO (sieć) są bardzo zbliżone do wyników I aukcji Europejskiego Banku Wodoru i kosztów produkcji dla Polski z tej aukcji - https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund/calls-proposals/ifa23-auction-renewable-hydrogen-production_en.
- Wodór RFNBO (off-grid) pod względem kosztowym wypada korzystniej od wariantu sieciowego, ale nadal pozostaje stosunkowo drogi. W przypadku instalacji poza sieciową przewagą jest możliwość pozyskania energii elektrycznej OZE po koszcie wytworzenia (lub blisko LCOE), jednak utylizacja instalacji pozostaje niska w ciągu roku (ok. 2 500 h/rok), nie uwzględniano magazynów energii ani dodatkowego bilansowania sieciowego, odsprzedaży nadwyżek z OZE (wymagane dedykowane studium wykonalności per lokalizacja).
- Energetyka jądrowa jako opcja zasilania instalacji elektrolizy pozostaje interesującą opcją jednak koszty produkcji energii elektrycznej z pierwszych reaktorów typu SMR mogą być dość wysokie (wg informacji OSGE = 125 EUR/MWh), nie pozwalając na tanią produkcję wodoru w procesie elektrolizy. Niewątpliwą zaletą tej technologii jest stabilność i możliwość pracy elektrolizera w sposób przewidywalny w ciągu całego roku przy jednoczesnym zachowaniu zeroemisyjności. Wodór produkowany z energii jądrowej nie spełnia celów RED III (według obecnego brzmienia), ani innych przepisów UE ściśle dedykowanych dekarbonizacji wodoru.
- Wodór BIO (biometan) produkowany z reformingu biometanu może być atrakcyjną opcją, o ile na rynku będzie dostępny surowiec biomasowy (konkurencja z innymi sektorami o ograniczony zasób). Wariant ten wymaga najmniejszej inwestycji po stronie wytwarzania wodoru, wykorzystane mogą zostać istniejące instalacje reformingu. Cena rynkowa biometanu nie przekracza 2-3 krotności ceny gazu ziemnego, a przy spełnieniu przez biometan kryteriów KZR (zrównoważony rozwój) proces ten będzie zeroemisyjny z perspektywy ETS. Wodór BIO nie spełnia obecnie celów RED III związanych z wodorem (według obecnego brzmienia). Koszt produkcji wodoru BIO może być wyższy (ok. 6,5-7 EUR/kg) przy wykorzystaniu ujemnego emisyjnie biometanu (z gnojowicy) = droższy biometan.
- Wodór produkowany z gazu ziemnego + CCS również pozostaje stosunkowo atrakcyjny kosztowo, ale skala wymaganych inwestycji w łańcuchach logistycznych CO₂ jest znaczna i prawdopodobnie nie do zrealizowania w ciągu najbliższych 5-10 lat bez znacznych usprawnień administracyjnych oraz presji cenowej ze strony ETS. Wodór niskoemisyjny (gaz + CCS) nie spełnia obecnie żadnych celów RED III (według obecnego brzmienia). W przypadku wykorzystania lokalnych struktur geologicznych i skróceniu łańcucha transportowego koszt wodoru niskoemisyjnego (gaz+CCS) może być niższy o ok. 1 EUR/kg.

* W przypadku założenia, że produkcja wodoru szarego odbywa się w jednostkach już zamortyzowanych średnioważony koszt produkcji spadłby (LCOH) do około 6 EUR/kg H₂

Techniczny koszt wytworzenia rok po roku (TKW)

Techniczny Koszt Wytworzenia (TKW) - PLN/kg H₂



WAŻNE: analiza TKW nie uwzględnia poprawy parametrów i rozwoju technologicznego. Oznacza to, że przeprowadzona analiza zakłada wydatkowanie CAPEX i uruchomienie instalacji do 2030 r. Założenia technologiczne i prognostyczne bazują na obecnej wiedzy i tym co dzisiaj jest dostępne na rynku. Jeżeli np. technologia elektrolizy istotnie potanieje, a jej energochłonność znacznie spadnie to kolejno budowane instalacje np. w latach 30' lub 40' XXI w. mogą charakteryzować się bardziej korzystną ekonomią. Wskazana analiza jest optyką dewelopera projektu wodorowego, który planuje wybudować i uruchomić instalację do 2030 r. zgodnie z celami RED III.

- Analityka wskazuje, że wodór szary (włącznie z kosztami ETS) przy założonej ścieżce cenowej CO₂ i gazu z KPEiK oraz pełnym odejściu od darmowych uprawnień w 2034 r. nadal pozostaje najtańszym źródłem produkcji wodoru do ok. 2040 r. Jest to generalny problem transformacji przemysłowej i prowadzący do wniosku, że sam ETS nie jest (i może nie być) wystarczającym narzędziem do przeprowadzenia dekarbonizacji w sektorze wodorowym. Dla wypełnienia luki kosztowej w porównaniu do innych rodzajów wodoru, szczególnie tych bazujących na elektrolizie (RFNBO, wodór z energii jądrowej) potrzebne byłby nie tylko dotacje CAPEX, ale wsparcie OPEX pokrywające koszty energii elektrycznej.
- Zamiast wydatkować środki publiczne na dotacje CAPEX i OPEX można zastosować także bardzo surowe kary za brak realizacji celów RED III (najłatwiejsze rozwiązanie z perspektywy legislacyjnej), ale wysoce nierekomendowane. Mogłoby (obok ETS) dodatkowo obciążyć finansowo polski przemysł i doprowadzić w szybkim tempie do zamknięcia zakładów przemysłowych, wtedy dekarbonizacja zasłaby na drodze deindustrializacji (istotna utrata dla PKB, osłabienie polityczno-gospodarcze Polski).
- Wodór elektrolityczny może zacząć konkurować kosztowo z wodorem szarym przy cenach końcowych odbioru (koszt wytworzenia energii + opłat sieciowych) poniżej 50 EUR/MWh (dostępne zasadniczo tylko w Skandynawii i na półwyspie Iberyjskim). Przy produkcji wodoru RFNBO z sieci pomaga także duży udział OZE w miksie energetycznym oraz niski ślad węglowy energii sieciowej (Polska w tym wypadku ma jedną z najgorszych pozycji w UE), umożliwiając tym samym zwiększenie emisyjności RFNBO bez jednoczesnej utraty statusu RFNBO.
- Na koszty wodoru RFNBO mają wpływ także bardzo restrykcyjne zasady aktów delegowanych RFNBO, dodatkowo utrudniając pozyskanie atrakcyjnej cenowo energii OZE do produkcji wodoru (wymóg dodatkowości, w tym braku wsparcia CAPEX źródła OZE, oraz korelacji czasowej są niespotykaną praktyką na rynku OZE i w umowach PPA, generują ryzyka profilowe i konieczność przewymiarowania OZE).
- Stosunkowo najtańsze metody produkcji wodoru w Polsce są niewspierane z perspektywy regulacji UE i wymogów RED III (wodór z biometanu i wodór z gazu ziemnego + CCS). Neutralność technologiczna byłaby wysoce rekomendowana z punktu widzenia interesu państwa. Wybranym powinny być technologie o najlepszym stosunku redukcji emisji CO₂ do ceny.
- Produkcja wodoru z energetyki jądrowej może stać się istotną metodą w przypadku uwzględnienia w celach regulacyjnych UE, a także biorąc pod uwagę stabilność produkcji i jednoczesną zeroemisyjność. Wymagany byłby jednak spadek kosztów wytworzenia energii z atomu, możliwy w przypadku budowy reaktorów typu NOAK (prawdopodobnie w latach 30-40' XXI w.)

* W przypadku założenia, że produkcja wodoru szarego odbywa się w jednostkach już zamortyzowanych technicznie koszt wytworzenia spadłby (TKW) o ok. 5-6%

Wnioski i rekomendacje

- Obniżenie ceny energii elektrycznej i opłat sieciowych - ceny energii i opłat sieciowych są za wysokie w Polsce (zarówno obecnie, jak i w prognozach), aby przemysł mógł utrzymać konkurencyjną produkcję. Dotyczy to także rentowności projektów wodorowych, których ekonomia (w przypadku metody opartej na elektrolizie) bazuje w 70-80% na rynkowych cenach energii.
- Złagodzenie aktów delegowanych RFNBO - szczególnie w zakresie dodatkowości i korelacji czasowej (podnoszą to zasadniczo wszystkie państwa Europy Środkowo-Wschodniej), co może zmniejszyć koszty produkcji wodoru RFNBO (nawet o 2-3 EUR/kg), ale nie rozwiąże podstawowych problemów ekonomicznych tej technologii m.in. rynkowe ceny energii, wysoka energochłonność, potrzeba zapewnienia znacznych wolumenów energii odnawialnej, przebudowa zakładów produkcyjnych.
- Neutralność metod produkcji wodoru - obecnie Polska jest zobligowana do realizacji celów związanych z dekarbonizacją sektora wodoru (cele RFNBO), ale możliwości produkcyjne są zawężone do jednej technologii, potencjalnie najdroższej w całym koszyku. Wysoce rekomendowane byłoby wsparcie szerszego pakietu metod produkcji wodoru i realizacja celów regulacyjnych zdywersyfikowanym portfelem aktywów, który będzie skonfigurowany głównie na podstawie rachunku ekonomicznego. Wniosek jest trudny, gdyż stoi w bezpośredniej konfrontacji z brzmieniem dyrektywy RED III (wymagana byłaby rewizja celów i otwartość na inne technologie).
- Systemy wsparcia - wszystkie alternatywne sposoby produkcji wodoru wymagają pokrycia luki kosztowej w stosunku do wodoru szarego (w zależności od technologii poziom wsparcia jest zróżnicowany), dla utrzymania konkurencyjności sektora wodorowego i jego dekarbonizacji niezbędne będą systemy wsparcia, oparte nie tylko o pokrycie CAPEX, ale także w zakresie OPEX, np. kontrakty różnicowe.
- Przy projektowaniu mechanizmów wsparcia zaleca się wykorzystanie rozwiązań nakierowanych na łączenie popytu na źródła zdekarbonizowane z odbiorcami przemysłowymi zgłaszającymi zapotrzebowanie na wolumeny zdekarbonizowanej energii niezbędnymi do rozwoju gospodarki wodorowej. Pozwoli to na uniknięcie zjawiska źródła wytwórcze alokowane są w oparciu o środki publiczne, a jednocześnie ich możliwość wykorzystania przez przemysł energochłonny jest niska ze względu na znaczną ekspozycję kosztową na wdrażanie technologii dekarbonizacyjnych.
- Skorelowanie rozwoju sektora energetycznego z wodorowym - produkcja wodoru (szczególnie elektrolitycznego), ale także wodoru z biometanu musi rozwijać się w bezpośrednim powiązaniu z rozwojem OZE, atomu i biometanowni w Polsce. Koniecznym jest, aby strategicznie zaplanować (na poziomie KPEiK, PEP, polityk sektorowych) pulę źródeł OZE, jądrowych czy biometanowych (w zależności od kształtu regulacji) do zasilania instalacji produkcji wodoru. Ograniczy to ryzyko, że powstaną projekty wodorowe, które nie będą miały podstawowego komponentu, czyli zasilania. Jest to potencjalnie łatwe z punktu widzenia pojedynczego projektu, ale już znacznie trudniejsze z perspektywy całego państwa i skorelowania kilku sektorów na raz (wielu interesariuszy), jednak będzie miało kluczowe znaczenie dla budowy wartości dodanej w ramach krajowej dekarbonizacji przemysłu.



Przemysł



Obecne i przyszłe sektory przemysłowe z zastosowaniem wodoru i paliw pochodnych

Poniższe sektory opisane w sekcji „Obecnie” oraz „Przyszłość” będą stanowić około 90-95% zapotrzebowania na wodór i paliwa pochodne w przemyśle w 2030 r. Niemniej należy zaznaczyć, że finalna architektura rynku będzie zależna od polityki krajowej i występujących systemów wsparcia, szczególnie w przypadku rozwoju zastosowania RFNBO w nowych sektorach i przejścia z wykorzystania szarych molekuł na zielone (dekarbonizacja).

Obecnie (szary wodór i pochodne)

- **Amoniak** – wodór jako podstawowy surowiec do produkcji amoniaku
- **Rafinacja** – wodór jako surowiec do przerobu ropy naftowej*
- **Sektor chemiczny** (poza amoniakiem) – wodór głównie jako wsad do produkcji petrochemicznej
- **Pozostałe** – m.in. przemysł spożywczy, sektor farmaceutyczny, produkcja szkła, laboratoria, gazy techniczne (sektory bardzo rozproszone i mało wolumenowe)

Przyszłość (RFNBO)

- Sektory wymienione w sekcji „Obecnie” oraz
- **Hutnictwo metali żelaznych** – topienie rud metali, np. żelazo
- **Hutnictwo metali nieżelaznych** – topienie rud metali, np. miedź
- **Nowoczesna petrochemia** – np. paliwa RFNBO jako surowce wsadowe w petrochemii (e-metanol)
- **Wysokotemperaturowe ciepło przemysłowe** (np. cementownie, huty szkła)
- **Elektroenergetyka**

Wyłączone z analizy

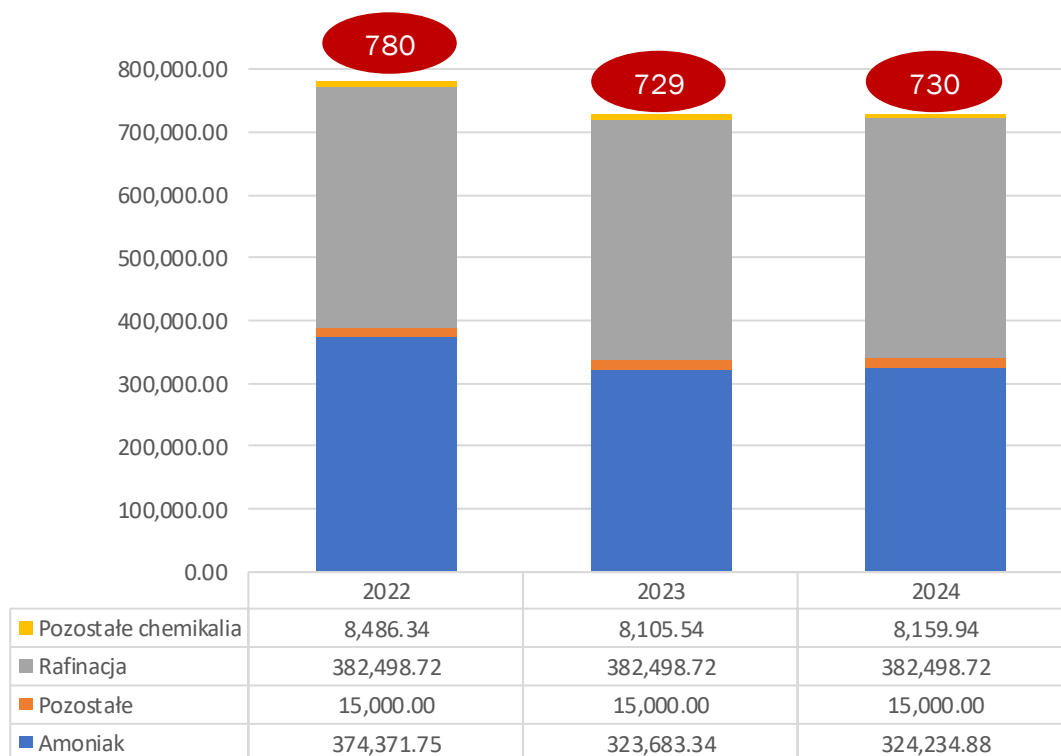
Zgodnie z treścią RED III wodór będący produktem ubocznym (tzw. by-product) jest wyłączony z mianownika wzoru RFNBO. W Polsce produkuje się stosunkowo duże wolumeny wodoru będącego produktem ubocznym w koksowniach przemysłowych jednak wodór ten nie może służyć do rozliczenia celu RFNBO (nawet po odseparowaniu i wyłapaniu CO₂).

* Należy wskazać, że zgodnie z RED III cel przemysłowy RFNBO na poziomie rafinerii będzie realizowany tylko dla tej części wodoru, który jest wykorzystywany na cele inne niż produkcja paliw transportowych (do celu przemysłowego RFNBO kwalifikować się będzie, np. produkcja paliw wsadowych do procesów petrochemicznych/chemicznych, o ile wodór do tych procesów nie pochodzi z innych procesów, gdzie klasyfikowany jest jako by-product. Wymagana jest dedykowana analiza techniczna na poziomie poszczególnych zakładów rafineryjnych, aby potwierdzić lub wykluczyć udział w celu przemysłowym.

Zużycie wodoru w polskim przemyśle - 2022, 2023 i 2024 r.

Jedynym wiarygodnym i publicznie dostępnym źródłem w zakresie zużycia wodoru w polskim przemyśle są zasoby European Hydrogen Observatory (EHO). Dane historyczne zbierane przez EHO wskazują, że zużycie wodoru w przemyśle wyniosło odpowiednio 2022 r. (780 kt), 2023 r. (729 kt), 2024 r. (730 kt).

Zużycie wodoru w polskim przemyśle w latach 2022-2024 r. w podziale na sektory (kt)

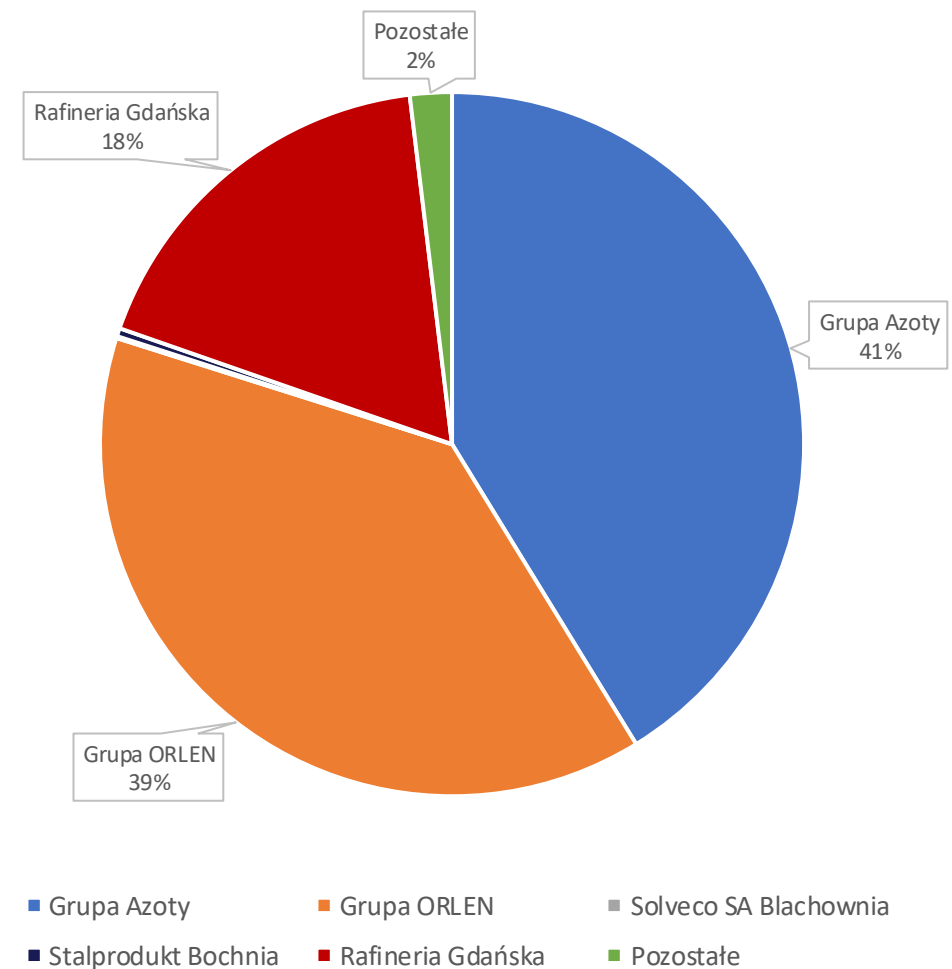


- Spadek całkowitego zużycia wodoru w przemyśle wynika głównie ze zmniejszonej aktywności sektora amoniaku, co można tłumaczyć głównie wysokimi cenami gazu ziemnego i energii elektrycznej oraz ogólnym kryzysem sektora nawozowego w UE.
- Niemniej nadal sektor amoniakowy wraz z rafineryjnym odpowiadają za ponad 90% zużycia wodoru w przemyśle (dokładnie 6 instalacji w Polsce należących do Grupy Azoty i Grupy ORLEN).
- Sektor „Pozostałe chemikalia” związany jest z produkcją wszelkich produktów chemicznych poza amoniakiem m.in. petrochemia, plastiki, PVC.
- Sektor „Pozostałe” skupia wszelkie inne zastosowania wodoru, często w bardzo nisko wolumenowych i rozproszonych działalnościach m.in. sektor spożywczy, sektor medyczny, sektor chłodniczy, laboratoria, a w Polsce obecnie także w procesach około metalurgicznych (Solveco, Stalprodukt).
- Zakłada się, że opisywane wolumeny zużycia wodoru stanowią ok. 90-95% rynku, jednak nie są to dane szczegółowe, dla w pełni poprawnego przeliczenia należałoby kwalifikować konsumentów wodoru pod kodach NACE zgodnie z unijną definicją „przemysłu”.

Źródło: European Hydrogen Observatory, <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/production-trade-and-cost/hydrogen-production>

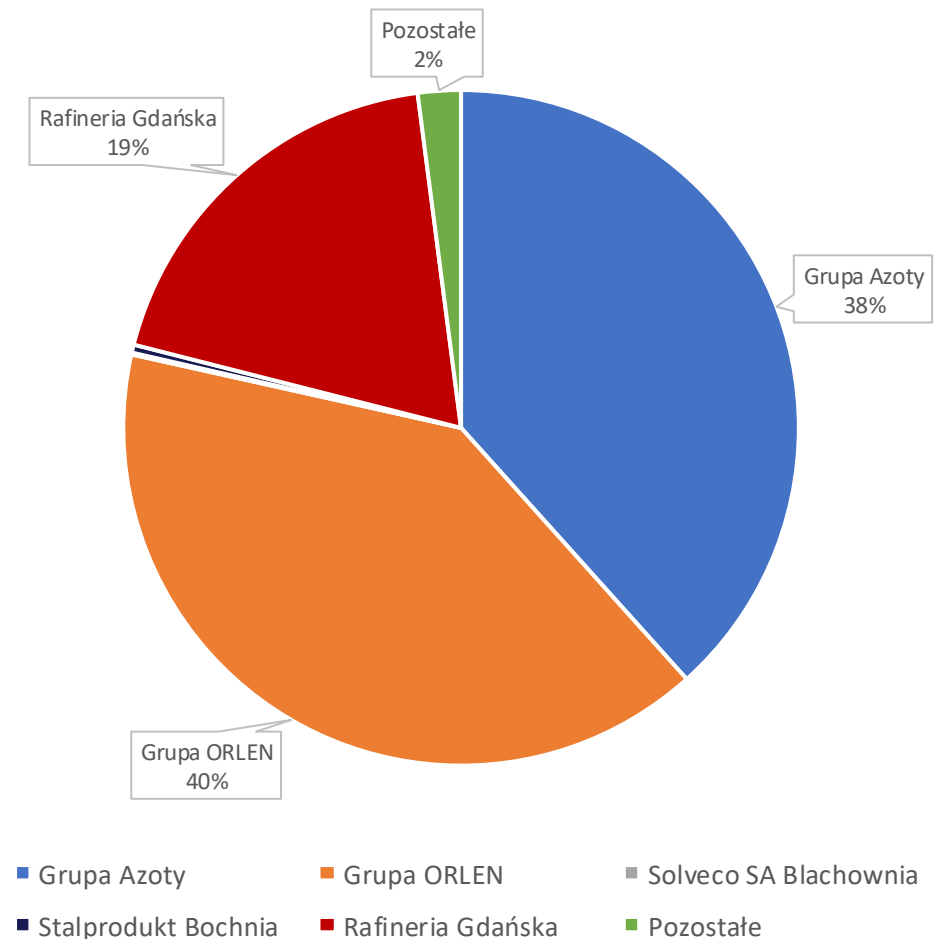
Zużycie wodoru w polskim przemyśle w 2022 r.

Miasto	Właściciel/nazwa instalacji	Sektor	Całkowite zużycie ktpa
Błachownia	Solveco SA	Pozostałe chemikalia	683,28
Bochnia	Stalprodukt	Pozostałe chemikalia	2 938,10
Gdańsk	Rafineria Gdańska	Rafinacja	138 423,26
Jedlicze	Grupa ORLEN	Rafinacja	47 728,03
Kędzierzyn	Grupa Azoty	Amoniak	42 421,47
Kędzierzyn	Grupa Azoty	Amoniak	44 078,66
Police	Grupa Azoty	Amoniak	65 405,32
Puławy	Grupa Azoty	Amoniak	133 535,86
Tarnów	Grupa Azoty	Amoniak	31 484,69
Tarnów	Grupa Azoty	Pozostałe chemikalia	4 864,95
Płock	Grupa ORLEN	Rafinacja	194 847,43
Trzebinia	Grupa ORLEN	Rafinacja	1 500,00
Włocławek	Anwil S.A. (Grupa Orlen)	Amoniak	57 445,74
Pozostałe	Pozostałe	Pozostałe	15 000,00



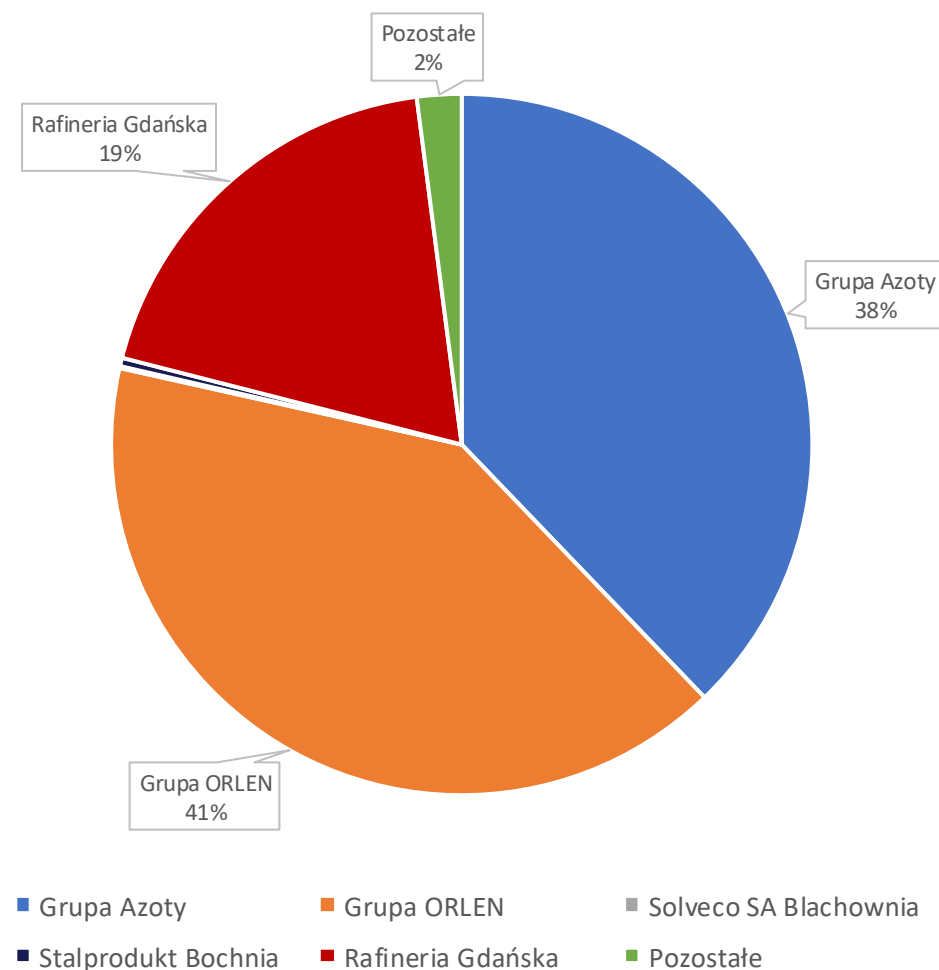
Zużycie wodoru w polskim przemyśle w 2023 r.

Miasto	Właściciel/nazwa instalacji	Sektor	Całkowite zużycie ktpa
Blachownia	Solveco SA	Pozostałe chemikalia	652,62
Bochnia	Stalprodukt	Pozostałe chemikala	2 806,27
Gdańsk	Rafineria Gdańska	Rafinacja	138 423,26
Jedlicze	Grupa ORLEN	Rafinacja	47 728,03
Kędzierzyn	Grupa Azoty	Amoniak	36 817,29
Kędzierzyn	Grupa Azoty	Amoniak	38 255,55
Płock	Grupa ORLEN	Rafinacja	194 847,43
Police	Grupa Azoty	Amoniak	56 764,80
Puławy	Grupa Azoty	Amoniak	115 894,80
Tarnów	Grupa Azoty	Amoniak	27 325,33
Tarnów	Grupa Azoty	Pozostałe chemikalia	4 646,65
Trzebinia	Grupa ORLEN	Rafinacja	1 500,00
Włocławek	Anwil S.A. (Grupa Orlen)	Amoniak	48 625,58
Pozostałe	Pozostałe	Pozostałe	15 000,00



Zużycie wodoru w polskim przemyśle w 2024 r.

