

Koszty związane z dodatkiem wodoru do gazu ziemnego

Costs associated with adding hydrogen to natural gas

Marta Gburzyńska^{*}

Słowa kluczowe: Wodór, wytwarzanie wodoru, gaz ziemny, koszty produkcji wodoru.

Streszczenie

W obliczu globalnych wyzwań związanych ze zmianami klimatycznymi oraz koniecznością ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, wodór (H_2) staje się coraz bardziej istotnym elementem transformacji energetycznej. Jedną z rozważanych metod jego integracji z istniejącą infrastrukturą, jest dodawanie wodoru do gazu ziemnego (blending). Taka strategia pozwala na wykorzystanie obecnych gazociągów do transportu niskoemisyjnego paliwa, bez konieczności natychmiastowej rozbudowy sieci wodorowej. Artykuł analizuje ekonomiczne aspekty tego rozwiązania, ze szczególnym uwzględnieniem kosztów produkcji wodoru metodami: reformingu parowego metanu (szary wodór), SMR z wychwytem CO_2 (niebieski wodór) oraz elektrolizy z OZE (zielony wodór). Przedstawiono także wpływ technologii, kosztów energii oraz nakładów inwestycyjnych (CAPEX) na uśredniony koszt produkcji wodoru (LCOH), wskazując, że choć zielony wodór pozostaje obecnie najdroższy, to w przyszłości może stać się konkurencyjny, dzięki postępowi technologicznemu i wsparciu politycznemu. W artykule przedstawiono również aspekty techniczne, regulacyjne i rynkowe związane z blendingiem wodoru oraz międzynarodowe doświadczenia w tym zakresie.

Keywords: Hydrogen, hydrogen production, natural gas, hydrogen production costs.

Abstract

In the face of global challenges related to climate change and the urgent need to reduce greenhouse gas emissions, hydrogen (H_2) is becoming an increasingly important element of the energy transition. One of the considered methods for integrating hydrogen into the existing infrastructure is its addition to natural gas (blending). This strategy enables the use of existing gas pipelines for transporting low-emission fuel without the immediate need to develop a dedicated hydrogen network.

This article analyzes the economic aspects of this solution, with particular emphasis on the costs of hydrogen production using the following methods: steam methane reforming (gray hydrogen), SMR with carbon capture and storage (blue hydrogen), and electrolysis powered by renewable energy sources (green hydrogen). It also presents the impact of technology, energy costs, and capital expenditures (CAPEX) on the Levelized Cost of Hydrogen (LCOH), showing that although green hydrogen remains the most expensive option today, it could become competitive in the future due to technological advancements and policy support. The article further discusses the technical, regulatory, and market aspects of hydrogen blending, as well as international experiences in this field.

1. Wprowadzenie

Globalne wyzwania związane ze zmianami klimatycznymi oraz rosnące zapotrzebowanie na energię o niskiej emisji dwutlenku węgla wymuszają pilne przekształcenia globalnego systemu energetycznego [13]. Tradycyjne paliwa kopalne, choć wciąż dominujące, niosą ze sobą znaczące reperkusje dla środowiska, głównie w postaci emisji gazów cieplarnianych (GEI) [13]. W poszukiwaniu niskoemisyjnych alternatyw, wodór (H_2) zyskuje na znaczeniu jako nośnik energii, który może odegrać kluczową rolę w dekarbonizacji różnych sektorów gospodarki, w tym przemysłu, transportu i ogrzewania [9, 13, 17].

Jedną z rozważanych i badanych dróg integracji wodoru z istniejącą infrastrukturą energetyczną jest dodawanie go do sieci gazu ziemnego (blending) [10]. Strategia ta umożliwia stopniowe wprowadzanie wodoru na rynek i wykorzystanie istniejących gazociągów do jego transportu, potencjalnie opóźniając potrzebę budowy dedykowanej infrastruktury wodorowej [10]. Projekty blendingu wodoru są obecnie testowane w różnych częściach świata, obejmując sieci dystrybucyjne z udziałem wodoru od 2% do 20% dla tysięcy odbior-

ców, jak ma to miejsce, np. w Australii, Kanadzie, Chile, Indiach, Portugalii, Rumunii i Stanach Zjednoczonych [10].

Kluczowym czynnikiem determinującym skalę wdrożenia wodoru, w tym jego dodatku do gazu ziemnego, są koszty jego produkcji [17]. Produkcja wodoru odbywa się różnymi metodami, które różnią się zarówno intensywnością emisji CO_2 , jak i kosztem. Obecnie, najbardziej rozpowszechnioną i często najtańszą metodą jest reforming parowy gazu ziemnego (SMR), który jednak generuje znaczące emisje CO_2 (tzw. "szary" wodór) [17, 10]. Koszt produkcji wodoru metodą SMR, bez wychwytywania CO_2 , wynosi około 12,2 $\text{€}/\text{Nm}^3$ [17, 10], co odpowiada 0,50 do 1,70 USD/kg, w zależności od cen. Zastosowanie technologii wychwytywania i składowania dwutlenku węgla (CCS) w procesie SMR pozwala na znaczące ograniczenie emisji (tzw. "niebieski" wodór) [9], ale zwiększa koszty produkcji do około 18,1 $\text{€}/\text{Nm}^3$ lub 2,1 do 2,6 USD/kg. W perspektywie dekarbonizacji, duże nadzieje wiąże się z produkcją "zielonego" wodoru poprzez elektrolizę wody z wykorzystaniem energii elektrycznej, pochodzącej z odnawialnych źródeł energii (OZE), takich

^{*} Marta Gburzyńska – mgr, Zakład Inżynierii Środowiska – Państwowa Akademia Nauk Stosowanych im. Ignacego Mościckiego w Ciechanowie, e-mail:marta.gburzynska@pansim.edu.pl

jak fotowoltaika (PV) czy energia wiatru [13, 22]. Chociaż obecnie produkcja zielonego wodoru jest często droższa niż szarego, postęp technologiczny, wzrost skali produkcji elektrolizerów (ALK, PEM, SOEC [10]) oraz potencjalny spadek kosztów energii odnawialnej, a także wsparcie polityczne (np. ulgi podatkowe czy subsydia [9]), mogą znacząco obniżyć te koszty w przyszłości.

