

ROZDZIAŁ 2

Nowe technologie w transformacji energetycznej

prof. dr hab. inż. JAKUB KUPECKI

Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy

National Fuel Cell Research Center, University of California, Irvine, Irvine, US

Jakub.Kupecki@ien.com.pl

ORCID 0000-0003-2736-3031

mgr inż. EWA ANDRUSZKÓW

Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy

Instytut Techniki Ciepłej, Politechnika Warszawska

ewa.andruszkow@ien.com.pl

ORCID 0009-0004-6334-1483

dr inż. MARCIN BŁESZNOWSKI

Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy

Instytut Techniki Ciepłej, Politechnika Warszawska

Marcin.Blesznowski@ien.com.pl

ORCID 0000-0003-2788-7847

dr inż. KRYSTIAN MACHAJ

Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy

Thermal Engines and Energy Systems Group, DESTEC, University of Pisa, Pisa, Italy

Krystian.Machaj@ien.com.pl

ORCID 0000-0003-0580-561X

Streszczenie

Rozdział przedstawia bieżące trendy i wyzwania transformacji energetycznej w kierunku dążenia do neutralności klimatycznej. Autorzy zaprezentowali podstawowe obszary zastosowania wodoru niskoemisyjnego i paliw syntetycznych w różnych gałęziach przemysłu. Omówione zostały technologie z grupy power-to-X, które umożliwiają konwersję energii elektrycznej oraz strumieni procesowych, w tym ciepła odpadowego, na paliwa syntetyczne, które zyskują rolę nowych wektorów transformacji gospodarki w kierunku znaczącej redukcji emisji.

Autorzy przedstawili i omówili przykładowe łańcuchy wartości istniejących dzisiaj rozwiązań technicznych, a także zarysowali możliwe przyszłościowe kierunki. Istotnym komponentem

tem rozdziału jest omówienie łańcucha wartości amoniaku, który może stanowić ważny nośnik energii i substrat, którego produkcja w Polsce odpowiada za istotną część wytwarzania wodoru i emisji związanymi z tym procesem.

Słowa kluczowe: technologie wodorowe, paliwa syntetyczne, power-to-X, dekarbonizacja, amoniak, wodór.

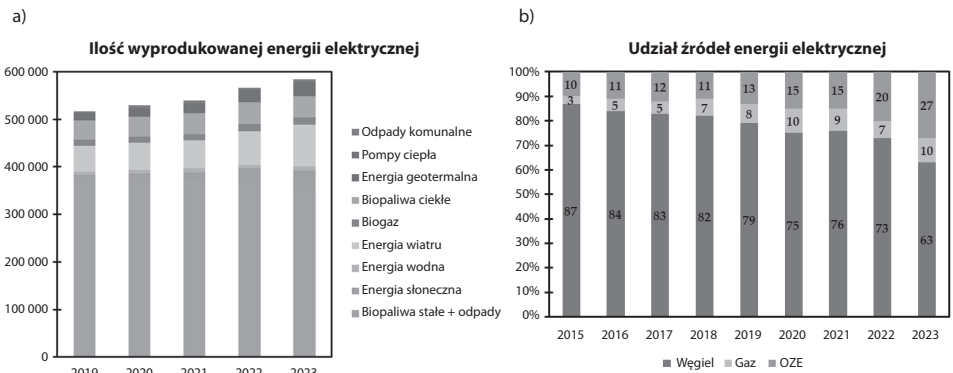
1. Wstęp

Rosnąca presja na redukcję emisji CO₂ oraz niestabilność geopolityczna skłaniają do poszukiwania niskoemisyjnych i ekonomicznie opłacalnych technologii zapewniających niezależność energetyczną. Transformacja klimatyczna i dekarbonizacja gospodarki wymagają rozwiązań neutralnych środowiskowo w całym łańcuchu wartości. Wyczerpywanie zasobów paliw kopalnych i ich eksploatacja prowadzą do degradacji środowiska oraz nasilenia zmian klimatycznych. Ograniczenie negatywnego wpływu działalności człowieka na środowisko wymaga czasu i znacznych nakładów finansowych. Motorem rozwoju niskoemisyjnych technologii są zarówno unijne regulacje, jak i kurczące się zasoby naturalne. Wzrost gospodarczy i rozwój przemysłu powodują rosnące zapotrzebowanie na energię, surowce i wodę. Utrzymywanie obecnego modelu rozwoju może prowadzić do utraty konkurencyjności i wzrostu emisji. Konieczny jest rozwój OZE i technologii dekarbonizujących procesy energochłonne.

