



AKADEMIA GÓRNICZO-HUTNICZA IM. STANISŁAWA STASZICA W KRAKOWIE

**DZIEDZINA NAUK INŻYNIERYJNO-TECHNICZNYCH**

DYSCYPLINA INŻYNIERIA ŚRODOWISKA, GÓRNICTWO I ENERGETYKA

**ROZPRAWA DOKTORSKA**

*Badania możliwości produkcji i magazynowania  
zielonego wodoru w Polsce z wykorzystaniem morskiej  
energii wiatrowej oraz technologii Power-to-X w  
odniesieniu do wymagań procesu dekarbonizacji i  
magazynowania energii*

Autor: mgr inż. Klaudia Joanna Ligęza

Promotor rozprawy: prof. dr hab. inż. Mariusz Łaciak

Praca wykonana: Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica  
Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu

Kraków, 2024



AKADEMIA GÓRNICZO-HUTNICZA IM. STANISŁAWA STASZICA W KRAKOWIE

**FIELD OF ENGINEERING AND TECHNICAL SCIENCE**

SCIENTIFIC DISCIPLINE FOR ENVIRONMENTAL ENGINEERING, MINING AND  
ENERGY

**DOCTORAL DISSERTATION**

*A study of the possibility of green hydrogen production  
and storage in Poland using offshore wind energy and  
Power-to-X technology in relation to the requirements  
of the decarbonization and energy storage process*

Author: Klaudia Joanna Ligęza, MSc

First supervisor: Prof. Mariusz Łaciak, PhD., DSc., P.E.

Completed at: AGH University of Krakow  
Faculty of Drilling, Oil and Gas

Kraków, 2024

Pragnę złożyć serdeczne podziękowania mojemu promotorowi,  
**prof. dr hab. inż. Mariuszowi Łaciakowi,**  
za poświęcony czas, pomoc i cenne uwagi merytoryczne  
podczas realizacji niniejszej rozprawy doktorskiej.

Szczególne podziękowania składam mojej **rodzinie i przyjaciołom**, za  
udzielone wsparcie, cierpliwość i wszelką pomoc.

# Spis treści

|                                                                                                         |           |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| Streszczenie .....                                                                                      | 8         |
| Abstract .....                                                                                          | 9         |
| <b>1. Wprowadzenie .....</b>                                                                            | <b>10</b> |
| <b>2. Aktualny stan wiedzy dla przyjętej tematyki badawczej.....</b>                                    | <b>13</b> |
| <b>2.1. Charakterystyka wodoru .....</b>                                                                | <b>13</b> |
| <b>2.2. Polityka wodorowa – akty prawne i regulacje .....</b>                                           | <b>16</b> |
| 2.2.1. Znaczenie strategii politycznych w kontekście rozwoju gospodarki wodorowej...                    | 16        |
| 2.2.2. Polityka UE w zakresie technologii wodorowych .....                                              | 17        |
| 2.2.3. Przegląd krajowych aktów prawnych .....                                                          | 23        |
| <b>2.3. Technologia Power-to-X .....</b>                                                                | <b>27</b> |
| <b>2.4. Morska energia wiatrowa jako źródło energii do produkcji wodoru .....</b>                       | <b>37</b> |
| 2.4.1. Rola morskiej energetyki wiatrowej .....                                                         | 37        |
| 2.4.2. Budowa morskiej elektrowni wiatrowej.....                                                        | 39        |
| 2.4.3. Warunki wietrzności w Polsce.....                                                                | 51        |
| 2.4.4. Plany zagospodarowania Morza Bałtyckiego pod kątem rozwoju energetyki wiatrowej.....             | 52        |
| 2.4.5. Wykorzystanie potencjału morskiej energii wiatrowej do produkcji zielonego wodoru w Polsce ..... | 59        |
| <b>2.5. Metody wytwarzania zielonego wodoru .....</b>                                                   | <b>61</b> |
| 2.5.1. Ogólna charakterystyka elektrolizy wody.....                                                     | 61        |
| 2.5.2. Elektroliza alkaliczna .....                                                                     | 64        |
| 2.5.3. Elektroliza PEM .....                                                                            | 66        |
| 2.5.4. Elektroliza AEM.....                                                                             | 70        |
| 2.5.5. Elektroliza SOEC .....                                                                           | 72        |
| 2.5.6. Porównanie metod elektrolizy wody .....                                                          | 75        |
| <b>2.6. Systemy wielkoskalowej produkcji wodoru z OZE.....</b>                                          | <b>79</b> |
| 2.6.1. Znaczenie i podział projektowanych systemów produkcji wodoru z OZE .....                         | 79        |
| 2.6.2. System produkcji wodoru na lądzie.....                                                           | 81        |

|         |                                                                                                          |     |
|---------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 2.6.3.  | System scentralizowanej produkcji wodoru na morzu .....                                                  | 84  |
| 2.6.4.  | System zdecentralizowanej produkcji wodoru na morzu .....                                                | 93  |
| 2.6.5.  | Porównanie systemów produkcji wodoru .....                                                               | 96  |
| 2.7.    | Metody transportu wodoru .....                                                                           | 98  |
| 2.7.1.  | Ogólna charakterystyka transportu wodoru .....                                                           | 98  |
| 2.7.2.  | Transport rurociągowy .....                                                                              | 99  |
| 2.7.3.  | Transport morski.....                                                                                    | 102 |
| 2.7.4.  | Transport kołowy .....                                                                                   | 103 |
| 2.7.5.  | Transport nośników wodoru .....                                                                          | 104 |
| 2.7.6.  | Porównanie metod transportu wodoru.....                                                                  | 105 |
| 2.8.    | Metody wielkoskalowego magazynowania wodoru.....                                                         | 107 |
| 2.8.1.  | Rola i rodzaje magazynów wodoru.....                                                                     | 107 |
| 2.8.2.  | Podziemne magazynowanie gazowego wodoru w kawernach solnych .....                                        | 109 |
| 2.8.3.  | Skroplony wodór .....                                                                                    | 123 |
| 2.8.4.  | Amoniak jako nośnik wodoru .....                                                                         | 128 |
| 2.9.    | Bezpieczeństwo technologii wodorowych .....                                                              | 140 |
| 2.9.1.  | Znaczenie bezpieczeństwa technologii wodorowych .....                                                    | 140 |
| 2.9.2.  | Bezpieczeństwo w procesie produkcji wodoru .....                                                         | 141 |
| 2.9.3.  | Bezpieczeństwo w procesie magazynowania i transportu wodoru – wybrane aspekty .....                      | 142 |
| 2.9.4.  | Kwestie bezpieczeństwa na morskiej platformie wodorowej .....                                            | 150 |
| 2.9.5.  | Wybrane normy i standardy bezpieczeństwa związane z produkcją, transportem i magazynowaniem wodoru ..... | 152 |
| 2.10.   | Zapotrzebowanie na wodór w Polsce dla poszczególnych sektorów gospodarki.....                            | 154 |
| 2.10.1. | Znaczenie wodoru w rozwoju polskiej gospodarki niskoemisyjnej .....                                      | 154 |
| 2.10.2. | Sektor przemysłowy .....                                                                                 | 156 |
| 2.10.3. | Sektor energetyczny .....                                                                                | 161 |
| 2.10.4. | Sektor transportu .....                                                                                  | 162 |
| 2.10.5. | Sektor ciepłowniczy .....                                                                                | 163 |
| 3.      | Cel i tezy pracy .....                                                                                   | 164 |

