



Analiza techniczno-ekonomiczna wytwarzania niebieskiego wodoru w procesie reformingu parowego

Techno-economic analysis of blue hydrogen production via steam methane reforming

Jakub Gawriuczenko^{1*}, Andrzej J. Osiadacz² 

¹ DCX POLSKA Sp. z o.o.

² Wydział Inżynierii Środowiska, Politechnika Warszawska

*Kontakt / Correspondence: jgawriuczenkow@gmail.com

Streszczenie:

Artykuł przedstawia analizę techniczno-ekonomiczną wytwarzania wodoru niebieskiego metodami reformingu parowego metanu (SMR) i reformingu autotermicznego (ATR), zintegrowanymi wychwytywaniem dwutlenku węgla (CCS). Integracja CCS z ATR okazała się ekonomicznie korzystniejsza. Analiza wrażliwości metodą Morrisa oraz symulacje Monte Carlo wskazują koszt magazynowania wodoru jako dominujący czynnik ryzyka, odpowiadający za ponad 55% wariacji LCOH. Wodór niebieski jawi się więc jako technologicznie dojrzała i ekonomicznie uzasadniona ścieżka dekarbonizacji przemysłu w perspektywie 2035–2050, do czasu osiągnięcia parytetu kosztowego przez wodór zielony.

Słowa kluczowe: wodór niebieski, wodór zielony, H₂, SMR, ATR, CCS, LCOH, DCFA

Abstract:

This article presents a techno-economic analysis of blue hydrogen production using steam methane reforming (SMR) and autothermal reforming (ATR), both integrated with carbon capture and storage (CCS). Integrating CCS with ATR proved to be more economically advantageous. Sensitivity analysis using the Morris method and Monte Carlo simulations identify hydrogen storage cost as the dominant risk factor, accounting for over 55% of LCOH variance. Blue hydrogen thus emerges as a technologically mature and economically justified pathway for industrial decarbonization over the 2035–2050 horizon, until green hydrogen achieves cost parity.

Keywords: blue hydrogen, green hydrogen, H₂, SMR, ATR, CCS, LCOH, DCFA

1. Wstęp

Transformacja energetyczna wymusza odejście od paliw kopalnych na rzecz nośników energii o niższym śladzie węglowym. Wodór jest jednym z nielicznych kandydatów zdolnych zastąpić gaz ziemny i węgiel zarówno w przemyśle ciężkim, jak i w sektorach trudnych do elektryfikacji [1]. Rosnące zapotrzebowanie na energię, napędzane urbanizacją i wzrostem populacji, zbiega się z presją regulacyjną na redukcję emisji CO₂. W efekcie to nie sam fakt stosowania wodoru, lecz wybór konkretnej ścieżki jego produkcji staje się kluczowym problemem decyzyjnym dla sektora energetycznego [1].

W praktyce przemysłowej funkcjonuje kilka ścieżek wytwarzania wodoru, umownie rozróżnianych kolorystycznie według źródła surowca i emisyjności procesu. Wodór szary, produkowany w reformingu parowym metanu (SMR – steam methane reforming) bez wychwytu CO₂, pozostaje dominującą technologią ze

względem na niski koszt jednostkowy, jego ślad węglowy wyklucza go jednak z długoterminowych scenariuszy dekarbonizacji [2]. Wodór zielony, wytwarzany w elektrolizie zasilanej energią odnawialną, oferuje zerową emisyjność procesową, lecz jego koszt produkcji pozostaje istotnie wyższy niż konwencjonalnych metod opartych na gazie ziemnym. Ogranicza to jego konkurencyjność w obecnych warunkach rynkowych [10]. Pomiedzy tymi dwoma skrajnościami sytuuje się wodór niebieski, produkowany metodami reformingu (SMR lub ATR – autothermal reforming) zintegrowanymi z technologią CCS (*carbon capture and storage* – wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla), która pozwala ograniczyć emisje procesowe przy zachowaniu względnie niskiego kosztu jednostkowego [3].

Wodór niebieski jest często wskazywany jako technologia postępująca: rozwiązanie umożliwiające skalowanie infrastruktury wodorowej i redukcję emisji w perspektywie średnioterminowej, zanim koszty wodoru zielonego osiągną parytet z technologiami

opartymi na gazie ziemnym [12]. Ocena tej tezy wymaga rzetelnej analizy techniczno-ekonomicznej, uwzględniającej nie tylko koszty kapitałowe i operacyjne poszczególnych wariantów, lecz także wpływ czynników regulacyjnych, w szczególności ceny uprawnień do emisji w systemie EU ETS, która bezpośrednio przekłada się na opłacalność inwestycji w CCS [6].

W literaturze przedmiotu dostępne są analizy LCOH (*levelized cost of hydrogen* – uśredniony koszt produkcji wodoru) dla pojedynczych technologii lub porównania ograniczone do dwóch-trzech wariantów [3–5]. Brakuje natomiast spójnego zestawienia obejmującego jednocześnie różne poziomy skuteczności wychwytu CO₂ w ramach SMR i ATR oraz odniesienia do elektrolizy alkalicznej, przeprowadzonego w jednolitych warunkach ekonomicznych właściwych dla rynku europejskiego. Niniejszy artykuł wypełnia tę lukę: przedstawia analizę sześciu wariantów technologicznych (SMR, ATR, SMR z CCS o skuteczności wychwytu 52% i 85%, ATR z CCS o skuteczności 91% oraz elektrolizę alkaliczną jako punkt odniesienia dla wodoru zielonego) dla instalacji modelowej o wydajności 607 t H₂/dobę, przy przyjęciu 2026 roku jako roku bazowego.

Celem artykułu jest wyznaczenie uśrednionego kosztu produkcji wodoru (LCOH) dla poszczególnych wariantów metodą DCFA (discounted cash flow analysis – analiza zdyskontowanych przepływów pieniężnych), identyfikacja progu opłacalności ekonomicznej technologii CCS względem ceny uprawnień emisyjnych oraz określenie głównych czynników ryzyka kosztowego za pomocą analizy wrażliwości metodą Morrisa i symulacji Monte Carlo. Wyniki mają dostarczyć podstaw do oceny, czy i w jakim horyzoncie czasowym wódór niebieski stanowi ekonomicznie uzasadnioną ścieżkę dekarbonizacji przemysłu w warunkach europejskich.

1.1. Opis instalacji modelowej

Do przeprowadzenia analizy przyjęto instalację modelową o wydajności 607 t H₂/dobę, pracującą przy 90% wykorzystaniu zdolności produkcyjnych. Odpowiada to skali przemysłowej reprezentatywnej dla dużych odbiorców: rafinerii, zakładów chemicznych, przemysłu stalowego [3, 4]. Instalację zamodelowano w sześciu wariantach technologicznych, różniących się metodą reformingu (SMR lub ATR), obecnością i skutecznością wychwytu CO₂ (CCS) lub, w przypadku wariantu referencyjnego, technologią elektrolizy alkalicznej.