W polskiej energetyce ostatnie dwie dekady to wzrost produkcji z OZE, a w ostatnich latach dominowały źródła wiatrowe i słoneczne. W 2023 r. udział OZE w produkcji energii przekroczył 25%. Zgodnie z KEPiK i PEP2040 planowany jest wzrost udziału OZE do 47% w 2030 r. i 73% w 2040 r., w ramach strategii *Net Zero by 2050*. Ilość wytworzonej energii w latach 2019–2023 oraz jej źródła ukazane są na rysunku 2.1.

Do 2040 r. główny wzrost w produkcji energii w Polsce ma dotyczyć źródeł słonecznych i wiatrowych, szczególnie morskich farm wiatrowych. Kluczową zmianą będzie także wdrożenie energetyki jądrowej, która ma pokrywać około 22% rocznego zapotrzebowania na energię (zob. tabela 2.1). Zgodnie ze scenariuszem MKiŚ moc zainstalowana w OZE wzrośnie z 50 GW w 2030 r. do 88 GW w 2040 r., przy czym produkcja energii wzrośnie z 95 TWh do 125 TWh. Wzrost mocy jest znacznie większy niż wzrost produkcji, co oznacza niewykorzystany potencjał OZE. Szacuje się, że w 2040 r. rezerwa produkcyjna wyniesie 70 TWh. Energia ta może zostać wykorzystana m.in. do rozwoju technologii wodorowych, wspierając przemysł i gospodarkę.

Rysunek 2.1. a) Ilość wyprodukowanej energii elektrycznej w latach 2019–2023; b) udział źródeł energii elektrycznej w polskim miksie energetycznym



Źródło: PSE, GUS (GUS, 2023; PSE, 2023).

Tabela 2.1. Przewidywany miks energetyczny źródeł niekonwencjonalnych w Polsce w 2030 r. oraz 2040 r. zgodnie ze Scenariuszem nr 3 strategii rozwoju polskiej energetyki do 2040 r.

	Moc zainstalowana, GW		Produkcja energii elektrycznej, TWh			
	2030	2040	2030	Rezerwa 2030	2040	Rezerwa 2040
Słońce	27,0	45,0	25	1,7	29	18
Wiatr – ląd	5,9	18,0	22	1,7	44	29
Wiatr – morze	14,0	20,0	34	3,0	34	23
Biomasa/Biogaz	2,5	3,4	10		14	
Woda	1,0	1,4	2		2,5	
Suma	50,4	87,8	93	6,4	123,5	70
Atom	0,3	7,8	1		55	

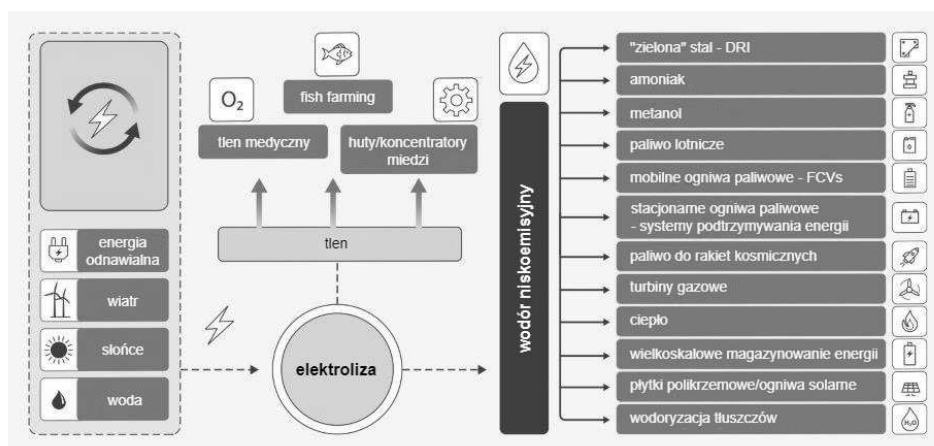
Źródło: KPEiK/PEP2040 (MKiŚ, 2023).