|                                                                        |     |
|------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>4. Część badawcza – metodologia</b>                                 | 165 |
| <b>4.1. Modelowanie systemu produkcji wodoru</b>                       | 165 |
| 4.1.1. Ogólna charakterystyka systemu produkcji wodoru                 | 165 |
| 4.1.2. Wybrane lokalizacje morskich farm wiatrowych                    | 167 |
| 4.1.3. Dane wietrzności                                                | 174 |
| 4.1.4. Turbiny wiatrowe                                                | 175 |
| 4.1.5. Konwersja prądu elektrycznego oraz straty energii               | 177 |
| 4.1.6. Morska wodorowa platforma produkcyjna                           | 177 |
| 4.1.7. System elektrolizy                                              | 179 |
| 4.1.8. System odsalania wody morskiej oraz magazyn wody do elektrolizy | 181 |
| 4.1.9. System sprężania wodoru                                         | 181 |
| 4.1.10. System sterujący i aparatura kontrolno – pomiarowa             | 183 |
| 4.1.11. Modelowanie rurociągu transportowego                           | 183 |
| <b>4.2. Modelowanie systemu magazynowania wodoru</b>                   | 184 |
| 4.2.1. Magazynowanie sprężonego wodoru w kawernach solnych             | 185 |
| 4.2.1.1. Lokalizacja projektowanego magazynu kawernowego               | 185 |
| 4.2.1.2. Budowa geologiczna wybranego złoża soli                       | 186 |
| 4.2.1.3. Charakterystyka magazynu kawernowego                          | 189 |
| 4.2.1.4. Parametry indywidualnej kawerny solnej                        | 191 |
| 4.2.2. Magazynowanie wodoru w formie amoniaku                          | 196 |
| 4.2.2.1. Lokalizacja instalacji produkcji amoniaku                     | 197 |
| 4.2.2.2. Źródło energii dla zasilania instalacji amoniakalnej          | 198 |
| 4.2.2.3. Zbiornik buforowy wodoru                                      | 198 |
| 4.2.2.4. Jednostka separacji azotu z powietrza                         | 199 |
| 4.2.2.5. System sprężania gazu syntezowego                             | 200 |
| 4.2.2.6. Pętla Habera-Boscha                                           | 200 |
| 4.2.2.7. Zbiornik magazynowy amoniaku                                  | 202 |
| 4.2.2.8. Zużycie energii przez elementy instalacji produkcyjnej        | 202 |
| <b>5. Wyniki i dyskusja</b>                                            | 203 |

|                                                                                         |            |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>5.1. Produkcja wodoru .....</b>                                                      | <b>203</b> |
| 5.1.1. Warunki wietrzności dla poszczególnych obszarów farm wiatrowych .....            | 203        |
| 5.1.2. Przewidywana moc projektowanych farm wiatrowych .....                            | 206        |
| 5.1.3. Wymiarowanie morskich wodorowych platform produkcyjnych .....                    | 213        |
| 5.1.4. Produkcja wodoru .....                                                           | 216        |
| 5.1.5. System odsalania, uzdatniania i magazynowania wody .....                         | 222        |
| 5.1.6. System sprężania wodoru przed transportem do magazynów .....                     | 224        |
| 5.1.7. Rurociągi transportowe wodoru .....                                              | 226        |
| 5.1.8. Moc przesłana do sieci lądowej .....                                             | 226        |
| <b>5.2. Magazynowanie wodoru .....</b>                                                  | <b>228</b> |
| 5.2.1. Kawernowy magazyn wodoru .....                                                   | 229        |
| 5.2.2. Instalacja produkcji amoniaku .....                                              | 231        |
| 5.2.3. Porównanie systemów wielkoskalowego magazynowania wodoru .....                   | 239        |
| <b>5.3. Propozycja modelu produkcji i magazynowania zielonego wodoru w Polsce .....</b> | <b>243</b> |
| <b>6. Posumowanie i wnioski .....</b>                                                   | <b>247</b> |
| <b>7. Rekomendacje dalszych badań .....</b>                                             | <b>251</b> |
| <b>Bibliografia .....</b>                                                               | <b>252</b> |
| <b>Spis oznaczeń .....</b>                                                              | <b>279</b> |
| <b>Spis rysunków .....</b>                                                              | <b>282</b> |
| <b>Spis tabel .....</b>                                                                 | <b>288</b> |

## Streszczenie

Wodór jako nośnik energii będzie odgrywał ważną rolę w osiągnięciu neutralności klimatycznej. Neutralność klimatyczna jest obecnie przedmiotem światowych i europejskich wysiłków energetycznych i jest niezbędna do osiągnięcia celów redukcji emisji CO<sub>2</sub>. Dodatkowo wodór stanowi rozwiązanie dla sektorów gospodarki, w których redukcja emisji poprzez ich elektryfikację jest trudna do osiągnięcia. Rozwój gospodarki wodorowej wymaga budowy całego łańcucha wartości wodoru, w szczególności: nowych mocy wytwórczych energii odnawialnej, instalacji produkcyjnych zielonego wodoru, infrastruktury transportowej i dystrybucyjnej wodoru oraz obiektów do magazynowania wodoru. W celu pokrycia zapotrzebowania na wodór, zapewnienia stabilności i bezpieczeństwa dostaw energii oraz wdrożenia polityki energetycznej UE w Polsce, należy wykorzystać wysoki potencjał morskiej energetyki wiatrowej do bezpośredniej produkcji wodoru oraz zapewnić obiekty do jego wielkoskalowego magazynowania.