Instalacje oparte na reformingu wykorzystują gaz ziemny jako surowiec i paliwo procesowe, przy stosunku pary do węgla (S/C) wynoszącym odpowiednio 5,0 dla SMR i 1,7 dla ATR. Niższa wartość dla ATR wynika z wewnętrznego dostarczania ciepła przez egzotermiczną reakcję częściowego utleniania, co eliminuje konieczność zewnętrznego ogrzewania pieca [3]. Reakcje reformingu zachodzą w temperaturze 700–1000°C dla SMR i 950–1100°C dla ATR, przy ciśnieniu procesowym 15–80 bar w zależności od wariantu. Instalacja ATR wymaga dodatkowo jednostki wydzielania powietrza (ASU) do produkcji tlenu procesowego, element nieobecny w SMR [3].

Wariant referencyjny (ALK) opiera się na elektrolizie wody zasilanej energią elektryczną, prowadzonej w znacznie łagodniejszych warunkach procesowych (temperatura 60–80°C, ciśnienie 1–30 bar), co upraszcza wymagania materiałowe. Wiąże się to jednak z wielokrotnie wyższym zapotrzebowaniem na energię elektryczną: 50–55 kWh/kg H₂, w porównaniu do technologii gazowych [5, 11].

Parametry techniczne wszystkich analizowanych wariantów zestawiono w Tabeli 1.

Tabela 1. Zbiórce parametry techniczne instalacji modelowej (607 t H₂/dobę), opracowanie własne na podstawie [3, 5, 11]

Table 1. Summary of technical parameters for the model plant (607 tonnes of H₂ per day), own study based on [3, 5, 11]

Parametr	SMR-CCS 52%	SMR-CCS 85%	ATR-CCS 91%	ALK
Surowiec	Gaz ziemny	Gaz ziemny	Gaz ziemny + O ₂	Woda demin.
Temperatura procesu, °C	700–1000	700–1000	950–1100	60–80
Ciśnienie procesu, bar	15–40	15–40	25–80	1–30
Sprawność LHV, %	74–85	74–85	73–80	62–82
TRL	8–9	8–9	8–9	9
Stopień wychwytu CO ₂ , %	52	85	91	–
Emisje GHG, kg CO ₂ eq/kg H ₂	8,20	6,66	3,91	0,52–1,56*
Zużycie energii elektrycznej, kWh/kg H ₂	0,56	4,42	5,32	50–55
Wymagana jednostka ASU	Nie	Nie	Tak	Nie
Czystość produktu H ₂ , %	99,9+	99,9+	99,9+	99,9–99,999

* w zależności od struktury źródła zasilania energią elektryczną [5, 11]

Warianty bazowe bez CCS (SMR, ATR) mają analogiczne parametry procesowe: temperaturę, ciśnienie, sprawność. Różnią się przede wszystkim brakiem instalacji wychwytu CO₂ oraz niższym zapotrzebowaniem na energię elektryczną (0,6–1,0 kWh/kg H₂ dla SMR) [3]. W analizie służą jako punkt odniesienia do oceny wpływu integracji CCS na profil techniczny i ekonomiczny instalacji.

1.2. Warianty technologiczne objęte analizą

Analizą objęto sześć wariantów technologicznych, reprezentujących pełne spektrum dostępnych obecnie ścieżek produkcji wodoru niskoemisyjnego: od technologii referencyjnych bez wychwytu CO₂, przez trzy stopnie integracji CCS o rosnącej skuteczności, po elektrolizę alkaliczną jako wariant zeroemisyjny [3, 5]. Taki dobór pozwala ocenić nie tylko bezwzględną konkurencyjność kosztową poszczególnych technologii, lecz także krańcowy koszt redukcji emisji przy przechodzeniu między kolejnymi poziomami wychwytu CO₂.

Tabela 2. Warianty technologiczne objęte analizą, opracowanie własne
Table 2. Technological options covered by the analysis, own study

Wariant	Technologia bazowa	Wychwyt CO ₂	Rola w analizie
SMR	Reforming parowy metanu	Brak	Punkt odniesienia – wodór szary
ATR	Reforming autotermiczny	Brak	Punkt odniesienia – wodór szary
SMR-C- CS 52%	Reforming parowy metanu	52%	Niski stopień integracji CCS
SMR-C- CS 85%	Reforming parowy metanu	85%	Wysoki stopień integracji CCS
ATR-C- CS 91%	Reforming autotermiczny	91%	Najwyższy stopień integracji CCS
ALK	Elektroliza alkaliczna	Nie dotyczy (zeroemisyjny)	Wariant referencyjny – wodór zielony

Warianty SMR i ATR bez CCS pełnią funkcję punktów odniesienia przy ocenie wpływu wychwytu CO₂ na koszty inwestycyjne i operacyjne. Pozwalają wyodrębnić tzw. koszt unikniętej emisji, kluczowy parametr oceny opłacalności CCS w kontekście EU ETS [6]. Wariant ALK, zasilany energią z odnawialnych źródeł, reprezentuje alternatywną ścieżkę dekarbonizacji, niezależną od infrastruktury gazowej i pozbawioną emisji procesowych. Stanowi punkt odniesienia dla oceny konkurencyjności wodoru niebieskiego względem zielonego w horyzoncie średnioterminowym [5, 10].

1.3. Metoda DCFA i wzór LCOH

Ocenę ekonomiczną poszczególnych wariantów przeprowadzono metodą zdyskontowanych przepływów pieniężnych DCFA (*discounted cash flow analysis*), standardowym podejściem w analizach techniczno-ekonomicznych instalacji wodorowych [3, 7, 8, 9]. Metoda pozwala wyznaczyć uśredniony koszt produkcji wodoru LCOH (*levelized cost of hydrogen*): stały koszt jednostkowy, przy którym zdyskontowane wpływy ze sprzedaży wodoru równoważą zdyskontowane nakłady inwestycyjne i koszty operacyjne w całym okresie eksploatacji instalacji.

$$LCOH = \frac{C_{cap} \cdot CRF + C_{op}}{m_{H_2}}$$

(1)

gdzie:
C_{cap} – całkowite nakłady inwestycyjne (CAPEX)
C_{op} – roczne koszty operacyjne (OPEX)
m_{H₂} – roczna produkcja wodoru
CRF – współczynnik odzysku kapitału (*capital recovery factor*):

$$CRF = \frac{IRR \cdot (1 + IRR)^n}{(1 + IRR)^n - 1}$$

(2)

Model generuje wyniki pre-podatkowe. Nie uwzględnia podatku dochodowego, tarczy podatkowej z odpisów amortyzacyjnych ani struktury finansowania kapitałem dłużnym – jest to standardowe uproszczenie na etapie porównań technologicznych [3, 7]. CAPEX wyznaczono metodą kaskadową czynników instalacyjnych, przyjmując jako punkt wyjścia koszt zakupu urządzeń procesowych (TPEC – *total purchased equipment cost*) na podstawie danych Oni i in. [3], skorygowany o wskaźnik inflacji dla lat 2020–2026 i przeliczony z CAD na USD. Kluczowe założenia ekonomiczne przyjęte do modelu zestawiono w tabeli 3.