2. Transformacja energetyczna – zero- i niskoemisyjne technologie dekarbonizacyjne

Zero- i niskoemisyjne technologie są nieodzownym elementem prowadzenia skutecznej transformacji energetycznej oraz dekarbonizacji wysokoemisyjnych procesów, w szczególności wysokotemperaturowych. Dostępnych jest wiele metod, których gotowość technologiczna pozwala na zaimplementowanie do istniejących ciągów produkcyjnych. Część z nich wykazuje duży potencjał wdrożeniowy, jednak wymagają one dalszego rozwoju, ponieważ nie osiągnęły jeszcze pełnej dojrzałości, wymaganej do masowej komercjalizacji. Na szczególną

uwagę zasługują technologie wodorowe, które obejmują swym zakresem produkcję, magazynowanie, transport wodoru oraz jego zastosowanie, łącząc się w łańcuch wartości gospodarki wodorowej (rysunek 2.2). Szerokie spojrzenie na cały łańcuch wartości wodoru pozwala na określenie kosztów, zysków oraz przewag konkurencyjnych w różnych kryteriach oceny technologii.

Rysunek 2.2. Podstawowe obszary zastosowania wodoru niskoemisyjnego w różnych gałęziach przemysłu z uwzględnieniem możliwego zagospodarowania tlenu



Źródło: opracowanie własne.

Z analizy przeprowadzonej przez zespół pod redakcją G. Tchorka (Tchorek i in., 2023) wynika, że w zależności od przyjętego wariantu (bazowy lub rozszerzony) rozwoju i dekarbonizacji przemysłu z wykorzystaniem wodoru wymagane jest zapewnienie jego produkcji na poziomie od 189,5 do 211,4 tys. ton wodoru RFNBO (ang. *renewable fuels of non-biological origin*) rocznie, co pozwoli wypełnić zobowiązania wynikające z dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. (dalej RED III). Spełnienie tego wymogu nie będzie możliwe bez zapewnienia energii elektrycznej z OZE na poziomie 10,42 TWh (wariant bazowy) lub 11,62 TWh (wariant rozszerzony). Istotnym aspektem jest to, iż instalacje do wytwarzania wodoru RFNBO muszą być zasilane przez przeznaczoną do tego instalację OZE, w myśl zasady dodatkowości. Nie można zatem korzystać z nadwyżek produkowanej energii w już istniejących instalacjach OZE. Potencjalna luka finansowa dla realizacji celu RFNBO w przemyśle (RED III) wynosi zatem od 26 mld PLN do 29 mld PLN (Tchorek i in., 2023).

Zdiagnozowane ryzyko finansowe i technologiczne narzuca zastosowanie podejścia sekwencyjnego, celem jego mitygacji. Z tego względu w pierwszym

etapie transformacji przewiduje się wykorzystanie istniejącej infrastruktury magazynowania i dystrybucji paliw, takich jak amoniak, metanol czy metan, które są aktualnie wykorzystywane w procesach przemysłowych. Produkcja wymienionych paliw, zgodnie z kryteriami regulacyjnymi UE, powinna odbywać się z wykorzystaniem wodoru RFNBO.

3. Power-to-X

Jednym z istotnych kierunków rozwoju gospodarki w obszarze dekarbonizacji jest integracja sektorów i związana z nią produkcja paliw zero- oraz niskoemisyjnych w instalacjach Power-to-X (Kupecki i in., 2019; Martsinchyk i in., 2024). W koncepcji tej uwzględnia się bezpośrednio wykorzystanie energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł o niskim śladzie węglowym, w szczególności OZE, do wytwarzania paliw dla szeregu zastosowań. Rozwój układów Power-to-X, pozwalających na integrację sektorów, przyczynia się do dywersyfikacji nośników energii oraz zwiększenia elastyczności połączonych systemów. Docelowo rozwiązanie to pozwoli płynnie zarządzać transformacją energetyki i przemysłu w kierunku niskoemisyjnej gospodarki lub gospodarki obiegu zamkniętego. W kolejnych podrozdziałach omówione zostały wybrane paliwa syntetyczne.