W niniejszej rozprawie doktorskiej zbadano możliwości produkcji i magazynowania zielonego wodoru w Polsce oraz przedstawiono propozycję systemu obejmującego zarówno produkcję wodoru na morskich platformach produkcyjnych z wykorzystaniem energii odnawialnej dedykowanych farm wiatrowych, jak i magazynowanie wodoru w kawernach solnych oraz w formie amoniaku. W tym celu zbadano możliwości produkcyjne wodoru na podstawie uzyskanych danych wietrzności z poszczególnych obszarów Morza Bałtyckiego, zaprojektowano system morskich platform produkcyjnych i rurociągów transportowych. Następnie, na podstawie uzyskanych wyników produkcji, zaproponowano system magazynowania wodoru w kawernach solnych oraz w formie amoniaku oraz dokonano analizy porównawczej obu metod magazynowania, ze szczególnym uwzględnieniem możliwości wdrożenia danego systemu magazynowego oraz końcowego wykorzystania wodoru.



## **Abstract**

Hydrogen as an energy carrier will play an important role in achieving climate neutrality. Climate neutrality is currently the focus of global and European energy efforts and is essential to achieving CO<sub>2</sub> emission reduction targets. In addition, hydrogen provides a solution for economic sectors where emission reductions through electrification are difficult to achieve. The development of the hydrogen economy requires the construction of the entire hydrogen value chain, in particular: new renewable energy generation capacity, green hydrogen production facilities, hydrogen transportation and distribution infrastructure, and hydrogen storage facilities. In order to meet the demand for hydrogen, ensure the stability and security of energy supply, and implement the EU energy policy in Poland, it is necessary to use the high potential of offshore wind power for direct production of hydrogen and provide facilities for large-scale hydrogen storage.

In this dissertation, the potential for green hydrogen production and storage in Poland was studied, and a system proposal was presented that included both hydrogen production on offshore production platforms using the renewable energy of dedicated wind farms, and hydrogen storage in salt caverns and in the form of ammonia. In order to accomplish this, the hydrogen production capacity was studied on the basis of the obtained wind data from different areas of the Baltic Sea, and a system of offshore production platforms and transport pipelines was designed. Then, on the basis of the production results obtained, a system for storing hydrogen in salt caverns and in the form of ammonia was proposed, and a comparative analysis of the two storage methods was made, with a focus on the feasibility of implementing the respective storage system and the end use of hydrogen.

## 1. Wprowadzenie

Zmiana klimatu jest prawdopodobnie jednym z największych wyzwań naszych czasów (Baldi i in., 2022). Dążąc do ograniczenia globalnej emisji gazów cieplarnianych, a ostatnio ze względu na nową sytuację geopolityczną związaną z wojną na Ukrainie i potrzebę wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego, wiele krajów w Europie zdecydowało się na ograniczenie emisji gazów cieplarnianych oraz znaczną restrukturyzację swojego mixu energetycznego poprzez przekształcenie swojej gospodarki z paliw kopalnych na alternatywne źródła energii (Baldi i in., 2022), (H-BLIX, 2022). Przejście od systemu energetycznego opartego na węglu do systemu bezemisijnego wymaga opracowania nowych kluczowych technologii, które mogą magazynować i wykorzystywać energię odnawialną (Arnaiz Del Pozo & Cloete, 2022), (Ligęza & Narloch, 2023b), (Ulucan i in., 2023). Zapewnienie stabilności i bezpieczeństwa dostaw energii w Polsce w perspektywie długoterminowej nie jest możliwe bez budowy nowych jednostek wytwórczych. W perspektywie 2040 roku morska energia wiatrowa ma szansę stać się dominującym źródłem energii odnawialnej w polskim mixie energetycznym ze względu na znaczący wolumen mocy wytwórczych przy zachowaniu dobrych parametrów związanych ze stabilnością produkcji energii (Brodacki, D i in., 2021), (Lucas i in., 2022). Ponadto energia elektryczna wytwarzana przez morskie farmy wiatrowe może być częściowo wykorzystywana do procesów Power-to-X, które przekształcają energię elektryczną w ciekłe paliwa syntetyczne, wodór, syntetyczny gaz ziemny (SNG) lub amoniak (Ligęza, 2021).

Wodór jest jednym z najbardziej obiecujących kandydatów do zastąpienia paliw kopalnych w zastosowaniach mobilnych i stacjonarnych (Arnaiz Del Pozo & Cloete, 2022), (Ligęza & Narloch, 2023b), (Ulucan i in., 2023). Systemy energii wodorowej mają największy potencjał, aby stać się systemami energetycznymi przyszłości (Wiącek i in., 2022). Rozwój gospodarki wodorowej jest naturalną konsekwencją procesu dekarbonizacji, a odpowiednio zaprojektowany system energetyki wodorowej pozwoli zdywersyfikować strukturę produkcji na obszary techniczne, zminimalizować zależność od importu paliw energetycznych z zagranicy i zwiększyć bezpieczeństwo energetyczne kraju (Brodacki, D i in., 2021), (Wiącek i in., 2022). W nadchodzących latach coraz większą rolę będzie odgrywał wodór odnawialny (zielony wodór) o bardzo wysokiej czystości (99,999 % i więcej), wytwarzany w procesie elektrolizy wody z wykorzystaniem energii ze źródeł odnawialnych (Tarkowski & Uliasz-Misiak, 2022). Polska plasuje się obecnie na trzeciej pozycji wśród europejskich producentów wodoru, jednak udział wodoru wytworzonego w procesie

elektrolizy wody jest znikomy. Obecnie wodór jest wykorzystywany w Polsce przede wszystkim jako surowiec w przemyśle chemicznym, petrochemicznym i rafineryjnym (Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r., 2021), (Brodacki, D i in., 2021).