Tabela 3. Założenia ekonomiczne modelu DCFA, opracowanie własne na podstawie [3, 7, 15]

Table 3. Economic assumptions of the DCFA model, own study based on [3, 7, 15]

Parametr	Wartość	Jedn.
Rok bazowy i waluta	2026	USD
Wydajność instalacji	221 555 000	kg H ₂ /rok
Stopień wykorzystania zdolności produkcyjnych	90	%
Okres funkcjonowania inwestycji (n)	25	lat
Okres spłaty inwestycji	3	lata
IRR – technologie gazowe (SMR, ATR, CCS)	10	%
IRR – elektroliza alkaliczna (ALK)	15	%
CRF (IRR = 10%, n = 25 lat)	0,1102	–
CRF (IRR = 15%, n = 25 lat)	0,1547	–
Kurs walutowy	0,75	CAD/USD
Wskaźnik inflacji (2020–2026)	1,2248	–
Cena gazu ziemnego	9,70	USD/GJ
Cena energii elektrycznej	0,07	USD/kWh
Cena wody demineralizowanej	1,10	USD/ jednostkę

Wyższy IRR przyjęty dla ALK (15% wobec 10% dla technologii gazowych) odzwierciedla wyższe postrzegane ryzyko inwestycyjne projektów opartych na odnawialnych źródłach energii względem dojrzałych technologii reformingu [3].

1.4. Analiza wrażliwości: metoda Morrisa i symulacje Monte Carlo

Punktowe oszacowania LCOH opierają się na deterministycznych wartościach parametrów wejściowych, które w rzeczywistości podlegają wahaniom rynkowym. Do identyfikacji parametrów o dominującym wpływie na wynik oraz oceny stabilności wniosków ekonomicznych zastosowano dwuetapową procedurę analizy niepewności: metodę przesiewową Morrisa oraz symulację Monte Carlo [3, 13].

Metoda Morrisa (*Morris screening method*) służy do identyfikacji parametrów wejściowych o największym wpływie na zmienność wyniku modelu, bez konieczności pełnego, kosztownego obliczeniowo próbkowania przestrzeni parametrów. Polega na wielokrotnym obliczaniu tzw. efektów elementarnych, czyli zmian wyniku modelu wywołanych pojedynczą, niewielką zmianą jednego parametru wejściowego, powtarzanych w wielu losowo wybranych punktach przestrzeni próbkowania. Dla każdego parametru wyznacza się dwie miary: średnią wartość bezwzględną efektów elementarnych (μ*), wskazującą siłę wpływu parametru na wynik, oraz odchylenie standardowe tych efektów (σ), wskazujące na nieliniowość lub interakcje z innymi parametrami [3]. Zestawienie obu miar na wykresie Morrisa pozwala rozróżnić parametry o wpływie pomijalnym, liniowym i istotnym lub interakcyjnym.

Analizą objęto dziesięć parametrów wejściowych: IRR (*internal rate of return* – wewnętrzna stopa zwrotu), okres magazynowania wodoru, koszty jednostek kapitałochłonnych,

koszty wychwytu i sekwestracji CO₂, ceny nośników energii oraz stopień wykorzystania instalacji. Dla każdego przyjęto zakres zmienności ±30% względem wartości bazowej lub zakres rynkowy właściwy dla danego parametru [3].

Symulację Monte Carlo wykorzystano w ilościowym oszacowaniu wkładu poszczególnych parametrów w całkowitą wariancję wynikową LCOH, z zastosowaniem indeksów Sobola. W przeciwieństwie do metody Morrisa, która jedynie rankinguje parametry pod względem istotności, symulacja Monte Carlo pozwala oszacować procentowy udział każdego parametru w wariancji wyniku końcowego. Odbywa się to przez wielokrotne losowe próbkowanie wartości wszystkich parametrów z zadanych rozkładów i obliczenie rozkładu wynikowego LCOH [3, 13]. Do porównania technologii między sobą zastosowano dodatkowo modelowanie różnic przy wspólnych rozkładach parametrów zależnych. Każda para wariantów korzysta z tych samych próbkowanych wartości, co eliminuje sztuczną wariancję wynikającą z niezależnego próbkowania [3, 13].

Model traktuje parametry wejściowe jako niezależne zmienne losowe, pomijając rzeczywiste korelacje między nimi, np. współwystępowanie wzrostu cen gazu ziemnego, energii elektrycznej i uprawnień CO₂. Ograniczenie to dyskutowane jest szerzej w rozdziale 4 [13].

2. Wyniki

2.1. CAPEX i OPEX poszczególnych wariantów

Zestawienie kosztów inwestycyjnych i operacyjnych dla sześciu analizowanych wariantów, przy wydajności instalacji 607 t H₂/dobę, przedstawiono w tabeli 4.

Tabela 4. Struktura kosztów CAPEX i OPEX dla analizowanych wariantów technologicznych, opracowanie własne na podstawie [3, 7, 15]
Table 4. CAPEX and OPEX cost structure for the technological options analysed, own study based on [3, 7, 15]

Parametr	SMR	ATR	SMR- -CCS 52%	SMR- -CCS 85%	ATR- -CCS 91%	ALK
Koszty kapitałowe – CAPEX, mln USD	943,10	1338,71	1331,36	1653,48	1884,97	1500,00
Coroczne koszty kapitałowe, mln USD	103,90	147,48	146,67	182,16	207,66	165,25
Koszty operacyjne – OPEX, mln USD/rok	589,62	612,29	639,87	697,77	508,06	951,07
LCOH, USD/kg H ₂	3,48	3,81	3,94	4,41	3,59	5,93

Najniższy koszt kapitałowy ma instalacja SMR bez wychwytu CO₂ (943,10 mln USD). Integracja modułu CCS podnosi CAPEX istotnie: dla SMR-CCS 52% wzrost wynosi ok. 41%, dla SMR-CCS 85% ok. 75% względem wariantu bazowego. Najwyższy koszt kapitałowy spośród wszystkich wariantów odnotowano dla ATR-CCS 91% (1884,97 mln USD). Wynika to z konieczności bu-

dowy jednostki separacji powietrza (ASU) oraz zaawansowanej infrastruktury wychwytu o wysokiej skuteczności [3, 4].

Struktura kosztów operacyjnych wykazuje odmienny rozkład niż CAPEX. Mimo najwyższych nakładów inwestycyjnych wariant ATR-CCS 91% osiąga najniższy OPEX spośród technologii gazowych (508,06 mln USD/rok). Wyższe wydatki kapitałowe znajdują więc uzasadnienie w niższych kosztach bieżącej eksploatacji, przede wszystkim dzięki ograniczonym opłatom emisyjnym przy wysokim stopniu wychwytu CO₂ [4, 6]. Odwrotną zależność obserwuje się dla SMR-CCS 85%: wysoki OPEX (697,77 mln USD/rok) to skutek największego wśród technologii gazowych zużycia energii elektrycznej, potrzebnej do zasilania dwóch modułów wychwytu wymaganych przy 85% skuteczności [3].

Elektroliza alkaliczna wyróżnia się zdecydowanie najwyższym OPEX (951,07 mln USD/rok) co jest spowodowane wysokim zużyciem energii elektrycznej (50–55 kWh/kg H₂). Odpowiada za ponad 95% całkowitego budżetu operacyjnego tej technologii [11]. CAPEX pozostaje przy tym umiarkowany (1500,00 mln USD, niższy niż dla ATR-CCS 91%), ale dominujący udział kosztów energii elektrycznej w OPEX przekłada się na najwyższy LCOH spośród wszystkich analizowanych wariantów.

ATR-CCS 91% wypada więc jako wariant optymalny spośród technologii niskoemisyjnych: 3,59 USD/kg H₂, drożej tylko od wariantu bazowego SMR bez CCS (3,48 USD/kg H₂), przy jednoczesnym zapewnieniu 91% redukcji emisji procesowych. Wpływ opłat emisyjnych EU ETS na tę relację omawia podrozdział 3.3.