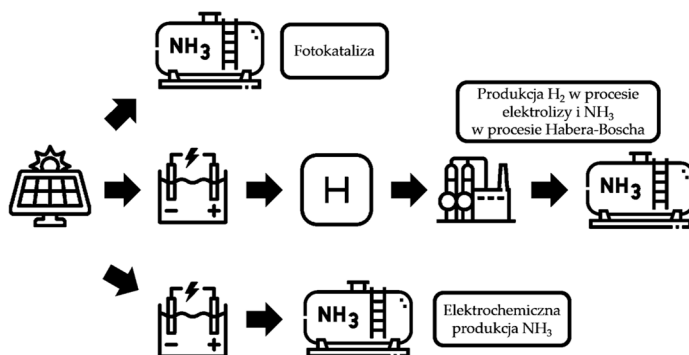
3.1. Amoniak

Amoniak (NH_3) to jeden z najważniejszych związków chemicznych wykorzystywanych w przemyśle. Co roku na całym świecie produkuje się go około 180 mln ton (Ojelade i in., 2023). Choć kojarzony jest głównie jako składnik nawozów, jego zastosowanie jest znacznie szersze – znajduje się w chłodziarkach, browarach, lekach, tworzywach sztucznych, a nawet materiałach wybuchowych (MacFarlane i in., 2020). Problem w tym, że produkcja amoniaku pochłania ogromne ilości energii – i to głównie tej pochodzącej z paliw kopalnych. W efekcie cały sektor odpowiada za około 1–2% światowych emisji dwutlenku węgla (IEA, 2021). Przykładowe sposoby produkcji amoniaku zostały pokazane na rysunku 2.3. Amoniak przyciąga dziś uwagę jako potencjalny nośnik wodoru – kluczowego pierwiastka przyszłości w kontekście transformacji energetycznej. W przeciwieństwie do wodoru amoniak jest łatwiejszy do magazynowania i transportu – może być skraplany taniej i efektywniej, a technologie do jego obsługi są już szeroko dostępne (Chorowski i in., 2023; Di Micco i in., 2024).

Amoniak to substancja silnie toksyczna – jego wykorzystanie jako paliwa wymagałoby bardzo rygorystycznych norm bezpieczeństwa. Ponadto, jeśli popyt na ten związek gwałtownie wzrośnie, może to zaburzyć dostawy dla rolnic-

stwa i wpłynąć na ceny żywności. Kluczowe pytanie brzmi: „Jak produkować amoniak w sposób bardziej przyjazny dla klimatu?”. Obecnie dominuje tzw. proces Habera-Boscha – wynaleziony jeszcze pod koniec XIX wieku. Polega on na syntezie azotu z wodorem w wysokiej temperaturze (400–600°C) i pod dużym ciśnieniem (10–30 MPa), przy użyciu katalizatora (Valera-Medina i in., 2021). Niestety, to proces bardzo energochłonny. Dlatego trwają intensywne prace nad nowymi technologiami. Jednym z kierunków są udoskonalone katalizatory, np. oparte na rutenie, które pozwalają prowadzić reakcję w niższych temperaturach i przy mniejszym zużyciu energii (Manjunatha i Schechter, 2018). Inne rozwiązania to elektrochemiczna produkcja amoniaku, która może obniżyć zużycie energii nawet o 20% (Giddey i in., 2013), oraz fotokatalityczna synteza – wykorzystująca światło jako źródło energii (Morawski i in., 2022). Te metody są jednak wciąż w fazie badań laboratoryjnych i ich komercjalizacja może potrwać jeszcze wiele lat. Podsumowując: amoniak ma ogromny potencjał jako element przyszłej, niskoemisyjnej gospodarki, ale jego wykorzystanie – zwłaszcza jako paliwa – wymaga rozwoju bezpiecznych, tańszych i bardziej ekologicznych technologii produkcji.