W analizie kosztów produkcji wodoru kluczowym wskaźnikiem jest Levelized Cost of Hydrogen (LCOH), czyli uśredniony koszt produkcji kilograma wodoru w całym cyklu życia instalacji [10]. Analizy czułości pokazują, że LCOH zielonego wodoru jest silnie zależny od kosztów energii elektrycznej (LCOE) i efektywności elektrolizera. Spadek kosztów inwestycyjnych (CAPEX) dla instalacji PV czy elektrolizerów również ma istotny wpływ na obniżenie LCOH [14].

Mając na uwadze rosnące zainteresowanie dodatkiem wodoru do gazu ziemnego jako strategią dekarbonizacji oraz kluczową rolę kosztów w tym procesie, niniejszy artykuł ma na celu analizę ekonomicznych aspektów związanych z dodawaniem wodoru do sieci gazowych, ze szczególnym uwzględnieniem kosztów produkcji wodoru różnymi technologiami, w oparciu o dostępne dane i przykłady przedstawione w literaturze.

2. Metody produkcji wodoru

Produkcja wodoru odbywa się głównie trzema metodami, które różnią się pod względem emisji CO₂ oraz kosztów:

Szary wodór – produkowany z gazu ziemnego w procesie reformingu parowego metanu (SMR), bez wychwytywania dwutlenku węgla. Jest to obecnie najtańsza metoda, ale generuje wysokie emisje CO₂ (około 10 ton CO₂ na tonę H₂). Koszt produkcji szarego wodoru wynosi od około 0,5 do 2,5 USD/kg, zależnie od lokalnych cen gazu ziemnego [9].

Niebieski wodór – produkowany podobnie jak szary, ale z zastosowaniem technologii wychwytywania i składowania CO₂ (CCS), co znacząco redukuje emisje. Koszty produkcji są wyższe, rzędu 2,1 do 2,6 USD/kg (zależy od poziomu wychwytu CO₂ – zazwyczaj 60-90 % i kosztów składowania), ze względu na dodatkowe nakłady na CCS [4]. W Europie i USA obecny koszt to 4–8 USD/kg (IEA, BloombergNEF), przy czym w najlepszych lokalizacjach (Chile, Australia) można zejść do 2–3 USD/kg.

Zielony wodór – otrzymywany w procesie elektrolizy wody z wykorzystaniem energii elektrycznej, pochodzącej z odnawialnych źródeł energii (OZE), takich jak fotowoltaika czy energia wiatru. Jest to najbardziej ekologiczna metoda, niegenerująca bezpośrednich emisji CO₂. Koszt produkcji zielonego wodoru waha się obecnie od 2 do

8 USD/kg w zależności od technologii, lokalizacji i skali produkcji, a w wyjątkowo korzystnych warunkach (np. Chile, Australia) może spaść do 2–3 USD/kg [9].

Technologie elektrolizy obejmują elektrolizery alkaliczne (ALK), membranowe protonowymienne (PEM) oraz na stałe tlenki (SOEC). Elektrolizery alkaliczne są najbardziej dojrzałe technologicznie i mają niższe koszty inwestycyjne, natomiast elektrolizery PEM lepiej radzą sobie z dynamicznymi zmianami obciążenia, co jest istotne przy współpracy z OZE [4].

3. Rola wodoru i jego mieszania z gazem ziemnym

Wodór (H₂) jest postrzegany jako kluczowy nośnik energii, umożliwiający dekarbonizację gospodarki, zwłaszcza w sektorach trudnych do elektryfikacji, takich jak przemysł ciężki, transport czy ciepłownictwo [7, 6]. Jego zastosowanie pozwala na znaczne ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, ponieważ przy spalaniu wodoru powstaje jedynie para wodna, a produkcja zielonego wodoru z odnawialnych źródeł energii nie generuje emisji CO₂ [20, 7].

3.1. Znaczenie wodoru w dekarbonizacji

Wodór jest jedyną opłacalną i skalowalną opcją dekarbonizacji niektórych sektorów przemysłu, gdzie bezpośrednia elektryfikacja jest trudna lub niemożliwa [7].

Chociaż prognozy wskazują, że udział wodoru w całkowitym zużyciu energii w Europie nie przekroczy około 10 %, jego rola w określonych zastosowaniach, zwłaszcza w transporcie i przemyśle ciężkim, będzie kluczowa.

Wodór wspiera rozwój gospodarki o obiegu zamkniętym dzięki wysokiej zdolności do recyklingu materiałów używanych w całym łańcuchu wartości.

3.2. Mieszanie wodoru z gazem ziemnym (blending)

Dodawanie wodoru do sieci gazu ziemnego, czyli tzw. blending, jest jedną z najbardziej obiecujących strategii integracji wodoru z istniejącą infrastrukturą energetyczną [3, 8].

Pozwala to na:

- Stopniowe wprowadzanie wodoru do systemu energetycznego, bez konieczności natychmiastowej budowy dedykowanej infrastruktury wodorowej.
- Wykorzystanie istniejących gazociągów do transportu mieszaniny gazu ziemnego z wodorem, co zmniejsza koszty inwestycyjne i przyspiesza wdrożenie wodoru na szeroką skalę.

- Redukcję emisji CO₂ w sektorze gazowym poprzez obniżenie udziału paliw kopalnych w dostarczonym gazie.

3.3. Techniczne i regulacyjne aspekty blendingu

Technicznie możliwe jest mieszanie wodoru z gazem ziemnym na poziomie 2-10 % objętościowo przy niewielkich modyfikacjach infrastruktury, a badania wskazują, że nawet do 20% udziału wodoru jest wykonalne [10].

W Polsce prawo dopuszcza do 10 % molowego udziału wodoru w paliwach gazowych, pod warunkiem dostosowania urządzeń pomiarowych i sieci do takiej mieszanki, zapewniając bezpieczeństwo odbiorców końcowych [18].

W Unii Europejskiej rozważa się ograniczenie maksymalnego udziału wodoru w sieciach przesyłowych do 2 %, aby utrzymać zharmonizowaną jakość gazu i bezpieczeństwo systemu [1, 7].



Rys. 1 Ścieżki produkcji i wykorzystania wodoru (opracowanie własne na podstawie [19])

Fig. 1. Hydrogen production and utilization pathways (own elaboration based on [19])

3.4. Wpływ wodoru na właściwości gazu i sieci

Wodór ma niższą gęstość i wartość energetyczną na jednostkę objętości niż gaz ziemny, co powoduje zmniejszenie energii przesyłanej przy stałym ciśnieniu w sieci.