2.2. LCOH: porównanie wariantów i pozycja ATR-CCS 91%

Zestawienie wartości LCOH dla sześciu analizowanych wariantów, uporządkowane rosnąco, przedstawiono w tabeli 5.

Tabela 5. Ranking wariantów technologicznych według LCOH, opracowanie własne
Table 5. Ranking of technological options by LCOH, own study

Poz.	Wariant	LCOH, USD/kg H ₂	Redukcja emisji CO ₂ względem wariantu bazowego
1	SMR	3,48	– (wariant bazowy, brak CCS)
2	ATR-CCS 91%	3,59	91%
3	ATR	3,81	– (wariant bazowy, brak CCS)
4	SMR-CCS 52%	3,94	52%
5	SMR-CCS 85%	4,41	85%
6	ALK	5,93	100% (przy zasilaniu OZE)

Z rankingu wynika obserwacja kluczowa dla oceny opłacalności wodoru niebieskiego: wariant ATR-CCS 91% osiąga LCOH niższy niż nieobjęty wychwytem wariant ATR bazowy (3,59 wobec 3,81 USD/kg H₂), mimo znacząco wyższych nakładów inwestycyjnych opisanych w podrozdziale 3.1. Integracja CCS z ATR obniża koszt produkcji wodoru o ok. 0,22 USD/kg H₂, bo oszczędności z eliminacji opłat emisyjnych w EU ETS przewyższają dodatkowy koszt kapitałowy i operacyjny instalacji wychwytu [4, 6]. Ta zależność nie występuje dla SMR: integracja CCS-52% podnosi LCOH o ok. 0,46 USD/kg H₂ (wzrost o 13% względem

wariantu bazowego), a CCS-85% o ok. 0,93 USD/kg H₂. Opłacalność CCS jest więc silnie zależna od technologii bazowej, nie tylko od stopnia wychwyty [3].

Porównanie SMR-CCS 52% i SMR-CCS 85% pokazuje, że podniesienie skuteczności wychwyty z 52% do 85% wiąże się ze wzrostem LCOH o ok. 12%. Główną przyczyną jest znacznie wyższe zapotrzebowanie na energię elektryczną i parę technologiczną, niezbędną do regeneracji rozpuszczalnika aminowego w dwóch modułach CCS wymaganych do osiągnięcia wyższej skuteczności [3]. Krańcowy koszt dodatkowej redukcji emisji rośnie zatem wraz ze skutecznością: każdy kolejny punkt procentowy wychwyty w SMR jest droższy niż poprzedni.

Zestawienie SMR-CCS 85% z ATR-CCS 91% ujawnia różnicę LCOH rzędu 22,8% na korzyść ATR, mimo wyższego stopnia wychwyty CO₂ w tym drugim wariantcie. Wybór technologii bazowej reformingu ma więc większe znaczenie dla ostatecznego kosztu wodoru niebieskiego niż sam stopień integracji CCS. Dzięki wewnętrznemu odzyskowi ciepła z reakcji częściowego utleniania i niższemu zapotrzebowaniu na parę technologiczną ATR generuje korzystniejszy profil kosztowy nawet przy wyższych nakładach inwestycyjnych [3, 4].

Elektroliza alkaliczna pozostaje najdroższym z analizowanych wariantów, z LCOH wyższym o ok. 65% względem optymalnego ATR-CCS 91%. Warunki, w jakich ta relacja mogłaby się odwrócić, omówiono w podrozdziale 3.5.

2.3. Wpływ ceny uprawnień EU ETS na opłacalność CCS

Kluczowym czynnikiem determinującym ekonomiczną zasadność integracji CCS jest poziom opłat emisyjnych w europejskim systemie handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS). Próg opłacalności, rozumiany jako cena CO₂, przy której wariant z CCS staje się tańszy niż odpowiadający mu wariant bez wychwyty, wykazuje istotne różnice między technologiami reformingu – przedstawia je tabela 6.

Tabela 6. Próg opłacalności CCS względem ceny uprawnień EU ETS, opracowanie własne na podstawie [3, 6]
Table 6. CCS break-even point relative to the price of EU ETS allowances, own study based on [3, 6]

Wariant	Próg opłacalności CCS, USD/t CO ₂	Relacja do cen EU ETS w 2026 r.
ATR-CCS 91%	60	Poziom już osiągnięty i przekroczony
SMR-CCS 52%	125	Powyżej obecnego poziomu rynkowego
SMR-CCS 85%	130	Powyżej obecnego poziomu rynkowego

Wariant ATR-CCS 91% osiąga przewagę kosztową nad wariantem bazowym już przy cenie uprawnień na poziomie 60 USD/tCO₂, zbliżonym do notowań rynkowych EU ETS w 2026 roku [6]. Przy obecnych warunkach regulacyjnych integracja CCS z ATR jest więc ekonomicznie uzasadniona bez dodatkowego wsparcia publicznego. Eliminacja opłat emisyjnych dzięki wychwyceniu 91% CO₂ daje oszczędność rzędu 146 mln USD/rok, która z nadwyżką kompensuje wzrost rocznych kosztów kapitałowych wynikający z wyższego CAPEX [3, 4].

Inaczej wygląda sytuacja dla SMR. Próg opłacalności wynosi 125 USD/t CO₂ dla wariantu CCS-52% i 130 USD/t CO₂ dla CCS-85%, a więc istotnie powyżej cen obserwowanych na rynku EU ETS w roku bazowym. Integracja CCS z SMR pozostaje w 2026 roku ekonomicznie nieuzasadniona bez dodatkowego wsparcia regulacyjnego lub finansowego, np. mechanizmów typu hydrogen contracts for difference [4]. Różnica progów opłacalności między ATR a SMR wynika bezpośrednio z niższego OPEX technologii ATR, opisanego w podrozdziale 3.1: im niższy koszt operacyjny bazowy, tym mniejsza cena CO₂ potrzebna, by oszczędności z eliminacji opłat emisyjnych zrównoważyły dodatkowy koszt kapitałowy CCS.

Wynik ten ma implikacje dla polityki wspierania dekarbonizacji przemysłu wodorowego. Technologia bazowa reformingu determinuje wrażliwość projektu na politykę klimatyczną w większym stopniu niż sam stopień wychwyty CO₂. Projekty oparte na ATR mogą osiągać opłacalność CCS przy znacznie niższych cenach uprawnień niż projekty oparte na SMR.

Analiza przyjmuje stałą cenę uprawnień EU ETS właściwą dla roku bazowego 2026, nie uwzględniając prognozowanej trajektorii wzrostu cen do poziomu 100–150 EUR/t do 2030 roku [14]. Przy takim wzroście próg opłacalności dla SMR-52% (125 USD/t) zostałby najprawdopodobniej przekroczony w ciągu kilku lat, co poprawiłoby pozycję konkurencyjną wszystkich wariantów CCS względem technologii bazowych [3, 14].