Przedstawione plany strategii wodorowej zakładają, że oprócz rozwoju produkcji, przemysłu i dystrybucji zielonego wodoru, konieczny będzie również rozwój sektora usług magazynowania (Miziołek i in., 2022). Systemy magazynowania energii muszą zostać opracowane, aby poradzić sobie z przewidywanym wzrostem liczby dużych instalacji odnawialnych źródeł energii i związanymi z nimi problemami (Machaj i in., 2022). Wymagania dotyczące odpowiednich systemów magazynowania wodoru zależą od ich zastosowań (Ulucan i in., 2023). Wodór można magazynować w kawernach solnych, powstałych z ługowania złóż soli. wyeksploatowanych złóżach ropy naftowej lub gazu ziemnego lub w warstwach wodonośnych. Zielony wodór może zostać poddany dalszym procesom w celu uzyskania paliw syntetycznych lub jego nośników poprzez technologie Power-to-X (Brodacki, D i in., 2021). Interesującą jest koncepcja wykorzystania amoniaku jako nośnika wodoru, który jest łatwy do przechowywania i transportu oraz bezemisyjny. Amoniak jest półproduktem chemicznym o ogromnej globalnej rocznej produkcji, z czego większość jest wykorzystywana w przemyśle chemicznym, także w Polsce (C. Wang i in., 2023), (Noshervani & Costa Neto, 2021), (Ghavami i in., 2021).

W przedstawionej pracy zbadano możliwości produkcji i magazynowania zielonego wodoru w Polsce. Przeprowadzone prace posłużyły do budowy modelu produkcji wodoru z wykorzystaniem morskiej energii wiatrowej i modelu magazynowania w kawernach solnych i w formie amoniaku, w zależności od końcowego wykorzystania wodoru.

Niniejsza rozprawa doktorska składa się z siedmiu rozdziałów. Dodatkowo zamieszczono bibliografię, spis oznaczeń, rysunków oraz tabel.

W rozdziale drugim przedstawiono aktualny stan wiedzy dotyczący technologii wodorowych, obejmujący charakterystykę wodoru, metody jego produkcji, transportu, magazynowania i końcowego wykorzystania, a także kwestie regulacji prawnych, wykorzystania zasobów energii odnawialnych przy produkcji wodoru i bezpieczeństwa procesów jego produkcji i magazynowania.

W rozdziale trzecim określono cel rozprawy doktorskiej oraz przedstawiono tezy pracy.

Rozdział czwarty obejmuje prezentację przyjętej metodologii i najważniejsze założenia procesów produkcji i magazynowania zielonego wodoru.

Rozdział piąty zawiera uzyskane wyniki dotyczące produkcji wodoru oraz metod jego magazynowania wraz z dyskusją, a także propozycję modelu produkcji i magazynowania wodoru w Polsce.

W rozdziale szóstym zebrano najważniejsze wnioski, natomiast rozdział siódmy zawiera rekomendacje dalszych badań, które mogą przyczynić się do rozwoju i dalszego udoskonalania modelowania procesów produkcji i magazynowania zielonego wodoru.

## 2. Aktualny stan wiedzy dla przyjętej tematyki badawczej

### 2.1. Charakterystyka wodoru

Wodór ( $H_2$ ) jest jednym z najbardziej rozpowszechnionych i najobficiej występujących pierwiastków we wszechświecie (Brodacki, D i in., 2021), (Gustafsson, 2022), (Pawłowski i in., 2023). Pomimo tego, że wodór jest najbardziej rozpowszechnionym pierwiastkiem we wszechświecie, nie występuje on w naturze w postaci wolnej. Atomy wodoru są reaktywne i mogą wchodzić w interakcje z wieloma pierwiastkami, tworząc szeroką gamę cząsteczek, w tym większość substancji biologicznych i organicznych (Vestheim, 2022). Wodór, podobnie jak energia elektryczna, jest nośnikiem energii, który może być pozyskiwany w procesie różniącym się w zależności od rodzaju wykorzystywanego surowca i źródła energii (Siew Wan Cheng C., 2020), (Odongo, 2021), (Widera, 2020). Dodatkowo podczas generowania energii z wodoru nie dochodzi do emisji dwutlenku węgla (Gustafsson, 2022). Ze względu na swoje właściwości wodór może być wykorzystywany jako paliwo, surowiec, nośnik lub magazyn energii (Brodacki, D i in., 2021). Wodór uważany jest obecnie za jedno z najbardziej obiecujących czystych paliw, o wysokim potencjale zastąpienia konwencjonalnych paliw kopalnych (Baldi i in., 2022).

W warunkach normalnych warunkach jest to bezwonny, bezbarwny, pozbawiony smaku, nietoksyczny, niekorozyjny i niemetaliczny gaz dwuatomowy. Wodór jest najlżejszym pierwiastkiem w układzie okresowym i ma najwyższą zawartość energii ze wszystkich znanych pierwiastków (Brodacki i in., 2021), (Bednarczyk i in., 2022), (Panić i in., 2022). Wodór jest reaktywnym gazem, o dużej gęstości energii wynoszącej 120 MJ/kg (Walavalkar, 2021). Jest także gazem skrajnie łatwopalnym i spala się niewidocznym płomieniem (Siew Wan Cheng C., 2020). Spalanie wodoru nie powoduje emisji szkodliwych substancji do atmosfery. W wyniku spalania wodoru powstaje para wodna (Bednarczyk i in., 2022). Charakterystyczną cechą wodoru jest duża prędkość spalania, co zwiększa prawdopodobieństwo jego zapłonu w przypadku wycieku gazu. Reaktywność wodoru wynika z szerokiego zakresu palności i niskiej energii zapłonu (Baardsen Høines, 2022). W tabeli 2.1 zebrano podstawowe właściwości wodoru gazowego:

Tabela 2.1. Właściwości fizyko – chemiczne wodoru

| Parametr                       | Wartość                 |
|--------------------------------|-------------------------|
| Masa molowa                    | 2,016 g/mol             |
| Gęstość w warunkach normalnych | 0,090 kg/m <sup>3</sup> |

|                                   |                      |
|-----------------------------------|----------------------|
| Objętościowa gęstość energetyczna | 3 kWh/m <sup>3</sup> |
| Masowa gęstość energetyczna       | 120 MJ/kg            |
| Wartość opałowa                   | 33 kWh/kg            |
| Temperatura wrzenia               | – 253 °C             |
| Zakres palności                   | 4 – 75 %             |
| Temperatura samozapłonu           | 559,85 – 585 °C      |
| Minimalna energia zapłonu         | 0,19 MJ              |

Źródło: opracowanie własne na podstawie (Baardsen Høines, 2022), (Nilsson, 2022), (Jang, Kim, Kim, Han, i in., 2022), (Panić i in., 2022), (Muhammed i in., 2023).