Obecność wodoru wpływa na właściwości fizykochemiczne mieszaniny, m.in. obniża liczbę metanową (wskaźnik odporności gazu na spalanie stukowe, istotny zwłaszcza dla silników gazowych i turbin), co może prowadzić do wzrostu właściwości stukowych paliwa i wymaga dostosowania urządzeń spalających (dotyczy głównie zastosowań w transporcie i przemysłowych turbinach gazowych).

Materiały używane w gazociągach, zwłaszcza stal, mogą ulegać zwiększonej degradacji pod wpływem wodoru (tzw. kruchość indukowana wodorem), co wymaga dodatkowych badań i ewentualnych modernizacji infrastruktury. Warto dodać, że polietylenowe rury są odporne na przenikanie wodoru, ale mają ograniczenia ciśnieniowe i są stosowane głównie w sieciach dystrybucyjnych. **Wprowadzenie wodoru do sieci gazowej wymaga również dostosowania procedur bezpieczeństwa, detekcji i wentylacji.**

Kompresory muszą pracować z wyższymi prędkościami obrotowymi, aby utrzymać ciśnienie przy zwiększonym udziale wodoru, co może ograniczać ich żywotność i wymagać inwestycji w nowe urządzenia. Wodór może wpływać na dokładność tradycyjnych liczników objętościowych, dlatego zaleca się stosowanie liczników ultradźwiękowych lub termicznych.

Wodór ma znacznie wyższą prędkość dyfuzji, co może wpływać na szczelność starszych instalacji.

3.5. Przykłady i doświadczenia z blendingiem

Na świecie realizowane są liczne projekty blendingu, obejmujące sieci dystrybucyjne z udziałem wodoru od 2 % do 20 %, m.in. w Australii, Kanadzie, Chile, Indiach, Portugalii, Rumunii, USA, Korei i Chinach.

Najdłużej działający projekt blendingu w USA to sieć Hawaii Gas (działa od lat 70. XX w.), gdzie wprowadzono mieszkankę z 12-15 % udziałem wodoru.

W Chinach udowodniono możliwość transportu mieszaniny z 24 % wodoru na znaczne odległości w gazociągach przesyłowych.

Tabela 1. Aktywne projekty mieszania wodoru w sieciach przesyłowych gazu (opracowanie własne na podstawie[8])

Table 1. Active hydrogen blending projects in gas transmission networks (own elaboration based on [8])

Nazwa projektu	Uczestnicy projektu	Kraje	Udział H ₂ [%]	Dodatkowe informacje o projekcie	Okres realizacji
MosaHYc	GRTgaz, CREOS	Niemcy, Francja, Belgia	100	Studium konwersji 100 km gazociągów przesyłowych na czysty wodór zasilany z elektrolizera 60 MW (20 000 m ³ /h). Projekt tworzy transgraniczną infrastrukturę wodorową łączącą Niemcy, Francję i Luksemburg, z planowaną przepustowością ponad 50 000 ton H ₂ rocznie do 2030 r.	2021–2022
FenHYx	GRTgaz, RICE	Francja	0–100	Analiza wpływu wysokiego stężenia wodoru (do 100%) w systemach przesyłu i dystrybucji gazu ziemnego pod ciśnieniem 0–100 bar. Badania obejmują wpływ na materiały, urządzenia oraz bezpieczeństwo sieci.	od 2021 (trwa)
Jupiter 1000	GRTgaz, TEREGA, CEA, CNR, RTE, PcPhy, Leroux & Lotz, Khimod, GPM	Francja	0–6	Demonstrator P2G (Power-to-Gas) o mocy 1 MW, wykorzystujący elektrolizery PEM i alkaliczne, z metanizacją i wychwytem CO ₂ . Wtrysk wodoru do sieci GRTgaz od 2020 r., trzech odbiorców przemysłowych. Projekt obejmuje ocenę cyklu życia, analizę techniczną i ekonomiczną oraz wpływ wodoru na sieć i użytkowników.	2014–2023
HyNTS FutureGrid	National Grid	Wielka Brytania	N/D	Badanie wpływu mieszania wodoru w wycofanych z eksploatacji instalacjach testowych (Spadeadam). Celem jest wykazanie, że krajowy system przesyłowy może transportować wodór i mieszaniny z wodorem. Projekt obejmuje testy z 2%, 5%, 20% i 100% wodoru.	Maj 2021 – Marzec 2023
Snam Contursi	Snam	Włochy	10	Demonstracja mieszania do 10% wodoru w sieci przesyłowej gazu do dwóch odbiorców – fabryki makaronu i zakładu butelkowania wody mineralnej. Projekt jest pierwszym tego typu we Włoszech i ma na celu ocenę wpływu na infrastrukturę i odbiorców.	od 2019 (trwa)
Energy Storage	Energinet, Evida, Duńskie Centrum Technologii Gazowej	Dania	25	Badanie wpływu 25% wodoru w sieci przesyłowej gazu pod wysokim ciśnieniem (80 bar). Nie stwierdzono wycieków ani konieczności modernizacji infrastruktury. Projekt jest częścią szerszej strategii wsparcia zielonej transformacji energetycznej Danii.	2020–2021
H21	Northern Gas Networks (Ofgem), Cadent Gas, SGN, Wales & West Utilities, National Grid, DNV, HSE	Wielka Brytania	100	Celem jest potwierdzenie możliwości przekształcenia istniejącej sieci gazowej na 100% wodór. Projekt obejmuje szeroką współpracę operatorów sieci i instytucji badawczych oraz testy infrastruktury i urządzeń końcowych.	od 2021 (trwa)
H2HoWi	E.ON, Westnetz GmbH	Niemcy	100	Pierwszy w Niemczech projekt konwersji rurociągu dystrybucyjnego gazu ziemnego na czysty wodór. Dostawy wodoru do czterech odbiorców komercyjnych. Projekt wspierany przez niemiecki Brennstoffinstitut Freiberg.	2020–2023
HyDeploy	Northern Gas Networks, Cadent, Progressive Energy, Keele University, HSE, ITM Power	Wielka Brytania	20	Testowanie 20% udziału wodoru w sieci gazu kampusu uniwersyteckiego Keele oraz w publicznej sieci gazowej w Winlaton. Projekt potwierdził bezpieczeństwo i kompatybilność urządzeń z takim blendingiem.	2019–2021 (Keele), 2021–2022 (Winlaton)
HyDeal	Konsorcjum europejskie (m.in. ENGIE, Enagás, Enel, RWE)	Hiszpania	N/D	Europejski projekt mający na celu rozwój dużej skali produkcji i dystrybucji zielonego wodoru, z planowanym udziałem w miksie gazowym i integracją z infrastrukturą gazową. Szczegóły udziału H ₂ w sieci nie zostały jeszcze określone.	od 2021 (trwa)
Hydrogen Backbone	Konsorcjum europejskich operatorów gazociągów (m.in. GRTgaz, Snam, Fluxys)	Unia Europejska	N/D	Koncepcja sieci przesyłowej dedykowanej wodoru w Europie, mająca na celu stworzenie infrastruktury do transportu wodoru na duże odległości, uzupełniającej lub zastępującej istniejące gazociągi ziemne. Projekt jest w fazie planowania i rozwoju.	od 2020 (trwa)