2.4. Wyniki analizy wrażliwości: dominacja kosztu magazynowania wodoru

Analiza metodą Morrisa, przeprowadzona dla trzech wariantów niebieskiego wodoru (SMR-CCS 52%, SMR-CCS 85%, ATR-CCS 91%), wykazała spójny wzorec: we wszystkich trzech technologiach magazynowanie wodoru oraz wewnętrzna stopa zwrotu (IRR) plasują się w strefie najwyższej wrażliwości modelu, wyraźnie odróżniając się od pozostałych parametrów. Ilościowe wyniki analizy niepewności metodą Monte Carlo, kwantyfikujące udział poszczególnych parametrów w całkowitej wariancji LCOH, przedstawiono w tabeli 7.

Tabela 7. Udział parametrów wejściowych w wariancji wynikowej LCOH, opracowanie własne na podstawie [3, 13]
Table 7. Contribution of input parameters to the variance in the LCOH output, own study based on [3, 13]

Parametr	SMR-CCS 52%	SMR-CCS 85%	ATR-CCS 91%
Magazynowanie wodoru	>55%	34,9%	>55%
IRR (CRF)	~37%	30,1%	~39%
Cena gazu ziemnego	semi-wrażliwy	26,3%	semi-wrażliwy
Pozostałe parametry	7,6%	8,7%	5,5%
Suma parametrów dominujących	~92,4%	~91,0%	~94,5%

Dla SMR-CCS 52% i ATR-CCS 91% magazynowanie wodoru oraz IRR wyjaśniają łącznie odpowiednio 92,4% i 94,5% całkowitej wariancji wynikowej modelu. Pozostałe osiem analizowanych parametrów (ceny mediów, koszty jednostek kapitałochłonnych, odległość transportu CO₂, koszty sekwestracji,

stopień wykorzystania instalacji), odpowiada łącznie za mniej niż 8% wariancji [3].

Wariant SMR-CCS 85% ma odmienny, bardziej rozłożony profil wrażliwości. Udział magazynowania wodoru spada do 34,9%, przy jednoczesnym wzroście znaczenia ceny gazu ziemnego do 26,3%. Powodem jest najwyższe w tej technologii zużycie gazu jako paliwa, niezbędnego do zasilania dwóch modułów CCS wy-maganych do osiągnięcia 85% skuteczności wychwytu [3].

Dominująca pozycja kosztu magazynowania wodoru ma źród-ło w strukturze CAPEX opisanej w podrozdziale 3.1: magazyn wodoru stanowi 24–48% całkowitych nakładów inwestycyjnych we wszystkich wariantach, niezależnie od technologii bazowej czy stopnia integracji CCS [3]. Decyduje o tym przede wszystkim wybór rozwiązania magazynowego. Naziemne zbiorniki ciśnieniowe kosztują 135–345 USD/kg pojemności, podczas gdy kawerny solne, wymagające jednak odpowiedniej geologii loka-lizacji, jedynie 2–13 USD/kg [3]. Dostępność tańszego rozwiąza-nia geologicznego mogłaby obniżyć LCOH o 0,3–0,6 USD/kg H₂ – to największa pojedyncza dźwignia redukcji kosztów spośród wszystkich zidentyfikowanych w analizie.

Wysoki udział IRR w strukturze wariancji (30–39% w zależno-ści od wariantu) ma też znaczenie praktyczne: rzeczywisty koszt kapitału zależy od profilu ryzyka postrzeganego przez inwesto-rów i instytucje finansujące, nie tylko od parametrów technicz-nych instalacji [3].

Model traktuje wszystkie parametry wejściowe jako niezależne zmienne losowe, pomijając rzeczywiste korelacje rynkowe, np. współwystępowanie wzrostu cen gazu ziemnego i energii elek-trycznej. Ograniczenie to omówiono szerzej w dyskusji, w roz-dziale 4 [13].

2.5. Porównanie z ALK: warunki konkurencyjności elektrolizy alkalicznej

Elektroliza alkaliczna, przyjęta jako punkt odniesienia dla wo-doru zielonego, osiąga LCOH na poziomie 5,93 USD/kg H₂, war-tość wyższą o ok. 65% względem optymalnego ATR-CCS 91% (3,59 USD/kg H₂) i o ok. 51% względem SMR-CCS 52%. To naj-wyższy koszt produkcji spośród wszystkich sześciu analizowa-nych wariantów (por. tabela 5, podrozdział 3.2).

Źródłem tej różnicy jest struktura kosztów operacyjnych ALK, w której energia elektryczna odpowiada za ponad 95% budżetu OPEX, przy zużyciu 50-55 kWh/kg H₂ [11]. Przy przyjętej w ana-lizie cenie energii elektrycznej 0,07 USD/kWh, OPEX instalacji ALK (951 mln USD/rok) jest o 87% wyższy niż dla ATR-CCS 91% (508 mln USD/rok), mimo że CAPEX obu technologii pozostaje zbliżony (1500 wobec 1885 mln USD). Potwierdza to analiza wrażliwości: cena energii elektrycznej odpowiada za ok. 60% wariancji LCOH w wariancie ALK i jest zdecydowanie dominują-cym czynnikiem ryzyka kosztowego tej technologii [5].

Punkt przecięcia (crossover) kosztowego z ATR-CCS 91%

Przyjmując LCOH wariantu ATR-CCS 91% jako punkt odniesie-nia i zakładając niezmiennosc pozostałych parametrów modelu, wyznaczono cenę energii elektrycznej, przy której obie technolo-gie osiągają równowagę kosztową:

$$LCOH_{ALK}(c_e) = LCOH_{ATR-CCS} = 3,59 \text{ USD/kg H}_2$$

Rozwiązanie tej zależności wskazuje próg konkurencyjności ALK na poziomie 37 USD/MWh (0,037 USD/kWh) – wartość ponad 45% niższą od ceny przyjętej w scenariuszu bazowym (70 USD/MWh). Wynik jest spójny z szacunkami IRENA [10], według których obniżenie kosztu energii elektrycznej poniżej 30–40 USD/MWh stanowi warunek konieczny konkurencyj-ności zielonego wodoru względem ścieżek opartych na pali-wach kopalnych.

Tabela 8. Warunki konkurencyjności ALK względem ATR-CCS 91%, opracowanie własne na podstawie [3, 10, 11]

Table 8. ALK's competitive position relative to ATR-CCS 91 per cent, own study based on [3, 10, 11]

Czynnik	Stan obecny (2026)	Warunek konkurencyjności ALK
Cena energii elektrycznej	70 USD/MWh	< 37 USD/MWh
Emisyjność energii elektrycznej	~0,70 kg CO ₂ /kWh (miks PL)	< 0,05 kg CO ₂ /kWh (OZE)
CAPEX elektrolizera	~1500 mln USD	< 900 mln USD (redukcja ~40%)
Cena gazu ziemnego	9,70 USD/GJ	> 18–20 USD/GJ

Cena energii elektrycznej poniżej progu 37 USD/MWh jest dziś osiągalna jedynie w regionach o wyjątkowo korzystnych warun-kach wiatrowych lub nasłonecznienia (pozostaje poza zasięgiem standardowych warunków sieciowych w Polsce i Europie Środ-kowej w perspektywie do 2030 roku) [10]. Prognozy wskazują jednak, że ceny energii z OZE mogą spaść do 15–25 USD/MWh do 2030–2035 roku, co zbliżałoby ALK do progu konkurencyjności niezależnie od dalszego rozwoju technologii elektrolizerów [10].