Rysunek 2.3. Alternatywne sposoby produkcji amoniaku

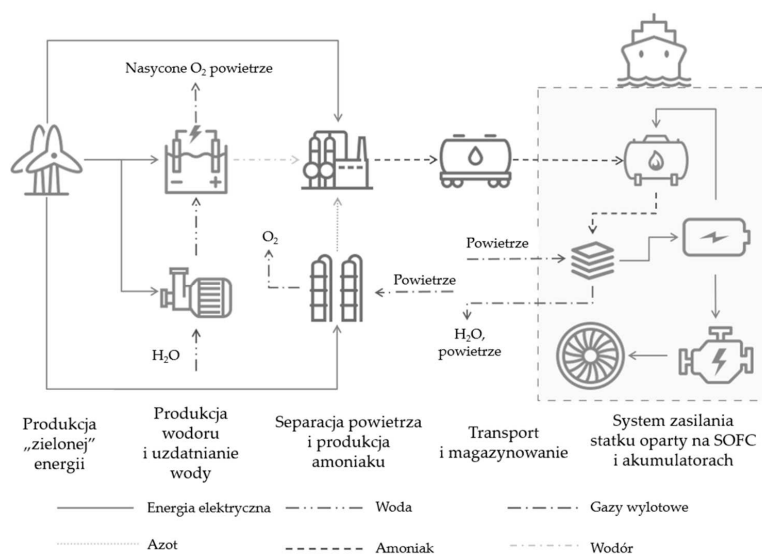


Źródło: opracowanie własne.

Redukcja kosztów produkcji niskoemisyjnego amoniaku przy użyciu OZE jest kluczowym wyzwaniem, co wynika z energochłonności procesu (Rouwenhorst i in., 2019; Mukelabai i in., 2021; Nowicki i in., 2023). Zapotrzebowanie na energię do produkcji szarego amoniaku (z wykorzystaniem paliw kopalnych) wynosi od 7,6 do 11,7 kWh kgNH_3^{-1} , a dla zielonego amoniaku od 6,5 do 11 kWh kgNH_3^{-1} . Połączenie elektrolizy do produkcji wodoru z procesem Habera-Boscha wymaga od 8,6 do 10 kWh kgNH_3^{-1} , a niskotemperaturowa elektrochemiczna synteza amoniaku potrzebuje od 7,5 do 8,1 kWh kgNH_3^{-1} .

Wysoka toksyczność amoniaku może ograniczać jego zastosowanie. Większość projektów wdrożeniowych skupia się na implementacji i dostosowaniu łańcucha magazynowania energii w układzie od energii elektrycznej przez amoniak ponownie do energii elektrycznej (ang. *Power-to-ammonia-to-Power*) w sektorze transportowym. Amoniak będzie można określać jako niskoemisyjny, kiedy wszystkie energochłonne ogniwa łańcucha wartości będą zasilane energią ze źródeł odnawialnych (rysunek 2.4). Co istotne, zwiększenie wydajności i sprawności bezpośrednio wiąże się z poszczególnymi etapami i możliwościami wprowadzania usprawnień na poziomie parametrów konstrukcyjnych, procesowych, a także w zakresie stopnia integracji cieplnej. Oznacza to, że w tym przypadku rozwój procesu syntezy amoniaku powinien łączyć się z rozwojem urządzeń oraz systemów konwersji energii chemicznej zawartej w paliwie na energię elektryczną i uwzględniać możliwość wykorzystania amoniaku bezpośrednio jako paliwa.

Rysunek 2.4. Przykładowy łańcuch wartości systemów *Power-to-ammonia-to-Power*



Źródło: Machaj i in. (2022).

3.2. Hydrazyna

Hydrazyna (N_2H_4), podobnie jak amoniak, jest nieorganicznym związkiem powstającym z wodoru i azotu. W porównaniu do amoniaku w warunkach pokojowych zachowuje stan ciekły. Podobnie jak amoniak jest substancją trującą (Bonczarowska i in., 2019). Co więcej, jest również łatwopalna. Hydrazyna stosowana

jest w wielu gałęziach przemysłu, m.in. w obróbce szkła i tworzyw sztucznych, jako składnik produkcji pestycydów i insektycydów, leków i barwników włókienniczych. Hydrazyne jest również używana jako substancja do uzdatniania wody, a także, i co najważniejsze, jako paliwo rakietowe (Pradhan i in., 2020). Dzięki gęstości zbliżonej do wody charakteryzuje się też wyższą gęstością energii od amoniaku, a jej łatwopalność daje przewagę w perspektywie zastosowania w silnikach spalinowych i turbinach gazowych, z opcją wykorzystania także w ogniach paliwowych. Jednak z powodu wysokiej reaktywności oraz wspomnianej toksyczności nie jest brana pod uwagę jako paliwo do zastosowań naziemnych czy morskich. Mimo to znajduje swoje miejsce w zastosowaniach militarnych. Zastosowanie ogniw paliwowych oraz hydrazyne jako nośnika energii może mieć również miejsce w przemyśle lotniczym.