W Europie trwają prace nad integracją infrastruktury wodorowej z istniejącą siecią gazową, z uwzględnieniem aspektów technicznych, ekonomicznych i bezpieczeństwa dostaw [6, 7, 21].

Podsumowując, rola wodoru jako nośnika energii w procesie dekarbonizacji jest kluczowa, zwłaszcza w sektorach trudnych do elektryfikacji. Mieszanie wodoru z gazem ziemnym stanowi realną, technicznie wykonalną i ekonomicznie atrakcyjną metodę stopniowego wprowadzania wodoru do systemu energetycznego, wykorzystując istniejącą infrastrukturę i przyspieszając transformację w kierunku gospodarki niskoemisyjnej. **Warto jednak dodać, że blending nie jest możliwy w każdej sieci**, ponieważ wymaga analizy materiałowej, ciśnieniowej i zgodności urządzeń końcowych.

Blending jest rozwiązaniem przejściowym – docelowo przewiduje się rozwój dedykowanej infrastruktury wodorowej (tzw. European Hydrogen Backbone). European Hydrogen Backbone, to sieć przesyłowa dedykowana wodorowi, wykorzystująca częściowo istniejące gazociągi, po odpowiedniej modernizacji. Taki system umożliwiłby handel wodorem na szczeblu międzynarodowym i poprawę jego dostępności na rynkach krajowych.

4. Koszty produkcji wodoru w kontekście jego dodatku do gazu ziemnego

Wodór (H_2) jest postrzegany jako obiecujący niskoemisyjny nośnik energii, mogący odegrać znaczącą rolę w dekarbonizacji sektora energetycznego. Jedną ze strategii jego integracji z istniejącą infrastrukturą jest dodawanie go do sieci gazu ziemnego, co pozwala na stopniowe wykorzystanie istniejących gazociągów i przyspiesza potencjalne wdrożenie wodoru na szerszą skalę. Kluczowym aspektem umożliwiającym taką integrację, jest ekonomiczna opłacalność produkcji samego wodoru. Koszt produkcji wodoru różni się znacząco, w zależności od zastosowanej technologii oraz wykorzystanych surowców i źródeł energii, co prowadzi do powszechnego rozróżnienia na tzw. "kolory wodoru".

Najbardziej rozpowszechnioną obecnie metodą produkcji wodoru jest reforming parowy gazu ziemnego (SMR), często określane mianem "szarego" wodoru, ze względu na znaczące emisje dwutlenku węgla towarzyszące procesowi [11]. Koszt produkcji wodoru tą metodą, bez stosowania technologii wychwytywania i składowania dwutlenku węgla (CCS), jest obecnie relatywnie niski. Studium przypadku przeprowadzone dla instalacji w Północnej Norwegii, produkującej 450 ton H_2 dziennie, wykazało koszt produkcji na poziomie 12,2 c€/Nm³ [17]. Inne dane wskazują na zakres kosztów od 0,50 do 1,70 USD/kg, w zależności od regionalnych cen gazu.

Alternatywą o niższej intensywności emisji GEI jest produkcja wodoru z gazu ziemnego, z zastosowaniem technologii CCS, co określa się jako "niebieski" wodór [9, 22]. Dodanie CCS do procesu SMR, jak w przypadku wspomnianego studium w Norwegii, zwiększa koszt produkcji do 18,1 c€/Nm³ [17]. Technologia CCS pozwala na wychwycenie części emisji CO_2 , jednak w przypadku SMR często maksymalny możliwy stopień wychwycenia z niektórych strumieni (np. z pieca SMR) może wynosić około 60 % [17]. Zastosowanie CCS na innych etapach procesu, może pozwolić na osiągnięcie wyższych wskaźników wychwyty, np. 93 % lub 99 %, w przypadku POx [9, 15]. Należy również zaznaczyć, że włączanie produkcji z paliw kopalnych z CCS do kategorii "niskoemisyjnego" wodoru wymaga, aby emisje upstream były odpowiednio niskie, a wychwycony CO_2 był trwale składowany.

W perspektywie pełnej dekarbonizacji, największe nadzieje wiąże się z produkcją "zielonego" wodoru, który jest wytwarzany poprzez elektrolizę wody, z wykorzystaniem energii elektrycznej pochodzącej ze odnawialnych źródeł energii (OZE), takich jak energia słoneczna (fotowoltaika, PV) czy energia wiatru [9]. Proces elektrolizy nie generuje bezpośrednich emisji CO_2 , a jeśli zasilany jest energią z OZE, cały cykl życia produkcji wodoru może być niskoemisyj-

ny, a nawet potencjalnie osiągać emisje negatywne, jeśli połączony jest z biomasą i CCS [9]. Obecnie dostępne technologie elektrolizy obejmują elektrolizery alkaliczne (ALK), elektrolizery z membraną protonowymienną (PEM) oraz elektrolizery na stałe tlenki (SOEC) [2, 10, 16]. Elektrolizery alkaliczne są technologią bardziej dojrzałą i komercyjnie dostępną od lat 20. XX wieku, charakteryzującą się obecnie niższymi kosztami inwestycyjnymi (CAPEX) [6, 7]. Elektrolizery PEM są uważane za obiecujące w połączeniu z OZE ze względu na lepszą zdolność do śledzenia zmiennego obciążenia, choć wymagają dalszych udoskonaleń w zakresie długoterminowej stabilności. SOEC pracują w wyższych temperaturach.