Konkurencyjność cenowa ALK nie jest przy tym równoznacz-na z przewagą emisyjną. Elektroliza zasilana z polskiego miksu energetycznego (emisyjność ok. 0,70 kg CO₂/kWh) generuje emisje rzędu 36,4 kg CO₂eq/kg H₂, niemal dziesięciokrotnie więcej niż ATR-CCS 91% (3,91 kg CO₂eq/kg H₂). Osiągnięcie za-równo konkurencyjności kosztowej, jak i emisyjnej wymaga więc jednoczesnego spełnienia dwóch warunków: obniżenia ceny energii elektrycznej poniżej 37 USD/MWh oraz zapewnienia jej pochodzenia z niskoemisyjnych źródeł wytwórczych.

3. Dyskusja

3.1. Zestawienie wyników z danymi literaturowymi

Ocena spójności uzyskanych wyników z dotychczasowym do-robkiem literaturowym jest niezbędnym elementem weryfikacji wiarygodności zastosowanego modelu DCFA. Bezpośrednie po-równanie wartości LCOH z literaturą wymaga jednak uwzględ-nienia różnic metodologicznych: roku bazowego, waluty, przyję-tej stopy IRR oraz zakresu kosztów ujętych w modelu, w szcze-gółności obecności lub braku kosztów magazynowania wodoru i pełnej infrastruktury CCS, które w wielu wcześniejszych opra-cowaniach były pomijane lub niedoszacowane [3].

Tabela 9. Porównanie LCOH niniejszej analizy z wynikami literaturowymi, opracowanie własne na podstawie [3]
Table 9. Comparison of the LCOH from this analysis with results reported in the literature, own study based on [3]

Technologia	Niniejsza analiza, USD/kg H ₂ , 2026	Oni i in. [3], (CAD/kg H ₂ , 2020)
SMR (bez CCS)	3,48	1,22
ATR (bez CCS)	3,81	1,23
SMR-CCS 52%	3,94	1,69
SMR-CCS 85%	4,41	2,36
ATR-CCS 91%	3,59	1,66
ALK	5,93	–

Praca Oni i in. [3] jest bezpośrednim punktem odniesienia metodologicznego dla niniejszej analizy: na jej podejściu opiera się zarówno struktura kaskadowego wyznaczania CAPEX, jak i uwzględnienie kosztów magazynowania wodoru w bilansie LCOH. Bezwzględne wartości LCOH uzyskane w niniejszej pracy są około 3-krotnie wyższe niż w cytowanym źródle. Złożyły się na to trzy czynniki: aktualizacja do cen roku 2026 (skumulowana inflacja rzędu 22% względem roku bazowego 2020 przyjętego przez Oni i in.), wyższa cena gazu ziemnego w niniejszym modelu (9,70 USD/GJ wobec 5 USD/GJ charakterystycznej dla rynku kanadyjskiego) oraz wyższa cena energii elektrycznej, odzwierciedlająca realia rynku europejskiego. Mimo tych różnic w wartościach bezwzględnych relacje między wariantami pozostają spójne: w obu analizach ATR-CCS osiąga najniższy LCOH spośród technologii z wychwytem CO₂, a SMR-CCS 85% pozostaje wariantem najdroższym. Potwierdza to trafność struktury modelu, niezależnie od zastosowanych cen bazowych [3].

Zgodność wyników potwierdza się także w wymiarze technicznym. Parametry procesowe reformingu przyjęte w analizie: zakresy temperatur (700–1000°C dla SMR, 950–1100°C dla ATR) oraz endotermiczny charakter reakcji konwersji metanu – pozostają zgodne z fundamentalną charakterystyką kinetyczną i termodynamiczną procesu SMR opisaną przez Rostrup-Nielsen i in. [17]. To niezależne potwierdzenie poprawności założeń technicznych leżących u podstaw modelu ekonomicznego.

W odniesieniu do wodoru zielonego, uzyskany próg konkurencyjności cenowej ALK (37 USD/MWh) jest zbliżony z szacunkami IRENA [10], według których obniżenie kosztu energii elektrycznej poniżej 30–40 USD/MWh jest warunkiem koniecznym osiągnięcia konkurencyjności zielonego wodoru względem ścieżek opartych na paliwach kopalnych. Zbieżność ta, uzyskana została niezależnie na podstawie odmiennych metodologii. Analiza IRENA ma charakter przekrojowy i obejmuje wiele projektów globalnych, podczas gdy niniejsza opiera się na modelu DCFA dla pojedynczej instalacji referencyjnej.

Malejąca krańcowa opłacalność CCS w technologii SMR znajduje potwierdzenie w pracy Collodio i in. [9], którzy wykazali wzrost LCOH o ok. 46% przy podniesieniu skuteczności wychwytu z ok. 55% do ok. 90%. W niniejszej analizie analogiczny wzrost (SMR-CCS 52% → SMR-CCS 85%) wynosi tylko ok. 12%. Różnica wynika z efektu skali, instalacja 607 t H₂/dobę jest ok. trzykrotnie większa od analizowanej przez Collodio i in., przy

współczynnika skali SF = 0,67–0,68 oraz z proporcjonalnie stałego udziału kosztu magazynowania wodoru w CAPEX (24–48%), który zmniejsza względny wpływ różnic w infrastrukturze CCS na końcowy LCOH [3, 7, 9].

Wyniki niniejszej analizy pozostają zatem jakościowo spójne z literaturą przedmiotu. Różnice w wartościach bezwzględnych LCOH wynikają z odmiennych założeń cenowych i walutowych właściwych dla różnych rynków i lat bazowych, natomiast kluczowe relacje ekonomiczne między technologiami, są potwierdzone niezależnie przez wcześniejsze opracowania [3, 7, 9, 10, 17].

3.2. Implikacje praktyczne: CCS jako technologia pomostowa w kontekście polityki UE i Polski

Wyniki analizy wpisują się bezpośrednio w obowiązujące ramy regulacyjne Unii Europejskiej, które przypisują niebieskiemu wodorowi rolę technologii przejściowej w dekarbonizacji przemysłu. Europejska Strategia Wodorowa z 2020 roku, pakiet REPowerEU z 2022 roku oraz rozporządzenie o gazie ziemnym i wodorze z 2024 roku dopuszczają finansowanie publiczne niebieskiego wodoru na zasadach analogicznych do zielonego, pod warunkiem spełnienia określonych progów emisyjności [5]. Ekonomiczna zasadność CCS dla ATR już przy cenie uprawnień EU ETS na poziomie 60 USD/t (poziomie już osiągniętym rynkowo) potwierdza, że obecne otoczenie regulacyjne rzeczywiście sprzyja wdrażaniu tej technologii bez dodatkowego wsparcia finansowego ze środków publicznych [6].

Skala globalnego zapotrzebowania na wodór niskoemisyjny wzmacnia praktyczne znaczenie tego wyniku. Przemysł ciężki (produkcja amoniaku, rafinerie, redukcja bezpośrednia stali) zużywa obecnie ponad 97 Mt H₂/rok, przy czym cały ten wolumen pochodzi z produkcji opartej na paliwach kopalnych bez wychwytu CO₂ [3]. Niebieski wodór pozwala dekarbonizować te procesy bez zmiany technologii odbiorczej. To istotna przewaga praktyczna nad wodorem zielonym, który w wielu zastosowaniach przemysłowych wymaga dodatkowych inwestycji dostosowawczych po stronie odbiorcy. Prognozy IEA wskazują, że niebieski wodór powinien stanowić ok. 33% globalnego miks wodorowego w 2030 roku, a według Hydrogen Council nawet 36% [5, 18]. Obie organizacje traktują tę technologię jako niezbędny element transformacji energetycznej nadchodzącej dekady.