W stanie ciekłym wodór ma gęstość 70,8 kg/m<sup>3</sup>, czyli około 800 razy większą niż wodór sprężony w standardowej temperaturze i ciśnieniu. Skroplenie wodoru następuje poprzez schłodzenie go do temperatury – 253 °C. Energia potrzebna do skroplenia 1 kg wodoru wynosi około 12 kWh/kgH<sub>2</sub>, czyli około 1/3 energii użytkowej zawartej w jednym kilogramie wodoru (33,33 kWh/kgH<sub>2</sub>) (Baardsen Høines, 2022). Gęstość objętościowa ciekłego wodoru wynosi 70,8 kg/m<sup>3</sup>, co odpowiada gęstości energetycznej około 2,8 kWh/l. Jest to około 3 razy więcej niż w przypadku sprężonego wodoru pod ciśnieniem 330 barów (Sæbø i in., 2021). Zaletą ciekłego wodoru (LH<sub>2</sub>) jest wyjątkowa czystość i bardziej wydajny system magazynowania. Odbywa się to jednak kosztem znacznego zużycia energii, wynoszącego około jednej trzeciej jego ciepła spalania (Bednarczyk i in., 2022). Jeden kilogram wodoru zawiera około dwa i pół razy więcej energii niż gaz ziemny, ma także znacznie wyższą wartość opałową niż metan (Nilsson, 2022). Jednak masa wodoru w przeliczeniu na objętość jest znacznie niższa niż w przypadku innych konwencjonalnych paliw (Brodacki, D i in., 2021). W związku z tym, aby zmagazynować taką samą ilość energii, pojemność wodoru musi być prawie trzy i pół razy większa. Z tego powodu wodór musi być więc albo sprężany, albo skraplany, co pochłania dodatkową energię (Kimman, 2020).

Istnieje kilka metod klasyfikacji wodoru. Ze względu na metodę otrzymywania wodoru wyróżnia się (Brodacki, D i in., 2021):

- wodór otrzymywany z paliw kopalnych: w procesie reformingu, pirolizy węglowodorów, przetwarzania odpadów,
- wodór otrzymywany z odnawialnych źródeł energii (OZE): w procesie rozkładu wody, procesach biologicznych, w procesie pirolizy i reformingu parowego biometanu;

Ze względu na stopień emisji dwutlenku węgla (CO<sub>2</sub>) przy produkcji wodoru możemy wyróżnić (Brodacki i in., 2021), (Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r., 2021):

- wódór wysokoemisyjny (konwencjonalny): produkowany przy wykorzystaniu paliw kopalnych,
- wódór niskoemisyjny: wytwarzany przy zastosowaniu źródeł nieodnawialnych o niskiej emisji i zastosowaniu technologii wychwytu dwutlenku węgla lub wykorzystaniu źródeł odnawialnych o niskim śladzie węglowym; za niskoemisyjny uznaje się wódór ze śladem węglowym na poziomie poniżej 5,8 kg CO<sub>2</sub> eq/kg H<sub>2</sub>,
- wódór odnawialny: wytwarzany z wykorzystaniem energii z OZE w procesie elektrolizy wody;

Wódór jest produkowany z odnawialnych i nieodnawialnych źródeł energii. Jednak produkcja ze źródeł nieodnawialnych dominuje obecnie na rynku ze względu na nieciągłość i wahania charakterystyczne dla źródeł odnawialnych (Muhammed i in., 2023). Ze względu na źródło produkcji możemy wyróżnić następujące rodzaje wodoru, określane za pomocą kolorów (Brodacki, D i in., 2021), (Pawłowski i in., 2023):

- wódór brązowy: pochodzący z procesu zgazowania węgla,
- wódór szary: produkowany w procesie reformingu parowego metanu, autotermicznej reformacji gazu ziemnego lub poprzez częściowe utlenianie węgla,
- wódór niebieski: produkowany w procesie reformingu metanu przy wykorzystaniu technologii wychwytu CO<sub>2</sub>,
- wódór zielony: pochodzący z procesu elektrolizy wody przy użyciu energii z OZE.

Obecnie najczęściej produkowanym rodzajem wodoru na świecie jest tzw. wódór szary, wytwarzany z gazu ziemnego, który stanowi około 76% całego wodoru wytwarzanego na świecie (Zaik & Werle, 2023), (Shiva Kumar & Lim, 2022). Roczna światowa produkcja szarego wodoru wynosi 70 Mt (Pawłowski i in., 2023). Produkcja wodoru pochłania około 6 % całkowitego zużycia gazu ziemnego na świecie (Gustafsson, 2022). Najczęściej stosowanym procesem produkcji szarego wodoru i zarazem najbardziej opłacalnym, jest reforming parowy metanu (SMR) (Zaik & Werle, 2023). Polega on na połączeniu metanu z gazem ziemnym z parą wodną w wysokiej temperaturze, a następnie oddzieleniu wodoru i dwutlenku węgla w wyniku katalitycznej reakcji chemicznej (Deloitte, 2021). Na każdy kilogram wytworzonego szarego wodoru przypada około 10 kg CO<sub>2</sub>, uwalnianego do

atmosfery (Gustafsson, 2022), (Teien, 2022). Powoduje to, że produkcja szarego wodoru jest procesem wysokoemisyjnym.