4.1. Uśredniony Koszt Wodoru (Levelized Cost of Hydrogen – LCOH)

Kluczową miarą służącą do porównywania opłacalności różnych metod produkcji wodoru, w tym zielonego wodoru z OZE, jest Uśredniony Koszt Wodoru (Levelized Cost of Hydrogen – LCOH) [17, 12, 6].

4.1.1. Definicja i wzór

LCOH (Levelized Cost of Hydrogen) to miara uśrednionego kosztu produkcji 1 kg wodoru w całym cyklu życia instalacji, analogiczna do LCOE dla energii elektrycznej. Uwzględnia wszystkie nakłady inwestycyjne (CAPEX), koszty operacyjne (OPEX), koszty energii/paliwa oraz ilość wyprodukowanego wodoru, zdyskontowane do wartości bieżącej:

$$LCOH = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + O_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{H_t}{(1+r)^t}}$$

gdzie:

I_t – nakłady inwestycyjne (CAPEX) w roku t ,
 O_t – koszty operacyjne (OPEX) w roku t ,
 F_t – koszty energii/paliwa w roku t ,
 H_t – ilość wyprodukowanego wodoru w roku t ,
 r – stopa dyskontowa (np. 5–10 %),
 n – czas życia instalacji (np. 20 lata).

4.1.2. Główne składniki kosztów:

A. CAPEX

- Koszt zakupu i instalacji elektrolizera (np. 500–1500 USD/kW)
- Koszt źródła energii (PV, wiatr)
- Koszt infrastruktury towarzyszącej (np. zbiorniki, systemy chłodzenia)

B. OPEX

- Koszty serwisu, konserwacji, ubezpieczenia, obsługa
- Czasem: koszty personelu

$$\text{Koszt energii} = \frac{LCOE \times \text{Zużycie energii}}{1000}$$

C. Koszty energii

Najważniejszy składnik dla zielonego wodoru – wyrażony jako: np.

- LCOE = 40 USD/MWh,
- Zużycie energii = 50 kWh/kg H_2 ,
- Koszt energii = 2,00 USD/kg H_2 .

D. Sprawność elektrolizera

- Im wyższa (np. 65–80 [%]), tym mniej energii potrzeba do produkcji 1 kg H_2

E. Dodatkowe koszty przy blendingu

- Modernizacja infrastruktury (rury, kompresory, liczniki)
- Koszty mieszania i wtrysku
- Konwersje u odbiorców końcowych (np. palniki)

- Logistyka/transport H₂ do miejsca wtrysku
- Amortyzacja i ryzyko rynkowe

4.1.3. Czynniki wpływające na LCOH

- Koszt energii elektrycznej (LCOE) – najważniejszy czynnik dla zielonego wodoru (udział nawet >60 % w LCOH).
- CAPEX elektrolizerów i OZE – spadek kosztów inwestycyjnych mocno obniża LCOH.
- OPEX – zwykle 2–5 % CAPEX rocznie, ale rośnie przy dużych systemach.
- Capacity factor – wyższy współczynnik wykorzystania mocy (np. dla wiatru, PV) obniża LCOH.
- Sprawność elektrolizera – bezpośredni wpływ na zużycie energii i koszt jednostkowy.
- Koszt wody – marginalny wpływ na LCOH.
- Przychody z produktów ubocznych (np. tlen) – mogą poprawić ekonomikę.

Koszty produkcji zielonego wodoru metodą elektrolizy są silnie zależne od szeregu czynników, przede wszystkim od kosztu energii elektrycznej (LCOE) [10], a także od kosztów inwestycyjnych (CAPEX) instalacji PV, elektrowni wiatrowych i elektrolizerów [8], kosztów operacyjnych (OPEX) [22], współczynnika wykorzystania mocy (capacity factor) instalacji OZE i elektrolizerów, oraz efektywności samego elektrolizera. Koszt wody ma marginalny wpływ na LCOH [10].

4.1.4. Przykłady i studia przypadków

Obecnie produkcja zielonego wodoru jest często droższa niż produkcja wodoru szarego lub niebieskiego. Przykładowo, studium przypadku w Chile dla systemu opartego na PV, zasilanego również energią z sieci (zielony PPA), wskazało, że LCOH dla różnych konfiguracji i scenariuszy wahał się. Bazowy przypadek systemu PV z elektrolizerem alkalicznym i magazynem osiągnął LCOH na poziomie około 3,48 USD/kg [5]. Analiza wrażliwości dla tego systemu wykazała, że zmniejszenie CAPEX instalacji PV o 16 % obniżyło LCOH do 3,25 USD/kg [5]. Zmniejszenie kosztu energii z sieci (PPA) do 54 USD/MWh skutkowało LCOH rzędu 3,18 USD/kg, a system nie wymagał magazynowania. Największą redukcję LCOH zaobserwowano przy jednoczesnym zmniejszeniu CAPEX elektrolizera (do 340 USD/kW) i PPA, co dało LCOH na poziomie 2,98 USD/kg. Analiza wszystkich jednoczesnych redukcji CAPEX (PV, elektrolizer, magazyn) i kosztu energii z sieci przyniosła najniższy LCOH w tym studium, wynoszący 2,62 USD/kg. Koszt magazynowania miał relatywnie niewielki wpływ na LCOH w tym konkretnym studium. W innym studium dotyczącym zielonego wodoru w Bangladeszu, LCOH szacowano w zakresie od 3,41 do 4,26 BDT/kg (co przeliczone na USD daje wartości w zakresie 0,04-0,05 USD/kg według kursu z tamtego czasu, jednak ta wartość wydaje się być bardzo niska w porównaniu do innych źródeł, co może wynikać ze specyfiki lokalnych warunków lub zastosowanej metodologii, a inna zastosowana metodyka LCC dała wyniki 0,08-0,1 USD/kg). Te studia przypadków podkreślają, że LCOH zielonego wodoru jest bardzo wrażliwy na koszty energii elektrycznej i koszty inwestycyjne kluczowych komponentów, zwłaszcza elektrolizerów [5].