Miasto	Właściciel/nazwa instalacji	Sektor	Całkowite zużycie ktpa
Błachownia	Solveco SA	Pozostałe chemikalia	657,00
Bochnia	Stalprodukt	Pozostałe chemikalia	2 825,10
Jedlicze	Grupa ORLEN	Rafinacja	47 728,03
Gdańsk	Rafineria Gdańska	Rafinacja	138 423,26
Kędzierzyn	Grupa Azoty	Amoniak	36 325,75
Kędzierzyn	Grupa Azoty	Amoniak	37 744,81
Płock	Grupa ORLEN	Rafinacja	194 847,43
Police	Grupa Azoty	Amoniak	56 006,95
Puławy	Grupa Azoty	Amoniak	114 347,53
Tarnów	Grupa Azoty	Amoniak	26 960,52
Tarnów	Grupa Azoty	Pozostałe chemikalia	4 677,84
Trzebinia	Grupa ORLEN	Rafinacja	1 500,00
Włocławek	Anwil S.A. (Grupa Orlen)	Amoniak	52 849,32
Pozostałe	Pozostałe	Pozostałe	15 000,00

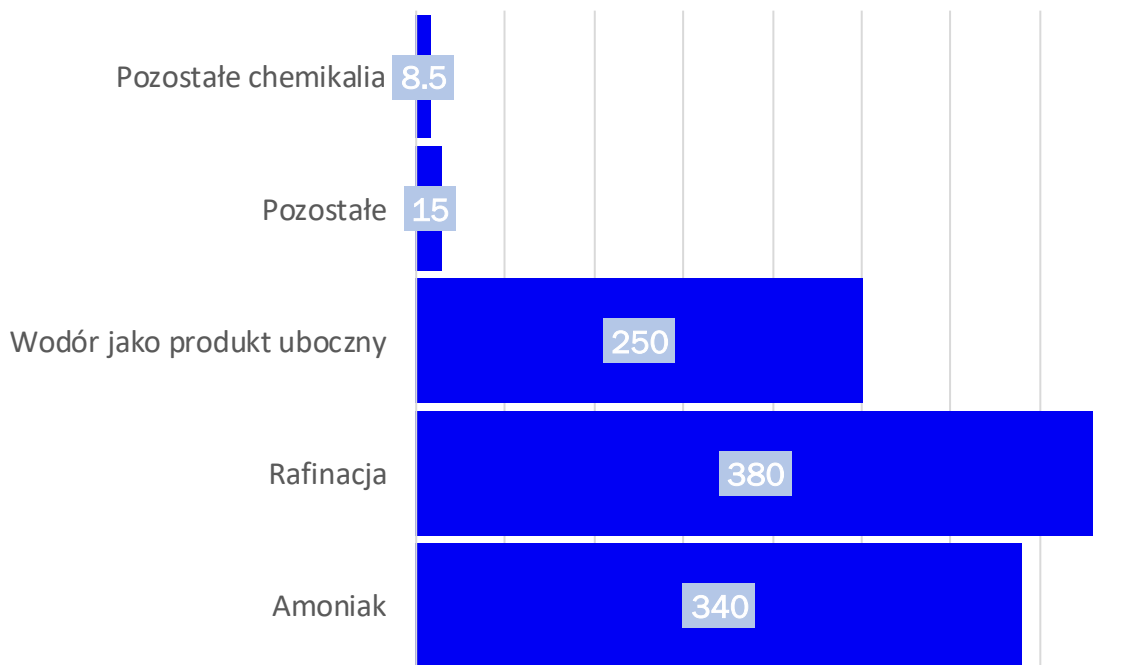


Produkcja, a zużycie wodoru w przemyśle?

Co zakwalifikować do mianownika wyliczenia celu przemysłowego RFNBO (art. 22a RED III)

Dane wskazane poniżej dotyczą produkcji wodoru, a nie jego zużycia. Rozróżnienie produkcji a zużycia wodoru jest bardzo istotne pod kątem poprawnego podejścia do przeliczenia celu przemysłowego RFNBO. Do mianownika celu zalicza się zużycie wodoru w przemyśle, a nie jego produkcję.

Uśredniona roczna produkcja wodoru w Polsce 2022-2024 (kt)



Łącznie: około 1 mln ton H₂

- Dane statystyczne z okresu 2022-2024 r. wskazują, że w sektorze amoniakowym produkowano i jednocześnie zużywano ok. 340 ktpa wodoru (całość do mianownika).
- W przypadku sektora rafinacji ropy naftowej sytuacja jest bardziej złożona. Do celu przemysłowego RFNBO (art. 22a RED III) klasyfikowany będzie tylko ten wodór, który służy do produkcji produktów poza paliwowych. W praktyce oznacza to, że znacząca część wodoru produkowanego w sektorze rafinacji ropy naftowej nie będzie wchodzić do mianownika celu przemysłowego RFNBO (tylko do celu 1% RFNBO art. 25 RED III, zużycie energii w transporcie).
- Kalkulacja udziału sektora rafineryjnego w celu przemysłowym RFNBO jest bardzo trudna do oszacowania i wymagałaby dedykowanych przeliczeń zrealizowanych wspólnie z inżynierami zakładów rafineryjnych w Polsce. Jedyną wartością referencyjną są szacunki holenderskiego think-tanku CE Delft, który szacuje, że około 15% wodoru** produkowanego w sektorze rafineryjnym w UE przypada do produktów poza paliwowych (jest zużywana na petrochemii).
- Niemniej ta wartość może odbiegać od polskich realiów, gdzie część rafinerii nie produkuje paliw konwencjonalnych m.in. rafinerie Orlen Południe należące do Grupy ORLEN, gdzie powstają głównie biopaliwa oraz Rafineria Gdańsk, w której co do zasady nie identyfikuje się działalności petrochemicznej (rafineria jest kluczowa krajowo w zakresie produkcji oleju napędowego).
- Wodór stanowiący produkt uboczny* w Polsce (nie wchodzący do mianownika celu) dotyczy głównie koksowni JSW, a także wybranych procesów petrochemicznych m.in. w produkcji olefin, gdzie wodór powstaje jako produkt uboczny.
- Pozostałe sektory są trudne do dokładnego zidentyfikowania, ale szacuje się, że w całości mogą wejść do mianownika przeliczeń RFNBO w przemyśle.

* Wartość wskazana dla wodoru będącego produktem ubocznym jest jedynie szacunkowym przybliżeniem na podstawie dostępnych danych, głównie składa się na nią wodór powstający w koksowniach przemysłowych

** 50% hydrogen for Dutch industry - Analysis of consequences draft RED III, CE Delft, 2022, niemniej dane te powinny zostać sprawdzone i potwierdzone dla rynku polskiego

Prognoza zużycia wodoru w przemyśle oraz kalkulacja mianownika celu przemysłowego RFNBO (art. 22a)

Sektor	2022-2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jednostka
Rafinacja ropy	382 498,72	382 498,72	382 498,72	382 498,72	382 498,72	382 498,72	382 498,72	ktpa
do celu przemysłowego (5% x rafinacja ropy)	19 124,93576	19 124,93576	19 124,93576	19 124,93576	19 124,93576	19 124,93576	19 124,93576	ktpa
Amoniak	340 763,32	340 763,32	340 763,32	340 763,32	340 763,32	340 763,32	340 763,32	ktpa
Pozostałe chemikalia	8 250,61	8 250,61	8 250,61	8 250,61	8 250,61	8 250,61	8 250,61	ktpa
Pozostałe	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	ktpa
SUMA (mianownik celu przemysłowego RFNBO art. 22a)	383 138,86	383 138,86	383 138,86	383 138,86	383 138,86	383 138,86	383 138,86	ktpa

- Na potrzeby niniejszej analizy przyjęto, że prognoza zużycia wodoru w przemyśle do 2030 r. będzie bazować 1:1 na danych średnich z okresu 2022-2024, a próby prognozowania zużycia do 2030 r. wymagają szczegółowego przeliczenia wolumenów zakład per zakład z uwzględnieniem: cen gazu ziemnego, cen CO₂, zdolności produkcyjnych, planów inwestycyjnych. W zakresie rzeczywistego zapotrzebowania wymagane są dedykowane konsultacje z poszczególnymi zakładami i przekazanie danych strategicznych, co do zakładanych wolumenów produkcji.
- Można zakładać (w wariacie optymistycznym), że w przypadku spadku cen gazu ziemnego i CO₂ zużycie wodoru w sektorze amoniaku może powrócić do wartości sprzed 2022 r. (wyższych), ale nie ma takiej pewności i w przypadku wariantu pesymistycznego może dojść do zmniejszenia zapotrzebowania ze względu na postępowanie procesów deindustrializacji.
- Mimo szacunków CE Delft, które wskazują, że około 15% wodoru zużywanego w unijnych rafineriach służy do zasilenia produkcji wyrobów poza paliwowych, do niniejszej analizy przyjęto niższy wskaźnik na poziomie 5%, z racji na prawdopodobnie inną charakterystykę sektora rafineryjnego w Polsce niż średnia UE. Przy poprzedniej wersji raportu wskaźnik 15% spotkał się z głosami eksperckimi sugerującymi obniżenie poziomu.
- Wymagane bardzo pogłębione i trudne analizy (rozpływy wodoru w rafineriach w Polsce), jeżeli cel przemysłowy miałby obejmować sektor rafineryjny poza paliwowy (zależne od opcji i strategii implementacji do prawa krajowego). Rekomendowane w transpozycji przepisów jest nieuwzględnianie sektora rafineryjnego w celu przemysłowym (małe zużycie w porównaniu do sektora amoniaku, duża trudność w rozliczeniu), co jednak jest rozwiązaniem odmiennym względem wytycznych Komisji Europejskiej wskazujących raczej na zastosowanie ogólnounijnego poziomu wykorzystania wodoru w rafineriach do celów niepaliwowych. W wyliczeniach przyjęto wartość 5% całkowitego zużycia wodoru w rafineriach.
- Zgodnie z powyższą metodyką mianownik celu przemysłowego RFNBO na 2030 r. szacuje się obecnie (wg danych na 2025 r.) na około 383 kt wodoru zużywanego na cele energetyczne i nieenergetyczne zgodnie z brzmieniem art. 22a RED III. Jest to wariant bazowy nie uwzględniający potencjalnych nowych sektorów konsumpcji wodoru w przemyśle jak np. hutnictwo metali żelaznych. Obliczenia bazują na obecnym wykorzystaniu wodoru i domniemaniu, że nowe sektory nie zaistnieją do 2030 r. albo ich skala będzie na poziomie błędu statystycznego (głównie ze względu na ekonomię produkcji wodoru RFNBO w Polsce oraz brak aktywności inwestycyjnej oprócz działań B+R).

Kalkulacja celu 42% RFNBO w przemyśle na 2030 r. - wariant bazowy

Przeliczenie wolumenowe

160,9 tys. ton wodoru

(Licznik)

X 100%

42%

383 tys. ton wodoru

(Mianownik)

% udział RFNBO w przemyśle



Przeliczenie energetyczne (LHV H₂ = 120 MJ/kg)

19,31 PJ

(Licznik)

X 100%

42%

45,96 PJ

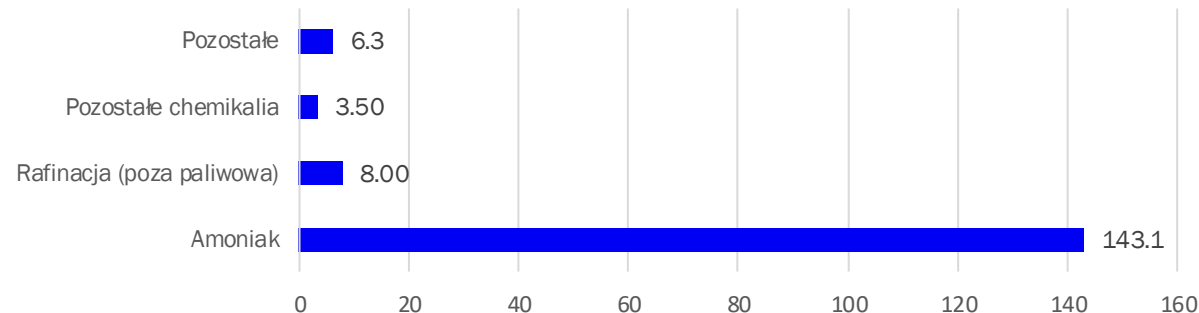
(Mianownik)

% udział RFNBO w przemyśle



Różnica = - 28 kt w 2030 r. w stosunku do raportu z 2023 r. (wynika z niższego zużycia w sektorze amoniaku, możliwy trend do 2030 r. z racji na potencjalną deindustrializację UE)

Struktura realizacji celu RFNBO w przemyśle w 2030 r. w podziale na sektory (kt)



- Biorąc pod uwagę wartość mianownika na poziomie 383 tys. ton wodoru (45,96 PJ) cel RFNBO 42% będzie generował zapotrzebowanie na ok. 161 tys. ton wodoru typu RFNBO (19,31 PJ) do procesów przemysłowych w 2030 r.
- Kluczowy udział w strukturze celu przemysłowego RFNBO będzie miał sektor amoniaku (ponad 143 kt, czyli ponad 88%), reprezentowany przez pięć lokalizacji w Polsce (Kędzierzyn, Police, Tarnów, Puławy, Włocławek).
- Sektory takie jak *Rafinacja (poza paliwowa)*, *Pozostałe chemikalia* oraz *Pozostałe* pozostaną na marginesie realizacji celu przemysłowego z udziałem ok. 12%. Trudno zidentyfikować dokładnie zakłady, które mogą stanowić źródła zapotrzebowania na wodór RFNBO w przyszłości (duże rozproszenie sektora i podmiotów, niskie wolumeny).
- Realizacja celu za pomocą krajowej produkcji na poziomie 161 kt w 2030 r. jest w praktyce nierealna głównie z racji na wyzwania infrastrukturalne (dostęp do OZE, modyfikacje technologiczne zakładów), regulacyjne (wymogi aktów delegowanych RFNBO) oraz ekonomiczne (koszty produkcji wodoru RFNBO w Polsce) - rozwinięcie w dalszej części raportu.

Ekspansja wykorzystania RFNBO w nowych sektorach przemysłowych oraz w energetyce zawodowej

Dlaczego zastosowanie RFNBO będzie coraz częściej spotykane w nowych zastosowaniach/sektorach przemysłu i energetyce?

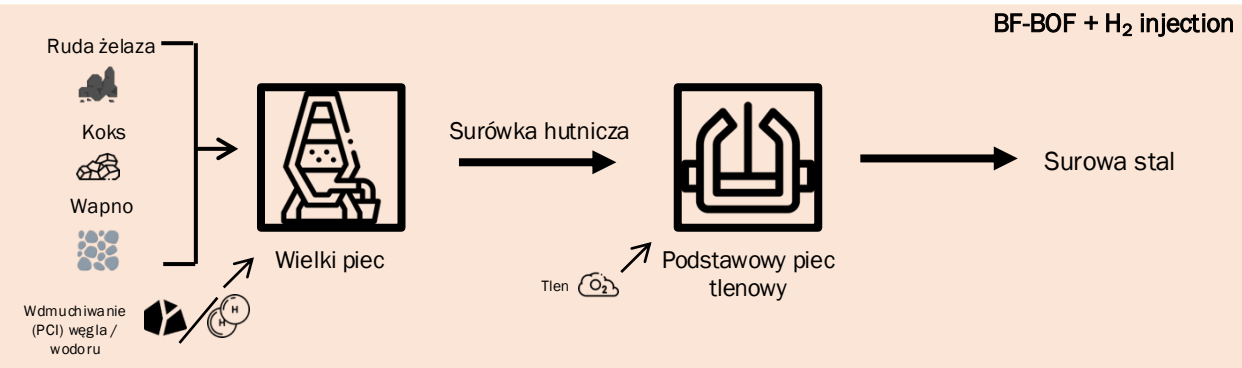
Pomimo zasadniczych wyzwań wynikających ze stosowania RFNBO w przemyśle wynikających z m.in.: mniejszej efektywności energetycznej względem bezpośredniej elektryfikacji czy zastosowania bezpośrednio węglowodorów, stosunkowo wyższych kosztów wytworzenia RFNBO oraz potrzeby poczynienia nakładów inwestycyjnych na dostosowanie infrastruktury transportowej i odbiorczej - prognozowany jest, zarówno przez organizacje międzynarodowe (IEA, IRENA) i organy unijne, znaczący wzrost wykorzystania RFNBO nie tylko w sektorach obecnie wykorzystujących wodór oraz jego pochodne, lecz także w nowych obszarach zastosowania przemysłowego.

Sektory: nawozowy, rafineryjny, chemiczny	Sektory: hutnictwo metali żelaznych i nieżelaznych	Sektory wykorzystujące wysokotemperaturowe ciepło przemysłowe	Sektory: ciepłownictwa komunalnego i nisko- i średnitemperaturowego ciepła przemysłowego
<p>Obecne zastosowanie wodoru wynika prawie całkowicie ze stosowania go jako surowca w procesach chemicznych.</p> <p>Regulacje stymulujące wzrost udziału RFNBO:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ RED III: Wiążący cel udziału RFNBO w wodrze wykorzystywanym w sektorach przemysłowych oraz ogólny cel udziału RFNBO w transporcie. ▪ REFeul Aviation: Wiążący cel udziału RFNBO w transporcie lotniczym. ▪ FuelEU Maritime: Warunkowy cel udziału RFNBO w transporcie morskim. ▪ AFIR: Obowiązek rozwoju infrastruktury tankowania wodoru. 	<p>Zastosowanie wodoru jako surowca do bezpośredniej redukcji (DRI) oraz przy wtrysku pyłu węglowego (PCI), powodując redukcję emisji.</p> <p>Regulacje stymulujące wzrost udziału RFNBO:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ RED III: Stosowanie wodoru w hutnictwie będzie powodował potrzebę wykorzystania odpowiedniego udziału RFNBO, co zwiększać będzie atrakcyjność przejścia na RFNBO. ▪ ETS: Objęcie sektora żelaza i stali CBAM skutkować będzie ograniczeniem podaży uprawnień do emisji co przyspieszy procesy dekarbonizacyjne. 	<p>Ograniczone techniczne możliwości dekarbonizacji wysokotemperaturowego ciepła przemysłowego (cementownie, huty szkła) mogą rodzić potrzebę wykorzystania RFNBO.</p> <p>Regulacje stymulujące wzrost udziału RFNBO:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ RED III: Niewiążący cel zwiększania udziału OZE w przemyśle. ▪ ETS: Wykorzystanie emisyjnych metod pozyskania ciepła obciąża produkt kosztami zakupu uprawnień do emisji. ▪ EED: Wdrożenie definicji efektywnych systemów ciepłowniczych oraz określenie poziomu emisyjności wysokosprawnej kogeneracji. 	<p>Ze względu na tańsze alternatywy RFNBO nie będzie odgrywać znaczącej roli do 2030 r. w tych sektorach, ale nie można wykluczyć zastosowania wynikającego z lokalnych uwarunkowań.</p> <p>Regulacje stymulujące wzrost udziału RFNBO:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ RED III: Wdrożenie wiążącego celu wzrostu OZE dla ciepłownictwa i niewiążącego celu wzrostu OZE dla ciepłownictwa systemowego. ▪ ETS: Wzrost cen zakupu uprawnień oraz wdrożenie systemu uprawnień dla emisji w budownictwie (ETSII). ▪ EED: Wdrożenie definicji efektywnych systemów ciepłowniczych oraz określenie poziomu emisyjności wysokosprawnej kogeneracji.

Sektor elektroenergetyki

Obok zastosowania przemysłowego należy zauważyć, że RFNBO posiada również potencjał do wykorzystania w elektroenergetyce jako paliwo współpalane z gazem ziemnym oraz magazyn energii zapewniający stabilizację sieci przy krótkookresowej nadpodaży energii ze źródeł niesterowalnych. Zakres wykorzystania jest jednak silnie uzależniony od możliwości wprowadzenia RFNBO do sieci gazowej oraz tempa rozwoju OZE przyłączonych do KSE.

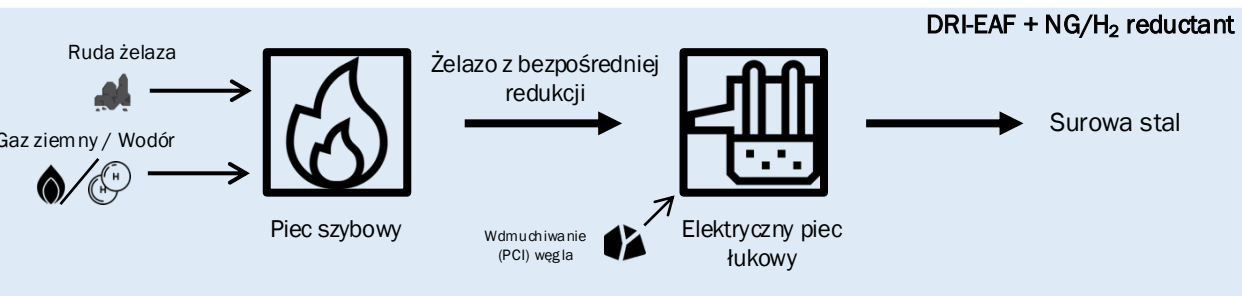
Hutnictwo metali



TRL ≥ 8
2025

Zapotrzebowanie na H₂
do 120 kgH₂/t stali

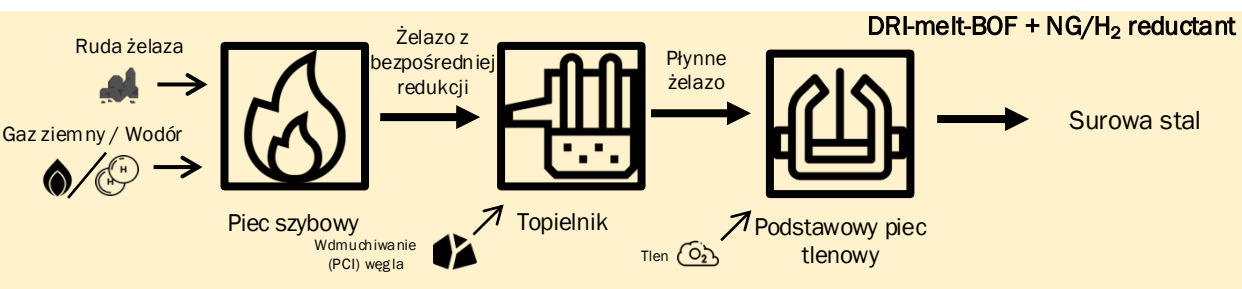
BF-BOF + H₂ injection: Wtrysk pyłu węglowego (PCI) przyczynia się do redukcji zapotrzebowania na koks oraz energię. Istnieje możliwość częściowego wykorzystania zielonego wodoru do zmniejszenia emisyjności procesu. Maksymalny poziom PCI wynosi około 270 kg węgla/tonę surowej stali, z czego maksymalnie może zostać wykorzystane do 120 kg zielonego wodoru.



TRL ≥ 8
2026

Zapotrzebowanie na H₂
do 63 kgH₂/t stali

DRI-EAF + H₂ reductant: W procesie DRI-EAF zielony wodór jest reduktorem zamiast/obok gazu ziemnego. Zachodzi potrzeba dodatkowego podgrzania pieca szybowego oraz podawanego wodoru. Zużycie wodoru to ok. 63 kg/t surowej stali w przypadku wykorzystania wodoru jako reduktora na poziomie 100%.



TRL ≥ 8
2026

Zapotrzebowanie na H₂
do 63 kgH₂/t stali

DRI-melt-BOF + H₂ reductant: Połączenie wykorzystania elektrycznego pieca łukowego jako topielnika oraz podstawowego pieca tlenowego. Pozwala na wytworzenie stali z rudy żelaza o niższej jakości. Zwiększone zostaje zapotrzebowanie na energię elektryczną względem dwóch poprzednich metod.

- Sektor hutnictwa stali jest jednym z sektorów, w których obecnie wykorzystanie wodoru ma marginalny charakter (ok. 3% światowego zużycia), przy czym posiada znaczny potencjał dekarbonizacyjny dzięki wykorzystaniu wodoru o obniżonej emisyjności.
- Cechą charakterystyczną sektora hutnictwa stali jest możliwość wykorzystania wodoru jako surowca do redukcji rudy w procesach technologicznych.
- Wykorzystanie odnawialnego wodoru może znacznie zmniejszyć emisyjność procesu produkcji stali.
- Do procesu DRI-EAF potrzebna jest ruda żelaza o większej czystości niż BF-BOF. Obecnie tylko ok. 13% rudy żelaza ma jakość pozwalającą na wykorzystanie procesu DRI-EAF. Tym samym niezbędne jest wydobycie rud o wyższej jakości, bardziej zaawansowana obróbka wstępna rud niższej jakości lub rozwój technologii topnienia (DRI-melt-BOF). W przypadku wykorzystania w 100% wodoru niezbędne jest wdmuchiwanie węgla.
- Prognozowany poziom emisyjności wskazanych technologii w perspektywie 2050 r. wynosi: BF-BOF + H₂ injection - 1,47 tCO₂/t surowej stali, DRI-EAF + 50% H₂ - 0,69 tCO₂/t surowej stali, DRI-melt-EAF + 100% H₂ - 0,05 tCO₂/t surowej stali.

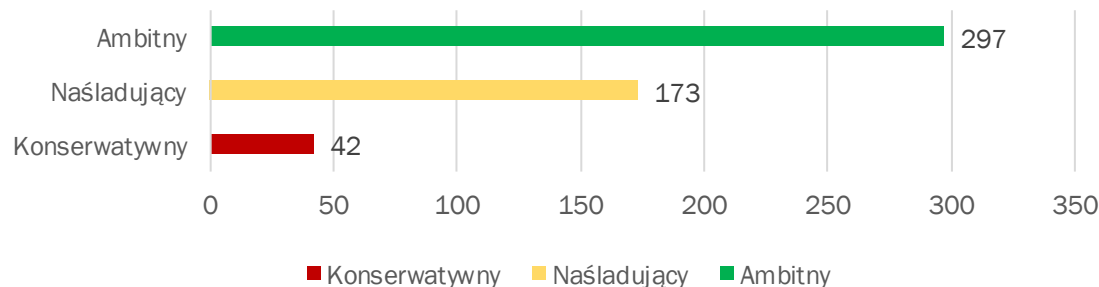
Źródło: American Iron and Steel Institute, 2023; Mission Possible Partnership, 2022; Air Liquide, 2022

Kalkulacja wkładu sektora hutniczego do realizacji celu RFNBO w przemyśle

Państwo	Produkcja stali surowej w 2021 r. w mt	Udział procentowy w produkcji UE + EFTA
Niemcy	40,1	24,8%
Włochy	24,4	15,1%
Hiszpania	14,2	8,8%
Francja	13,9	8,6%
Polska	8,5	5,3%
Pozostałe	60,6	37,4%



Scenariusze zapotrzebowanie na wodór w 2030 r. w hutnictwie stali w Polsce (kt/rok)



Źródło: EUROFER 2022; Hydrogen Europe 2022; Hydrogen Europe & The Smarter Europe 2022; Mission Possible Partnership 2022; World Steel Association 2023

- Ze względu na objęcie sektora produkcji żelaza i stali mechanizmem CBAM (ang. *carbon border adjustment mechanism*) od 2026 r. rozpocznie się stopniowe ograniczanie przyznawania bezpłatnych uprawnień do emisji w tym sektorze. W 2030 r. ich liczba będzie mniejsza o 48,5% w stosunku do sytuacji, gdyby CBAM nie obowiązywał. Spowoduje to potrzebę przyspieszenia dekarbonizacji procesów produkcyjnych dla uniknięcia nadmiernych obciążeń wynikających z kosztów emisji.
- Uzasadnione wydaje się założenie, że w pierwszej kolejności RFNBO będzie upowszechniać się w Polsce w sektorze metali żelaznych (huty stali), przy czym projekty rozwojowe mogą się pojawiać również w innych obszarach przerobu rudy, np. hutnictwie miedzi.
- Uwzględniając potrzebę obniżenia emisyjności oraz wymóg zapewnienia odpowiedniego udziału RFNBO także w nowych sektorach przemysłowych wykorzystujących wodór należy zakładać, iż znaczną część wodoru wykorzystywanego w hutnictwie w 2030 r. i później stanowić będzie wodór spełniający wymogi RFNBO.
- W przypadku krajowego hutnictwa stali pozyskanie zielonego wodoru do dekarbonizacji może być znacznie utrudnione, ze względu na znaczne zapotrzebowanie na zdekarbonizowany wodór sektorów dotychczas go wykorzystujących, tj. sektora rafineryjnego oraz chemicznego.