Kontekst polski

Polska jako kraj o wysokiej emisyjności sektora energetycznego i rozbudowanej infrastrukturze gazowej, wpisuje się w grupę państw dopuszczających niebieski wodór jako element przejściowy przy jednoczesnym docelowym priorytecie dla wodoru zielonego. O realnym tempie wdrożenia niebieskiego wodoru w warunkach krajowych zdecydują trzy czynniki.

Dostępność geologiczna dla sekwestracji CO₂. Polska dysponuje ograniczonym, lecz zidentyfikowanym potencjałem geologicznym: formacje solankowe Niżu Polskiego oraz zubożone złoża węglowodorów w Karpatach mogą stanowić lokalne centra sekwestracji, choć wymagają dalszych badań potwierdzających ich pojemność i szczelność [16].

Tempo dekarbonizacji krajowego miks energetycznego.

Wynik analizy środowiskowej dla ALK zasilanego z polskiej sieci pokazuje, że w obecnych warunkach polskich niebieski wodór ma wyraźną przewagę środowiskową nad elektrolizą zasilaną z sieci krajowej, mimo że elektroliza jest technologią z założenia zeroemisyjną. Zgodnie z Krajowym Planem na rzecz Energii i Klimatu udział OZE w polskim miksie ma wzrosnąć do 40–50% do 2030 roku i powyżej 60% do 2040 roku. Poprawi to stopniowo profil środowiskowy elektrolizy sieciowej, jednak w perspektywie najbliższej dekady przewaga niebieskiego wodoru w warunkach krajowych pozostaje istotna.

Lokalizacja potencjalnych instalacji. Ośrodki przemysłu chemicznego dysponujące już infrastrukturą gazową i doświadczeniem w produkcji wodoru (Płock, Police, Puławy) są naturalnymi kandydatami do wdrożenia instalacji ATR-CCS na skalę zbliżoną do modelowej (607 t H₂/dobę). Dotyczy to zwłaszcza połączenia z planowaną siecią European Hydrogen Backbone, która mogłaby obsłużyć eksport nadwyżek lub import wodoru z regionów o korzystniejszych warunkach produkcji [3, 12].

Ograniczenia horyzontu czasowego roli CCS

Rola CCS jako technologii pomostowej ma z definicji charakter przejściowy. Nawet najlepszy wariant niskoemisyjny (ATR-CCS 91%) generuje emisje na poziomie 3,91 kg CO₂eq/kg H₂. Wartość ta jest dalece przekraczającą zero, obejmuje nieuchwytny ślad upstream wydobycia i transportu gazu ziemnego (1,34–2,28 kg CO₂eq/kg H₂), niezależny od skuteczności samej instalacji CCS [3]. Według scenariusza IEA Net Zero 2050 udział wodoru szarego w globalnym miksie powinien spaść z ok. 90% w 2020 roku do ok. 2% w 2050 roku, przy czym niebieski wodór pełni w tym scenariuszu funkcję wyłącznie przejściową [18]. Instalacja budowana dziś, przy założonym 25-letnim okresie eksploatacji, może więc funkcjonować przez znaczną część swojego cyklu życia w otoczeniu regulacyjnym wymagającym emisji bliskich zeru. Stwarza to ryzyko ograniczonej wartości rezydualnej aktywów po 2040–2045 roku i sugeruje potrzebę projektowania instalacji z myślą o możliwości dalszej rozbudowy CCS lub adaptacji do zasilania biometanem bądź e-metanem [2, 6].

W praktyce oznacza to, że decyzje inwestycyjne dotyczące niebieskiego wodoru w Polsce i UE powinny uwzględniać nie tylko bieżącą opłacalność ekonomiczną potwierdzoną w niniejszej analizie, lecz również strategię wyjścia z technologii w horyzoncie 2040–2050, równoległe z rozwojem konkurencyjności kosztowej wodoru zielonego, opisanym w podrozdziale 3.5.

3.3. Ograniczenia analizy

Przedstawiona analiza opiera się na modelu DCFA zakładającym stałe ceny gazu ziemnego, energii elektrycznej i uprawnień EU ETS w całym 25-letnim horyzoncie eksploatacji instalacji. Traktuje też parametry wejściowe analizy wrażliwości jako niezależne zmienne losowe, pomijając rzeczywiste korelacje rynkowe w szczególności współwystępowanie wzrostu cen gazu, energii elektrycznej i uprawnień CO₂, napędzane wspólnymi mechanizmami rynkowymi i regulacyjnymi [3, 13]. Model nie uwzględnia ponadto podatku dochodowego, tarczy podatkowej ani instrumentów wsparcia publicznego, np. mechanizmu hy-

drogen contracts for difference rozważanego w UE i Wielkiej Brytanii. Wyniki mają więc charakter pre-podatkowy i nie są bezpośrednio porównywalne z analizami uwzględniającymi strukturę finansowania inwestycji [3, 4]. Zakres systemu ograniczono do granicy instalacji produkcyjnej (koszt at-gate), pomijając koszty sprężania, transportu i dystrybucji, które w zależności od odległości i formy transportu mogą dodać 0,5–3,0 USD/kg H₂ i istotnie zmienić ranking ekonomiczny technologii z perspektywy odbiorcy końcowego [3, 4].

Trzy kierunki rozwoju wydają się tu najistotniejsze. Po pierwsze, zastosowanie dynamicznego modelu cen mediów i uprawnień CO₂, opartego na scenariuszach prognostycznych IEA lub BloombergNEF, pozwoliłoby ocenić moment osiągnięcia progu opłacalności CCS w warunkach zmieniającej się polityki klimatycznej [3, 13, 14]. Po drugie, rozszerzenie zakresu systemu o koszty dostawy dałoby pełny koszt dostarczonego wodoru (LCDH) [4, 12]. Po trzecie, analiza klastrowa uwzględniająca konkretne lokalizacje przemysłowe wraz z dostępnością formacji geologicznych do sekwestracji CO₂ pozwoliłaby ocenić realny potencjał wdrożeniowy niebieskiego wodoru w warunkach krajowych [3, 12].

4. Wnioski

Przeprowadzona analiza techniczno-ekonomiczna sześciu wariantów technologicznych produkcji wodoru (SMR, ATR, SMR-CCS 52%, SMR-CCS 85%, ATR-CCS 91% oraz ALK) dla instalacji modelowej o wydajności 607 t H₂/dobę, przy warunkach rynku europejskiego w roku bazowym 2026, pozwala sformułować pięć wniosków.

ATR-CCS 91% jest optymalnym wariantem niebieskiego wodoru pod względem bilansu koszt-emisje. Spośród wszystkich analizowanych technologii niskoemisyjnych osiąga najniższy LCOH (3,59 USD/kg H₂) przy jednocześnie najniższym śladzie węglowym wśród wariantów gazowych (3,91 kg CO₂eq/kg H₂). Przewaga ta wynika z wewnętrznego odzysku ciepła w procesie ATR, który eliminuje zużycie gazu jako paliwa i minimalizuje koszty operacyjne, mimo najwyższego CAPEX spośród rozpatrywanych technologii gazowych.