Technologia produkcji brązowego wodoru odbywa się poprzez zgazowanie węgla. Opiera się on na konwersji stałych substratów bogatych w węgiel w gaz zawierający wodór, co wiąże się ze znaczną emisją dwutlenku węgla. Globalna produkcja brązowego wodoru wynosi około 79 Mt rocznie, w połączeniu z emisją 830 Mt CO<sub>2</sub> (Pawłowski i in., 2023). Jest to najwyższy wskaźnik emisji wśród wszystkich rodzajów produkowanego wodoru.

W produkcji wodoru niebieskiego również wykorzystywany jest proces reformingu parowego metanu z tą różnicą, że zamiast uwalniania dwutlenku węgla do atmosfery, następuje jego wychwytywanie i składowanie za pomocą systemu sekwestracji dwutlenku węgla (CCS) (Gustafsson, 2022). Mimo że proces ten nadal opiera się na paliwach kopalnych, podczas produkcji wodoru wychwytywane jest 90 – 95 % CO<sub>2</sub>, co pozwala uznać niebieski wodór za niskoemisyjny (Ibrahim i in., 2022), (Deloitte, 2021).

Proces elektrolizy jest wykorzystywany do produkcji wodoru zielonego (Gustafsson, 2022) (Teien, 2022). Ten typ wodoru produkowany jest z energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii, takich jak energia słoneczna, wiatrowa lub wodna (Brodacki, D i in., 2021), (Stori, 2021), (Bednarczyk i in., 2022). Obecnie wodór wytwarzany poprzez elektrolizę wody stanowi zaledwie 4 % jego światowej produkcji (Jang, Kim, Kim, Han, i in., 2022).

## **2.2. Polityka wodorowa – akty prawne i regulacje**

### **2.2.1. Znaczenie strategii politycznych w kontekście rozwoju gospodarki wodorowej**

Zielony wodór może stanowić rozwiązanie w procesie dekarbonizacji dla wielu sektorów gospodarki. Jednak pomimo ogromnego potencjału wodoru, należy pamiętać, że jego produkcja, transport i konwersja wymagają energii, a także znacznych inwestycji (IRENA, 2022). Odejście od paliw kopalnych w poszczególnych gałęziach gospodarki będzie więc procesem stopniowym, a po drodze wymagane będzie przedsięwzięcie różnorodnych środków i strategii politycznych, wspierających rozwój technologii wodorowych. Niezależnie od zastosowanych mechanizmów politycznych, stabilne i długoterminowe programy rozwoju



gospodarki wodorowej będą niezbędne do pełnego wykorzystania potencjału zielonego wodoru (IRENA, 2022). Koniecznym krokiem będzie ustalenie priorytetów i dokładna ocena w zakresie dostępnych rozwiązań prawnych i technologicznych. Opublikowane strategie wodorowe poszczególnych krajów opisują nie tylko działania wspierające rozwój gospodarki wodorowej, ale przedstawiają one również rozważane przez rządy opcje wsparcia dekarbonizacji przemysłu, a także wykorzystania wodoru w innych sektorach gospodarki (IRENA, 2022). Obecnie ponad 30 krajów opracowało lub przygotowuje strategie wodorowe, co wskazuje na rosnące zainteresowanie rozwojem czystych, zielonych rozwiązań energetycznych. Rozwój rynku wodoru w Europie wiąże się z realizacją aktualnej polityki klimatycznej Unii Europejskiej (Pawłowski i in., 2023). W dalszych rozdziałach przedstawione zostaną najważniejsze dokumenty oraz projekty zmian legislacyjnych, wspierających rozwój gospodarki wodorowej w Unii Europejskiej i w Polsce.

### **2.2.2. Polityka UE w zakresie technologii wodorowych**

Unia Europejska zakłada zdecydowane działania na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej w oparciu o wykorzystanie odnawialnych źródeł energii i proces elektrolizy (UN Global Compact Network Poland, 2023), co potwierdzają liczne opublikowane przepisy i dyrektywy.

**Porozumienie paryskie z 2015 r.**, weszło w życie 4 listopada 2016 r. i zobowiązało sygnatariuszy do utrzymania wzrostu średniej temperatury na świecie znacznie poniżej 2 °C, a także do podjęcia wysiłków na rzecz ograniczenia tego wzrostu do 1,5 °C. Do 2020 r. porozumienie paryskie podpisały 194 państwa i Unia Europejska (UE). Nałożyło to na sygnatariuszy porozumienia obowiązek poszukiwania rozwiązań ograniczających emisję gazów cieplarnianych, wspierających transformację gospodarek krajowych oraz rozwój przyjaznych dla środowiska, zeroemisyjne procesów technologicznych (Kupecki i in., 2020).

**Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (dyrektywa RED II)** wyznaczyła nowy, wyższy cel odnośnie udziału OZE w łącznej produkcji energii w 2030 r., określony na poziomie minimum 32 % udziału energii odnawialnej w końcowym zużyciu energii brutto w UE. Ponadto nałożyła ona na państwa członkowskie UE obowiązek określenia prognozowanych wkładów w osiągnięcie nowych celów energetycznych wspólnoty. Przepisy zawarte w RED II wprowadzają systemy wsparcia dla OZE (art. 4) oraz wiele udogodnień dla

producentów czystej energii, w szczególności dla prosumentów (art. 21) (Brodacki, D i in., 2021). Otwiera ona także kolejne sektory gospodarki, jak transport i ciepłownictwo na wykorzystanie ekologicznych, zeroemisyjnych.