Podstawy prognostyczne przyjętych założeń w poszczególnych scenariuszach:

- **Ambitny** – Scenariusz przygotowany na bazie Hydrogen Europe & The Smarter Europe, *Steel From Solar Energy. A Techno-Economic Assessment of Green Steel Manufacturing*, 06/2022. Przekształcenie/zastąpienie instalacji w technologii BF-BOF procesem DRI-EAF i zużycie 51 kg wodoru na tonę stali.
- **Naśladujący** – Scenariusz przygotowany na bazie Hydrogen Europe, *Clean Hydrogen Monitor*, 2022. Zakłada, że krajowa produkcja stali będzie proporcjonalnie odzwierciedlać zaplanowane inwestycje w czysty wodór na terenie Unii Europejskiej oraz państw EFTA w celu zachowania konkurencyjności.
- **Konserwatywny** – Scenariusz przygotowany na bazie Mission Possible Partnership, *Making Net-Zero Steel Possible. An industry-backed, 1.5°C-aligned transition strategy*, 09/2022. Wykorzystano scenariusz bazowy niezakładający ambicji osiągnięcia neutralności klimatycznej. Udział poszczególnych zakładanych ścieżek produkcyjnych w technologiach produkcyjnych z wykorzystaniem wodoru w Europie został proporcjonalnie dopasowany do krajowej produkcji. Dla technologii BF-BOF założono konserwatywnie wykorzystanie 21 kg wodoru na tonę stali, natomiast dla technologii DRI-EAF wykorzystanie w 50% wodoru, tj. 22 kg na tonę stali.

Ciepłownictwo przemysłowe, zawodowe i elektroenergetyka



Ciepłownictwo przemysłowe

Scenariusz bazowy: 10 tys. ton RFNBO

- Największy potencjał wykorzystania wodoru w ciepłownictwie przemysłowym występuje obecnie w sektorach wykorzystujących wodór, np.: naftowym oraz chemicznym, a także dodatkowo w sektorach wymagających wysoko temperaturowego ciepła (≥ 400 °C), np. produkcja metali (huty stali), produkcja metali nieżelaznych (huty miedzi) czy w hutach szkła, zakładach ceramicznych i cementowniach.
- Pomimo mniejszej efektywności energetycznej wykorzystania wodoru (o ok. 35%) i technicznej możliwości elektryfikacji wytwarzanie wysokotemperaturowego ciepła, ze względu na nieproporcjonalnie wysokie koszty przeprojektowania instalacji ciepłowniczych i całych ciągów produkcyjnych, opłacalne może okazać się wykorzystanie wodoru.
- Poza wyzwaniem regulacyjnym wskazanym dla ciepłownictwa zawodowego istotnym bodźcem dekarbonizacyjnym będą wymogi wynikające z systemu ETS, np. ograniczanie podaży bezpłatnych EUA dla instalacji objętych CBAM.
- Scenariusz bazowy został oparty o założenie wykorzystania ~5% wytworzonego wodoru w przemyśle bezpośrednio w ciepłownictwie wysokotemperaturowym, np. w projektach demonstracyjnych i w sytuacji krótkookresowych nadpodaży wodoru związanych z sytuacją występowania nadmiarowej mocy w systemie.

Uwzględniono w analizie liczbowej



Ciepłownictwo zawodowe

Scenariusz bazowy: 10 tys. ton RFNBO

- Dla ciepłownictwa zawodowego dostarczającego ciepło systemowe, a także ciepłownictwa zawodowego niski i średniotemperaturowego, nie przewiduje się do 2030 r., aby wodór odgrywał w nich większą rolę ze względu na możliwość wykorzystania alternatywnych tańszych rozwiązań oraz występowanie bardziej priorytetowego popytu w innych sektorach.
- W okresie po 2035 r., ze względu na zastraszające się wymogi dotyczące efektywnych systemów ciepłowniczych przewidziane w dyrektywie w sprawie efektywności energetycznej (EEDII) oraz utrudnione pozyskiwanie finansowania dla instalacji niespełniających wymogów emisyjności ustanowionych w ramach Taksonomii, mogą spowodować pojawienie się lokalnego zastosowania wodoru lub jego derywatów w ciepłownictwie zawodowym.
- Wykorzystanie wodoru w ciepłownictwie zawodowym będzie silnie zależne od lokalnych uwarunkowań, w szczególności od wkomponowania ciepłowni w regionalne systemy energetyczne i w ich specyfikę, np. wynikającą z funkcjonowania doliny wodorowej, a także dostępności odnawialnych źródeł energii oraz stanu technicznego infrastruktury energetycznej.
- Scenariusz bazowy został oparty o założenia Polskiej Strategii Wodorowej w zakresie wykorzystania wodoru w ciepłownictwie.

Nie uwzględniono w analizie liczbowej



Elektroenergetyka

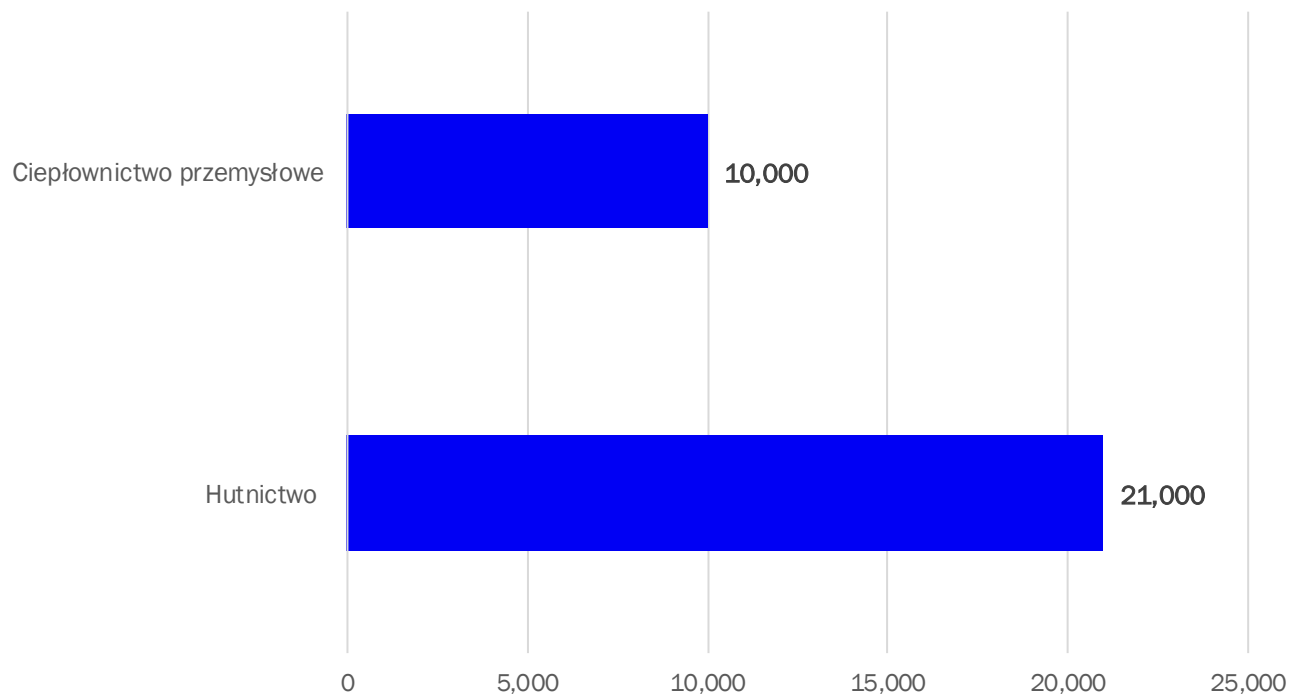
Scenariusz bazowy: 25 tys. ton RFNBO

- W odniesieniu do elektroenergetyki zawodowej wodór może występować w dwojakiej roli: jako domieszki do gazu zimnego w turbinach gazowych oraz w roli magazynu energii.
- Ze względu na wyższą efektywność energetyczną, gotowość infrastruktury energetycznej oraz brak konkurencyjności kosztowej do 2030 r. wodór nie będzie pełnił żadnej istotnej roli w bezpośrednim spalaniu gazów w celu wytwarzania energii elektrycznej (w tym w kogeneracji). Po 2035 r., ze względu na wymogi Taksonomii i obowiązek projektowania nowych jednostek dostosowanych do wykorzystania odnawialnych i niskoemisyjnych paliw gazowych rola wodoru może się stopniowo zwiększać.
- Rola wodoru jako magazynu energii, jako pośredniego etapu pomiędzy konwersją, a następnie rekonwersją do energii elektrycznej, będzie rosła wraz ze zwiększaniem się w systemie liczby niesterowalnych źródeł wytwórczych. Takie lokalne magazynowanie energii może służyć do realizacji usług elastyczności i zmniejszać potrzebę wdrażania redysponowania źródeł wytwórczych.
- Scenariusz bazowy zakłada wykorzystanie do produkcji wodoru nadmiarowej energii elektrycznej (założenie: 1,5 TWh) powstającej w okresie występowania nadwyżek w systemie elektroenergetycznym.

Nie uwzględniono w analizie liczbowej

Szacunkowe wolumeny zużycia RFNBO w nowych sektorach

Zużycie wodoru RFNBO w nowych sektorach w 2030 r. (kt)



Łącznie: około 31 kt RFNBO H₂

- Mimo, że analizy bazujące na danych unijnych wskazują, że w wariantcie konserwatywnym w Polsce w 2030 r. zużycie wodoru RFNBO w sektorze hutniczym może wynosić 42 kt, na potrzeby niniejszej analizy przyjęto niższą wartość 50% niższą = 21 kt (co wymagałoby instalacji około 200 MW elektrolizy przy hutach stali w Polsce w ciągu najbliższych 4-5 lat).
- Uznaje się, że mimo dużych ambicji wykorzystania RFNBO w sektorze hutniczym w UE, w Polsce sektor ten nie będzie tak szybko się dekarbonizować i zastosowanie wodoru pozostanie na poziomie niższym niż średnia (głównie ze względu na ekonomię i brak dostępu do OZE zgodnego z wymogami RFNBO). Działania B+R prowadzi Arcelor Mittal Polska mimo generalnego innego podejścia spółki matki*.
- Scenariusze naśladowczy i ambitny (z poprzednich slajdów) dla wykorzystania RFNBO w sektorze hutniczym należy traktować jako bardzo ambitne warianty dekarbonizacji skorelowane ze stabilnym otoczeniem regulacyjnym oraz dużym poziomem wsparcia publicznego.
- Jednocześnie założono, że do 2030 r. w Polsce może wystąpić zużycie RFNBO na potrzeby wysokotemperaturowych procesów cieplnych (ciepłownictwo przemysłowe), np. w procesach wielkopieczowych w zakładach hutniczych miedzi.
- Wartości 10 kt zastosowania RFNBO w sektorze ciepłownictwa przemysłowego w 2030 r. jest jedynie eksperckim przybliżeniem bazującym na wybranych materiałach źródłowych. Zastosowanie wodoru RFNBO w sektorze ciepła przemysłowego również musiałyby być skorelowane z odpowiednią kreacją polityki finansowo-regulacyjnej państwa.
- Ze względu na krótki czas do 2030 r. najprawdopodobniej w Polsce nie dojdzie do takich poziomów wykorzystania RFNBO w hutnictwie i ciepłownictwie przemysłowym.

* <https://fuelcellsworks.com/2025/04/17/clean-energy/arcelormittal-green-hydrogen-and-ccs-steelmaking-not-economically-viable-before-2030>

Kalkulacja celu 42% RFNBO w przemyśle na 2030 r. - wariant rozszerzony

Przeliczenie wolumenowe

191,9 tys. ton wodoru

(Licznik)

X 100%

46%

414 tys. ton wodoru

(Mianownik)

% udział RFNBO w przemyśle



Przeliczenie energetyczne (LHV H₂ = 120 MJ/kg)

23,02 PJ

(Licznik)

X 100%

46%

49,68 PJ

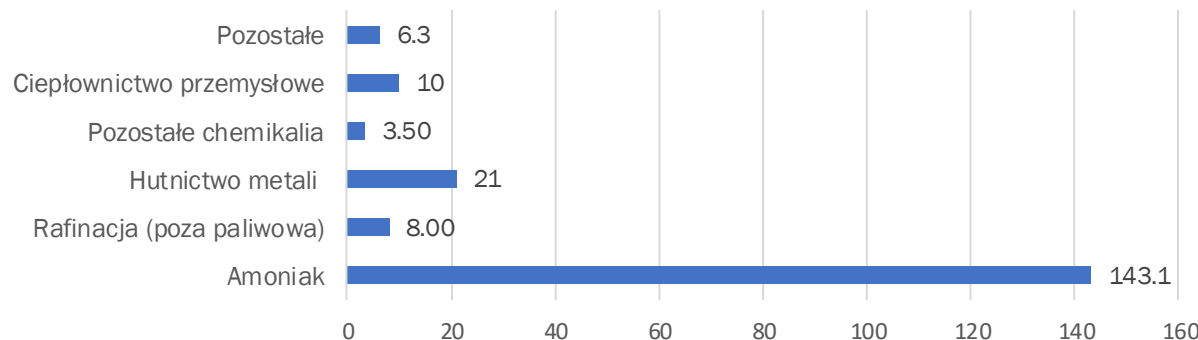
(Mianownik)

% udział RFNBO w przemyśle



Różnica = - 19 kt w 2030 r. w stosunku do raportu z 2023 r. (wynika z niższego zużycia w sektorze amoniaku oraz niższej prognozy dla sektora hutniczego)

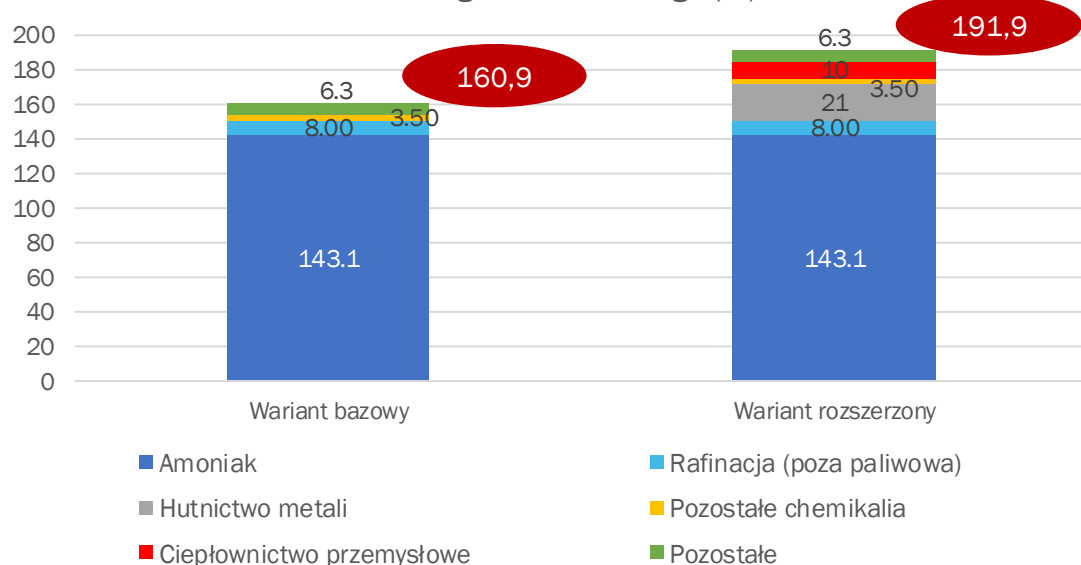
Struktura realizacji celu RFNBO w przemyśle w 2030 r. w podziale na sektory (kt)



- Wariant rozszerzony różni się od wariantu bazowego obecnością nowych sektorów zastosowania RFNBO takich jak hutnictwo metali oraz ciepłownictwo przemysłowe.
- Sektory występujące w wariancie bazowym pozostają bez zmian wolumenowych.
- W wariancie rozszerzonym wartość mianownika zwiększa się, gdyż dochodzi do niego wolumen z sektorów hutnictwa metali oraz ciepłownictwa przemysłowego (nowe zużycie wodoru w przemyśle) i finalnie wartość mianownika wyniesie 414 kt.
- Jednocześnie zwiększa się licznik o te same nowe sektory, które stanowią o zwiększeniu mianownika. Finalnie licznik ma wartość 191,9 kt.
- Przy takich wartościach licznika i mianownika zrealizowany cel wynosi 46%. Pokazuje to, że dodawanie nowych sektorów użycia wodoru RFNBO generalnie pozytywnie działa na mechanikę celu, gdyż zwiększa zarówno mianowniki, jak i licznik.
- Można uznać, że w przypadku chęci pozostanie przy celu na poziomie 42%, można byłoby odciążyć dekarbonizację istniejących sektorów na rzecz nowych zmniejszając wolumeny wodoru RFNBO, np. w sektorze amoniaku.

Podsumowanie potencjalnych wariantów realizacji celu przemysłowego RFNBO w dwóch wariantach – bazowy/rozszerzony

Zużycie wodoru RFNBO w przemyśle w 2030 r. według wariantu bazowego i rozszerzonego (kt)



Sektor przemysłu	Wariant bazowy	Wariant rozszerzony	Jednostka
Amoniak	143,1	143,1	
Rafinacja (poza paliwowa)	8,00	8,00	
Hutnictwo metali	0	21	
Pozostałe chemikalia	3,50	3,50	
Ciepłownictwo przemysłowe	0	10	kt
Pozostałe	6,3	6,3	
SUMA	160,9	191,9	
Licznik wzoru	160,9	191,9	
Mianownik	383	414	
Cel	42,0%	46,4%	%

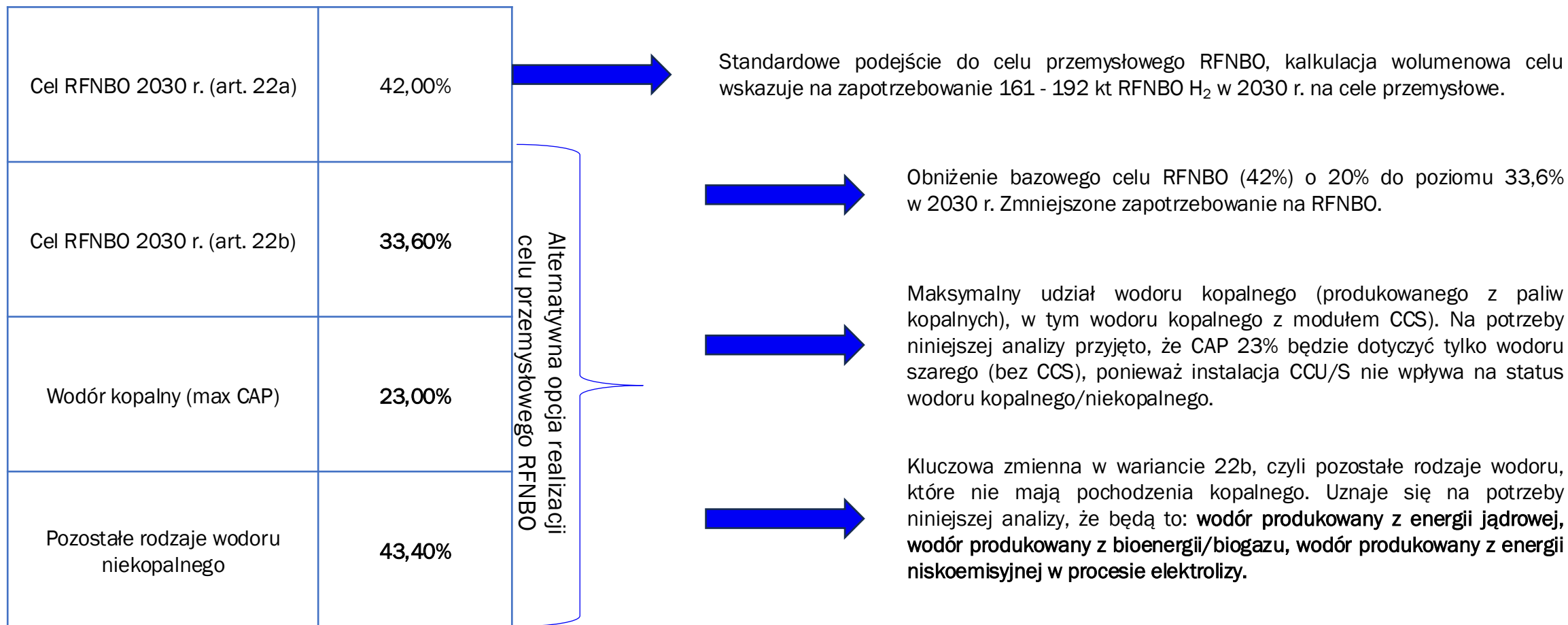
- Według szacunków z 2025 r. (aktualizacja raportu z 2023 r.) realizacja celu przemysłowego RFNBO (art. 22a RED III) będzie wymagać produkcji i zastosowania 161-192 kt wodoru RFNBO w istniejących jak i nowych sektorach przemysłowych.
- Biorąc pod uwagę wartości wolumenowe z poprzedniego raportu (2023 r., wyższe) należy uznać, że w przypadku występowania błędów wyliczeń eksperckich oraz niepewności, co do wartości mianownika (poziom granulacji danych w sektorach) realizacja celu RFNBO w przemyśle nie powinna wymagać więcej niż ok. 180-200 kt wodoru RFNBO w 2030 r.
- Dane rynkowe i przeliczenia statystyczne wskazują, że wiodącą rolę (lub największy ciężar) w realizacji celu przemysłowego RFNBO będzie miał sektor nawozowy (amoniak), co sprowadza się do zasadniczej dekarbonizacji i zmiany procesów technologicznych w zakładach nawozowych w Polsce (Grupa Azoty i Anwil ORLEN).
- Pozostałe sektory jak: Pozostałe chemikalia, Pozostałe, Rafinacja (poza paliwowa) stanowią margines realizacji celu i należy uznać, że dokładne zidentyfikowanie wolumenów i zakładów podpadających pod cel jest bardzo dużym wyzwaniem (rozproszenie, małe wolumeny, trudności w alokacji wodoru w rafineriach do celu przemysłowego).

Podsumowanie potencjalnych wariantów realizacji celu przemysłowego RFNBO w dwóch wariantach – bazowy/rozszerzony

Wariant	Wolumen (kt)	Wymagana moc instalacji wodoru RFNBO	Zapotrzebowanie na energię OZE	Koszt produkcji RFNBO	Koszt produkcji wodoru szarego	Zalety	Wady
Bazowy	161 (RFNBO) 222 (szary)	Ok. 1,95 GW	Ok. 9,7 TWh OZE (przy pracy instalacji wodoru 5 000 h/rok)	8,35 mld PLN LCOH RFNBO = 51,89 PLN/kg H ₂	6,28 mld PLN LCOH szary= 28,45 PLN/kg H ₂	Zero/niskoemisyjna technologia, brak opłat ETS, kontrybuuje do celów OZE RED III, integruje i rozwija sektor OZE	Niestabilna produkcja wymagająca znaczącego bilansowania, bardzo restrykcyjne wymogi RFNBO, stosunkowa droga (ceny energii w Polsce i wczesny rozwój sektora elektrolizy)
Rozszerzony	192 (RFNBO) 191 (szary)	Ok. 2,3 GW	Ok. 11,5 TWh OZE (przy pracy instalacji wodoru 5 000h/rok)	9,96 mld PLN LCOH RFNBO = 51,89 PLN/kg H ₂	5,4 mld PLN LCOH RFNBO = 28,45 PLN/kg H ₂	Zero/niskoemisyjna technologia, brak opłat ETS, kontrybuuje do celów OZE RED III, integruje i rozwija sektor OZE	Niestabilna produkcja wymagająca znaczącego bilansowania, bardzo restrykcyjne wymogi RFNBO, stosunkowa droga (ceny energii w Polsce i wczesny rozwój sektora elektrolizy)

Całkowity koszt produkcji wodoru (średnioroczny) = 14,63 - 15,36 mld PLN + należy doliczyć jednorazowo kilka mld PLN (trudne do oszacowania bez studium wykonalności) na zmiany w ciągu technologicznym zakładów. Przeliczenia uwzględniają koszty infrastruktury zasilającej instalacje produkcji wodoru (m.in. uwzględnione w cenach energii/gazu).

Alternatywna opcja realizacji celu przemysłowego RFNBO - art. 22b RED III



* Podstawowym zastrzeżeniem dla art. 22b jest brak możliwości uznania wodoru produkowanego z gazu ziemnego + CCS do katalogu technologii wpadających w 43,4% udział pozostałych rodzajów wodoru (duże ograniczenie dla rynku PL). Niewiadomą pozostaje również czy wodór produkowany z bioenergii zaliczyłby się do katalogu 43,4% pozostałych rodzajów wodoru, gdyż co do zasady nie kwalifikuje się do definicji „wodoru niskoemisyjnego” zgodnie z Dyrektywą Gazową. Dyrektywa nie precyzuje dokładnie katalogu technologii wpisujących się w 43,4% pozostałych rodzajów wodoru, niemniej wytyczne KE dot. art. 22b budzą wątpliwości (uznanie tylko molekuł RFNBO i niskoemisyjnych).

Warianty realizacji celu przemysłowego po przez uruchomienie art. 22b - procenty

Punkt wyjścia (%)		Wariant 1	Wariant 2	Wariant 3
Cel RFNBO 2030 r. (art. 22a)	42,00%	n.d	n.d	n.d
Cel RFNBO 2030 r. (art. 22b)	33,60%	33,60%	33,60%	33,60%
Wodór szary (max CAP)	23,00%	23,00%	23,00%	23,00%
Pozostałe rodzaje wodoru niekopalnego	43,40%	43,40%	43,40%	43,40%
wodór z energii jądrowej (elektroliza)		30,75%	13,84%	64,58%
wodór z bioenergii (elektroliza)		30,75%	13,84%	13,84%
wodór z biogazu/biometanu (reforming)		30,75%	64,58%	13,84%
wodór z niskoemisyjnej energii sieciowej (elektroliza)		7,74%	7,74%	7,74%

- Zaproponowano trzy dedykowane warianty realizacji art. 22b dyrektywy RED III. W ramach zaproponowanych wariantów zakłada się udział następujących technologii wytwarzania wodoru:

a. Wodór z energii jądrowej (elektroliza) - połączenie elektrolizy z reaktorem jądrowym, w obecnym stanie prawnym wymagałoby rewizji aktu delegowanego dla wodoru niskoemisyjnego (niemożliwe bezpośrednie łączenie/PPA jednostki jądrowej ze źródłem wytwórczym wodoru);

b. Wodór z bioenergii (elektroliza) - połączenie elektrolizy z ze źródłem produkującym energię elektryczną z biomasy np. CHP, w obecnym stanie prawnym wymagałoby rewizji aktu delegowanego dla wodoru niskoemisyjnego (niemożliwe bezpośrednie łączenie/PPA jednostki bioenergii ze źródłem wytwórczym wodoru);

c. Wodór z biogazu/biometanu (reforming) - podanie biometanu zamiast gazu ziemnego na instalacje reformingu (nie potrzebne inwestycje CAPEX!), duża niepewność w zakresie możliwości kontrybucji do art. 22a tą technologią, niespójność z wytycznymi KE dotyczącymi art. 22b;

d. Wodór niskoemisyjny z energii sieciowej (elektroliza) - w tej opcji zakładane jest, że część energii sieciowej pobieranej przez elektrolizer RFNBO będzie stanowić energia niskoemisyjna ze śladem węglowym poniżej 28,2g CO₂/MJ (zgodnie z wymogami aktów delegowanych RFNBO/LCH), jednak potencjał tej ścieżki w Polsce jest znikomy w porównaniu do m.in. Francji, Szwecji (niskoemisyjna sieć). W Polsce zakładane jest, że dodatkowe 10% uzysku z instalacji RFNBO w 2030 r. będzie stanowić wodór typu LCH*.

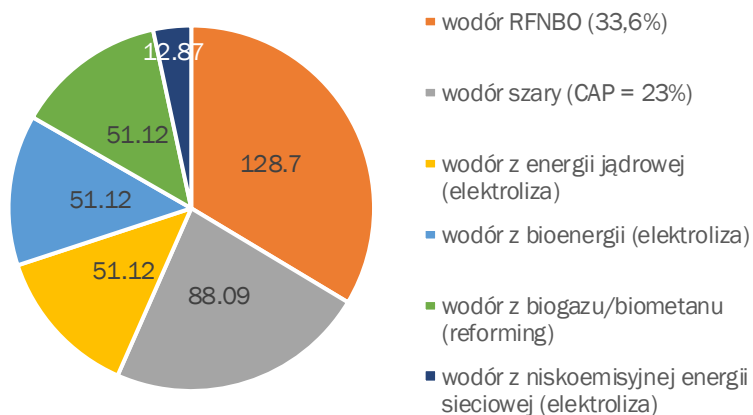
- Warianty 1-3 różnią się od siebie dociążaniem produkcji wodoru dla danej technologii w koszyku 43,4%. Wariant 1 jest zrównoważony technologicznie, Wariant 2 biometanowy, a Wariant 3 jądrowy. Procenty przypisane do technologii są założeniem eksperckim.