3.3. Kerozyna

W kontekście zastosowań w przemyśle lotniczym dużo bardziej prawdopodobne wydaje się zastosowanie kerozyny (czyli potocznie: nafty lotniczej), która jest powszechnie wykorzystywana na rynku paliw lotniczych. Kerozyna jest jednak związkiem węglowodorowym, destylowanym bezpośrednio z ropy naftowej o właściwościach podobnych do oleju napędowego (temperatura przechowywania oraz gęstość energii). Mimo że jest to pochodna nafty, istnieje możliwość jej syntetycznej produkcji, a w zgodzie z ideą *Power-to-Liquid* również w sposób niskoemisyjny. Aby produkcja kerozyny była niskoemisyjna, istotne jest wykorzystanie w niej substratów wytworzonych z wykorzystaniem energii z OZE lub ewentualnie energii jądrowej.

3.4. Metanol

Metanol (CH_3OH) to organiczny związek chemiczny, szeroko wykorzystywany w przemyśle chemicznym, który – podobnie jak wodór i amoniak – uznawany jest za perspektywiczne paliwo niskoemisyjne, szczególnie w kontekście długodystansowego transportu morskiego i lądowego. Stosowany jest m.in. jako substrat do produkcji etylenu, propylenu, olefin, formaldehydu oraz kwasu octowego, ale znajduje też szereg innych zastosowań. Niską emisyjność metanolu można uzyskać wówczas, gdy jego produkcja opiera się na odnawialnych źródłach energii (OZE) oraz wychwycie dwutlenku węgla, co jednocześnie przyczynia się do jego redukcji w skali globalnej. Metanol ma również przewagę praktyczną nad wodorem – jego właściwości fizykochemiczne są zbliżone do ropy naftowej, dzięki czemu możliwe jest wykorzystanie istniejącej infrastruktury paliwowej. Dodatkowo metanol może być bezpośrednio stosowany w ogniach

paliwowych, w których ulega konwersji elektrochemicznej, generując energię elektryczną i ciepło.

Do produkcji 1 kg e-metanolu potrzeba około 1,4 kg CO₂, około 0,2 kg wodoru, 1,7 kg wody oraz 10–11 kWh energii elektrycznej, z czego większość zużywana jest w procesie elektrolizy wody (Atsonios i in., 2016). W przypadku zastosowania elektrolizera typu SOE (ang. *Solid Oxide Electrolyser*), który wykorzystuje stały tlenkowy elektrolit i pracuje w temperaturach powyżej 600°C, zapotrzebowanie na energię można zmniejszyć do około 8,6 kWh. Oprócz obecnie dominujących metod produkcji metanolu opartych na paliwach kopalnych, rozwijane są także alternatywy, takie jak wykorzystanie biometanolu oraz e-metanolu wytwarzanego z wodoru z elektrolizy i wychwyconego CO₂.

Prognozy wskazują, że do 2050 r. globalna produkcja metanolu wzrośnie pięciokrotnie w porównaniu do roku 2020, osiągając poziom około 500 mln ton rocznie, z czego aż 80% ma stanowić biometanol i e-metanol. Wśród firm inwestujących w rozwój zielonego metanolu znajduje się m.in. Maersk, który planuje budowę zakładów produkcyjnych w USA, Danii i Singapurze (Marquez i in., 2023).

3.5. Metan

Metan (CH₄) jest głównym składnikiem gazu ziemnego oraz jednym z czołowych paliw wykorzystywanych w energetyce i ogrzewnictwie. Charakteryzuje się stosunkowo wysoką gęstością energii i kompatybilnością z aktualną infrastrukturą gazową. Co więcej, zmiany norm emisyjnych czy to w przemyśle morskim, czy transporcie ciężkim naziemnym, spowodowały istotny rozwój infrastruktury dystrybucji i wykorzystania metanu jako paliwa w ostatnich dwóch dekadach (IMO, 2015; Van Grinsven i in., 2021; Ovrum i in., 2024). Dodatkowo infrastruktura paliwowa przystosowana do metanu wciąż rozwija się mimo istotnych zmian, będących efektem rosnących wymogów w zakresie standardów emisyjnych. Przejście energetyki na rozwiązania niskoemisyjne i wprowadzenie polityki *Net Zero by 2050* nie musi oznaczać zaprzestania jego wykorzystywania. Metan może być produkowany w procesie syntezy, m.in. poprzez bezpośredni proces metanizacji wychwytywanego CO₂, czy też w procesie koelektrolizy, czyli symultanicznej elektrolizy CO₂ oraz H₂O.