Najszerzej podejście UE w kwestii rozwoju technologii wodorowych zostało przedstawione w dokumencie Komisji Europejskiej z **2019 r. - Europejski Zielony Ład** (Pawłowski i in., 2023). Jest on fundamentalnym dokumentem o strategicznym znaczeniu, wytyczającym kierunki zmian regulacyjnych i polityk branżowych poszczególnych państw członkowskich Unii Europejskiej (Brodacki, D i in., 2021). Głównym celem Europejskiego Zielonego Ładu jest osiągnięcie neutralności klimatycznej UE do 2050 roku. Oznacza to, że emisja gazów cieplarnianych nie może przekraczać ich pochłaniania oraz spowoduje stopniowe wycofywanie paliw kopalnych z systemu energetycznego UE (Erbach & Jensen, 2021). Przedstawione w dokumencie kierunki zmian dla poszczególnych sektorów gospodarki są następujące: dekarbonizacja sektora gazowego (wprowadzenie gazów o niskiej emisji, jak wodór), wsparcie dla niskoemisyjnych technologii w przemyśle i magazynowaniu energii, ograniczenie zużycia surowców w ramach gospodarki w obiegu zamkniętym oraz dekarbonizacja transportu (lotniczego, drogowego, kolejowego i wodnego), poprzez wprowadzenie alternatywnych paliw transportowych (Brodacki, D i in., 2021), (Pawłowski i in., 2023). Można także przyjąć, że upowszechnieniu zielonego wodoru sprzyjać będzie zapowiedziana w Europejskim Zielonym Ładzie polityka zmierzająca do wprowadzenia podatków obciążających wysokoemisyjne paliwa kopalne (Brodacki, D i in., 2021).

**Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje** – tzw. taksonomia, czyli jednolita klasyfikacja działań na rzecz zrównoważonego rozwoju. Rozporządzenie to służy ustanowieniu jasnych kryteriów kwalifikacji oraz ukierunkowaniu przepływu funduszy publicznych i prywatnych w stronę zrównoważonych inwestycji, służących osiągnięciu neutralności klimatycznej przez Unię Europejską do roku 2050 (Brodacki, D i in., 2021). Skierowane jest ono do podmiotów gospodarczych zamierzających przeprowadzić zrównoważone inwestycje oraz instytucji finansowych, które będą mogły oferować takim podmiotom dedykowane produkty. Taksonomia zawiera m.in. kwalifikację działalności gospodarczych, wnoszących wkład w łagodzenie zmian klimatu poprzez „stabilizację stężeń gazów cieplarnianych w atmosferze” (art. 10). Dyrektywa ta tworzy więc korzystne warunki regulacyjne wspierające uruchamianie nowych inwestycji w OZE i technologie zielonego wodoru (Brodacki, D i in., 2021).

**Unijna Strategia Wodorowa z dnia 8 lipca 2020 r.** jest dokumentem wskazującym na ścisły związek, jaki będzie zachodził między rozwojem OZE, a upowszechnianiem zielonego wodoru w gospodarce. W przypadku energetyki zielony wodór, w Strategii określany jako „odnawialny”, może zostać wykorzystany jako nośnik energii, paliwo, lub magazyn energii (Brodacki, D i in., 2021). Jednym z nadrzędnych celów długoterminowych przedstawionych w Strategii jest przyłączenie 40 GW mocy w elektrolizerach na terenie UE do 2030 r., które mają wyprodukować 10 mln ton wodoru odnawialnego. Strategia Wodorowa wskazuje, że w roku 2050 wodór może odpowiadać za około 13 – 14 % całkowitego zużycia energii w gospodarce europejskiej (UN Global Compact Network Poland, 2023). Istotną kwestią poruszoną w Strategii Wodorowej jest podział rodzajów wodoru w oparciu o generowaną emisję CO<sub>2</sub> przy jego produkcji, a także wskazując szacunkowe koszty wytworzenia wodoru w przeliczeniu na jeden kilogram. Podstawą do wdrożenia Unijnej Strategii Wodorowej jest odpowiednie otoczenie regulacyjne, w którym najważniejszymi aktami prawnymi będą: Dyrektywa w sprawie źródeł energii (RED), Dyrektywa w sprawie opodatkowania energii (ETD), taksonomia UE, Nowy Pakiet Gazowy, Rozporządzenie w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych (AFIR), Rozporządzenia dotyczące sieci transeuropejskich (TEN-T, TEN-E) oraz Wytyczne w sprawie pomocy publicznej (CEEAG) (UN Global Compact Network Poland, 2023). Na realizację najważniejszych inwestycji wodorowych, Komisja Europejska planuje przeznaczyć budżet wynoszący około 320 – 460 mld euro. Środki te mają być przeznaczone na projekty rozwoju technologii wodorowych do 2050 r., m.in. na budowę dedykowanych instalacji OZE, elektrolizerów, infrastruktury dystrybucyjnej i przesyłowej i oraz instalacji do wychwytu dwutlenku węgla (UN Global Compact Network Poland, 2023). Realizacja założeń Unijnej Strategii Wodorowej została podzielona na poszczególne fazy, reprezentujące różne stadia rozwoju rynku wodorowego w UE (UN Global Compact Network Poland, 2023):

- Faza pierwsza (2020 – 2024): przewidziane jest zbudowanie elektrolizerów o łącznej mocy 6 GW do 2024 r. Do tego czasu przewidziane są nowe inwestycje w OZE, również dedykowane dla produkcji wodoru poprzez proces elektrolizy. W pierwszej fazie ma także nastąpić rozwój lokalnej produkcji elektrolizerów, również o średnich i dużych mocach (UN Global Compact Network Poland, 2023).
- Faza druga (2025 – 2030): w tej fazie przewidziane jest stopniowe tworzenie zintegrowanego i jednolitego systemu energetycznego, z wodorem jako nośnik energii, zapewniającym postępujący proces dekarbonizacji. Zakłada się zainstalowanie co najmniej 40

GW mocy przyłączeniowej w elektrolizerach do 2030 r., przy równoczesnym wstępnym rozwoju rynku producentów i odbiorców ekologicznego wodoru na poziomie całej UE. Najważniejszym celem tej fazy będzie zapewnienie optymalnego połączenia pomiędzy centrami produkcji wodoru i bardziej rozproszonymi rynkami zbytu. Przewiduje się, że wodór będzie coraz częściej wykorzystywany w takich sektorach gospodarki jak energetyka, ciepłownictwo i transport, przez co występować będzie konieczność dostaw wodoru o zróżnicowanych wolumenach w różne rejony Unii Europejskiej. Wiąże się z tym kolejny cel, jakim jest powstanie do 2030 r. pierwszych sieci przesyłowych wodoru w wybranych krajach UE, a także widoczny rozwój infrastruktury dystrybucyjnej (UN Global Compact Network Poland, 2023).