* 10% x produkcja wodor RFNBO, str. 43 - https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2024/11/Clean_Hydrogen_Monitor_11-2024_V2_DIGITAL_draft3-1.pdf

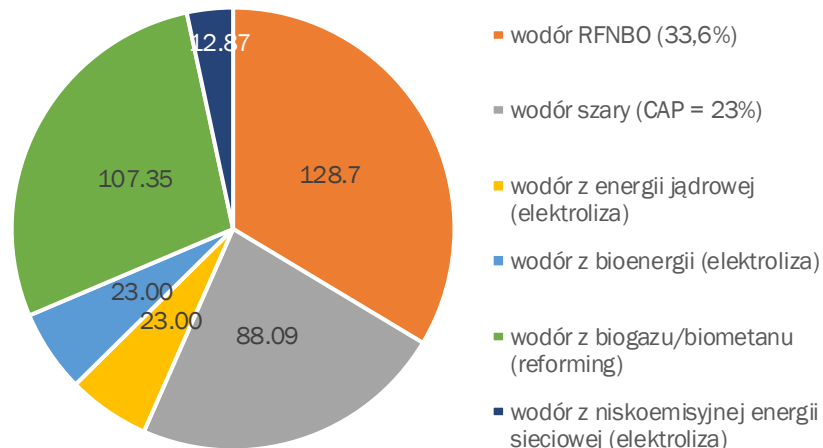
Warianty realizacji celu przemysłowego po przez uruchomienie art. 22b - wolumeny

Kalkulacja wariantów (kt)		Wariant 1	Wariant 2	Wariant 3
Całkowite zużycie wodoru (z wariantu bazowego art. 22a)	383	383	383	383
Wodór RFNBO (33,6%)	128,7	128,7	128,7	128,7
Wodór szary (CAP = 23%)	88,09	88,09	88,09	88,09
Pozostałe rodzaje wodoru niekopalnego (43,4%)	166,2	166,2	166,2	166,2
wodór z energii jądrowej (elektroliza)		51,12	23,00	107,35
wodór z bioenergii (elektroliza)		51,12	23,00	23,00
wodór z biogazu/biometanu (reforming)		51,12	107,35	23,00
wodór z niskoemisyjnej energii sieciowej (elektroliza)*		12,87	12,87	12,87

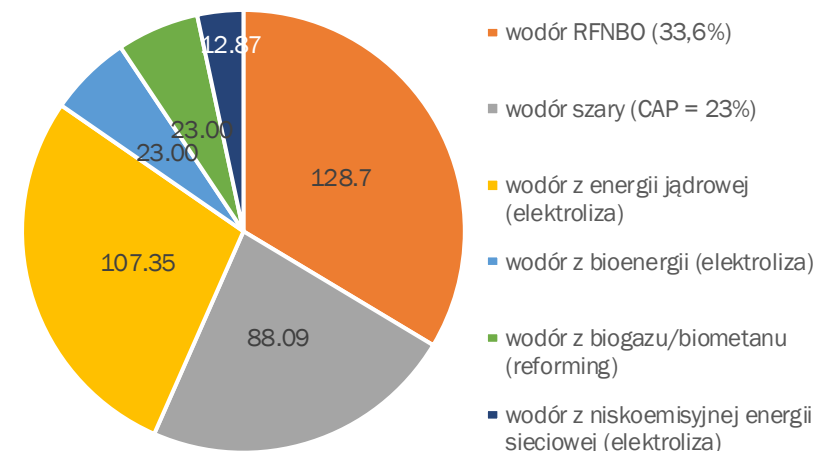
Wariant 1 - zrównoważony (kt)



Wariant 2 - biometanowy (kt)



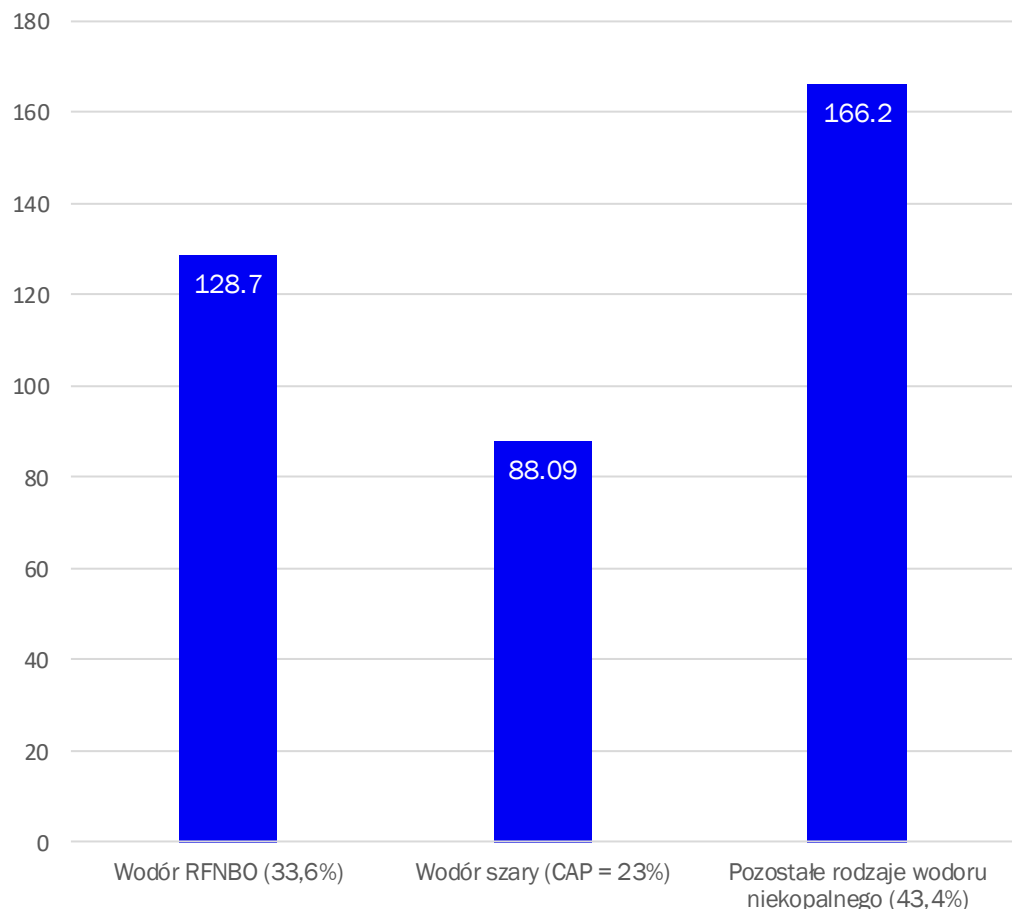
Wariant 3 - jądrowy (kt)



• 10% x produkcja wodoru RFNBO, str. 43 - https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2024/11/Clean_Hydrogen_Monitor_11-2024_V2_DIGITAL_draft3-1.pdf

Art. 22b - wstęp do analizy poszczególnych wariantów (1-3)

Art. 22b - struktura zużycia wodoru w przemyśle 2030 r. (kt)



- Realizacja art. 22b w Polsce będzie wiązać się z drastycznym zredukowaniem produkcji wodoru na instalacjach reformingu gazu ziemnego, które stanowią dzisiaj trzon przemysłowej produkcji wodoru (ok. 350 kt produkcji przypadającej do celu przemysłowego RFNBO).
- Oznacza to, że dla osiągnięcia maksymalnego CAP wodoru szarego (lub wodoru szarego + CCS) na poziomie 23% w 2030 r. należałoby wygasić/zredukować produkcję na obecnie funkcjonujących instalacjach przemysłowych - ryzyko utraty miejsc pracy, znaczne zmiany w ciągu technologicznym produkcji nawozów/chemikaliów.
- Utrzymanie instalacji reformingu byłoby możliwe zasadniczo tylko w wariantcie biometanowym, gdzie gaz (w postaci biometanu) mógłby być podawany na istniejące instalacje (podstawowa zaleta!).
- Mimo obciążeń EU ETS oraz celów RED III, wodór szary produkowany z reformingu gazu ziemnego pozostaje nadal najtańszym źródłem wodoru przemysłowego i szacunki wskazują, że nie zmieni się to przynajmniej do ok. 2035/2040 r. (nawet uwzględniając rosnące koszty CO₂ i odejście od darmowych EUA w ETS).
- W scenariuszu art. 22b nadal wymagane jest prawie 130 kt wodoru jakości RFNBO w przemyśle, redukcja stosunkowo niska w porównaniu do wariantu bazowego z art. 22a (-30 kt). Nadal wymagane ok. 1,5 GW elektrolizy do produkcji takich wolumenów wodoru w 2030 r.* W praktyce bardzo mało realne do wykonania w perspektywie 2030 r.
- W przypadku uruchomienia art. 22b aż 166 kt mogą stanowić nowe technologie produkcji wodoru, dotychczas w ogóle niewykorzystywane. Jest to bardzo duża ingerencja w sektor wodoru w Polsce i konieczności diametralnych zmian do 2030 r. (w praktyce wydaje się to mało realne).

Generalnym wyzwaniem w realizacji art. 22b jest nadal potrzeba przeprowadzenia licznych procesów inwestycyjnych i diametralna zmiana struktury produkcji wodoru w Polsce, na realizację tych wyzwań pozostały zasadniczo 4 lata.

(*) Przy założeniu produkcji ok. 8-10 kt wodoru jakości RFNBO w warunkach polskich ze 100 MW elektrolizy, więcej informacji w sekcji ekonomicznej prezentacji.

Wariant 1 (zrównoważony) - ogólny opis

Technologia	Wolumen (kt)	Wymagana moc instalacji wodoru	Zapotrzebowanie na energię	Koszt produkcji	Zalety	Wady
Wodór RFNBO	128,7	Ok. 1,5 GW	Ok. 7,7 TWh (przy pracy instalacji wodoru 5 000 h/rok)	6,67 mld PLN (LCOH = 51,89 PLN/kg H ₂)	Zero/niskoemisyjna technologia, brak opłat ETS, kontrybuuje do celów OZE RED III, integruje i rozwija sektor OZE	Niestabilna produkcja wymagająca znaczącego bilansowania, bardzo restrykcyjne wymogi RFNBO, stosunkowa droga (ceny energii w Polsce i wczesny rozwój sektora elektrolizy)
Wodór z energii jądrowej	51,12	Ok. 370 MW	Ok. 3,1 TWh (przy pracy instalacji wodoru 8 400h/rok)	2,26 mld PLN (LCOH = 44,36 PLN/kg H ₂)	Stabilna produkcja bardzo dobrze współpracująca ze stabilnym zapotrzebowaniem na wodór z przemysłu (brak konieczność bilansowania), zero/niskoemisyjna technologia, brak opłat ETS	Względnie droga (co wynika z początków sektora jądrowego w Polsce i stosunkowo wysokiego LCOE), zasadniczo nierealne wybudowanie kilkuset MW reaktorów typu SMR do 2030 r. więc wariant pozostaje co do zasady teoretyczny
Wodór z bioenergii	51,12	Ok. 370 MW	Ok. 3,1 TWh (przy pracy instalacji wodoru 8 400h/rok)	2,51 mld PLN (LCOH = 49,10 PLN/kg H ₂)	Niskoemisyjna technologia, brak opłat ETS jeżeli surowiec spełnia KZR, względnie stabilna i sterowalna technologia (wsad surowca)	Względnie droga (co wynika z wysokich cen produkcji energii elektrycznej z biogazu/biomasy), strumień ten pochłonięby całą produkcję bioenergii w Polsce (w praktyce nierealne, wymagane byłyby dodatkowe źródła)*
Wodór z biometanu	51,12	Ok. 290 MW (reforming)	Ok. 2,6 TWh biometanu (gaz + POS)	1,26 mld PLN (LCOH = 24,82 PLN/kg H ₂)	Niskoemisyjna technologia, brak opłat ETS jeżeli surowiec spełnia KZR, stabilna produkcja, stosunkowo tania, brak koniecznych zmian w infrastrukturze (lub minimalne)	Niepewna rola i pozycja w regulacjach UE, zapotrzebowanie na surowiec (konkurencja z innymi sektorami o ograniczone zasoby), konieczność importu biometanu (POS)
Wodór niskoemisyjny z sieci	12,87	W ramach działających instalacji RFNBO	Ok. 0,77 TWh	0,28 mld PLN (LCOH = 51,89 PLN/kg H ₂)	Dodatkowa użycie istniejących elektrolizerów, niskoemisyjna technologia, brak opłat ETS	Bardzo ograniczona w Polsce z racji na emisyjność sieci, realnie nie do wykorzystania w Polsce przed 2040 r. w dużej skali
Wodór szary	88,09	Reforming parowy	Ok. 4,4 TWh gazu	2,51 mld PLN (LCOH = 28,45 PLN/kg H ₂)	Istniejąca technologia i aktywa, stosunkowo najtańsza (przynajmniej do 2035/2040r.)	Wysokie emisyjna, rosnąca presja ETS

Całkowity koszt produkcji wodoru (średnioroczny) = 15,49 mld PLN + należy doliczyć jednorazowo kilka mld PLN (trudne do oszacowania bez studium wykonalności) na zmiany w ciągu technologicznym zakładów. Przeliczenia uwzględniają koszty infrastruktury zasilającej instalacje produkcji wodoru (m.in. uwzględnione w cenach energii/gazu)

*<https://www.teraz-srodowisko.pl/aktualnosci/Biogaz-w-Polsce-droga-ku-zrownowazonej-energetyce-10S-PIB-14832.html>

Wariant 2 (biometanowy) - ogólny opis

Technologia	Wolumen (kt)	Wymagana moc instalacji wodoru	Zapotrzebowanie na energię	Koszt produkcji	Zalety	Wady
Wodór RFNBO	128,7	Ok. 1,5 GW	Ok. 7,7 TWh (przy pracy instalacji wodoru 5 000 h/rok)	6,67 mld PLN (LCOH = 51,89 PLN/kg H ₂)	Zero/niskoemisyjna technologia, brak opłat ETS, kontrybuuje do celów OZE RED III, integruje i rozwija sektor OZE	Niestabilna produkcja wymagająca znaczącego bilansowania, bardzo restrykcyjne wymogi RFNBO, stosunkowa droga (ceny energii w Polsce i wczesny rozwój sektora elektrolizy)
Wodór z energii jądrowej	23,00	Ok. 165 MW	Ok. 1,36 TWh (przy pracy instalacji wodoru 8 400h/rok)	1,02 mld PLN (LCOH = 44,36 PLN/kg H ₂)	Zalety takie same jak w wariantcie 1 + mniejsze dociążenie tego strumienia w wariantcie 2 może go nieco urealniać choć nadal najwcześniejsze terminy na pierwszy SMR w PL to 2032 r.	Względnie droga (co wynika z początków sektora jądrowego w Polsce i stosunkowo wysokiego LCOE), zasadniczo nierealne wybudowanie kilkuset MW reaktorów typu SMR do 2030 r. więc wariant pozostaje co do zasady teoretyczny
Wodór z bioenergii	23,00	Ok. 165 MW	Ok. 1,36 TWh (przy pracy instalacji wodoru 8 400h/rok)	1,13 mld PLN (LCOH = 49,10 PLN/kg H ₂)	Zalety takie same jak w wariantcie 1 + mniejsze dociążenie tego strumienia w wariantcie 2 może go nieco urealniać choć nadal konsumuje prawie 1/2 zużycia bioenergii w PL (średnio realne)	Względnie droga (co wynika z wysokich cen produkcji energii elektrycznej z biogazu/biomasy), strumień ten pochłonałby całą produkcję bioenergii w Polsce (w praktyce nierealne)*
Wodór z biometanu	107,35	Ok. 610 MW (reforming)	Ok. 5,4 TWh biometanu (gaz + POS)	2,65 mld PLN (LCOH = 24,82 PLN/kg H ₂)	Niskoemisyjna technologia, brak opłat ETS jeżeli surowiec spełnia KZR, stabilna produkcja, stosunkowo tania, brak koniecznych zmian w infrastrukturze (lub minimalne)	Wady takie same jak w wariantcie 1 + pojawia się duże dociążenie tego strumienia, ryzyko braku biometanu, duża konkurencja o surowiec (1 i 2 generacji) z biopaliwami transportowymi, duży import spoza PL
Wodór niskoemisyjny z sieci	12,87	W ramach działających instalacji RFNBO	Ok. 0,77 TWh	0,28 mld PLN (LCOH = 51,89 PLN/kg H ₂)	Dodatkowa użycie istniejących elektrolizerów, niskoemisyjna technologia, brak opłat ETS	Bardzo ograniczona w Polsce z racji na emisyjność sieci, realnie nie do wykorzystania w Polsce przed 2040 r. w dużej skali
Wodór szary	88,09	Reforming parowy	Ok. 4,4 TWh gazu	2,51 mld PLN (LCOH = 28,45 PLN/kg H ₂)	Istniejąca technologia i aktywa, stosunkowo najtańsza (przynajmniej do 2035/2040 r.)	Wysokie emisyjne, rosnąca presja ETS

Całkowity koszt produkcji wodoru (średnioroczny) = 14,26 mld PLN + należy doliczyć jednorazowo kilka mld PLN (trudne do oszacowania bez studium wykonalności) na zmiany w ciągu technologicznym zakładów. Przeliczenia uwzględniają koszty infrastruktury zasilającej instalacje produkcji wodoru (m.in. uwzględnione w cenach energii/gazu).

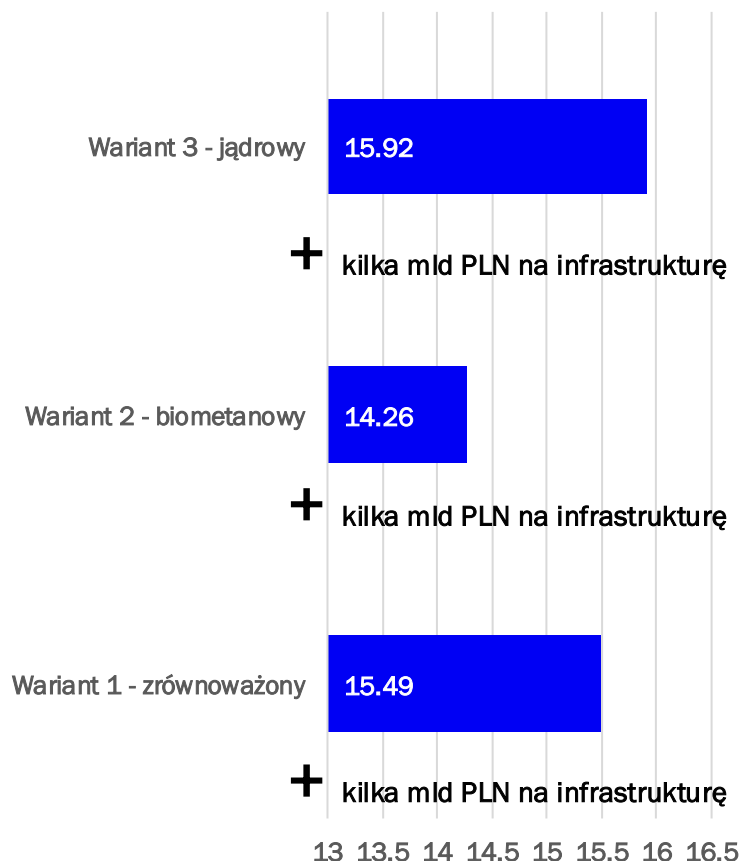
Wariant 3 (jądrowy) - ogólny opis

Technologia	Wolumen (kt)	Wymagana moc instalacji wodoru	Zapotrzebowanie na energię	Koszt produkcji	Zalety	Wady
Wodór RFNBO	128,7	Ok. 1,5 GW	Ok. 7,7 TWh (przy pracy instalacji wodoru 5 000 h/rok)	6,67 mld PLN (LCOH = 51,89 PLN/kg H ₂)	Zero/niskoemisyjna technologia, brak opłat ETS, kontrybuuje do celów OZE RED III, integruje i rozwija sektor OZE	Niestabilna produkcja wymagająca znaczącego bilansowania, bardzo restrykcyjne wymogi RFNBO, stosunkowa droga (ceny energii w Polsce i wczesny rozwój sektora elektrolizy)
Wodór z energii jądrowej	107,35	Ok. 770 MW	Ok. 6,5 TWh (przy pracy instalacji wodoru 8 400h/rok)	4,76 mld PLN (LCOH = 44,36 PLN/kg H ₂)	Stabilna produkcja bardzo dobrze współpracująca ze stabilnym zapotrzebowaniem na wodór z przemysłu (brak konieczność bilansowania), zero/niskoemisyjna technologia, brak opłat ETS	Wady takie same jak w wariantcie 1 + pojawia się duże dociążenie tego strumienia, nie realny do 2030 r. i w praktyce do 2035 r. również, wymagany byłby bardzo skorelowany rozwój rynku wodoru z reaktorami SMR
Wodór z bioenergii	23,00	Ok. 165 MW	Ok. 1,36 TWh (przy pracy instalacji wodoru 8 400h/rok)	1,13 mld PLN (LCOH = 49,10 PLN/kg H ₂)	Zalety takie same jak w wariantcie 1 + mniejsze dociążenie tego strumienia w wariantcie 2 znacząco go urealnia	Względnie droga (co wynika z wysokich cen produkcji energii elektrycznej z biogazu/biomasy), strumień ten pochłonałby całą produkcję bioenergii w Polsce (w praktyce nierealne)*
Wodór z biometanu	23,00	Ok. 130 MW (reforming)	Ok. 2,6 TWh biometanu (gaz + POS)	0,57 mld PLN (LCOH = 24,82 PLN/kg H ₂)	Niskoemisyjna technologia, brak opłat ETS jeżeli surowiec spełnia KZR, stabilna produkcja, stosunkowo tania, brak koniecznych zmian w infrastrukturze (lub minimalne)	Niepewna rola i pozycja w regulacjach UE, zapotrzebowanie na surowiec (konkurencja z innymi sektorami o ograniczone zasoby), konieczność importu biometanu (POS)
Wodór niskoemisyjny z sieci	12,87	W ramach działających instalacji RFNBO	Ok. 0,77 TWh	0,28 mld PLN (LCOH = 51,89 PLN/kg H ₂)	Dodatkowa użycie istniejących elektrolizerów, niskoemisyjna technologia, brak opłat ETS	Bardzo ograniczona w Polsce z racji na emisyjność sieci, realnie nie do wykorzystania w Polsce przed 2040 r. w dużej skali
Wodór szary	88,09	Reforming parowy	Ok. 4,4 TWh gazu	2,51 mld PLN (LCOH = 28,45 PLN/kg H ₂)	Istniejąca technologia i aktywa, stosunkowo najtańsza (przynajmniej do 2035/2040 r.)	Wysokie emisyjna, rosnąca presja ETS

Całkowity koszt produkcji wodoru (średnioroczny) = 15,92 mld PLN + należy doliczyć jednorazowo kilka mld PLN (trudne do oszacowania bez studium wykonalności) na zmiany w ciągu technologicznym zakładów. Przeliczenia uwzględniają koszty infrastruktury zasilającej instalacje produkcji wodoru (m.in. uwzględnione w cenach energii/gazu)

Porównanie wariantów realizacji art. 22b i wnioski

Uśredniony roczny koszt realizacji wariantu
(mld PLN)



- Wysokopoziomowe kalkulacje wskazują, że wariant 2 (biometanowy) mógłby pozostać najtańszą opcją realizacji art. 22b, w skali 20 lat sumarycznie mogłyby osiągnąć nawet 20-30 mld oszczędności w stosunku do pozostałych scenariuszy.
- Wariant 3 (jądrowy) pozostaje jedynie teoretyczny, gdyż skala wymaganego zasilania nie jest współmierna do tempa rozwoju sektora jądrowego w Polsce, w tym reaktorów modułowych typu SMR. Ścieżka ta pozostaje stosunkowo droga, co wiąże się z niedojrzałym rynkiem atomowym w Polsce, a jednostki planowane będą typu FOAK (first-of-kind) z wyższym LCOE. Niemniej należy zaznaczyć, że energia jądrowa jest jedyną zeroemisyjną i stabilną w koszyku technologii (ważny argument przy integracji z produkcją przemysłową), z dostępem do surowca.
- Wariant 1 (zrównoważony) jest po środku stawki, z równomiernym rozłożeniem technologicznym w koszyku. Kosztowo jest dociążony zarówno produkcją RFNBO na 33,6% (jak każdy inny wariant) oraz stosunkowo drogim wodorem z bioenergii i atomu.
- Paradoksalnie analiza wskazuje, że realizacja art. 22a mogłaby być tańsza niż art. 22b, gdyż art. 22b wymaga znacznej redukcji zużycia wodoru szarego w państwie (najtańszego), przy realizacji art. 22a nadal znaczna większość wodoru jest pochodzenia kopalnego.
- Analizy wskazują także, że produkcja wodoru w elektrolizie zasilanej bioenergią (biogazem z kogeneracji) powinna pozostać marginalną w koszyku, gdyż jest najdroższą opcją. Ceny referencyjne produkcji bioenergii z biomasy pozostają w Polsce na wysokim poziomie.
- Do każdego wariantu należy doliczyć (jednorazowo/jednorocznie) kilka mld PLN na dostosowania ciągów technologicznych w zakładach przemysłowych (głównie przyłączenia do sieci, zmiany w bilansach cieplnych, pary i CO₂, rurociągi itp.). Jedynie wariant biometanowy mógłby wymagać najmniej inwestycji infrastrukturalnych (użyłszy istniejących aktywów i jedynie zmiany nośnika energii) niemniej trudno to dokładnie ocenić. W przypadku poprawy otoczenia regulacyjnego (ujemne emisje akceptowane w ETS) wariant ten byłby jeszcze korzystniejszy.
- Potencjał produkcji wodoru niskoemisyjnego (elektrolitycznego) z sieci pozostaje w Polsce bardzo ograniczony (druga najgorsza ekspozycja w całej UE)*. Aby bardziej użytkować tę opcję wymagane byłoby: znaczne obniżenie emisyjności KSE (g CO₂/kWh), zwiększenie udziału OZE w KSE oraz obniżenie cen energii na rynku (nie możliwe do 2030 r., trudne do 2035 r. nadal przy udziale węgla/gazu w miksie).
- Podstawowym ryzykiem rozważań nad art. 22b jest to, że zarówno produkcja wodoru z biometanu, jak i energii jądrowej nie zostaną uznane za zgodne z brzmieniem RED III, a także aktu delegowanego ws. wodoru niskoemisyjnego. W takim wypadku uruchomienie art. 22b tym bardziej pozostaje w sferze dostępności jedynie państw takich jak m.in. Francja/Szwecja, gdzie produkcja wodoru niskoemisyjnego może odbywać się w znacznie większej skali z sieci krajowej.

Skala wymaganych zmian, inwestycji i modernizacji w sektorze przemysłowym do 2030 r. wynikająca z brzmienia art. 22b generuje wniosek, że uruchomienie tej opcji pozostanie jedynie teoretyczną w Polsce. Powyższe liczby mogą posłużyć za przykład, że art. 22b nie został stworzony dla krajów takich jak Polska, a bardziej dla takich, które mają potencjał produkcji wodoru niskoemisyjnego bezpośrednio z sieci (niski ślad węglowy) np. Francja, Szwecja, generalnie cała Skandynawia.

(*) Hydrogen Europe, Clean Hydrogen Monitor. 2024, 2024, s. 43

Import amoniaku, a możliwość realizacji celu przemysłowego RFNBO (art. 22a)

PRZYPOMNIENIE [Wzór - art. 22a]

Wartość energetyczna **RFNBO** użytego w przemyśle na cele energetyczne i nieenergetyczne wyrażona w PJ

Licznik

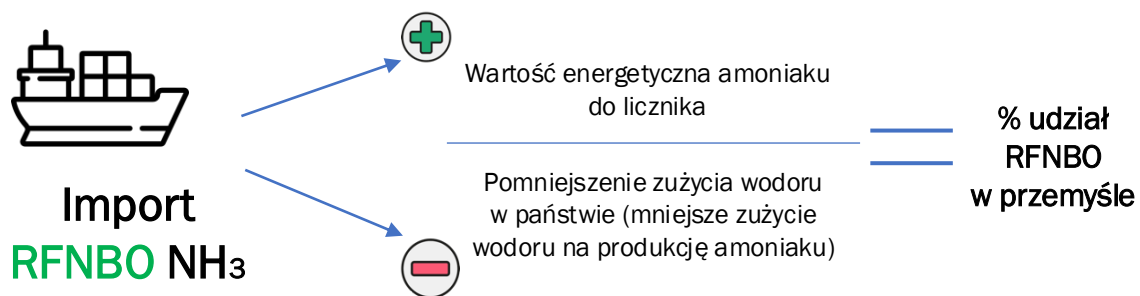
X 100 % $\frac{\text{---}}{\text{---}}$ % udział RFNBO w przemyśle

Mianownik

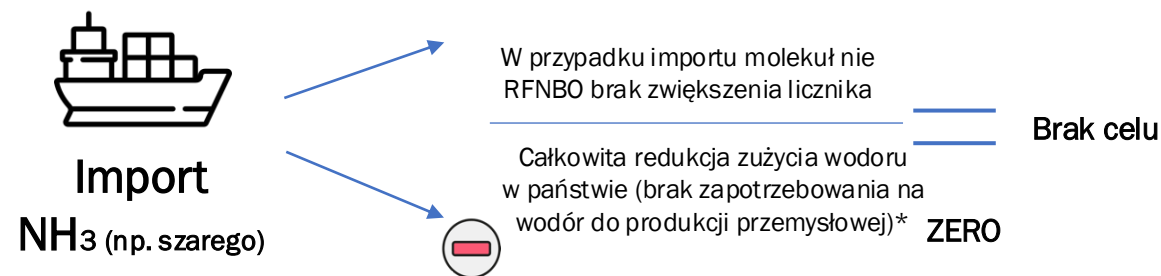
Wartość energetyczna **wodoru** użytego w przemyśle na potrzeby energetyczne i nieenergetyczne wyrażona w PJ

- Wzór kalkulacji celu przemysłowego RFNBO (art. 22 RED III) zakłada w liczniku kalkulację wartości energetycznej **RFNBO**, a w mianowniku **wyłącznie wartości energetycznej wodoru** zużytego w przemyśle.
- Taka konstrukcja wzoru celu przemysłowego co do zasady promuje **import paliwa w postaci amoniaku**, który to stanowi w Polsce (i w większości państw UE) znaczący udział w realizacji celu art. 22a RED III.
- W przypadku importu amoniaku następuje (w każdym przypadku, niezależnie od koloru amoniaku) redukcja mianownika, gdyż w kraju importera można zredukować wolumen zużywanego wodoru, który odpowiada wolumenowi zaimportowanego amoniaku (przyjmuje się, że na produkcję 1 tony amoniaku potrzeba 178-180 kg wodoru).
- Dodatkowo należy wskazać, że w przypadku amoniaku RFNBO następuje wpisanie jego wartości energetycznej do licznika, co finalnie równa się niejako pomniejszeniu celu (obniżony mianownik i zwiększony licznik jednocześnie).
- W przypadku innych rodzajów amoniaku (niskoemisyjny, szary) nastąpi tylko redukcja mianownika, bez ingerencji w licznik (brak RFNBO).
- Należy także uznać, że cel przemysłowy RFNBO **można w pełni zredukować** (w 100% go zniwelować) w przypadku zastąpienia całego krajowego zużycia wodoru importowanym amoniakiem*. Niemniej jest to dyskusyjne z punktu widzenia bezpieczeństwa żywnościowego i geopolitycznego.