Integracja CCS z ATR jest ekonomicznie uzasadniona już przy obecnych cenach uprawnień EU ETS. ATR-CCS 91% (3,59 USD/kg H₂) jest tańszy niż ATR bez wychwyty CO₂ (3,81 USD/kg H₂). Eliminacja opłat emisyjnych kompensuje z nadwyżką wyższe koszty kapitałowe instalacji CCS. Proóg opłacalności wynosi 60 USD/t CO₂, poziom osiągnięty i przekroczony na rynku EU ETS, podczas gdy dla SMR próg ten pozostaje wyższy (125–130 USD/t CO₂).

Magazynowanie wodoru jest dominującym czynnikiem ryzyka kosztowego niezależnie od wybranej technologii. Stanowi 24–48% CAPEX we wszystkich wariantach i odpowiada za ponad 55% wariancji LCOH w SMR-CCS 52% i ATR-CCS 91%. Zastąpienie zbiorników naziemnych tańszymi kavernami solnymi tam, gdzie pozwalają na to warunki geologiczne, stanowi największą pojedynczą dźwignię redukcji kosztów dostępną bez zmian w rdzeniu procesu produkcyjnego.

Wodór zielony (ALK) pozostaje droższy o ok. 65% od optymalnego wariantu niebieskiego, ale zbliża się do progu

konkurencyjności. Wyznaczony punkt przecięcia kosztowego (37 USD/MWh) jest już dziś osiągalny w regionach o wyjątkowo korzystnych warunkach OZE, choć pozostaje poza zasięgiem standardowych warunków sieciowych w Polsce i Europie Środkowej do 2030 roku. Konkurencyjność kosztowa nie oznacza jednak przewagi środowiskowej. ALK zasilana z sieci o wysokiej emisyjności, jak polska, generuje emisje wielokrotnie wyższe niż wodór niebieski.

Wodór niebieski jest technologicznie dojrzałą i ekonomicznie uzasadnioną technologią pomostową w perspektywie 2035–2050. Wyniki analizy, spójne z niezależnymi ustaleniami literaturowymi [3, 10, 17], potwierdzają, że przy obecnym poziomie cen EU ETS i cen energii ATR-CCS oferuje najkorzystniejszy dostępny bilans kosztowo-emisyjny wśród technologii niskoemisyjnych produkcji wodoru. Jego rola pozostaje jednak z założenia przejściowa. Strukturalna niemożność osiągnięcia zeroemisyjności oraz postępująca redukcja kosztów wodoru zielonego wymagają, by decyzje inwestycyjne uwzględniały strategię wygaszania technologii w horyzoncie 2040–2050, równoległe z rozwojem infrastruktury OZE i elektrolizy.

5. Literatura

Praca macierzysta: J. D. Gawriuczenkow, Analiza techniczno-ekonomiczna wytwarzania wodoru niebieskiego w procesie reformingu parowego, M.S. thesis, Wyd. Inż. Środowiska, Politechnika Warszawska, Warszawa, Polska, 2026.

- [1] Dawood, F., Anda, M., & Shafiullah, G. (2020). Hydrogen production for energy: An overview. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(7), 3847–3869. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.059>
- [2] Saeidi, S. i in. (2023). Evolution paths from gray to turquoise hydrogen via catalytic steam methane reforming. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 183, 113392. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113392>
- [3] Oni, A., Anaya, K., Giwa, T., Di Lullo, G., & Kumar, A. (2022). Comparative assessment of blue hydrogen from steam methane reforming, autothermal reforming, and natural gas decomposition technologies for natural gas-producing regions. *Energy Conversion and Management*, 254, 115245. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115245>
- [4] Walden, J. (2022). *Blue Hydrogen Production Technology Review: Report on behalf of the Bacton Energy Hub Hydrogen Supply Special Interest Group*. Progressive Energy.
- [5] Ivan, B. a. O. (2023). Comparison between Green and Blue Hydrogen Production: Climate Impact, Status Quo and Prospects. *repositUM (TU Wien)*. <https://doi.org/10.34726/hss.2023.110261>
- [6] Congressional Budget Office. (2023). Carbon Capture and Storage in the United States. Congressional Budget Office. <https://www.cbo.gov/publication/59832>
- [7] Mohajerani, S., Kumar, A., & Oni, A. O. (2018). A techno-economic assessment of gas-to-liquid and coal-to-liquid plants through the development of scale factors. *Energy*, 150, 681–693. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.03.005>
- [8] Swanson, R. M., Platon, A., Satrio, J. A., & Brown, R. C. (2010). Techno-economic analysis of biomass-to-liquids production based on gasification. *Fuel*, 89, S11–S19. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2010.07.027>
- [9] Collodi, G., Azzaro, G., Ferrari, N., & Santos, S. (2017). Techno-economic Evaluation of Deploying CCS in SMR Based Merchant H₂ Production with NG as Feedstock and Fuel. *Energy Procedia*, 114, 2690–2712. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1533>
- [10] IRENA. (2020). *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- [11] Parkash, S. (2003). *Refining Processes Handbook*. Gulf Professional Publishing. <https://doi.org/10.1016/B978-0-7506-7721-9.X5000-2>
- [12] Okonkwo, E. C., Al-Breiki, M., Bicer, Y., & Al-Ansari, T. (2021). Sustainable hydrogen roadmap: A holistic review and decision-making methodology for production, utilisation and exportation using Qatar as a case study. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(72), 35525–35549. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.08.111>
- [13] Henriksson, P. J. G., Heijungs, R., Dao, H. M., Phan, L. T., De Snoo, G. R., & Guinée, J. B. (2015). Product carbon footprints and their uncertainties in comparative decision contexts. *PLoS ONE*, 10(3), e0121221. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0121221>
- [14] Glushchenko, A. (2.12.2025). Carbon price in the EU ETS to hit €126/t by 2030. GMK Center. <https://gmk.center/en/infographic/carbon-price-in-the-eu-ets-to-hit-e126-t-by-2030>
- [15] Howarth, R. W., & Jacobson, M. Z. (2021). How green is blue hydrogen? *Energy Science & Engineering*, 9(10), 1676–1687. <https://doi.org/10.1002/ese3.956>
- [16] Boot-Handford, M.E., Abanades, J.C., Anthony, E.J., Blunt, M.J., Brandani, S., Mac Dowell, N., Fernández, J.R., Ferrari, M.-C., Gross, R., Hallett, J.P., Haszeldine, R.S., Heptonstall, P., Lyngfelt, A., Makuch, Z., Mangano, E., Porter, R.T.J., Pourkashanian, M., Rochelle, G.T., Shah, N., Yao, J.G., Fennell, P.S.. (2013). Carbon capture and storage update. *Energy & Environmental Science*, 7(1), 130–189. <https://doi.org/10.1039/c3ee42350f>
- [17] Rostrup-Nielsen, J. R., Sehested, J., & Nørskov, J. K. (2002). Hydrogen and synthesis gas by steam- and CO₂ reforming. In *Advances in catalysis* (pp. 65–139). [https://doi.org/10.1016/s0360-0564\(02\)47006-x](https://doi.org/10.1016/s0360-0564(02)47006-x)
- [18] IEA. (2021). *Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector*. International Energy Agency, Paris. <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>