Projekcje przyszłych kosztów zielonego wodoru wskazują na potencjalne znaczące obniżki LCOH. Przewiduje się, że dzięki postępowi w badaniach i rozwoju (R&D), efektom skali (scaling effect) wynikającym ze wzrostu rozmiarów instalacji [4], oraz efektem uczenia się (technological learning), koszty produkcji elektrolizerów będą spadać. Analizy wrażliwości pokazują, że LCOH jest najbardziej pod wpływem LCOE i efektywności elektrolizera, a w mniejszym stopniu przez CAPEX elektrolizera czy capacity factor. Istnieją scenariusze, w których LCOH zielonego wodoru może spaść poniżej 2 USD/kg, choć czas potrzebny na osiągnięcie

tego poziomu różni się w zależności od regionu i tempa redukcji kosztów OZE i elektrolizerów. Na przykład, w optymistycznym scenariuszu, kraje takie jak Australia, Chiny, Hiszpania i USA mogą osiągnąć LCOH poniżej 2 USD/kg do 2030 r. lub wcześniej [4].

W kontekście kosztów produkcji zielonego wodoru, warto również wspomnieć o potencjalnych strumieniach przychodów z produktów ubocznych, takich jak tlen.

Elektroliza wody produkuje około 8 kg tlenu o wysokiej czystości na każdy kg wodoru. Tlen ten może być sprzedawany, co może pozytywnie wpłynąć na ekonomię projektu, potencjalnie obniżając efektywny LCOH. Ceny tlenu o wysokiej czystości mogą osiągać znaczne wartości, zwłaszcza dla zastosowań medycznych [4].

Podsumowując, koszty produkcji wodoru stanowią fundamentalną barierę i jednocześnie kluczowy czynnik dla opłacalności jego dodatku do gazu ziemnego. Choć "szary" wodór z SMR jest obecnie najtańszy, jego wysoka emisyjność ogranicza jego rolę w dekarbonizacji. "Niebieski" wodór z CCS redukuje emisje kosztem wyższych nakładów. "Zielony" wodór z OZE jest najbardziej pożądanym z punktu widzenia środowiska, ale obecnie jest zazwyczaj droższy. Przyszłe koszty zielonego wodoru są niepewne, ale przewiduje się ich znaczny spadek dzięki rozwojowi technologicznemu i efektom skali, co uczyni go bardziej konkurencyjnym i wpłynie na ekonomię mieszania wodoru z gazem ziemnym.

4.1.5. Porównanie kosztów różnych technologii produkcji wodoru

Tabela 2. Porównanie kosztów różnych technologii produkcji wodoru

Table 2. Comparison of costs for different hydrogen production technologies

Rodzaj wodoru	Technologia	Koszt produkcji [USD/kg]	Emisja CO ₂	Uwagi
Szary	SMR (bez CCS)	0.50 – 1.70	Wysoka (~10 t CO ₂ /t H ₂)	Najtańsza, nie spełnia celów klimatycznych
Niebieski	SMR + CCS	2.10 – 2.60	Zredukowana (60–90% mniej, zależnie od procesu)	Kompromis między kosztem a emisją
Zielony (obecnie)	Elektroliza (OZE, PV, wiatrowa)	2.00 – 7.00 (do 30 w niektórych przypadkach)	Zerowa (przy 100% OZE)	Największy potencjał środowiskowy
Zielony (optymistyczny scenariusz)	Elektroliza (OZE, PV, wiatrowa, skalowanie i R&D)	<2.00 (projekcje do 2030)	Zerowa lub ujemna (np. z biomasą + CCS)	Konkurencyjność przy efektach skali/R&D

LCOH jest kluczowym wskaźnikiem dla oceny konkurencyjności zielonego wodoru. Obecnie zielony wodór jest droższy od szarego i niebieskiego, ale dynamiczny spadek kosztów OZE i elektrolizerów może w ciągu dekad uczynić go konkurencyjnym. Największy wpływ na LCOH mają: koszt energii (LCOE), CAPEX, sprawność elektrolizera, a także przychody z produktów ubocznych (np. tlen). Dla blendingu z gazem ziemnym należy uwzględnić dodatkowe koszty adaptacji infrastruktury i urządzeń końcowych.

5. Model wyliczania uśrednionego kosztu produkcji wodoru (LCOH)

W celu ilościowej oceny ekonomiki produkcji wodoru, w niniejszej pracy zastosowano model obliczeniowy wykorzystujący

wskaźnik LCOH (Levelized Cost of Hydrogen), czyli uśredniony koszt wytworzenia kilograma wodoru w całym cyklu życia instalacji. Metoda ta jest analogiczna do szeroko stosowanego wskaźnika LCOE (Levelized Cost of Electricity) i pozwala na porównywanie różnych technologii wytwarzania wodoru pod kątem ich opłacalności ekonomicznej.

5.1. Model LCOH

Model zaimplementowano w środowisku MATLAB w formie prostego algorytmu uwzględniającego podstawowe parametry techniczno-ekonomiczne, takie jak:

- nakłady inwestycyjne (CAPEX),
- koszty operacyjne (OPEX),
- koszt energii elektrycznej,
- sprawność technologii elektrolizy,
- roczna produkcja wodoru,
- stopa dyskontowa oraz długość okresu analizy.

Poniżej przedstawiono kod źródłowy wykorzystany do obliczeń:

% LCOH Calculator – Levelized Cost of Hydrogen

% Autor: mgr Marta Gburzyńska (na podstawie modelu ogólnego)

```
CAPEX = 1e6; % [USD] – całkowity koszt inwestycyjny
OPEX = 30000; % [USD/rok] – koszty operacyjne
electricity_cost = 0.04; % [USD/kWh] – koszt energii elektrycznej
efficiency = 0.70; % Sprawność elektrolizera
H2_annual_production = 500000; % [kg/rok] – produkcja wodoru
years = 20; % Okres analizy
discount_rate = 0.07; % Stopa dyskontowa
```

```
energy_per_kg = 50 / efficiency; % kWh/kg H2
```

```
for t = 1:years
```

```
energy_cost = H2_annual_production * energy_per_kg * electricity_cost;
```

```
discount_factor = 1 / ((1 + discount_rate)^t);
```

```
investment = (t == 1) * CAPEX;
```

```
total_cost = investment + OPEX + energy_cost;
```

```
discounted_costs(t) = total_cost * discount_factor;
```

```
discounted_h2(t) = H2_annual_production * discount_factor;
```

```
end
```

```
LCOH = sum(discounted_costs) / sum(discounted_h2);
```

```
fprintf('Uśredniony koszt produkcji wodoru (LCOH): %.2f USD/kg H2\n', LCOH);
```

```
% === WYKRESY ===
```