PRZYKŁAD 1



PRZYKŁAD 2



* Całkowita redukcja mianownika nastąpiła by tylko w takim przypadku, gdy celem art. 22a objęty byłby wyłącznie sektor amoniaku (ok. 90% zużycia wodoru w przemyśle). Pozostałe sektory nie byłby objęte celem lub celem objęte byłby tylko zakłady/firmy o określonym rocznym zużyciu wodoru na cele przemysłowe (np. minimum 20 tys. ton rocznie). Gdyby wprowadzono limit ok. 20 ktpa w praktyce cel przypadłby tylko na sektor amoniaku (patrzac na dane historyczne).

Import amoniaku w ramach realizacji art. 22a RED III - proponowane scenariusze

W ramach analizowanych scenariuszy proponuje się spojrzenie zarówno na import amoniaku RFNBO (zgodnego z RED III), jak i pozostałych rodzajów amoniaku w celu podkreślenia różnych opcji strategicznych w zakresie realizacji art. 22a RED III. Wskazane scenariusze są tylko wybranymi na potrzeby niniejszej analizy. W praktyce liczba scenariuszy importu amoniaku (i produkcji krajowej) może być dużo większa (mieszanie różnych rodzajów amoniaku, różna proporcja produkcji krajowej do importu) i powinna być szczegółowo omówiona z sektorami/podmiotami potencjalnie zobowiązanymi. Wariant importowy został oparty o amoniak ze względu na konstrukcję celu, pozwalającą w sposób najefektywniejszy kosztowo realizować cel za pomocą importu tego rodzaju surowca, który mógłby znaleźć zastosowanie bezpośrednio w instalacjach objętych celem w największym stopniu (produkcja nawozowa). Wskazane scenariusze pokazują spektrum możliwości zarówno z perspektywy użycia możliwości jakie daje obecne brzmienie RED III jak i czynników ekonomiczno-rynkowych.

Wariant	Krótki opis	
1. Import amoniaku RFNBO	Zakładany import amoniaku typu RFNBO pozwalający na osiągnięcie celu 42% w 2030 r., brak limitu 20 ktpa* dla jednego zakładu/firmy	→
2. Import amoniaku niskoemisyjnego (gaz + CCS)	Zakładany import amoniaku niskoemisyjnego pozwalający na całkowitą redukcję zużycia wodoru w przemyśle + limit 20 ktpa dla jednego zakładu/firmy	}
3. Import amoniaku szarego	Zakładany import amoniaku niskoemisyjnego pozwalający na całkowitą redukcję zużycia wodoru + limit 20 ktpa dla jednego zakładu/firmy	
4. Import RFNBO + szarego amoniaku	Zakładany import amoniaku typu RFNBO i niskoemisyjnego pozwalający na osiągnięcie celu 42% w 2030 r., brak limitu 20 ktpa* dla jednego zakładu/firmy	→

Scenariusz zgodności z RED III i celem art. 22a

Scenariusze „ominięcia” celu art. 22a jednak nadal zgodne z treścią RED III

Scenariusz mieszany

* W praktyce limit 20 ktpa dla jednego zakładu/firmy oznaczałby, że poza sektorem amoniaku (6 zakładami chemicznymi w Polsce, 2 firmami) cel nie objąłby pozostałych zasadniczo rozproszonych i nisko wolumenowych sektorów zużycia wodoru w przemyśle, a także wodoru potencjalnie zużywanego na cele przemysłowe w rafineriach. Wprowadzenie takiego limitu uznaje się za uzasadnione z racji na bardzo duże trudności w określeniu wszystkich konsumentów wodoru w przemyśle w Polsce oraz dokładnego rozplywu wodoru w rafineriach. Dla pełnego obrazu przeanalizowano także scenariusze bez takiego limitu.

Wariant 1 - import amoniaku RFNBO

Wariant	Wartość licznika	Wartość mianownika	Poziom realizacji celu	Komentarz
Wartości początkowe (wyjściowe)	0 ton importu amoniaku typu RFNBO, 0 PJ	383 000 ton zużycia wodoru w przemyśle, 45,96 PJ (bez limitu 20 ktpa na sektor/firmę)	$0 / 45,96 = 0\%$	Import 700 634 ton amoniaku RFNBO rocznie pozwoliło na realizację celu 42% RFNBO, przy jednoczesnej częściowej redukcji produkcji i zużycia wodoru w kraju. Istotna ingerencja w łańcuchy dostaw dla sektora chemicznego, a także ryzyko ekonomiczne (amoniak RFNBO istotnie zwiększy koszty produkcji nawozów). Rekomendowane inwestycje kapitałowe poza PL dla utrzymania kontroli nad łańcuchem dostaw.
Wartości końcowe (założone)	700 634 ton importu amoniaku typu RFNBO, 13,03 PJ (co odpowiada zużyciu 124 500 ton wodoru)	Mianownik zostaje obniżony do poziomu 258 500 ton wodoru, gdyż część zaimportowanego amoniaku RFNBO zmniejsza zużycie wodoru w kraju o 124 500 ton, 31,02 PJ	$13,03 / 31,02 = 42\%$	

Należy zaznaczyć, że w tym scenariuszu uwzględnione jest całkowite zużycie wodoru w państwie (bez limitu 20 ktpa). Import 700 000 t amoniaku RFNBO (przez podmioty z sektora chemicznego) pozwala na pełną realizację 42% celu przemysłowego. Wariant ingeruje znacznie mniej w łańcuchy dostaw dla sektora chemicznego, wolumen importowanego amoniaku jest prawie 3-krotnie niższy niż w wariantcie szarym/niskoemisyjnym. Niemniej efektywność ekonomiczna tego wariantu może generować trudności finansowe dla sektora nawozowego w zakresie kosztów produkcji nawozów (amoniak RFNBO jest ok. 2 do 3 razy droższy od konwencjonalnego). Wariant w praktyce może być trudny do ekonomicznej realizacji przez spółki chemiczne w Polsce (które same w sobie są obecnie w bardzo trudnej sytuacji finansowej).

Wartość energetyczna wodoru = 120 MJ/kg, wartość energetyczna amoniaku = 18,6 MJ/kg, zawartość wodoru w amoniaku = 178 kg/tonę

Wariant 2 - import amoniaku niskoemisyjnego + limit 20 ktpa

Wariant	Wartość licznika	Wartość mianownika	Poziom realizacji celu	Komentarz
Wartości początkowe (wyjściowe)	0 ton importu amoniaku typu RFNBO, 0 PJ	340 000 ton zużycia wodoru w przemyśle, 40,8 PJ, (sektory o zużyciu poniżej 20 ktpa wyłączone z mianownika)	0 / 45,96 = 0%	Import 1,9 mln ton amoniaku niskoemisyjnego rocznie pozwoliło na całkowitą redukcję celu 42% RFNBO, przy jednoczesnej pełnej redukcji produkcji i zużycia wodoru w kraju. Zasadniczo wygaszenie produkcji wodoru w kraju i produkcja samych nawozów. Wariant trudny geopolitycznie i naruszający bezpieczeństwo energetyczne oraz żywnościowe. Rekomendowane inwestycje kapitałowe poza PL dla utrzymania kontroli nad łańcuchem dostaw.
Wartości końcowe (założone)	0 ton paliw typu RFNBO, 0 PJ	Import 1 914 861 ton amoniaku niskoemisyjnego co odpowiada zużyciu 340 000 ton wodoru, co powoduje, że następuje pełna redukcja mianownika Mianownik = 0	0 / 0 = brak celu (brak mianownika)	

Należy zaznaczyć, że w tym scenariuszu uwzględnione jest całkowite zużycie wodoru wyłącznie w sektorze amoniaku (z wyłączeniem zakładów/firm o rocznym zużyciu poniżej 20 kt). Import 1,9 mln t amoniaku niskoemisyjnego (przez podmioty z sektora chemicznego) pozwala na pełną redukcję celu przemysłowego. Wariant bardzo ingeruje w produkcję wodoru w Polsce i zakłada istotną zmianę w łańcuchu produkcji, w Polsce pozostaje zasadniczo tylko produkowanie nawozu bez kontroli nad podstawowym surowcem (wodorem i amoniakiem). Wariant skrajny, ale potencjalnie możliwy z racji na to, że amoniak jest handlowanym towarem na całym świecie, a w UE są terminale do obsługi tak dużych wolumenów rocznie (m.in. ARA). Polska również posiada terminal do obrotu importowanego amoniaku, zlokalizowany w Porcie Police. Produkcja amoniaku niskoemisyjnego jest szczególnie rozwijana w USA i na Bliskim Wschodzie, w regionach o bardzo niskich cenach gazu i doświadczeniach w technologii CCS.

Wartość energetyczna wodoru = 120 MJ/kg, wartość energetyczna amoniaku = 18,6 MJ/kg, zawartość wodoru w amoniaku = 178 kg / tonę

Wariant 3 - import amoniaku szarego + limit 20 ktpa

Wariant	Wartość licznika	Wartość mianownika	Poziom realizacji celu	Komentarz
Wartości początkowe (wyjściowe)	0 ton importu amoniaku typu RFNBO, 0 PJ	340 000 ton zużycia wodoru w przemyśle, 40,8 PJ, (sektory o zużyciu pow. 20 ktpa wyłączone z mianownika)	$0 / 45,96 = 0\%$	Import 1,9 mln ton amoniaku szarego rocznie pozwoliło na całkowitą redukcję celu 42% RFNBO, przy jednoczesnej pełnej redukcji produkcji i zużycia wodoru w kraju. Zasadniczo wygaszenie produkcji wodoru w kraju i produkcja samych nawozów. Wariant trudny geopolitycznie i naruszający bezpieczeństwo energetyczne oraz żywnościowe. Rekomendowane inwestycje kapitałowe poza PL dla utrzymania kontroli nad łańcuchem dostaw.
Wartości końcowe (założone)	0 ton paliw typu RFNBO, 0 PJ	Import 1 914 861 ton amoniaku szarego co odpowiada zużyciu 340 tys. ton wodoru, 35,62 PJ, co powoduje, że następuje pełna redukcja mianownika Mianownik = 0	$0 / 0 =$ brak celu (brak mianownika)	

Należy zaznaczyć, że w tym scenariuszu uwzględnione jest całkowite zużycie wodoru wyłącznie w sektorze amoniaku (z wyłączeniem zakładów/firm o rocznym zużyciu poniżej 20 kt). Import 1,9 mln t amoniaku szarego (przez podmioty z sektora chemicznego) pozwala na pełną redukcję celu przemysłowego. Wariant bardzo ingeruje w produkcję wodoru w Polsce i zakłada istotną zmianę w łańcuchu produkcji, w Polsce pozostaje zasadniczo tylko produkowanie nawozu bez kontroli nad podstawowym surowcem. Wariant skrajny, ale potencjalnie możliwy z racji na to, że amoniak (szczególnie szary) jest handlowanym towarem na całym świecie, a w UE są terminale do obsługi tak dużych wolumenów rocznie (m.in. ARA). Amoniak szary będzie najtańszym surowcem w perspektywie przynajmniej 5-10 lat w porównaniu do niskoemisyjnego i RFNBO nawet z uwzględnieniem kosztów ETS. Wariant trudny wizerunkowo, gdyż zakłada „ominięcie” celu art. 22a z użyciem konwencjonalnego produktu (emisyjnego).

Wartość energetyczna wodoru = 120 MJ/kg, wartość energetyczna amoniaku = 18,6 MJ/kg, zawartość wodoru w amoniaku = 178 kg / tonę

Wariant 4 - import amoniaku RFNBO + szarego

Wariant	Wartość licznika	Wartość mianownika	Poziom realizacji celu	Komentarz
Wartości początkowe (wyjściowe)	0 ton importu amoniaku typu RFNBO, 0 PJ	383 000 ton zużycia wodoru w przemyśle, 45,96 PJ (bez limitu 20 ktpa na sektor/firmę)	$0 / 45,96 = 0\%$	Import 345 000 ton amoniaku RFNBO i ok. 1,1 mln ton amoniaku szarego pozwoliło na realizację 42% celu art. 22a przy pozostawieniu 127 600 ton wodoru w kraju. Wariant ten można nazwać mieszanym, gdzie 25% importu stanowi produkcja zgodna z RED III (RFNBO), a 75% tańszy/bardziej dostępny produkt konwencjonalny. Wariant ten nadal mocno ingeruje w łańcuchy dostaw, a także bezpieczeństwo energetyczno-żywnościowe państwa, ale jest bardziej wyważony i uwzględnia oba produkty. Rekomendowane inwestycje kapitałowe poza PL dla utrzymania kontroli nad łańcuchem dostaw.
Wartości końcowe (założone)	Do licznika wchodzi import 345 960 ton amoniaku RFNBO (co odpowiada 61 450 ton wodoru), 6,43 PJ	Mianownik zostaje obniżony przez: <ol style="list-style-type: none"> 1. Zaimportowanie 345 960 ton amoniaku RFNBO (ok. - 61 450 ton zużycia wodoru w kraju) 2. Zaimportowanie 1 091 939 ton amoniaku szarego (ok. - 193 800 ton zużycia wodoru w kraju) 3. Finalnie mianownik = 127 700 ton wodoru, 15,32 PJ 	$6,43 / 15,32 = 42\%$	

Należy zaznaczyć, że w tym scenariuszu uwzględnione jest całkowite zużycie w państwie (bez limitu 20 ktpa). Import 1,4 mln t amoniaku szarego i RFNBO (przez podmioty z sektora chemicznego) pozwala na pełną realizację 42% celu przemysłowego. Wariant nadal bardzo ingeruje w produkcję wodoru w Polsce i zakłada istotną zmianę w łańcuchu produkcji, w Polsce pozostaje zasadniczo tylko produkowanie nawozu bez kontroli nad podstawowym surowcem. Wariant bardziej wyważony od wcześniejszych, uwzględniający zakup różnych rodzajów amoniaku.

Wartość energetyczna wodoru = 120 MJ/kg, wartość energetyczna amoniaku = 18,6 MJ/kg, zawartość wodoru w amoniaku = 178 kg / tonę

Warianty importowe amoniaku dla realizacji celu art. 22a RED III - porównanie ekonomiczne

Wariant	Krótki opis	Wolumen	Koszty wariantu (średnioroczny)	Koszt infrastruktury (jednorazowe)	Komentarz
1. Import amoniaku RFNBO	Zakładany import amoniaku typu RFNBO pozwalający na osiągnięcie celu 42% w 2030 r., brak limitu 20 ktpa* dla jednego zakładu/firmy	700 634 ton amoniaku RFNBO + pozostaje produkcja 258 500 ton wodoru szarego w kraju	1165 EUR/t (LCOA RFNBO) 6,6 EUR/kg (LCOH szary) 3,51 mld PLN + 7,33 mld PLN = 10,84 mld PLN	Szacunek ekspercki: Terminal = 2-3 mld PLN Kolej = 1-2 mld PLN Bazy przeładunkowe = 0,5-1 mld PLN	Wariant importu RFNBO dla wypełnienia celu 42% szacunkowo może być najdroższy (przy obecnej wiedzy o sektorze i prognozach). Redukcja mianownika wzoru art. 22a poprzez zakup amoniaku niskoemisyjnego i/lub szarego może poprawić ekonomikę. Biorąc pod uwagę wyzwania ekonomiczne, zgodność regulacyjną i kwestie wizerunkowe jedną z rozważanych opcji może być zakup mieszany zarówno amoniaku RFNBO jak i niskoemisyjnego/szarego w różnych proporcjach.
2. Import amoniaku niskoemisyjnego (gaz + CCS)	Zakładany import amoniaku niskoemisyjnego pozwalający na całkowitą redukcję zużycia wodoru w przemyśle + limit 20 ktpa dla jednego zakładu/firmy	1 914 861 ton amoniaku niskoemisyjnego + zero produkcji krajowej wodoru w kraju	951 EUR/t (LCOA niskoemisyjny) 7,76 mld PLN		
3. Import amoniaku szarego	Zakładany import amoniaku niskoemisyjnego pozwalający na całkowitą redukcję zużycia wodoru + limit 20 ktpa dla jednego zakładu/firmy	1 914 861 ton amoniaku szarego + zero produkcji krajowej wodoru	1058 EUR/t (LCOA szary) 8,65 mld PLN		
4. Import RFNBO + szarego amoniaku	Zakładany import amoniaku typu RFNBO i niskoemisyjnego pozwalający na osiągnięcie celu 42% w 2030 r., brak limitu 20 ktpa* dla jednego zakładu/firmy	345 960 ton amoniaku RFNBO + 1 091 939 ton amoniaku szarego + pozostaje produkcja krajowa 127 700 ton wodoru szarego	1165 EUR/t (LCOA RFNBO) 1058 EUR/t (LCOA szary) 6,6 EUR/kg (LCOH szary) 1,73 mld PLN + 4,97 mld PLN + 3,62 mld PLN = 10,32 mld PLN		

* Wzór koszt amoniaku LCOA (EUR/t amoniaku) = 170 + (178 x cena wodoru), gdzie 170 = wartość CAPEX i OPEX stały; 178 = wartość wodoru w 1 tonie amoniaku według stechiometrii (na bazie IEA, Hydrogen Europe)

- Szacunek ceny wodoru RFNBO na rynkach światowych, LCOH = 4,5 EUR/kg, cena dla top rynków na świecie, z niskimi cenami energii, efektywnie pracującym OZE (Afryka Północna, Chile, Brazylia, Indie),
- Szacunek ceny wodoru niskoemisyjnego na rynkach światowych, LCOH = 3,5 EUR/kg, cena dla top rynków na świecie z niskimi cenami gazu, rozwiniętym sektorem CCS (USA, Bliski Wschód), uwzględniony koszt ETS/CBAM,
- Szacunek ceny wodoru szarego na rynkach światowych, LCOH = 4 EUR/kg, a dla top rynków na świecie z niskimi cenami gazu, rozwiniętym sektorem wodoru (USA, Bliski Wschód), uwzględniony koszt ETS/CBAM,
- Szacunek ceny wodoru szarego dla rynku PL, LCOH = 6,6 EUR/kg, w 20 letnim cyklu życia do 2049 r., z uwzględnieniem kosztów ETS, na podstawie wcześniej wskazanych kalkulacji w rozdziale 2,
- Do każdego wyniku kalkulacji kosztu amoniaku LCOA zostanie dodane 20% narzutu na koszty logistyki (logistics mark-up),
- Szacunki LCOA i LCOH dotyczą całego cyklu życia instalacji, czyli ok. 20 lat i uwzględniają zmienne ceny CO₂, surowców etc. Podane wartości są uśrednieniem.

Rynek: W pierwszej aukcji importowej H₂ Global wygrał projekt Fertiglobe (instalacja OCI oraz ADNOC w Egipcie), gdzie zaproponowano cenę sprzedaży amoniaku RFNBO w porcie UE na poziomie 1000 EUR/t NH₃, co dodając koszty logistyki do Polski może być zbliżone z wynikami powyższej analizy - <https://fertiglobe.com/fertiglobe-chosen-as-winning-bidder-in-h2global-pilot-auction-for-supply-of-renewable-ammonia-at-a-delivered-price-of-e1000-per-ton-into-europe/>

S&P Global podaje, że ceny niskoemisyjnego amoniaku (gaz+CCS) w porcie UE mogą kształtować się obecnie na poziomie ok. 650 USD/t jednak są to dane nie uwzględniając wzrostu kosztów CO₂ i CBAM - <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/latest-news/energy-transition/101625-blue-ammonia-prices-extend-gains-in-sep-market-digests-india-green-auction>

Wyzwania dotyczące wszystkich scenariuszy importowych

- Infrastruktura importowa - żaden z wariantów importowych nie zakłada zakupu wolumenu amoniaku mniejszego niż 700 ktpa. Są to znaczące wartości w stosunku do wydolności krajowych łańcuchów terminalowo-logistycznych (przejście z produkcji krajowej na import w bardzo krótkim okresie). Jedynym operacyjnym terminalem do obsługi importu amoniaku w Polsce jest zakład w Policach (należący do GK Azoty), ale jego wydolność jest prawdopodobnie znacznie poniżej wskazanych wolumenów. Ponadto widocznym ograniczeniem jest infrastruktura kolejowa dla tak dużych wolumenów importu, a także zdolności przeładunkowo-magazynowe w terminalach (zbiorniki, stacje nalewcze itd.).
- Dla realizacji jakiegokolwiek wariantu importowego potrzebne są szeroko zakrojone działania w zakresie zarówno części morskiej łańcucha dostaw (terminal - rozbudowa lub budowa nowego), a także części lądowej (kolej, bazy przeładunkowe). Należy również dostosować logistykę po stronie odbiorczej, a także potencjalnie zakłady w zakresie ich obecnych ciągów produkcyjnych. Precyzyjne oszacowanie jest możliwe wyłącznie na poziomie każdego zakładu. Ocenia się, że jest to perspektywa wydatku ok. kilku do kilkunastu mld PLN w skali państwa. Z perspektywy realizacyjnej i budowlanej niemożliwe do 2030 r.
- Alternatywną opcją jest zakup amoniaku z przeładunkiem w którymś z terminali zagranicznych m.in. znajdujących się w kompleksie portowym ARA (Amsterdam-Rotterdam-Antwerpia) lub w nowo budowanych terminalach multi-paliwowych, np. Brunsbittel, Wilhelmshaven, Stade*. Niemniej ta opcja generuje duże wyzwania w zakresie logistyki lądowej do polski (kolej, barki). Można wskazać, że opcja ta jest też obciążona ryzykami geopolitycznymi, przeładunek krytycznego surowca dla polskiej chemii jest w pełni gestii innych państw.
- Skala wydatków związanych z zakupem amoniaku (nawet z większościovym udziałem szarego/niskoemisyjnego) może być finansowo nie możliwa do zrealizowania przez polski sektor chemiczny, który znajduje się trudnej sytuacji ekonomicznej. Warianty związane z zakupem nowych rodzajów amoniaku (niskoemisyjnego/RFNBO) mogą ponadprzeciętnie obciążyć kosztowo wytwarzanie nawozów w Polsce i jeszcze bardziej pogorszyć sytuację marżową sektora chemicznego w Polsce. W przypadku chęci realizacji wariantów importowych opartych o RFNBO/niskoemisyjne molekuly niezbędny mógłby być system wsparcia, aby utrzymać konkurencyjność polskiego sektora chemicznego (np. na wzór niemieckiego H₂ Global**), przynajmniej dopóki amoniak szary nie zostanie wyparty z rynku przez koszty CO₂/ETS.
- Jeżeli któryś z wariantów importowych byłby rozważany w Polsce do realizacji wymagana jest szeroko zakrojona strategia importowo-logistyczna i dedykowany budżet państwowy na realizację tych działań. W takim przypadku derogacja celu art. 22a na 2035 r. byłaby wskazana przy jednoczesnym określeniu szczegółowego planu dościsia przed KE.
- Jeżeli strategicznie rozważane byłyby projekty zakupowe amoniaku przez polskie spółki chemiczne rekomendowane są także opcje wejść kapitałowych przez Polskę, aby utrzymać panowanie nad łańcuchem dostaw, a w szczególności produkcją amoniaku.

* <https://ammoniaenergy.org/articles/ammonia-ready-import-terminal-gets-green-light-in-stade/>

** <https://h2-global.org/the-h2global-instrument/>

Przykłady w zakresie rozwoju infrastruktury terminalowej do gazów zdekarbonizowanych, w tym amoniaku w Europie

Potencjalne przeszacowanie w zakresie przyszłego popytu na LNG, a także wysokie prawdopodobieństwo importu gazów zdekarbonizowanych może prowadzić Unię Europejską do konieczności budowy infrastruktury wielopaliwowej, która równoległe z dostawami LNG, będzie obsługiwać rosnący import paliw alternatywnych.



Terminale LNG na wodór w Niemczech

- Zgodnie z niemiecką ustawą o nazwie *LNG Acceleration Act* (uchwalona w 2023 r.) każdy lądowy terminal gazowy będzie musiał wykazać techniczną zdolność przejścia do obsługi dostaw gazów zdekarbonizowanych maksymalnie do końca 2043 r. (amoniak, metanol, gaz syntetyczny).
- Oznacza to, że w ramach procedur przed budową inwestor będzie musiał wykazać gotowość infrastruktury do przejścia na inny nośnik energii niż LNG (np. w ramach studium wykonalności).
- Niemiecka ustawa ma zapewnić długotrwałe funkcjonowanie infrastruktury gazowej i uniknąć jej osierocenia w przypadku mniejszego popytu na LNG i większego na gazy zdekarbonizowane.



Koszty budowy terminala LNG H2-ready

- Analiza niemieckiego think-tanku Fraunhofer, wskazuje, że budowa terminali LNG dostosowanych technicznie do przejścia na amoniak jest możliwa, lecz wymaga odpowiedniego podejścia na etapie projektowania.
- Budowa terminala typu NH3-ready generuje około 20% więcej nakładów CAPEX niż typowego lądowego terminala LNG.
- Przejście na obsługę dostaw amoniaku terminalu LNG nie jest możliwe, jeżeli nie zostały poczynione odpowiednie inwestycje na etapie budowy (m.in. zbiorniki, system boil-off, rury, pompy).
- Potencjalne inne nośniki wodoru: metanol, LOHC, gazy syntetyczne.