Koszt wytworzenia metanu w powyższych procesach może wynosić, w zależności od zastosowanej technologii, od 3 do 8 \$ kgCH₄⁻¹ w procesie metanizacji CO₂ (Tregambi i in., 2023). Natomiast poziom gotowości technologicznej (ang. *technology readiness level*, TRL) procesu koelektrolizy jest obecnie na poziomie 3–5, co aktualnie ogranicza możliwość precyzyjnego oszacowania kosztów produkcji i implementacji w skali przemysłowej.

Rozwiązania te są jednak szczególnie interesujące ze względu na możliwości jednoczesnej konwersji dwutlenku węgla i pary wodnej do tlenku węgla i wodoru.

3.6. Power-to-X -konkluzje

Wdrażanie paliw syntetycznych w najbliższych dwóch dekadach wiązać się będzie ze strategicznymi decyzjami w zakresie systemów wsparcia oraz polityki technologicznej państwa. Jednocześnie, nadrzędne dokumenty kierunkowe sukcesywnie zaostwiają regulacje dotyczące emisji, zatem należy oczekiwać, iż docelowo realizacja celów klimatycznych bez zastosowania paliw zero- i nisko-emisyjnych może być wręcz niemożliwa. Ten kierunek już został wyznaczony przez dyrektywę RED III i wymóg stosowania paliw RFNBO.

Każde z branych pod uwagę paliw wymusza specyficzne warunki przechowywania od ciśnienia na poziomie 700 barów do temperatury na poziomie $-253,15^{\circ}\text{C}$ (20 K). Szczególne warunki wielkoskalowego przechowywania dotyczą wodoru, co może opóźnić jego wdrożenie ze względu na konieczność rozwoju wysokosprawnych instalacji kriogenicznych, rurociągów gazowych czy magazynów podziemnych. Wymaga to zastosowania zaawansowanej technologii, cechującej się wysokim kosztem inwestycyjnym w pierwszej fazie pełnoskalowej komercjalizacji. Każde z paliw charakteryzuje się różnymi gęstościami energii, a przede wszystkim odmiennymi właściwościami fizyko-chemicznymi, co ogranicza ich wymienne zastosowanie. Jednocześnie wartości te są niższe od wolumetrycznej gęstości energii zmagazynowanej w paliwach konwencjonalnych, przez co wymagana jest większa przestrzeń magazynowa. Ponadto wdrożenie innych paliw węglowodorowych nie wyeliminuje emisji CO_2 . Zatem oprócz rozwoju prośrodowiskowych metod produkcji wymagane jest także zagospodarowanie powstających spalin, tak aby dwutlenek węgla był wychwytywany, a następnie wykorzystywany jako substrat do produkcji np. metanolu czy metanu. Ważną kwestią jest również odpowiednie zagospodarowanie i logistyka dystrybucji produkowanych paliw syntetycznych. Oznacza to integrację przemysłu (np. chemicznego lub ciężkiego) z sektorem energetycznym na innych warunkach, niż dotychczas miało to miejsce. W przyszłości sektor energetyczny nie będzie odpowiadać jedynie za produkcję energii, ale również za wytwarzanie związków chemicznych, które będą dalej przetwarzane w przemyśle. Wynika to z transformacji sektorów i nowych ról, jakie zyskują one z rozwojem technologii i uwarunkowań rynkowych. Z tego względu należy rozważyć zarówno korzyści, jak i wyzwania związane z produkcją syntetycznych paliw (tabela 2.2). Wykonana na tej podstawie analiza techniczno-ekonomiczna, uwzględniająca łańcuchy produkcyjne oraz dostawy substratów pozwoli odpowiednio wpasować