Wykres kosztów rocznych

figure;

```
bar(years_vec, [capex_vec' opex_vec' energy_cost_vec'], 'stacked');
```

```
xlabel('Rok');
```

```
ylabel('Koszty [USD]');
```

```
title('Składniki kosztów rocznych (CAPEX, OPEX, energia)');
```

```
legend('CAPEX', 'OPEX', 'Koszt energii', 'Location', 'northeast');
```

```
grid on;
```

% Wykres produkcji wodoru zdyskontowanej i kosztów

figure;

```
yyaxis left
```

```
plot(years_vec, discounted_costs, '-o', 'LineWidth', 1.5);
```

```
ylabel('Koszty zdyskontowane [USD]');
```

```
yyaxis right
```

```
plot(years_vec, discounted_h2, '-s', 'LineWidth', 1.5);
```

```
ylabel('Produkcja wodoru zdyskontowana [kg]');
```

```
xlabel('Rok');
```

```
title('Zdyskontowane koszty i produkcja wodoru');
```

```
legend('Koszty', 'Produkcja H2', 'Location', 'northeast');
```

```
grid on;
```

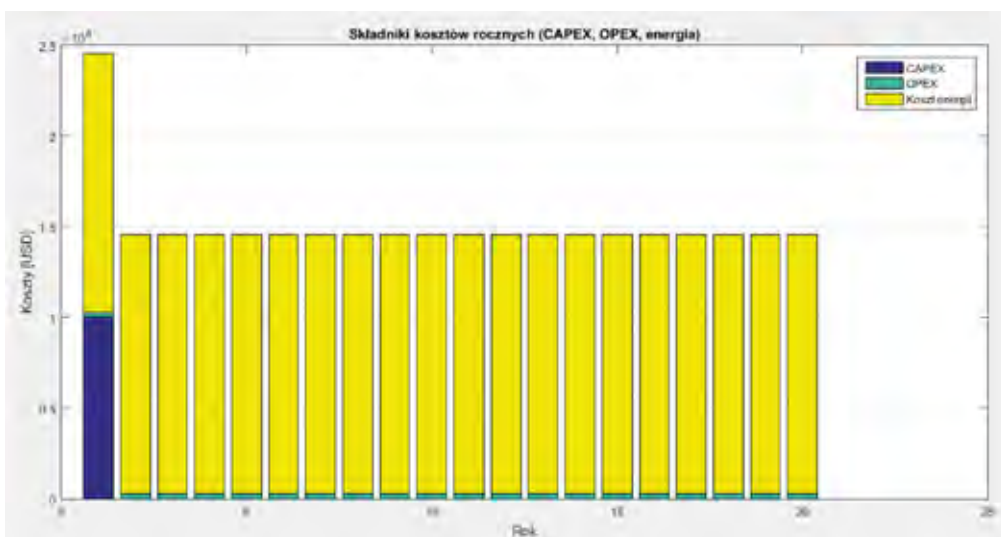
Dla założonych parametrów:

- CAPEX = 1 000 000 [USD]
- OPEX = 30 000 [USD/rok]
- koszt energii = 0,04 [USD/kWh]
- sprawność elektrolizera = 70 [%]
- roczna produkcja wodoru = 500 000 [kg]
- okres analizy = 20 [lata]
- stopa dyskontowa = 7 [%]
- uzyskano wynik:
- LCOH=3,09 [USD/kgH₂]

Wartość ta mieści się w typowym zakresie kosztów produkcji tzw. zielonego wodoru dla instalacji średniej skali przy umiarkowanych kosztach energii. Model potwierdza, że koszty energii elektrycznej (przyjęte 0,04 [USD/kWh]) oraz nakłady inwestycyjne mają kluczowy wpływ na wynik końcowy, co zgadza się z literaturą przedmiotu (np. IEA, IRENA).

5.2. Opis wyników uzyskanych za pomocą kodu MATLAB

W przedstawionym wykresie zilustrowano **składniki rocznych kosztów produkcji wodoru** w 20-letnim okresie eksploatacji instalacji elektrolizy, na podstawie modelu LCOH (Levelized Cost of Hydrogen), obliczonego w środowisku MATLAB.



Rys. 2. Wyniki – model LCOH

Fig. 2. Results – LCOH model

Interpretacja wykresu:

Rok 1:

- Dominuje **koszt inwestycyjny (CAPEX)**, który ponoszony jest jednorazowo. Jest to najwyższy słupek na wykresie i znacznie podnosi całkowite koszty w pierwszym roku.
- Do CAPEX dodawane są także bieżące koszty energii i eksploatacji (OPEX), jednak są one relatywnie małe w stosunku do inwestycji początkowej.

Lata 2–20:

- W kolejnych latach nie występują już koszty CAPEX.
- Dominującym kosztem staje się koszt energii elektrycznej, który odpowiada za największą część całkowitych wydatków rocznych.
- OPEX pozostaje niezmienny i stanowi niewielką część całkowitych kosztów.

Koszt energii elektrycznej stanowi kluczowy element wpływający na całkowite koszty produkcji wodoru, szczególnie po pierwszym roku eksploatacji. **CAPEX**, choć wysoki, jest jednorazowy — jego udział w kosztach maleje znacząco już od drugiego roku. **Stabilne koszty operacyjne (OPEX)** mają umiarkowany wpływ na LCOH. Uzyskany wynik końcowy: **LCOH = 3,09 USD/kg H₂**, co mieści się w zakresie szacunków literaturowych dla zielonego wodoru produkowanego z OZE (szczególnie przy taniej energii, jak 0,04 USD/kWh).

5.3. Wnioski z zastosowania modelu

Zastosowany algorytm pokazuje potencjał wykorzystania prostych narzędzi analitycznych do wstępnej oceny ekonomicznej projektów wodorowych. Dalsze rozwinięcie modelu może uwzględniać:

- Zmienność kosztów energii w czasie (dynamiczne LCOE).
- Uwzględnienie przychodów ze sprzedaży tlenu (produkt uboczny elektrolizy).
- Koszty logistyki, magazynowania i blendingu wodoru z gazem ziemnym.

Model ten może stanowić praktyczne narzędzie do podejmowania decyzji inwestycyjnych i analizy scenariuszy w projektach związanych z wodorem odnawialnym.