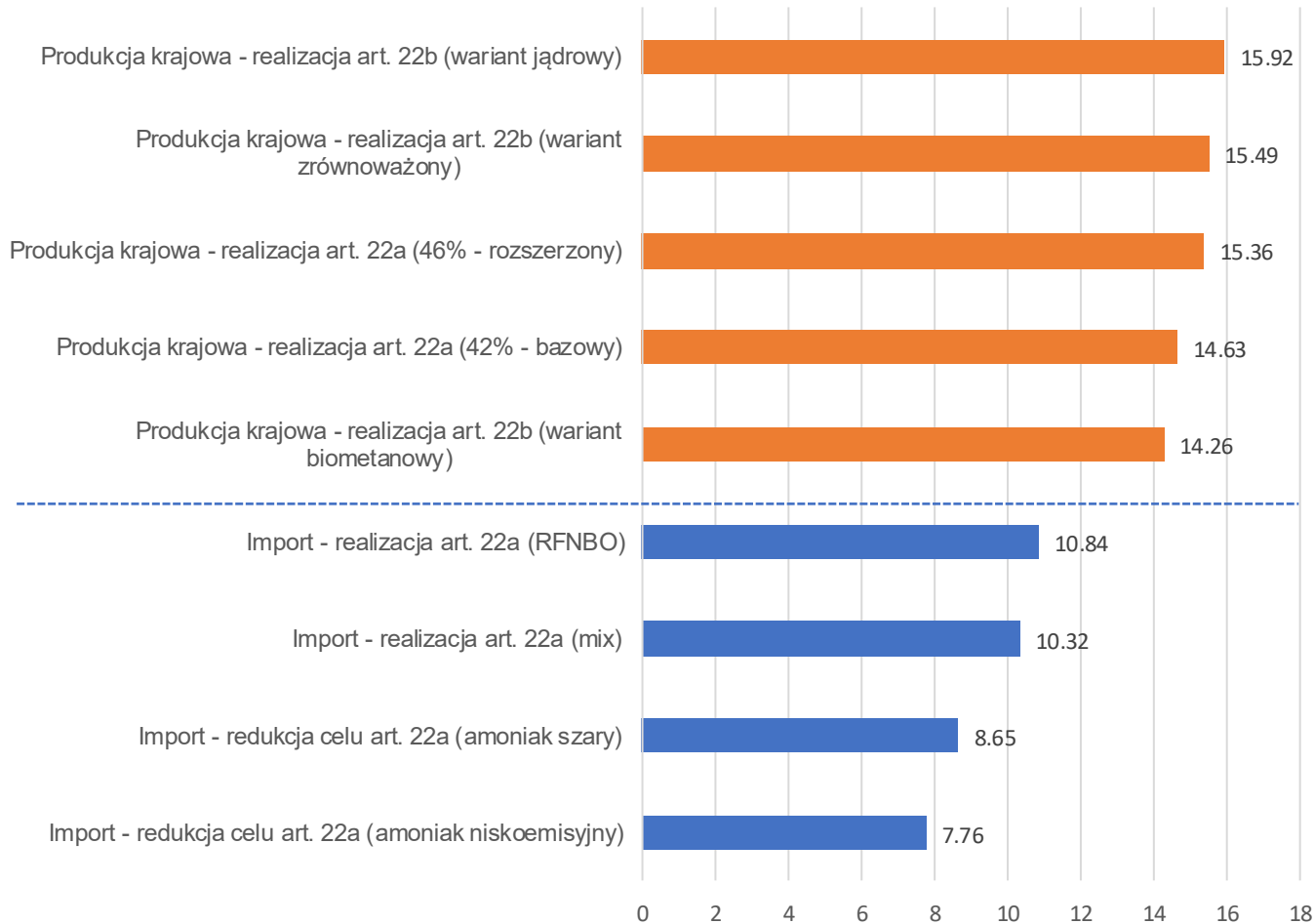


Przykłady rynkowe

- W marcu 2024 r. podjęto finalną decyzję inwestycyjną dla budowy terminala LNG Stade o przepustowości 13,3 mld m³ / rocznie, który będzie dostosowany do obsługi dostaw amoniaku i syntetycznego metanu.
- Operatorem terminala będzie hiszpańska Enagas, a głównymi odbiorcami ENBW, CEZ i SEFE.
- Dedykowane terminale na amoniak lub dostosowane do obsługi dostaw amoniaku i innych gazów zdekarbonizowanych powstają w Brunsbuttel (RWE, Gasunie), Wilhelmshaven (Uniper).
- W 2022 r. Niemcy wydały 62 mln EUR dotacji na trzy pływające bunkierki LNG dostosowane do tankowania amoniaku (dane BMWK).

Podsumowanie cel przemysłowy RFNBO (1/2)

Porównanie kosztowe wszystkich wariantów realizacji celu przemysłowego RFNBO (mld PLN)



WAŻNE: porównanie kosztowe wariantów realizacji celów art. 22a i 22b RED III należy traktować jako eksperckie przybliżenie, bazujące na obecnie dostępnych danych rynkowych oraz prognozach makroekonomicznych. Do każdego wariantu należy doliczyć kilkukilkanaście mld PLN na inwestycje w infrastrukturę (sieci, terminale, dostosowania zakładów).

- Analiza ekonomiczno-regulacyjna generuje jeden strategiczny wniosek - obecne brzmienie dyrektywy RED III w zakresie art. 22a i 22b promuje import derywatów wodorowych (amoniaku) względem produkcji krajowej wodoru.
- Wszystkie scenariusze importowe są tańsze od produkcji krajowej, jednocześnie opcja alternatywna w postaci uruchomienia art. 22b nie wydaje się korzystna dla Polski (nie jest to artykuł pisany pod Polskę i dla Polski).
- Warianty krajowe posiadają gorszą ekonomikę z racji na duży udział kosztownych metod produkcji wodoru (RFNBO, jądrowy), w których Polska nie ma żadnych przewag konkurencyjnych/zalet (wysokie ceny energii na rynku, niski udział OZE w sieci, wysoka emisyjność sieci).
- Warianty importowe otwierają możliwości zakupu produktu jakim jest amoniak z globalnych rynków, gdzie ceny podstawowych surowców do produkcji wodoru/amoniaku są znacznie niższe niż w UE (tym bardziej w Polsce) tj. gaz ziemny, energia elektryczna, dostępność i efektywność OZE.
- Wyniki są jednak niepokrzepiające dla przemysłu ciężkiego w Polsce i postawienie wyłącznie na warianty importowe może pozostać niezgodne z interesem Państwa, czyli uniezależnieniem od krajów trzecich oraz zachowaniem bezpieczeństwa żywnościowego i energetycznego (vide postanowienia REPowerEU).
- Dla utrzymania minimalnego poziomu produkcji krajowej wodoru, konieczne byłby mechanizmy wsparcia wyrównujące lukę kosztową w stosunku do wodoru szarego.
- W przypadku importu rekomendowane są krajowe inwestycje kapitałowe na rynkach zagranicznych, aby utrzymać kontrolę nad łańcuchami dostaw.

Podsumowanie cel przemysłowy RFNBO (2/2)

- Strategicznym wnioskiem i rekomendacją dla dekarbonizacji przemysłu jest zapewnienie dostępu do taniej i niskoemisyjnej energii elektrycznej. Bez dostępu do odpowiednich wolumenów, stabilnej i zdekarbonizowanej energii nie ma możliwości długoterminowego utrzymania w Polsce przemysłu energochłonnego wykorzystującego wodór.
- Realizacja powyższego wykracza poza subkategorię polityki publicznej, jaką jest *polityka wodorowa* i obejmuje potrzebę koordynacji działań na przecięciu polityki energetycznej, przemysłowej, obronnej i rolnej. Zakłady chemiczne produkujące amoniak odgrywają istotną rolę nie tylko z perspektywy zapewniania bezpieczeństwa żywnościowego, ale także mogą – jako zakłady produkujące prekursory materiałów wybuchowych, mieć znaczenie z punktu widzenia rozwoju krajowego potencjału przemysłu obronnego.
- Realizacja celu przemysłowego RED III (art. 22a i 22b) jest generalnie niemożliwa do 2030 r. w żadnym wariantów:
 1. Produkcja krajowa RFNBO (wypełnienie celu 42% na 2030 r.) - skala wymaganych inwestycji w elektrolizery, OZE, sieci oraz dostosowanie zakładów przemysłowych jest nierealna do wykonania w perspektywie ok. 4 lat. Ponadto, nawet w przypadku, gdy byłaby wykonalna to koszty realizacji tego wariantu będą niewspółmiernie wysokie w stosunku do obecnej ekonomiki produkcji wodoru. Dodatkowym utrudnieniem jest także brzmienie aktów delegowanych RFNBO, które biorąc pod uwagę w szczególności wymóg dodatkowości, w tym braku wsparcia CAPEX instalacji OZE, a także korelacji czasowej w praktyce uniemożliwiają budowę parku OZE pod zasilanie elektrolizerów w Polsce w wymaganej skali.
 2. Uruchomienie art. 22b, rekompozycja miksu wytwórczego wodoru do 2030 r. - skala wymaganych inwestycji jest jeszcze większa niż w przypadku art. 22a ponieważ w każdym scenariuszu realizacji art. 22b następuje drastyczna redukcja produkcji szarego wodoru w Polsce (max 23%). Oznacza to w praktyce rewolucję wytwarzania wodoru w Państwie, które powinna być przeprowadzona w ok. 4 lata. Wariant ten opiera się także o zasadniczo teoretyczne założenia tj. żaden blok jądrowy SMR nie powstanie do 2030 r., mimo redukcji celu RFNBO w tym scenariuszu nadal wymagane jest ponad 33% udział tego paliwa, co w Polsce pozostaje bardzo dużym wyzwaniem. Wariant uruchomienia art. 22b identyfikuje jednak kilka interesujących dźwigni dla dekarbonizacji sektora wodorowego w Polsce m.in. po przez zasilanie istniejącego reformingu parowego z użyciem biometanu (najtańsza opcja, bez modyfikacji lub z bardzo małymi modyfikacjami na zakładach).
 3. Import amoniaku - warianty importowe pozostają najtańsze i potencjalnie byłby najbliższe do realizacji (np. z wykorzystaniem terminalu w Policach lub terminali w Zachodniej Europie), jednak ich podstawową wadą jest wprowadzenie bardzo dużych zależności importowych od państw trzecich oraz znaczna ingerencja w łańcuchy produkcji i dostaw. W przypadku konieczności budowy/rozbudowy infrastruktury terminalowo-logistycznej w Polsce warianty importowe również stanowią wyzwanie w kontekście terminu realizacji celów dyrektywy na 2030 r. (w praktyce nie możliwe).
- Rekomendowane jest wypracowanie konsensus z KE/UE ws. implementacji RED III do prawa krajowego i derogacja celu przemysłowego do 2035 r. lub wyłączenia od celu przemysłowego dla instalacji amoniaku na podstawie brzmienia motywu 63 RED III bazując na uzasadnionej argumentacji ekonomiczno-regulacyjnej. Jednocześnie rekomendowane jest wyłączenie z celu przemysłowego dla pozostałych sektorów konsumujących wodór w Polsce, w tym dla wodoru potencjalnie zużywanego w rafineriach. (np. wprowadzenie limitu wolumenowego, ok. 20 ktpa, wyłączenie sektorów rozproszonych i nisko wolumenowych).
- Jednocześnie w ramach prac nad implementacją RED III do prawa krajowego powinno rozważyć się następujące kwestie:
 1. Neutralność technologiczną - wprowadzenie możliwości realizacji celu przemysłowego różnymi nisko/zeroemisyjnymi rodzajami wodoru na wzór art. 22b.
 2. Złagodzenia wymogów RFNBO - szczególnie w zakresie dodatkowości i korelacji czasowej.
 3. Mapę drogową dojścia do celu na 2035 r. - z podziałem produkcja krajowa vs. import wraz z planem budowy infrastruktury stowarzyszonej jak źródła zasilania instalacji produkcji wodoru, rozbudowy terminalu importowego, zmiany w zakładach przemysłowych, systemy wsparcia (pokrycie luki kosztowej).
 4. Złagodzenie/derogacja dla celów z dyrektywy RED III mogą być oparte o przyspieszoną realizację polityki klimatycznej w innych obszarach (np. elektroenergetyce), gdzie koszt unikniętych emisji jest niż w przemyśle.

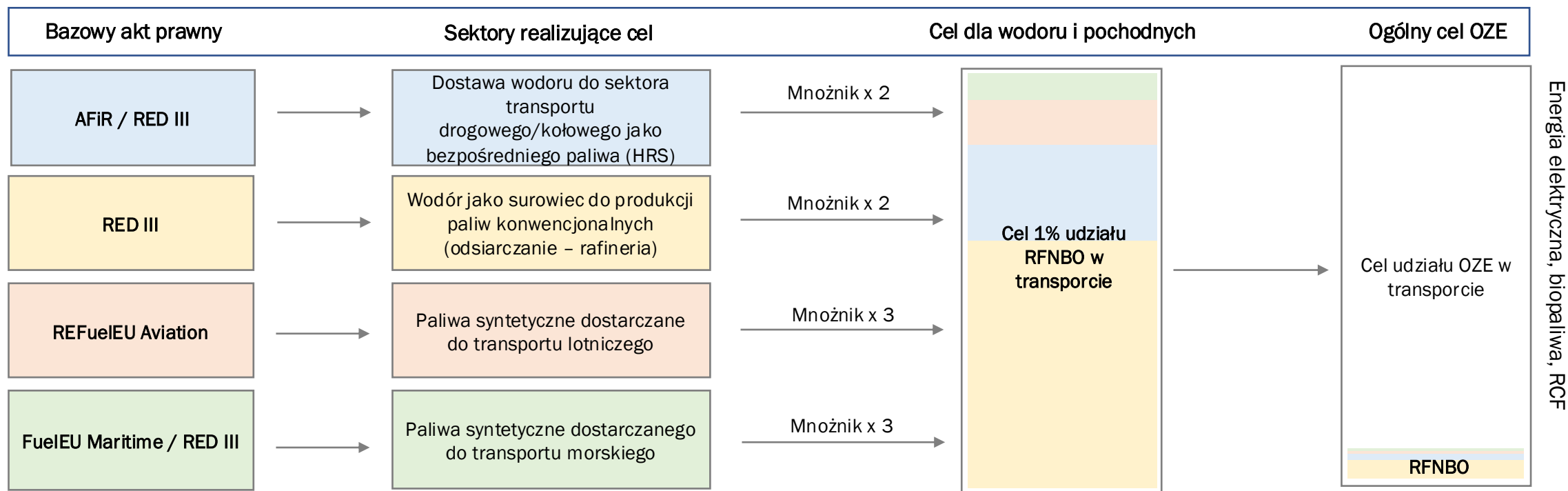
4

Transport



Perspektywa realizacji celu transportowego RFNBO – akty prawne, sektory, mnożniki

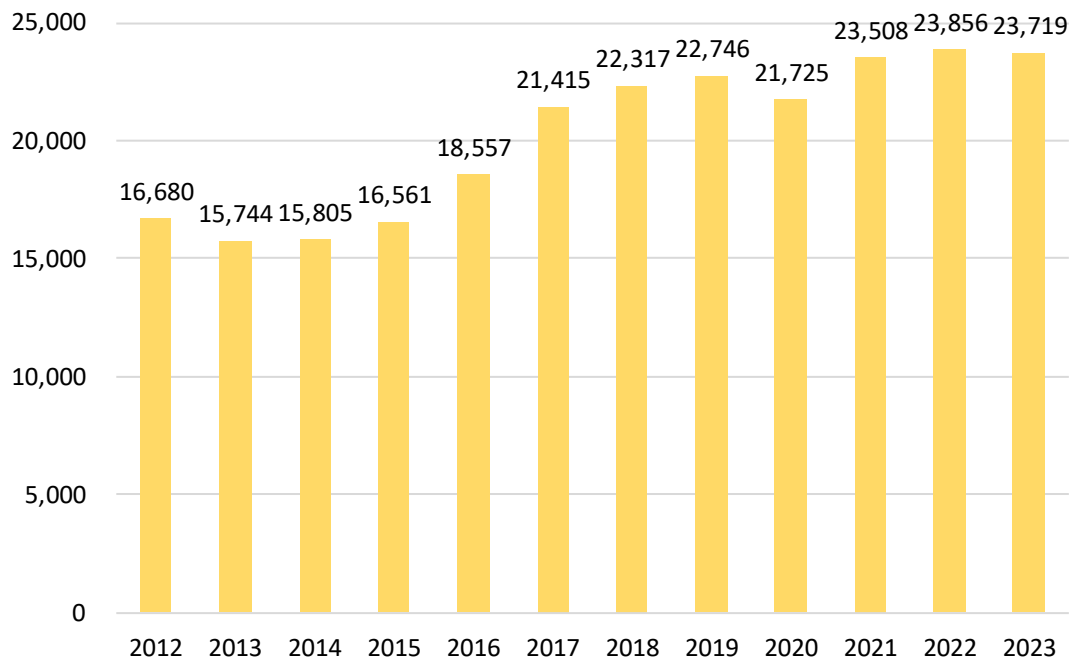
Można założyć, że **ogólny cel transportowy RFNBO z RED III (art. 25)** będzie zasadniczo realizowany **na cztery sposoby**: 1) dostawy bezpośrednie wodoru jako paliwa napędowego, 2) użycie wodoru jako surowca do produkcji paliw konwencjonalnych oraz dostarczanie paliw syntetycznych w 3) transporcie morskim i 4) lotniczym. Przyjmuje się również, że wybór sektorów realizujących cel będzie zasadniczo determinowany wskazanymi aktami prawnymi. Przy rozliczaniu celu transportowego RFNBO państwa członkowskie **będą mogły skorzystać z tzw. mnożników**, które będą **dwu lub trzykrotnie** zwiększać wartość energetyczną paliw dostarczaną do transportu jako forma zachęty dla rozwoju rynku wodoru i paliw pochodnych w poniższych sektorach.



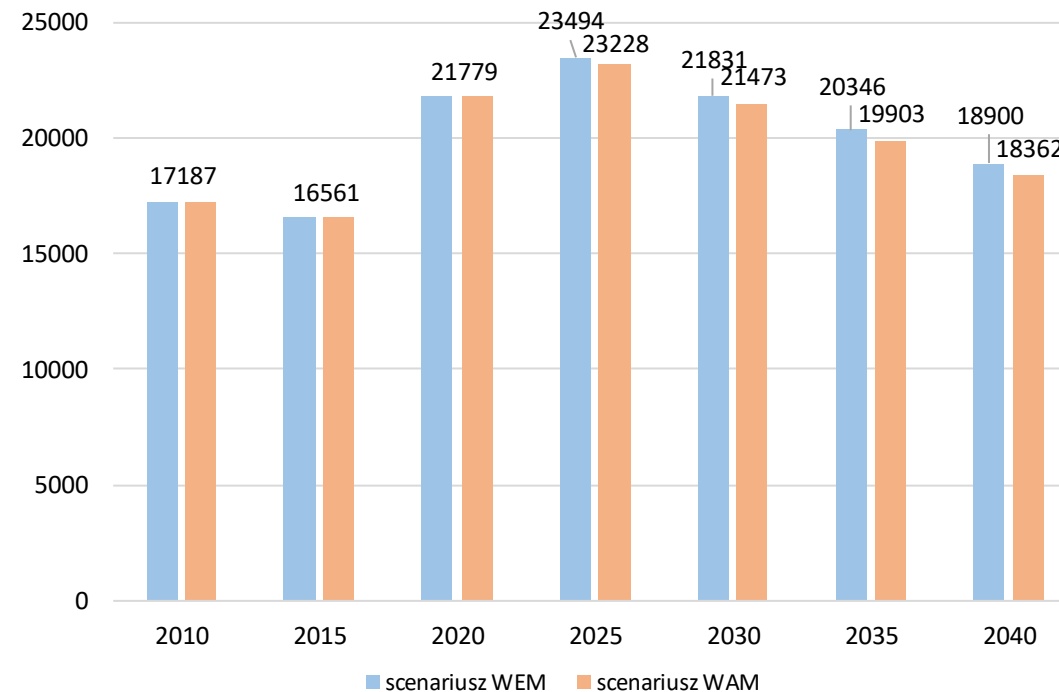
* Struktura kolorystyczna przedstawia prawdopodobny rozkład realizacji poszczególnych celów regulacyjnych z RED III

Kalkulacja mianownika celu transportowego RED III (art. 25) - podstawa do wyliczenia celu 1% RFNBO

Zużycie energii finalnej w sektorze transportu w Polsce [ktoe], dane Eurostat



Prognozowane zużycie energii finalnej w sektorze transportu w Polsce [ktoe] w 2 scenariuszach, załącznik do KPEiK, 2025 r.



Zużycie energii finalnej w transporcie oraz udział transportu w całkowitym końcowym zużyciu energii finalnej w kraju wyraźnie rosły w okresie ostatnich 10 lat. Wg danych Eurostat w 2023 roku finalne zużycie energii w transporcie wyniosło 23 719 ktoe, zaś prognoza stanowiąca załącznik do najnowszego KPEiK zakłada spadek zużycia energii finalnej w 2030r. do poziomu 21 831 ktoe w scenariuszu WEM oraz 21 473 ktoe w scenariuszu WAM. Jednym z celów długoterminowych jest wzrost efektywności energetycznej, która ma skutkować zmniejszeniem zużycia energii, w tym w sektorze transporcie. W związku z dynamicznym wzrostem zużycia energii finalnej w transporcie w ostatnich latach, do celu obliczeń na rok 2030 przyjęto wartość zużycia energii na poziomie średniej z realnego zużycia z 2023r. oraz prognozowanego, obniżonego zużycia energii przedstawionego w załączniku do najnowszego KPEiK (patrz slajd następny).

Prognozowane zapotrzebowanie na RFNBO w sektorze transportu w 2030 r.

Według dokonanych obliczeń - 1% udziału paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego (RFNBO) odpowiada wartości 9,93 PJ RFNBO dla realnego zużycia energii finalnej w sektorze transportu w Polsce w 2023 r. oraz 9,14 PJ RFNBO dla prognozy zużycia energii finalnej w Polsce w 2030 r. według scenariusza WEM, analizowanego w dokumencie analitycznym stanowiącym załącznik do KPEiK, wersja z 2025 r.

Do dalszych analiz przyjęto pośredni wariant zużycia energii finalnej w Polsce w 2030 r., wyrażony średnią dla powyższych dwóch wartości, czyli 9,53 PJ RFNBO. Wartość ta jest o 0,19 PJ wyższa niż w przypadku raportu z 2023 r., co wynika ze wzrostu zużycia energii finalnej w sektorze transportu, zarówno realnego w 2023 r., jak również prognozowanego na rok 2030 r. (KPEiK WEM).

Wariant	Wariant 1 - zużycie energii na poziomie z 2023 r.			Wariant 2 - zużycie energii w 2030 r. wg prognozy KPEiK (WEM)		
Jednostka	toe	TWh	PJ	toe	TWh	PJ
Zużycie energii finalnej w transporcie	23 719 000 toe	275.85 TWh	993.07 PJ	21 831 000 toe	253,89 TWh	914,00 PJ
29% - co najmniej 29% udziału energii OZE w końcowym zużyciu w transporcie	6 878 510 toe	80.00 TWh	287.99 PJ	6 330 990 toe	73,63 TWh	265,06 PJ
5,5% - min. udział biopaliw produkowanych z surowców nieżywnościowych oraz paliw pochodzenia niebiologicznego (RFNBO)	1 304 545 toe	15.17 TWh	54.62 PJ	1 200 705 toe	13,96 TWh	50,27 PJ
1% - min. udział paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego (RFNBO)	237 190 toe	2.76 TWh	9.93 PJ	218 310 toe	2,54 TWh	9,14 PJ
Średnie zużycie energii finalnej w transporcie przyjęte do dalszych analiz (wariant 1-2)	9,53 PJ					

1. Zabojenie: 1 kg H₂ - 33,6 kWh; 1 toe = 11 630 kWh, 1 TWh = 3,6 PJ

Drogowy transport wodorowy w Europie, stan na 2024/25 r. [1/2]

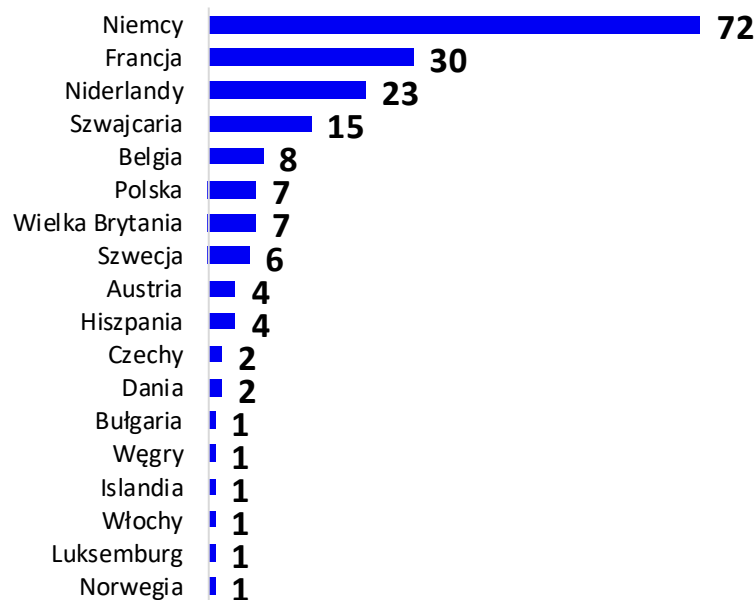
- Na koniec 2024 roku flota pojazdów FCEV w krajach europejskich liczyła ok. 6 500 szt., a łączny popyt na wodór jako paliwo w sektorze transportu wyniósł ok. 7 300 ton H₂.
- Sieć ogólnodostępnych stacji tankowania wodoru w maju 2025r. liczyła ok. 186 HRS.

Liczba HRS w Europie w 2025 r.: **186 szt.**

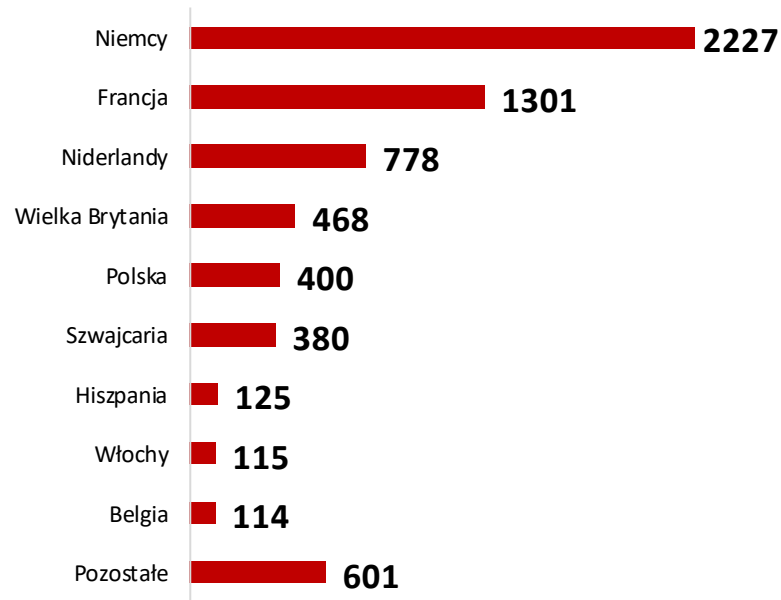
Pojazdy FCEV w Europie w 2024 r.: **6 509 szt.**

Roczny popyt na H₂ Europie w 2024 r.: **7,3kt**

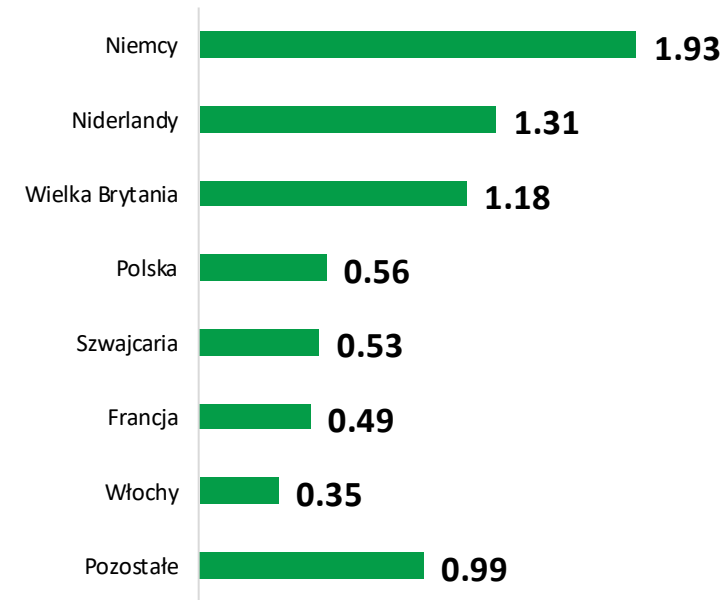
Liczba stacji tankowania wodoru (HRS) w Europie, stan na maj 2025 r. [szt.]



Liczba pojazdów drogowych w Europie, stan na koniec 2024 r. [szt.]



Roczny popyt na H₂ przez pojazdy drogowe, stan na koniec 2024 r. [kt H₂]



Źródło: European Hydrogen Observatory, <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape>, [dostęp 10.11.2025 r.]

Drogowy transport wodorowy w Europie stan na 2024/25 r. [2/2]

Zgodnie z bazą danych European Hydrogen Observatory, liczba stacji tankowania wodoru (HRS) w Europie w maju 2025r. wynosiła 186 szt., a łączny popyt na wodór do celów mobilności wyniósł ok. 7 300 ton H₂. Bazując na tych danych można obliczyć przybliżoną efektywność wykorzystania obecnej infrastruktury tankowania wodoru:

- $7\,300 \text{ ton H}_2 / 186 \text{ stacji HRS} / 365 \text{ dni} = 107,53 \text{ kg H}_2$ (średni dzienny popyt na H₂ przypadający na 1 stację tankowania wodoru w krajach europejskich – ok. 10% wydajności stacji, przy założeniu że maksymalna wydajność przeciętnej stacji HRS to 1 tona dziennie).

Dane tej samej bazy dla Polski pokazują, że w maju 2025 roku funkcjonowało 7 stacji tankowania wodoru, a łączny popyt na wodór do celów mobilności w 2024 roku wyniósł ok. 560 ton H₂. Średnia efektywność pracy 1 stacji HRS wyniosła:

- $560 \text{ ton H}_2 / 7 \text{ stacji HRS} / 365 \text{ dni} = 219,18 \text{ kg H}_2$ (średni dzienny popyt na H₂ przypadający na 1 stację tankowania wodoru w Polsce w 2024 roku – ok. 22% wydajności stacji, przy założeniu że maksymalna wydajność przeciętnej stacji HRS to 1 tona dziennie).

Większa efektywność pracy przeciętnej stacji tankowania wodoru w Polsce niż w krajach europejskich wynika z jednej strony z dużej liczby stacji tankowania wodoru w krajach Europy Zachodniej (szczególnie w Niemczech, Francji i Niderlandach) w stosunku do posiadanej floty pojazdów FCEV, z drugiej strony z dużego udziału autobusów w całkowitej flocie pojazdów FCEV w Polsce, które generują większy przeciętny popyt na wodór jako paliwo w krajowej sieci 7 stacji HRS.

W prognozie zapotrzebowania na wodór w 2030 roku w Polsce przyjęto następujące założenia:

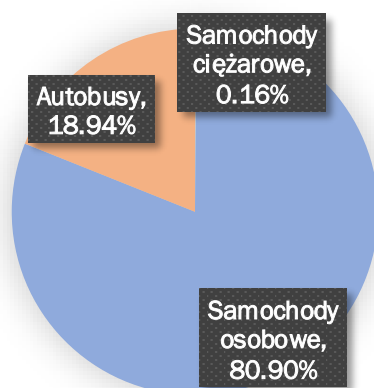
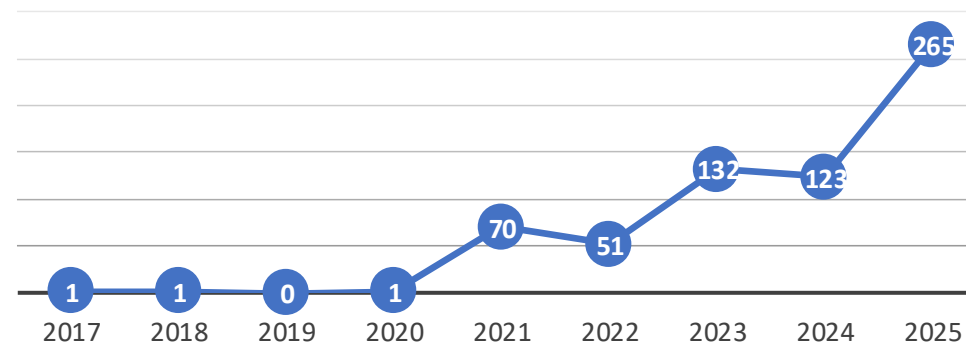
1. Zwiększenie liczby stacji tankowania wodoru zgodnie z wymogami rozporządzenia AFiR,
2. Efektywność wykorzystania przeciętnej stacji HRS na poziomie 25% w wariancie bazowym oraz 50% w wariancie rozszerzonym.

Źródło: European Hydrogen Observatory, <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape>, [dostęp 10.11.2025 r.]

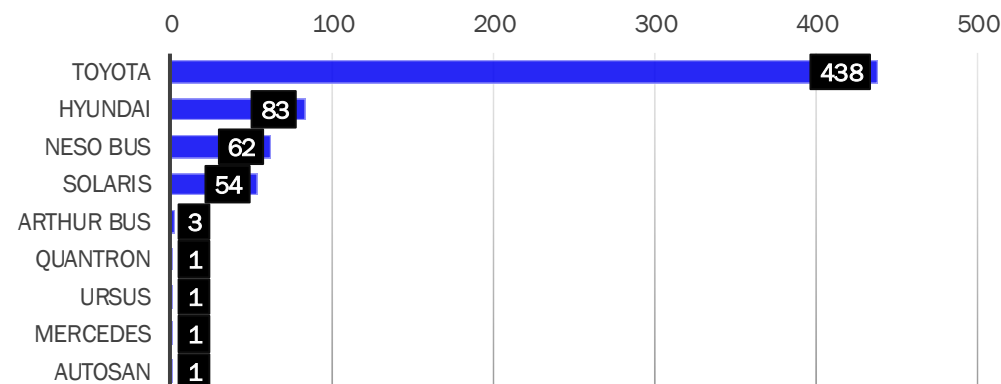
Drogowy transport wodorowy w Polsce stan na 10.2025 r., dane Samar

- Na koniec października 2025 r. park pojazdów wodorowych w Polsce obejmuje łącznie 644 zarejestrowane pojazdy, z czego ponad 80% stanowią samochody osobowe – 521szt., blisko 19% autobusy miejskie – 122szt., a udział pojazdów ciężarowych pozostaje marginalny – 1szt.
- Rok 2025 przyniósł rekordowy wzrost liczby rejestracji - 265 nowych pojazdów, co oznacza najwyższe tempo przyrostu w historii rynku. W rankingu marek zdecydowanym liderem pozostaje Toyota (438 szt.), następnie Hyundai (83 szt.), Neso Bus (62 szt.) oraz Solaris (54 szt.)

Rejestracje w latach 2017 - 2025



Ranking marek



źródło: SAMAR dostęp 19.11.2025 <https://www.samar.pl/rynek-w-liczbach/park-pojazdow-wodorowych-2025-2025>

Segment pojazdów osobowych FCEV

- Pojazdy wodorowe to najmniejszy segment polskiego rynku. Obecnie 2 producentów oferuje modele osobowe - Toyota i Hyundai. Źródło: SAMAR dostęp 19.11.2025 <https://www.samar.pl/rynek-w-liczbach/park-pojazdow-wodorowych-2025-2025>
- Na koniec października 2025 roku w Polsce zarejestrowanych było 521 osobowych pojazdów wodorowych. Źródło: SAMAR dostęp 19.11.2025 <https://www.samar.pl/rynek-w-liczbach/park-pojazdow-wodorowych-2025-2025>
- Udziały rozkładają się na dwa modele: 438 Toyota Mirai oraz 83 Hyundai Nexa. Źródło: SAMAR dostęp 19.11.2025 <https://www.samar.pl/rynek-w-liczbach/park-pojazdow-wodorowych-2025-2025>
- Ostatni nowy egzemplarz osobowego pojazdu wodorowego został zarejestrowany w czerwcu. Źródło: SAMAR dostęp 19.11.2025 <https://www.samar.pl/rynek-w-liczbach/park-pojazdow-wodorowych-2025-2025>
- Scenariusz bazowy zakłada 525 osobowe pojazdy wodorowe w parku na koniec 2025 roku (opracowanie własne).
- Europejski park osobowych pojazdów wodorowych wyniósł 5107 sztuk do 2024 roku. Źródło: European Hydrogen Observatory dostęp 19.11.2025 <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/index.php/hydrogen-landscape/end-use/hydrogen-fuel-cell-electric-vehicles>
- Producenci europejscy, większość graczy (VW AG, Stellantis, Mercedes) rezygnują z projektów wodorowych na rzecz BEV w pojazdach osobowych, jedynie koncern BMW zapowiada utrzymanie projektu wodorowego i premierę kolejnej generacji napędu w 2028 roku. Źródło BMW dostęp 10.11.2025 [Hydrogen high tech at the BMW Group: start of series production in 2028 is getting closer.](https://www.bmwgroup.com/en/press/2025/01/hydrogen-high-tech-at-the-bmw-group-start-of-series-production-in-2028-is-getting-closer)
- Korea oraz Japonia to aktualnie główne centrum oferty osobowych pojazdów wodorowych, ale wolumen sprzedaży bardzo niski, inwestycje będą przesuwane w stronę komercyjnych zastosowań. Źródło: Honda dostęp 10.11.2025 [All-New 2025 Honda CR-V Fuel Cell Electric Vehicle Lease Pricing Announced; Includes Generous Hydrogen Fuel Credits](https://www.honda.com/press/2025/01/all-new-2025-honda-cr-v-fuel-cell-electric-vehicle-lease-pricing-announced-includes-generous-hydrogen-fuel-credits)
- Chiny w swoim najnowszym pięcioletnim planie gospodarczym na lata 2026–2030 wskazują na technologię wodorową jako obszar strategiczny, jednocześnie schładzają narrację dla samochodów osobowych BEV oraz FCEV przez nadpodaż, wojnę cenową oraz niepewną sytuację geopolityczną. Źródło Reuters dostęp 10.11.2025 [China excludes EVs in latest five-year plan as industry grapples with oversupply | Reuters](https://www.reuters.com/business/energy/china-excludes-evs-in-latest-five-year-plan-as-industry-grapples-with-oversupply-2025-11-10/)

Segment pojazdów dostawczych i ciężarowych FCEV

- Wartość globalnego rynku ciężarówek wodorowych szacuje się na ok. 3–4 mld USD w 2024 roku z prognozą wzrostu do 15–16 mld USD w 2030 roku źródło: 19.11.2025 <https://www.grandviewresearch.com/industry-analysis/hydrogen-truck-market-report>
- Udział ciężarówek FCEV to wciąż nisza, ok. 5% produkcji globalnych zeroemisyjnych ciężarówek w 1H 2024, reszta to napędy BEV źródło: 19.11.2025 https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/Commercial_ZEV_Factbook.pdf
- W 2024 roku park wodorowych pojazdów ciężarowych oraz dostawczych wynosił 789 pojazdów w całej Europie źródło: 19.11.2025 <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/index.php/hydrogen-landscape/end-use/hydrogen-fuel-cell-electric-vehicles>
- W Polsce jest zarejestrowany jeden wodorowy pojazd ciężarowy źródło SAMAR dostęp 19.11.2025 <https://www.samar.pl/rynek-w-liczbach/park-pojazdow-wodorowych-2025-2025>
- Transport ciężarowy jest w fazie testów u klientów strategicznych, brak komercyjnej sprzedaży, wyłączenie pilotażowe testy flotowe największych graczy na rynku źródło: 10.11.2025 Daimler Truck [Pressrelease | Daimler Truck](#)
- Koncern Stellantis zakończył program rozwoju technologii wodorowych ogniw paliwowych ponieważ rynek wodoru nie wykazuje perspektyw rozwoju w ujęciu średnioterminowym. Produkcja seryjna aut dostawczych zasilanych wodorem została zakończona źródło: Stellantis dostęp 10.11.2025 Stellantis <https://www.stellantis.com/en/news/press-releases/2025/july/stellantis-discontinues-hydrogen-fuel-cell-technology-development-program>
- Mercedes-Benz GenH2 Truck, pierwsza faza testów u klientów ukończona, planowana niskoseryjna produkcja około 100 sztuk do końca 2026 roku, wprowadzenie do oferty od 2030 źródło: Daimler Truck dostęp 10.11.2025 [Pressrelease | Daimler Truck](#)
- Seryjna komercjalizacja wodorowego transportu ciężkiego jest projektem na wczesne lata 30, perspektywa 2025–2030 to intensywne testy przedprodukcyjnych egzemplarzy u klientów strategicznych źródło: Hyundai dostęp 10.11.2025 [Hyundai Motor Unveils the New XCIENT Heavy-Duty Fuel Cell Truck at ACT Expo 2025](#)

Segment autobusów miejskich FCEV

- Park autobusów wodorowych w Polsce do października 2025 wynosi 122 sztuki źródło: SAMAR 19.11.2025 <https://www.samar.pl/rynek-w-liczbach/park-pojazdow-wodorowych-2025-2025>
- Główni producenci obecni na rynku to Neso Bus (62 autobusy) oraz Solaris (54 autobusy) źródło: SAMAR 19.11.2025 <https://www.samar.pl/rynek-w-liczbach/park-pojazdow-wodorowych-2025-2025>
- W Europie do 2024 roku park autobusów wynosił 613 sztuki, największy rynek to Niemcy 151 pojazdów źródło: 19.11.2025 <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/index.php/hydrogen-landscape/end-use/hydrogen-fuel-cell-electric-vehicles>
- Orlen rozwija sieć HRS, a w dokumentach koncernu podano, że największa stacja wodorowa w Polsce może zasilić 34 autobusy miejskie w ciągu 12 godzin źródło: 19.12.2025 <https://www.orklen.pl/content/dam/internet/orklen/pl/en/sustainable-development/transition-projects/hydrogen/Hydrogen-Projects-Portfolio-ORLEN.pdf>
- Solaris potwierdza szerokie portfolio modeli wodorowych źródło: Solaris dostęp 10.11.2025 [Press](#)
- Yutong silna obecność w Europie, globalna ofensywa, co prawda koncentrują się na BEV, ale wodór jest w ofercie; źródło: Yutong dostęp: 10.11.2025 [Yutong to Debut New Products and Technologies at Busworld Europe 2025_Corporate News-Yutong](#)
- Neso Bus polski autobus wodorowy, który bezpośrednio konkuruje z Solaris w przetargach flotowych, brak doniesień medialnych o planach rozwoju aktualnej konstrukcji źródło: 19.11.2025 <https://www.nesobus.pl>
- Szansą na rozwój napędów wodorowych w Polsce jest komunikacja publiczna, do końca 2026 zostanie dostarczonych 90–100 autobusów wodorowych, lista miast: Lublin, Poznań, Płock, Kraków, Konin, Wejherowo, Bielsko-Biała, Rzeszów źródło: dostęp 10.11.2025 ZDTM Lublin, MPK Poznań, KM Płock, MPK Kraków, Solaris, MZK Bielsko-Biała, MPK Rzeszów

Drogowe pojazdy FCEV dostępne w ofercie producentów w Polsce stan na 2025 r. oraz perspektywa do 2030 r.

Producent	Model	Etap komercjalizacji	Dostępność rynkowa
Samochody osobowe			
Toyota	Mirai II generacji	W ofercie rynkowej	Polska (Europa), Azja, Ameryka Płn.
Hyundai	Nexo	W ofercie rynkowej	Polska (Europa), Azja, Ameryka Płn.
Honda	CR-V FCEV	W ofercie rynkowej	Japonia i Ameryka Płn.
BMW	iX5 Hydrogen	Wejście na rynek 2028	-
Autobusy			
Solaris	Urbino Hydrogen 12 oraz 18	W ofercie rynkowej od 2019	Polska (Europa)
Neso Bus	NesoBus 12	W ofercie rynkowej od 2022	Polska (Europa)
Yutong	Fuel Cell Bus 12	W ofercie rynkowej od 2023	Chiny
Mercedes-Benz	Citaro FuelCELL	W ofercie rynkowej od 2010	Europa
Van Hool	A330 FC oraz Exqui.City 18 FC	W ofercie rynkowej od 2019	Europa
VDL Bus & Coach	Citea SLF-120 Electric FC	W ofercie rynkowej od 2020	Europa
Samochody ciężarowe			
Daimler	Mercedes-Benz GenH2 Truck	Faza testów, wejście na rynek po 2030	Europa
Volvo	-	Faza testów, wejście na rynek po 2030	Europa
Hyundai	XCIENT Fuel Cell	Faza testów, wejście na rynek po 2030	Ameryka Płn., Europa
Iveco	Heavy-Duty FCEV	Faza testów, wejście na rynek po 2030	Europa

Wodorowy transport kolejowy

- Polski transport kolejowy charakteryzuje się stosunkowo wysokim współczynnikiem zelektryfikowania oraz dużą liczbą lokomotyw i zespołów trakcyjnych napędzanych energią elektryczną, szczególnie w transporcie pasażerskim. W transporcie towarowym w dalszym ciągu duży udział stanowią lokomotywy spalinowe.
- Lokomotywy oraz zespoły trakcyjne napędzane wodorem mają potencjał do wdrożeń przede wszystkim na liniach kolejowych trudnych do zelektryfikowania oraz jako lokomotywy manewrowe.
- Od 2025 roku na polskich torach porusza się prototypowa lokomotywa wodorowa SM42-6Dn, wyprodukowana przez PESA Bydgoszcz we współpracy z PKP S.A. oraz Orlen S.A.. Lokomotywa testowana jest na różnych trasach, w tym w transporcie pasażerskim – trasa Gdynia-Hel, test Kolei Dolnośląskim przy okazji Forum Ekonomicznego w Karpaczu, ale również w transporcie towarowym – we wrześniu 2025 r. test lokomotywy przeprowadzony został przez Pol-Miedz Trans na wewnętrznej infrastrukturze grupy kapitałowej KGHM w Polkowicach. Testy polskiej lokomotywy prowadzone były również w Szwecji. Źródło: Rynek kolejowy, [link](#)
- W Europie kolejowy transport wodorowy rozwijają m.in. producenci francuscy oraz niemieccy. Grupa Alstom zaprezentowała wodorowy zespół trakcyjny Corandia iLint w 2016 r., w następnych latach zespół trakcyjny testowany był w regularnych połączeniach lokalnych (np. w Bawarii w Niemczech). Produkcję wodorowych zespołów trakcyjnych rozpoczęła również grupa Siemens, a 3 pociągi Mireo Plus H mają rozpocząć pracę w rozkładowych połączeniach w 2026 r. w Bawarii w Niemczech, na niezelektryfikowanej trasie o długości 32,2 km. Źródła: Alstom ([link](#)); H2-view ([link](#))
- Na koniec 2025 roku lokomotywy wodorowe oraz wodorowe zespoły trakcyjne są produktem dojrzałym, który testowany jest w różnych zastosowaniach zarówno w transporcie pasażerskim, jak i towarowym. Skala testów jest jednak niewielka (w Polsce testowana jest jedna lokomotywa PESA Bydgoszcz), a pociągi nie są produkowane w produkcji wieloseryjnej. W perspektywie 2030 roku należy się spodziewać pojawienia kilku/kilkunastu lokomotyw oraz zespołów trakcyjnych w zastosowaniach testowych w różnych obszarach Polski, zarówno w lokalnym transporcie pasażerskim, jak i transporcie towarowym.
- W prognozie w wariantcie bazowym przyjęto eksploatację 5 pociągów wodorowych w 2030 roku, operujących w połączeniach lokalnych (przykład trasy Gdynia-Hel), a w wariantcie rozszerzonym 10 pociągów.

Analiza rynku pojazdów wodorowych FCEV – wnioski oraz prognoza liczby pojazdów drogowych w Polsce w 2030 r.

Wariant bazowy

Rok	Osobowe	Dostawcze	Specjalne	Ciężarowe	Autobusy	Suma
2025	525	0	0	0	125	650
2026	720	0	0	0	200	920
2027	950	0	0	0	250	1200
2028	1100	0	0	0	325	1425
2029	1400	0	0	0	375	1775
2030	1800	0	0	0	425	2225

Wariant rozszerzony

Rok	Osobowe	Dostawcze	Specjalne	Ciężarowe	Autobusy	Suma
2025	525	0	0	0	125	650
2026	800	10	0	0	200	1010
2027	1500	50	0	10	300	1860
2028	3000	200	20	20	450	3690
2029	5000	400	50	30	600	6080
2030	10000	700	150	50	800	11700

- Spośród wszystkich segmentów pojazdów drogowych, segment samochodów osobowych oraz autobusów FCEV rozwijają się w zdecydowanie najszybszym tempie. W 2025 roku liczba dostępnych modeli lekkich samochodów dostawczych (LCV), pojazdów specjalnych oraz ciężarowych była znikoma.
- W związku z powyższym, w wariantie bazowym przyjęto rosnące tempo rejestracji samochodów osobowych oraz autobusów FCEV oraz brak nowych rejestracji lekkich samochodów dostawczych, pojazdów specjalnych oraz ciężarowych w perspektywie 2030 roku. Łączna liczba pojazdów wodorowych w krajowej flocie w 2030 r. w wariantie bazowym wynosi 2 225 szt.
- W bardziej ambitnym wariantie rozszerzonym założono znacznie wyższe tempo rozwoju każdego z segmentów, w tym pojawienie się w krajowej flocie pojazdów dostawczych, specjalnych oraz ciężarowych. Realizacja wariantu rozszerzonego wymagałaby, m.in. istotnego zwiększenia liczby dostępnych modeli pojazdów FCEV w Polsce w ofercie koncernów motoryzacyjnych w najbliższych 5 latach. Łączna liczba pojazdów wodorowych w krajowej flocie w 2030 roku w wariantie rozszerzonym wynosi 11 700 szt.
- Do celów prognozy przyjęto następujące założenia eksploatacyjne poszczególnych typów pojazdów:
 - Samochody osobowe – średni roczny przebieg 15 tys. km, średnia konsumpcja wodoru 1 kg H₂/100 km.
 - Lekkie samochody dostawcze – średni roczny przebieg 20 tys. km, średnia konsumpcja wodoru 1,5 kg H₂/100 km.
 - Pojazdy specjalne – średni roczny przebieg 20 tys. km, średnia konsumpcja wodoru 3 kg H₂/100km.
 - Samochody ciężarowe – średni roczny przebieg w kraju 65 tys. km, średnia konsumpcja wodoru 10 kg H₂/100 km.
 - Autobusy – średni roczny przebieg 72 tys. km, średnia konsumpcja wodoru 10 kg H₂/100 km.

Źródło założeń: Załącznik nr 9 do PSW 2030, Analiza potencjału technologii wodorowych w Polsce do roku 2030 z perspektywą do 2040 roku, <https://www.gov.pl/web/klimat/polska-strategia-wodorowa-do-roku-2030>

Scenariusze rozwoju wodorowego transportu kołowego oraz pozostałych pojazdów w Polsce wg dyrektywy RED III oraz rozporządzenia AFiR

Wariant bazowy i wariant rozszerzony różnią się od siebie zarówno tempem rozwoju infrastruktury tankowania wodoru (zgodnie z założeniami AFiR) w transporcie drogowym/kołowym, jak i rozwojem nowych rodzajów pojazdów wodorowych w pozostałych sektorach, m.in. pojazdy użytkowe, kolej, żegluga śródlądowa. Zakłada się, że wszystkie z poniższych rodzajów transportu będą zasilane wodorem RNFBO w 2030 r. i jednocześnie zapewnią kontrybucję do realizacji transportowego celu RNFBO zgodnie z RED III.

Wariant bazowy

1) Bezpośrednie dostarczenie wodoru do HRS (transport drogowy)	
W 25% wykorzystywana wydolność krajowej infrastruktury 37 stacji tankowania H ₂	3 330 ton H ₂ rocznie
a) Liczba eksploatowanych autobusów w miejskiej komunikacji publicznej: 425 szt.	3 060 ton H ₂ rocznie
b) Konsumpcja wodoru przez pozostałe pojazdy drogowe, w tym samochody osobowe (ok. 1 800 szt.)	270 ton H ₂ rocznie
2) Transport kolejowy oraz pozostałe pojazdy	
Liczba eksploatowanych pociągów : 5 szt.	250 ton H ₂ rocznie
Transport wodny śródlądowy i przybrzeżny : 5 jednostek	122,6 ton H ₂ rocznie
SUMA: 3 702 t RNFBO H₂	

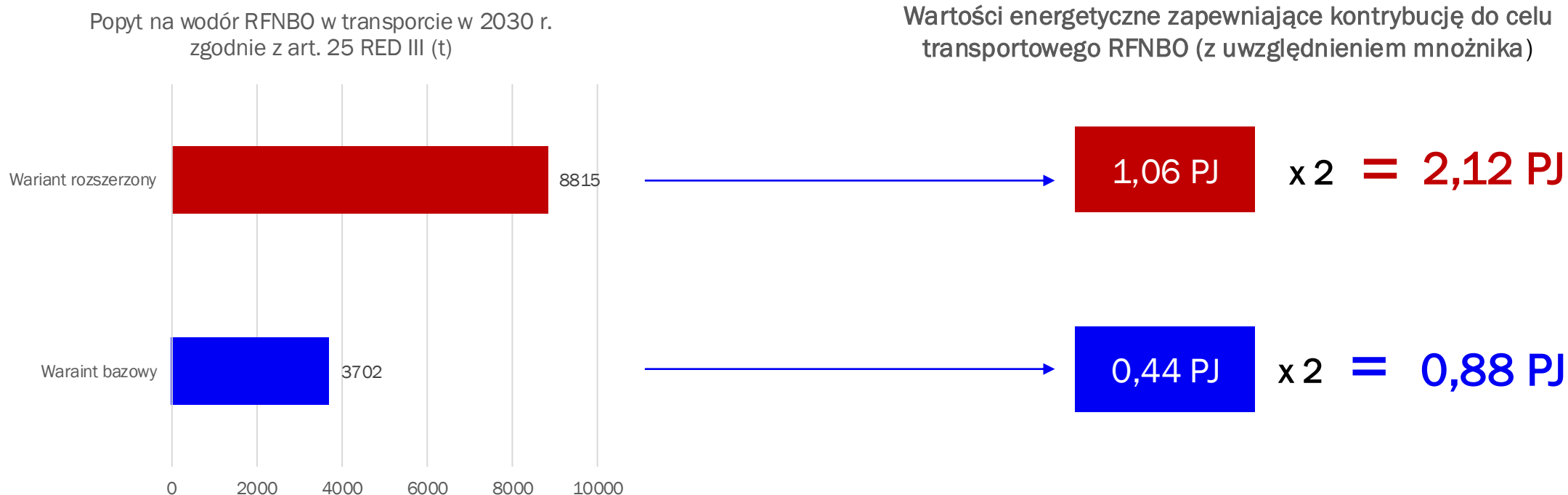
Wariant rozszerzony

1) Bezpośrednie dostarczenie wodoru do HRS (transport drogowy)	
W 50% wykorzystywana wydolność krajowej infrastruktury 37 stacji tankowania H ₂ + 7 stacji tankowania ponad liczbę stacji wg AFiR	7 920 ton H ₂ rocznie
a) Liczba eksploatowanych autobusów w miejskiej komunikacji publicznej: 800 szt.	5 760 ton H ₂ rocznie
b) Konsumpcja wodoru przez pozostałe pojazdy drogowe, w tym samochody osobowe, dostawcze, ciężarowe i specjalne (ok. 10 900 szt.)	2160 ton H ₂ rocznie
2) Transport kolejowy oraz pozostałe pojazdy	
Liczba eksploatowanych pociągów : 10 szt.	500 ton H ₂ rocznie
Liczba eksploatowanych wózków widłowych lub innych pojazdów w transporcie wewnętrznym : 500 szt.	150 ton H ₂ rocznie
Transport wodny śródlądowy i przybrzeżny : 10 jednostek	245,2 ton H ₂ rocznie
SUMA: 8 815 t RNFBO H₂	

Źródło założeń eksploatacyjnych dla pojazdów: Załącznik nr 9 do PSW 2030, Analiza potencjału technologii wodorowych w Polsce do roku 2030 z perspektywą do 2040 roku, <https://www.gov.pl/web/klimat/polska-strategia-wodorowa-do-roku-2030>

Wymogi AFiR, a realizacja celu transportowego RFNBO

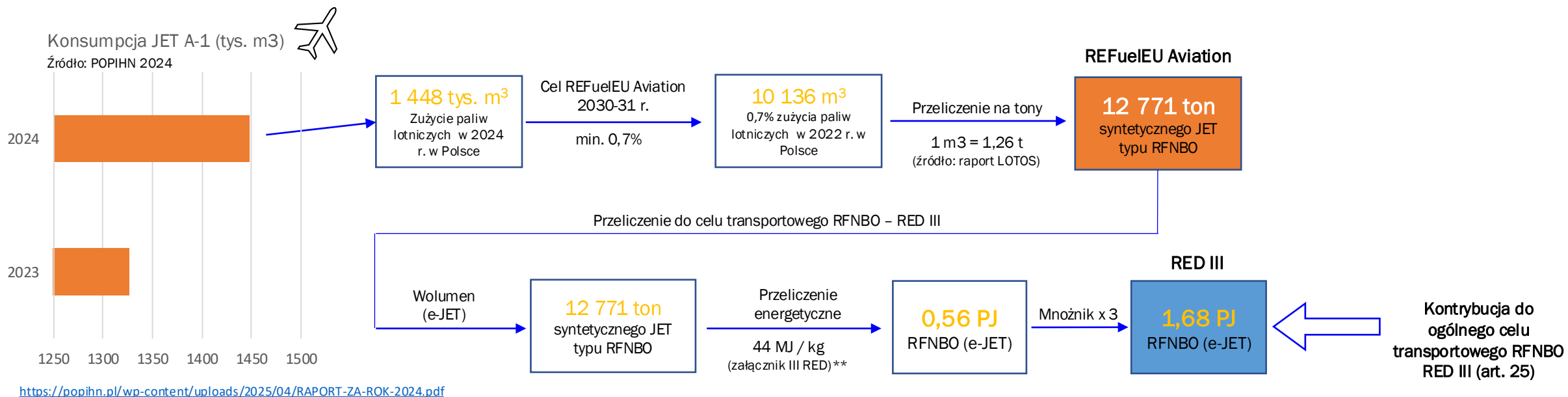
Na podstawie przedstawionych analiz popytu na wodór RFNBO w różnych rodzajach transportu określono dwa warianty kontrybucji do celu transportowego RFNBO. Uwzględniając brzmienie dyrektywy RED III oraz przewidziane mnożniki popytu na wodór RFNBO dostarczany bezpośrednio do sektora transportu (jako paliwo) wyniesie 3,7–8,8 kt, co przekłada się na kontrybucję do celu transportowego RFNBO (w wartościach energetycznych) na poziomie 0,78-2,92 PJ.