6. Podsumowanie

Dodatek wodoru do gazu ziemnego to perspektywiczna strategia, wspierająca dekarbonizację sektora energetycznego przy wykorzystaniu istniejącej infrastruktury. Wdrożenie tej technologii zależy jednak w dużej mierze od kosztów produkcji wodoru oraz dostosowania sieci przesyłowych i urządzeń końcowych. Obecnie najtańszy jest szary wódór, jednak jego wysoka emisyjność ogranicza możliwości długoterminowego wykorzystania. Niebieski wódór redukuje emisje dzięki technologii CCS, lecz wiąże się z wyższymi kosztami. Zielony wódór, choć obecnie najdroższy, oferuje największy potencjał środowiskowy, a prognozy wskazują na możliwość znacznego obniżenia jego kosztów w nadchodzących latach.

Mieszanie wodoru z gazem ziemnym staje się realną i technicznie wykonalną metodą wspierania transformacji energetycznej. Sukces tej koncepcji będzie jednak wymagał rozwoju rynku wodoru, odpowiednich ram regulacyjnych, inwestycji infrastrukturalnych oraz dalszych prac badawczo-rozwojowych nad technologiami produkcji wodoru. W dłuższej perspektywie, blending może odegrać kluczową rolę w przejściu do gospodarki niskoemisyjnej.

LITERATURA

- [1] European Commission. *Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the Internal Markets for Renewable and Natural Gases and for Hydrogen*. Brussels: European Commission, 2023. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2021%3A804%3AFIN>.
- [2] Hinkley, Jim, Jenny Hayward, Robbie McNaughton, Rob Gillespie, Aya-ko Matsumoto, Muriel Watt, and Keith Lovegrove. *Cost Assessment of Hydrogen Production from PV and Electrolysis*. CSIRO, Australia, 2016. <https://arena.gov.au/assets/2016/03/Cost-of-hydrogen-from-PV-and-electrolysis.pdf>.
- [3] <https://www.cire.pl/artykuly/wodor-materialy-problemowe/pelna-dekarbonizacja-wymaga-wodoru>
- [4] <https://www.gramwzielone.pl/hydrogen/105529/najwieksza-umowa-na-zielony-wodor-koszt-produkcji-tylko-2-usdkg>
- [5] <https://www.ien.com.pl>
- [6] <https://naukawpolsce.pl/aktualnosci/news,106654,eksperci-w-dekarbonizacji-europejskiej-gospodarki-wykorzystanie-wodoru-nie>
- [7] <https://pipe.org.pl/wodor-paliwo-przyszlosci-rola-czystego-wodoru-w-procesie-dekarbonizacji-gospodarki/>
- [8] <https://zeop.pl/blending-gaz-ziemny-i-wodor/>
- [9] Hydrogen Council. *Hydrogen Insights 2023*. Brussels: Hydrogen Council, 2023. <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2023/>.
- [10] International Energy Agency. *Global Hydrogen Review 2023*. Paris: IEA, 2023. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>.
- [11] Liu, K., C. Song, and V. Subramani. *Hydrogen and Syngas Production and Purification Technologies*. Hoboken, NJ: Wiley, 2010.
- [12] Mazumder, Gour Chand, S. M. Nasif Shams, Md. Habibur Rahman, and Saiful Huque. "Production of Green Hydrogen in Bangladesh and Its Levelized Cost." *Dhaka University Journal of Applied Science and Engineering (DUJASE)* 6, no. 2 (2021): 64–71. <https://doi.org/10.3329/dujase.v6i2.59220>.
- [13] Morales, D., J. Pérez, M. González, and R. Ramírez. "Economic Analysis: Green Hydrogen Production Systems." *Processes* 11, no. 5 (2023): 1390. <https://doi.org/10.3390/pr11051390>.
- [14] Muñoz Díaz, María Teresa, Héctor Chávez Oróstica, and Jorge Guajardo. "Economic Analysis: Green Hydrogen Production Systems." *Processes* 11, no. 5 (2023): 1390. <https://doi.org/10.3390/pr11051390>.
- [15] Nikolaidis, P., and A. Poullikkas. "A Comprehensive Overview of Hydrogen Production Processes." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 67 (2017): 597–611.
- [16] Ramadan, Mahmoud M., Yuanchen Wang, and Pragya Tooteja. *Analysis of Hydrogen Production Costs across the United States and over the Next 30 Years*. Unpublished manuscript, 2020.
- [17] Roussanaly, Simon, Rahul Anantharaman, and Chao Fu. "Low-Carbon Footprint Hydrogen Production from Natural Gas: A Techno-Economic Analysis of Carbon Capture and Storage from Steam-Methane Reforming." *Chemical Engineering Transactions* 81 (2020): 1183–1188. <https://www.cetjournal.it>.
- [18] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 23 marca 2022 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego. *Dziennik Ustaw* 2022, poz. 799.
- [19] Ruth, Mark, Priya Jadun, Nathan Gilroy, Emily Connelly, Richard Boardman, A. J. Simon, Amgad Elgowainy, and Jason Zuboy. *The Technical and Economic Potential of the H₂@Scale Hydrogen Concept within the United States*. NREL/TP-6A20-77610. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2020.
- [20] Schlund, David. *Integrating Cross-Border Hydrogen Infrastructure in European Natural Gas Networks*. EWI Working Paper No. 23/08. Cologne: Institute of Energy Economics at the University of Cologne, 2023. https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2023/12/EWI_WP_23-08_Integrating_Cross-Border_Hydrogen_Infrastructure_in_European_Natural_Gas_Networks_David_Schlund.pdf.
- [21] Topolski, Kevin, Evan P. Reznicek, Burcin Cakir Erdener, Chris W. San Marchi, Joseph A. Ronevich, Lisa Fring, Kevin Simmons, Omar Jose Guerra Fernandez, Bri-Mathias Hodge, and Mark Chung. *Hydrogen Blending into Natural Gas Pipeline Infrastructure: Review of the State of Technology*. NREL/TP-5400-81704. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2022. <https://www.nrel.gov/publications>.
- [22] Zun, Moe Thiri, and Benjamin Craig McLellan. "Cost Projection of Global Green Hydrogen Production Scenarios." *Hydrogen* 4, no. 4 (2023): 932–960. <https://doi.org/10.3390/hydrogen4040055>.