* Przy rozliczaniu celu transportowego powyższe wartości wolumenowe H₂ są przeliczane na wartości energetyczne (PJ) i mnożone x 2 zgodnie z brzmieniem RED III (art. 25 i 27)

Pochodne wodoru w transporcie lotniczym – REFueIEU Aviation / RED III

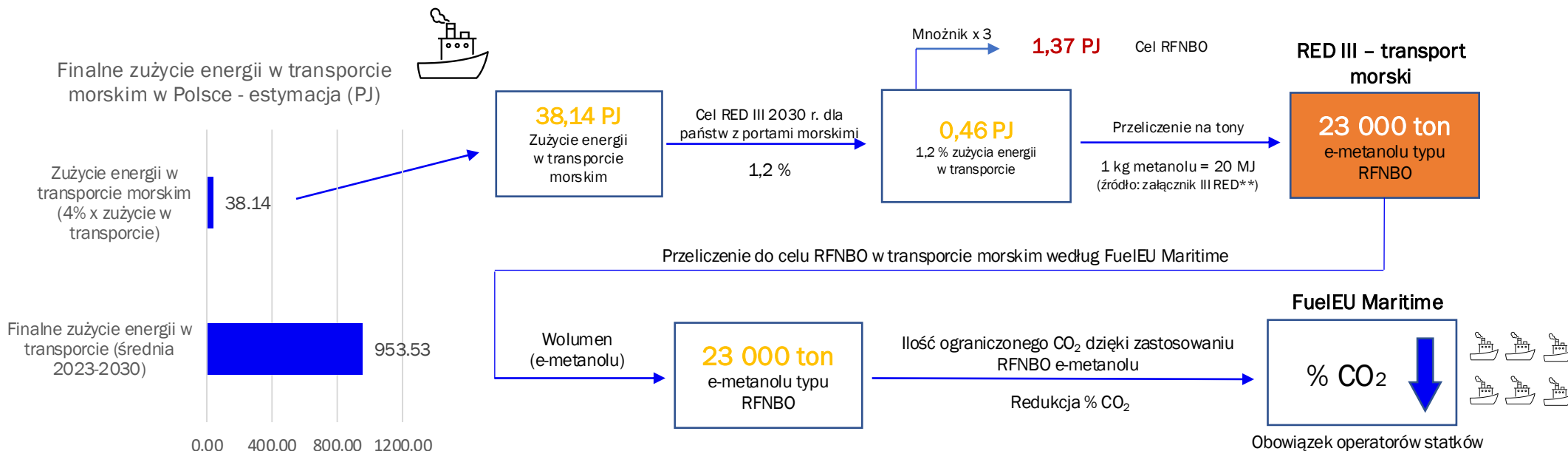
Paliwa syntetyczne RFNBO (e-JET) dostarczane do sektora lotnictwa będą zapewniały kontrybucję do dwóch celów regulacyjnych: 1) cel dla paliw syntetycznych w REFueIEU Aviation oraz 2) ogólny cel transportowy RFNBO w RED III. Zakłada się, że dostarczane syntetyczne paliwa lotnicze RFNBO (e-JET) będą mieszane z konwencjonalnymi (JET A-1) i w taki sposób możliwa będzie realizacji obu celów. Jednocześnie przyjmuje się, że wiodącym rodzajem paliwa będzie syntetyczna kerozyna produkowana w procesie Fischera-Tropscha wskazana w załączniku III Dyrektywy RED. Podstawą do wyliczenia celów będzie zużycie paliw w sektorze lotniczym we wskazanym roku, na potrzeby niniejszej analizy za rok bazowy przyjęto 2024.



* Zgodnie z załącznikiem III do RED syntetyczne paliwo lotnicze wyprodukowane w procesie Fischera-Tropscha charakteryzuje się wartością energetyczną 44 MJ/kg

Pochodne wodoru w transporcie morskim – FuelEU Maritime / RED III

Paliwa syntetyczne RFNBO dostarczane do sektora morskiego będą zapewniały kontrybucję do trzech celów regulacyjnych: 1) dobrowolny cel dla użycia paliw RFNBO w transporcie morskim według FuelEU Maritime 2) dobrowolny cel dla użycia paliw RFNBO w transporcie morskim według RED III do 2030 r. 3) ogólny cel transportowy RFNBO w RED III. Jednocześnie przyjmuje się, że wiodącym rodzajem paliwa RFNBO stosowanym w transporcie morskim do 2030 r. może być e-metanol (źródło: DNV, Maersk) wskazany w załączniku III Dyrektywy RED. Podstawą do wyliczenia celów będzie wartość 38,14 PJ, czyli 4% całkowitego zużycia energii w transporcie w Polsce. **Wartość 4% jest jedynie eksperckim przybliżeniem na podstawie udziału transportu morskiego w strukturze zużycia energii w transporcie w UE***.

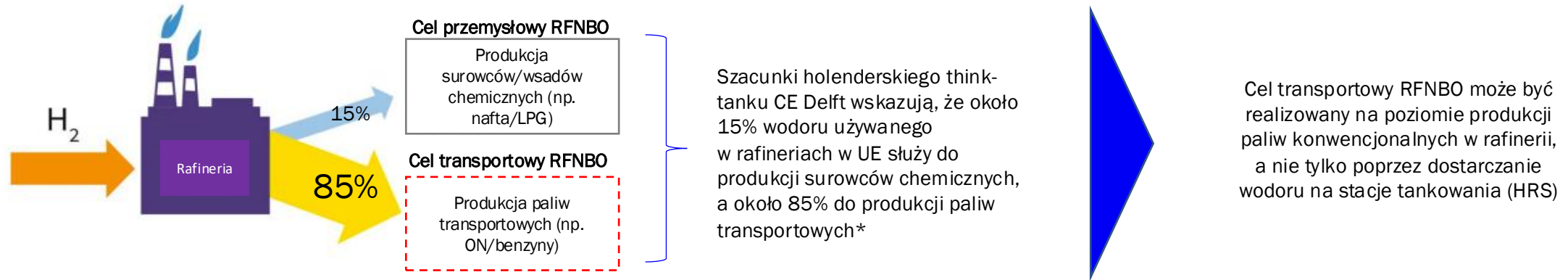


* Dostępne dane wskazują, że udział zużycia energii w transporcie morskim wynosi około 2-10% całkowitego zużycia energii w transporcie, np. European Environment Agency, EiTP Bioenergy (brakuje dokładnych danych dla Polski)

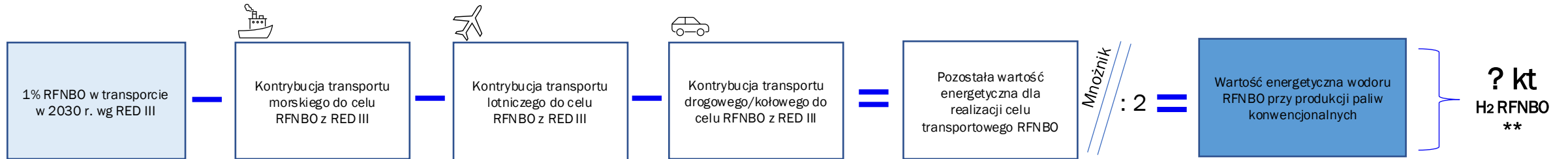
** Zgodnie z załącznikiem III do RED metanol wyprodukowany z OZE charakteryzuje się wartością energetyczną 20 MJ/kg

Wodór RFNBO używany jako surowiec do produkcji konwencjonalnych paliw transportowych – metodologia kalkulacji

Wodór jest powszechnie wykorzystywanym surowcem w procesie przerobu ropy naftowej w instalacjach rafineryjnych (odsiarczanie/oczyszczanie frakcji ropy naftowej). Cel transportowy RFNBO wskazany w art. 25 RED III można także realizować wykorzystując wodór RFNBO (zamiast wodoru szarego) przy produkcji konwencjonalnych paliw transportowych.



Schemat kalkulacji – ile wodoru RFNBO na poziomie rafinerii do produkcji paliw konwencjonalnych?



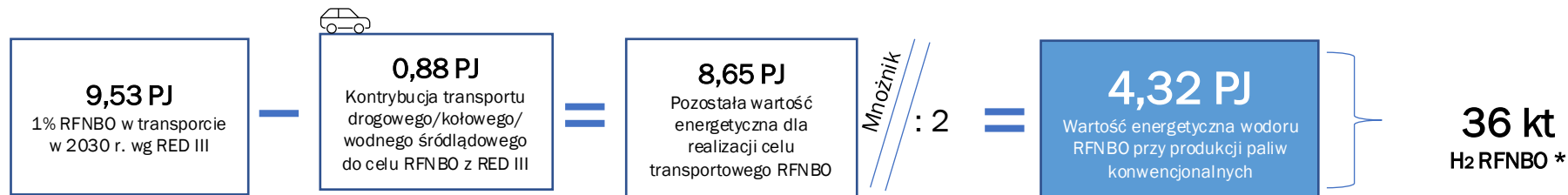
Wolumen wodoru RFNBO, który będzie używany w 2030 r. do produkcji paliw transportowych (benzyna, olej napędowy, biopaliwa) będzie bezpośrednio zależeć od ilości paliw RFNBO dostarczanych bezpośrednio do różnych rodzajów transportu jako paliwo docelowe (na stacje tankowania/bunkrowania)

* 50% hydrogen for Dutch industry - Analysis of consequences draft RED III, CE Delft, 2022, niemniej dane te powinny zostać sprawdzone i potwierdzone dla rynku polskiego, na potrzeby niniejszego raportu udział wodoru w produkcji pozapaliwowej przyjęto na poziomie 5% zgodnie z rozdziałem Przemysł

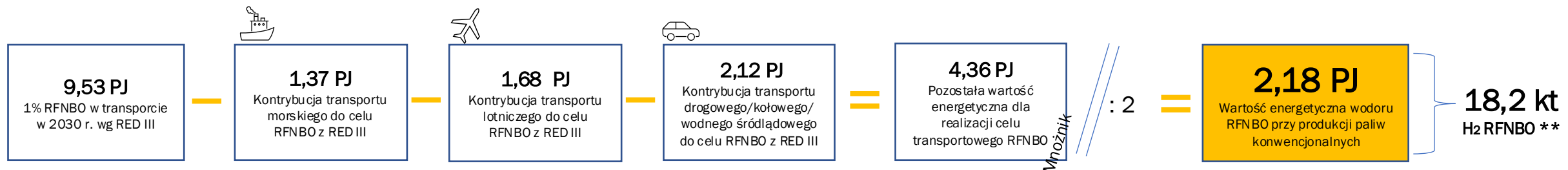
Wodór RFNBO używany jako surowiec do produkcji konwencjonalnych paliw transportowych – wariantowa kontrybucja do celu RFNBO

W kalkulacji założono, że wymagany wolumen wodoru RFNBO do procesów rafineryjnych będzie wypadkową konsumpcji paliw RFNBO w pozostałych sektorach transportu, w tym drogowego, ciężkiego, wodnego śródlądowego, lotniczego i morskiego. W wariantcie bazowym założono, że do 2030 r. w Polsce nie zaistnieje konsumpcja paliw RFNBO w lotnictwie i transporcie morskim (bardzo wczesny rozwój rynku paliw syntetycznych typu RFNBO). Wymagany wolumen wodoru RFNBO w rafineriach wynosi 14,8 - 36,5 kt w 2030 r.

Wariant bazowy – duży udział wodoru RFNBO na poziomie rafinerii w realizacji celu transportowego



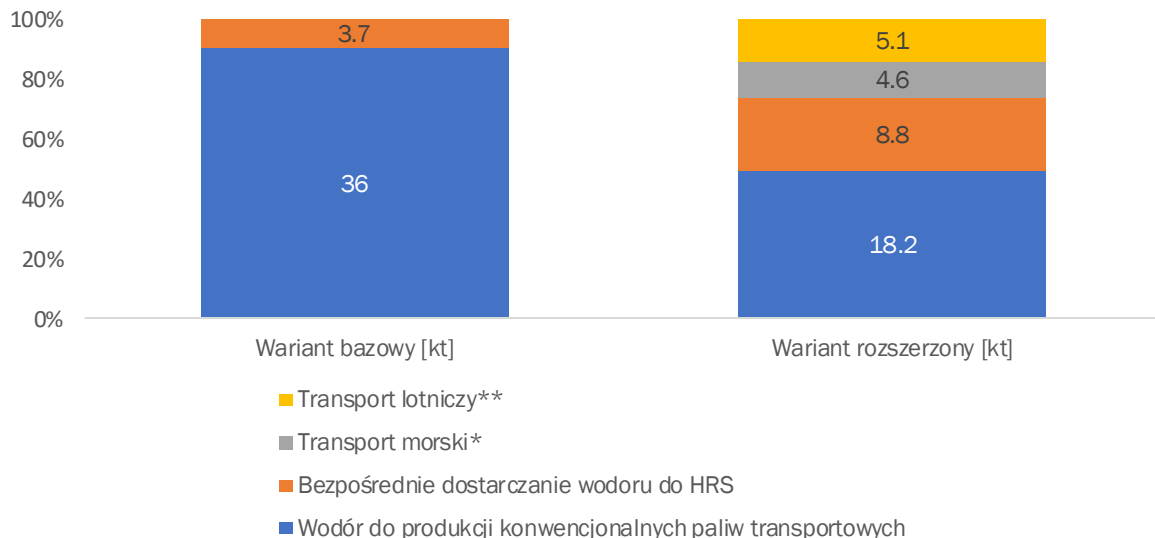
Wariant rozszerzony – dynamiczny rozwój użycia wodoru RFNBO w transporcie kołowym/drogowym



* Wartość ta stanowi około 9,5% całkowitego wolumenu wodoru wykorzystywanego w Polsce w procesach rafineryjnych w 2024 r. (383 kt).

** Wartość ta stanowi około 4,8% całkowitego wolumenu wodoru wykorzystywanego w Polsce w procesach rafineryjnych w 2024 r. (383 kt).

Potencjalna struktura realizacji celu transportowego RFNBO w 2030 r. zgodnie z art. 25 RED III – wariant bazowy/rozszerzony



Popyt na wodór RFNBO w transporcie w 2030 r. zgodnie z art. 25 RED III (kt)		
Sektor	Wariant bazowy [kt]	Wariant rozszerzony [kt]
Wodór do produkcji konwencjonalnych paliw transportowych	36	18,2
Bezpośrednie dostarczanie wodoru do HRS	3,7	8,8
Transport morski*	0	4,6
Transport lotniczy**	0	5,1
SUMA	39,7	36,7

- Znacząca większość celu transportowego RFNBO w Polsce może być zrealizowana na poziomie instalacji rafineryjnych, gdzie wodór posłuży w procesach produkcji paliw konwencjonalnych/biopaliw, a nie w ramach zasilania zeroemisyjnych pojazdów wodorowych (wariant bazowy wydaje się najbardziej prawdopodobnym do 2030 r.). Wariant ten generuje zapotrzebowanie na ok. 300-400 MW elektrolizy na potrzeby produkcji wodoru rafineryjnego oraz ok. 600-1000 MW OZE (w zależności od profilu zasilania i przeskalowania OZE) - duże wyzwanie, w szczególności biorąc pod uwagę aktualne brzmienie aktów delegowanych RFNBO!
- Zakłada się, że bezpośrednie dostarczanie wodoru do HRS będzie realizowane głównie na potrzeby zasilania transportu miejskiego, zgodnie z założeniami Polskiej Strategii Wodorowej. W przypadku wariantu rozszerzonego zakłada się dynamiczny rozwój transportu kołowego/drogowego opartego o napędy FCEV, który może odpowiadać za nawet około 8,8 kt popytu na wodór RFNBO (jest to scenariusz mniej prawdopodobny). W każdym z wariantów wymagane będą szeroko zakrojone programy wsparcia rozwoju transportu wodorowego tak, aby minimalizować TCO użytkownika pojazdu wodorowego względem konwencjonalnego (dotacje, kontrakty różnicowe, same dopłaty do autobusów nie rozwiązują wyzwania kosztowego/luki kosztowej do pojazdów konwencjonalnych).
- Transport morski i lotniczy z uwagi na wysoki stopień innowacyjności i wczesną gotowość komercyjną mogą kontrybuować do celu transportowego RFNBO raczej dopiero po 2030 r. (w wariantcie bazowym nie występują do 2030 r.). Niemniej oba te rodzaje transportu posiadają atrakcyjne mnożniki energetyczne w RED III i przez to wariant z ich udziałem generuje finalnie niższe zapotrzebowanie na wodór RFNBO (36,6 kt zamiast 39,8 kt).

* Przyjęto, że na 1 tonę e-metanolu potrzeba ok. 200 kg wodoru RFNBO

** Przyjęto, że na 1 tonę e-kerozyny potrzeba ok. 400 kg wodoru RFNBO

Podsumowanie cel transportowy RFNBO (1/2)

Wariant	Krótki opis	Wolumen wodoru RFNBO (kt)	Koszt wodoru dla danego wariantu (średnioroczny)	Zapotrzebowanie na energię OZE (TWh/rok)*	Komentarz
Bazowy	W wariantcie bazowym ponad 90% celu RFNBO 1% w transporcie jest realizowane ścieżką „rafineryjną”, pozostała część wodoru ok. 10% jest zużywana przez transport kołowy/drogowy (głównie autobusy)	39,7	2,06 mld PLN (LCOH = 51,89 PLN/kg H ₂)	Ok. 2,2 TWh (przy pracy instalacji 5000h/rok), ok. 450 MW elektrolizy	Koszt wariantu uwzględnia wyłącznie koszty produkcji wodoru (średnioważone w całym 20 letnim cyklu życia instalacji elektrolizy), koszt produkcji wodoru RFNBO w samym 2030 r. będzie niższy na poziomie ok. 40-45 PLN/kg H ₂ . Przedstawianie obrazu wyłącznie na 2030 r. uznaje się jednak za niepełne (wybudowane instalacje nie będą działały jeden rok), więc posłużono się wskaźnikiem uśrednionym LCOH.
Rozszerzony	W wariantcie rozszerzonym ponad 50% celu RFNBO 1% w transporcie jest realizowane ścieżką „rafineryjną”, pozostała część wodoru jest zużywana przez transport drogowy/kołowy i sektory zużywające paliwa syntetycznego typu RFNBO - lotnictwo i transport morski	36,7	1,9 mld PLN (LCOH = 51,89 PLN/kg H ₂) + amortyzacja kosztów budowy instalacji syntezy paliw (metanol, kerozyna)	Ok. 2 TWh (przy pracy instalacji 5000h/rok), ok. 400 MW elektrolizy	Koszt wariantu uwzględnia wyłącznie koszty produkcji wodoru (średnioważone w całym 20 letnim cyklu życia instalacji elektrolizy), koszt produkcji wodoru RFNBO w samym 2030 r. będzie niższy na poziomie ok. 40-45 PLN/kg H ₂ . Przedstawianie obrazu wyłącznie na 2030 r. uznaje się jednak za niepełne (wybudowane instalacje nie będą działały jeden rok), więc posłużono się wskaźnikiem uśrednionym LCOH. W wariantcie rozszerzonym nie uwzględniono kosztów budowy instalacji paliw syntetycznych (dokładne liczby wymagałyby dedykowanych studiów wykonalności).

* Energia odnawialna OZE zgodna z brzmieniem aktu delegowanego 2023/1184/KE - spełniająca reżim RFNBO w zakresie dodatkowości, korelacji czasowej i geograficznej na 2030 r. (potrzeba nowych OZE pod wodór RFNBO!)

Podsumowanie cel transportowy RFNBO (2/2)

Strategicznym wnioskiem i rekomendacją dla realizacji celu 1% RFNBO w transporcie jest zapewnienie dostępu do taniej i niskoemisyjnej energii elektrycznej (podstawa).

1. Dotacje CAPEX do budowy instalacji czy zakupu autobusów nie są rozwiązaniem na wyzwania rynkowe, jedynie jedną z wielu opcji wsparcia (technologie wodorowe generują głównie wysoki OPEX, a sam CAPEX nie jest kluczowym wyzwaniem).
2. W odróżnieniu od art. 22a i 22b, art. 25 RED III nie pozostawia wiele elastyczności w zakresie sposobów realizacji celów (brak możliwości ominięcia celu importem, brak możliwości realizacji celu w alternatywny sposób z uwzględnieniem większej neutralności technologicznej).
3. Dyrektywa RED III jasno wskazuje, że odpowiedzialność za realizację celu 1% RFNBO spoczywa na dostawcach paliw (analogicznie jak biopaliwa i cały cel 29% OZE transport).
4. Cel 1% RFNBO w transporcie jest wolumenowo i kosztowo mniejszym wyzwaniem niż cel przemysłowy RFNBO (art. 22a/b) jednak nadal jego realizacja do 2030 r. pozostawia wiele wyzwań i znaków zapytania w zakresie m.in. zasilania OZE zgodnie z wymogami RFNBO, popytu na wodór w sektorze transportu i atrakcyjności cenowej w porównaniu do alternatyw, zbilansowania produkcji wodoru RFNBO z wymogami przemysłu (stabilność produkcji), spełnienia wymogów certyfikacyjnych i ograniczenia śladu węglowego szczególnie w rozbudowanych łańcuchach dostaw.
5. Atrakcyjność kosztowa produkcji wodoru RFNBO na podstawie zasilania sieciowego (PPA) jest ponadprzeciętnie obciążona wysokimi cenami energii w Polsce (dostawcy energii indeksują kontrakty PPA do cen rynkowych, a także wliczają ryzyka profilowe) oraz opłat sieciowo-dystrybucyjnych (szczególnie rosnąca opłata mocowa), co powoduje, że Polska ma trudną pozycję w UE do produkcji wodoru tą ścieżką.

Stan rynku wodoru RFNBO w Polsce będzie wypadkową stanu elektroenergetyki. Im większe problemy elektroenergetyki tym większe problemy sektora wodoru RFNBO.

1. Produkcja wodoru RFNBO w systemach rozproszonych (off-grid) kosztowo wydaje się znacznie bardziej atrakcyjna (nie jest obciążona kosztami sieciowymi i energii rynkowej), ale bardzo dużym wyzwaniem pozostaje stabilność produkcji oraz zapewnienie logistyki wodoru do centrów popytu (brak infrastruktury przesyłu wodoru w Polsce - konieczny rozwój rurociągów).

Realizacja celu transportowego RFNBO do 2030 r. może nastąpić jedynie pod następującymi warunkami:

1. Zapewnienia atrakcyjnego cenowo, stabilnego i niskoemisyjnego zasilania z OZE dla instalacji RFNBO (energia musi być znacznie tańsza od wycen rynkowych i nie obciążona opłatami sieciowo-dystrybucyjnymi) - potrzeba budowy portfela OZE na poziomie 2 TWh/rok do 2030 r. tylko na potrzeby produkcji RFNBO (krytyczne wyzwanie).
2. Zapewnienia mechanizmów wsparcia wyrównujących koszty produkcji wodoru RFNBO do odpowiedników kopalnych w poszczególnych sektorach zbytu (wodór szary - rafineria, olej napędowy - transport drogowy), zapewnienie nie tylko dotacji CAPEX, ale także kontraktów różnicowych obejmujących swoim zakresem także wsparcie OPEX (na wzór niemieckiego CCfD).
3. Zapewnienia przyspieszonych ścieżek administracyjno-środowiskowych dla budowy instalacji elektrolizy oraz OZE RFNBO.

W przypadku spojrzenia na szerszą perspektywę polityczno-regulacyjną rekomendowane jest:

1. Zabieganie o złagodzenia aktu delegowanego RFNBO 2023/1184/KE w zakresie szczególnie dodatkowości i korelacji czasowej.
2. „Otworzenie” celu art. 25 i zwiększenie neutralności technologicznej w zakresie metod produkcji wodoru kontrybuujących do celu 1% (analogicznie jak w przypadku celu art. 22a/b), Polska nie ma generalnego interesu politycznego we wspieraniu wyłącznie sektora RFNBO (w odróżnieniu od państw o niższych cenach energii i bardziej zdekarbonizowanym mieszkaniu energetycznym).
3. Ostrożne podejście w zakresie implementacji RED III do prawa krajowego w zakresie art. 25 (w tym celu RFNBO) bez wprowadzania nadmiernych obciążeń na podmiotach zobowiązanych (zbyt wysokie kary, cele większe niż w dyrektywie, cele przed 2030 r.), rozważenie rozwiązań wspierających (zamiast penalizujących) np. większe mnożniki energetyczne, opłaty zastępcze od określonego progu realizacji celu. Rekomendowana ścisła współpraca z sektorem i podmiotami zobowiązanymi w tym zakresie. Finalnym celem powinno być zapewnienie jak najmniejszego obciążenia odbiorcy końcowego/gospodarki (= ceny paliw = poziom inflacji w Państwie).

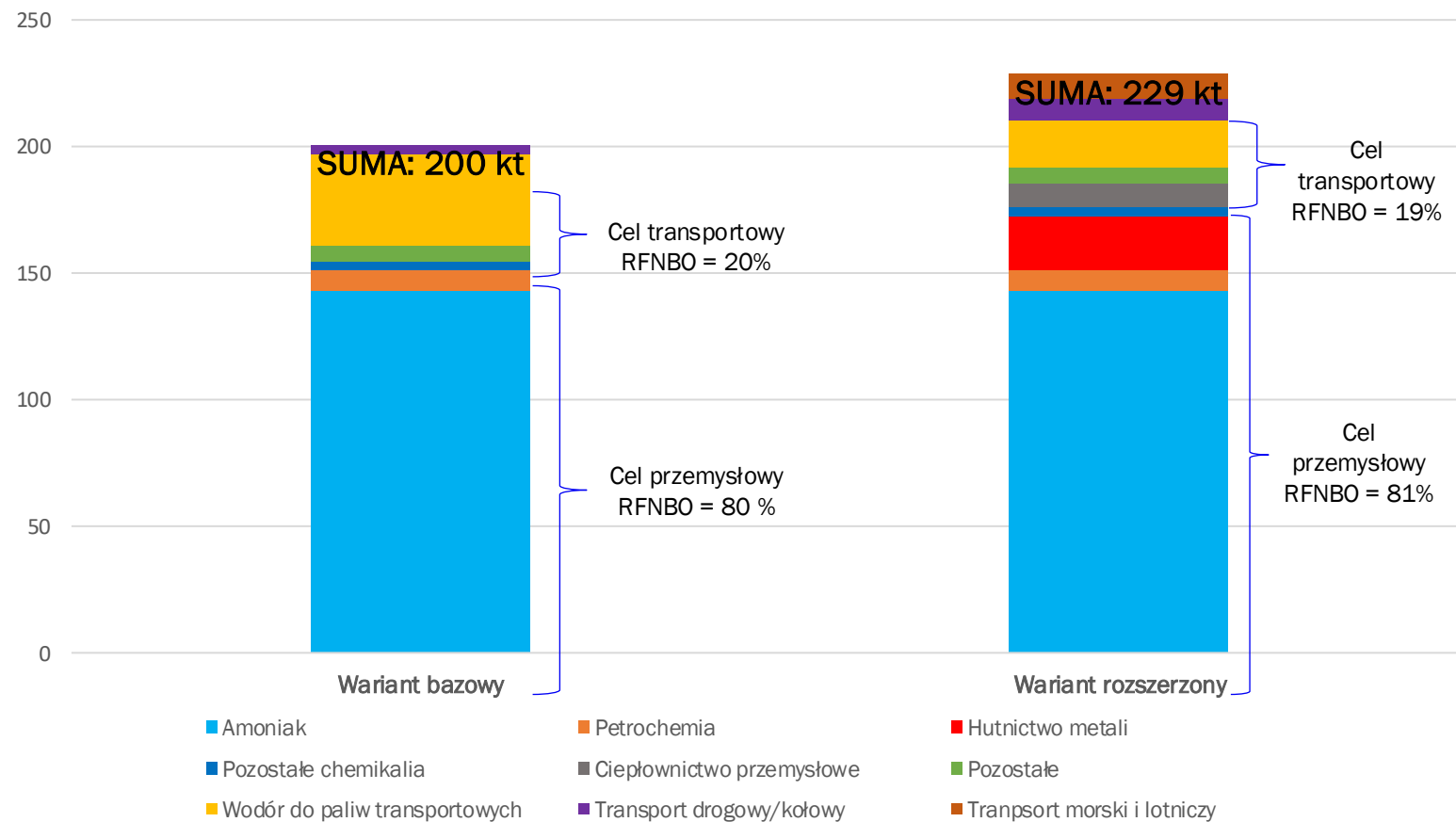
5

Podsumowanie sektorowe



Podsumowanie sektorowe – popyt na wodór (RFNBO) w Polsce zgodnie z RED III

Prognozowany popyt na wodór (RFNBO) w 2030 r. zgodnie z celami RED III w Polsce (według danych z 2024 r. – kt)



Komentarz

- Zgodnie z przeprowadzoną analizą łączny popyt na wodór RFNBO w 2030 r. (według danych z 2024 r.) może wynieść 200-229 kt w zależności od wariantu.
- Zużycie wodoru w transporcie będzie stanowiło 19-20% całego popytu na wodór RFNBO w gospodarce polskiej zgodnie z celami RED III.
- Zużycie wodoru w przemyśle będzie stanowiło 80-81% całego popytu na wodór RFNBO w gospodarce polskiej zgodnie z celami RED III.
- Sektor nawozowy (amoniak) będzie odpowiadał za nawet 62-71% zapotrzebowania na wodór RFNBO w 2030 r.
- Trudno obecnie ocenić przyszły popyt na wodór RFNBO w bezpośrednim zastosowaniu w transporcie (jako paliwo docelowe) stąd wprowadzono wariantową analizę w tym zakresie. Niemniej bardziej prawdopodobna wydaje się realizacja celu transportowego na poziomie rafinerii i produkcji paliw konwencjonalnych.
- Wydaje się, że bardziej prawdopodobna będzie realizacja wariantu bazowego, niemniej rozwój popytu na wodór RFNBO w nowych sektorach będzie mocno skorelowany z kreacją polityki krajowej w tym otoczenia regulacyjno-finansowego.