- Faza trzecia (2030 – 2050): zakłada ona osiągnięcie pełnej dojrzałości technologicznej i rynkowej sektora wodorowego. W fazie tej wodór niskoemisyjny i odnawialny mogą w większości zastąpić wodór szary w wybranych sektorach przemysłu, a paliwo wodorowe i jego pochodne będą szeroko wykorzystywane w transporcie ciężkim, lotniczym oraz morskim. Zakładane jest również, że wodór będzie stopniowo zastępował użycie gazu ziemnego, co umożliwi dekarbonizację sektora gazowego w długoterminowej perspektywie. W tym okresie nastąpi intensywne wykorzystanie mechanizmów wsparcia dla produkcji wodoru odnawialnego, a następnie ich stopniowego wygaszania i docelowego funkcjonowania sektora wodorowego, bez konieczności wykorzystania pomocy publicznej (UN Global Compact Network Poland, 2023).

**Akt delegowany do Taksonomii UE – czerwiec 2021 r.** : obowiązujący od 01.01.2023 r., jest ogólnounijnym standardem dla produkcji wodoru niskoemisyjnego i odnawialnego (w tym paliw syntetycznych). Punkt 3.10 aktu delegowanego określa typ wodoru, jaki będzie można zaliczyć do kategorii zrównoważonego środowiskowo lub ekologicznego paliwa oraz zgodnego z wymogami Taksonomii UE (Tchorek i in., 2023). Podstawowymi kryteriami dotyczącymi wodoru niskoemisyjnego i odnawialnego są limit emisji CO<sub>2</sub> wynoszący 3 t CO<sub>2</sub>/t H<sub>2</sub>, poziom emisji dla porównywanego nośnika kopalnego, wynoszący 94 g CO<sub>2</sub>/MJ, minimalny poziom redukcji emisji dla wodoru, w porównaniu do nośnika kopalnego, wynoszący 73,4 % oraz minimalny poziom redukcji emisji dla paliw syntetycznych, w porównaniu do nośnika kopalnego, wynoszący 70 % (Tchorek i in., 2023). Punkt 4.12 aktu określa zasady zaliczania inwestycji w magazynowanie wodoru jako zgodnych z Taksonomią oraz mających szczególny wkład w łagodzenie zmian klimatu. Do tego typu inwestycji zalicza się budowę instalacji magazynowania wodoru, przekształcenie istniejących

podziemnych magazynów gazu w magazyny wodoru oraz eksploatację instalacji do magazynowania wodoru, o ile wodór ten został wytworzony zgodnie z zasadami przedstawionymi w akcie delegowanym (Tchorek i in., 2023).

**Pakiet Fit for 55 z dnia 14 lipca 2021 r.**, opublikowany przez Komisję Europejską, jest pakietem legislacyjnym, który zawiera 13 propozycji zmian prawnych w m.in. (Brodacki, D i in., 2021):

- rozporządzeniu o LULUCF (ang. *Land Use, Land Use Change and Forestry*),
- rozporządzeniu w sprawie wspólnego wysiłku redukcyjnego (ESR),
- dyrektywie w sprawie energii odnawialnej (w miejsce RED II ma wejść RED III),
- dyrektywie o efektywności energetycznej (EED),
- handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS),
- rozporządzeniu określającym normy emisji dwutlenku węgla dla samochodów dostawczych i osobowych,
- dyrektywie w sprawie infrastruktury paliw alternatywnych (AFID),
- dyrektywie w sprawie opodatkowania energii.

W obszarze energetyki propozycja zmian ma przyspieszyć postęp technologiczny, zmniejszyć uzależnienie od importu kopalnych surowców energetycznych oraz przyczynić się do zwiększenia oszczędności energii finalnej. Proponowane są także nowe regulacje mające na celu ekologizację paliw stosowanych w transporcie lotniczym, drogowym i morskim na terenie UE. Przewidziano także nowe limity emisji dwutlenku węgla dla nowych pojazdów wchodzących na rynek, według których ich emisyjność do 2030 r. ma się obniżyć o 55 %, a do 2050 r. – o 100 % (Brodacki, D i in., 2021).

**Dyrektywa RED z 14 lipca 2021 r.:** określa definicję paliw pochodzenia niebiologicznego (RFNBO), w którą wpisują się odnawialny wodór i jego pochodne (odnawialny amoniak, odnawialny metanol i paliwa syntetyczne produkowane z użyciem CO<sub>2</sub>), zgodnie z art. 2 (36) RED (Tchorek i in., 2023). Paliwa RFNBO oznaczają gazowe i ciekłe nośniki energii, których wartość energetyczna pochodzi ze źródeł odnawialnych innych niż biomasa. Ponadto Dyrektywa RED wprowadza definicję węglowych paliw z recyklingu (RCF), których

produkcja i wykorzystanie może służyć do realizacji celów redukcji emisji dwutlenku węgla i zwiększenia udziału OZE zgodnie z art. 25 (1b) (Tchorek i in., 2023).

**Pakiet Dekarbonizacji Rynku Gazu Ziarnego i Wodoru, tzw. Nowy Pakiet Gazowy z 15 grudnia 2021 r.:** w pakiecie wprowadzono propozycję definicji wodoru niskoemisyjnego oraz paliw niskoemisyjnych. Według zaproponowanej definicji za wodór niskoemisyjny uważa się wodór, którego wartość energetyczna pochodzi ze źródeł nieodnawialnych i który spełnia wymóg dotyczący redukcji emisji na poziomie 70 %. Natomiast za paliwa niskoemisyjne uważa się część paliw gazowych, pochodzących z recyklingu paliw węglowych wskazanych w art. 2 dyrektywy (UE) 2018/2001 oraz wodór niskoemisyjny i syntetyczne paliwa gazowe, których wartość energetyczna pochodzi z wodoru niskoemisyjnego i który spełnia wymóg dotyczący redukcji emisji na poziomie 70 % (Tchorek i in., 2023). Do 31 grudnia 2024 r. Komisja Europejska planuje publikację aktu delegowanego dotyczącego opomiarowania emisji CO<sub>2</sub> dla poszczególnych paliw. W obszarze magazynowania wodoru pakiet za instalację magazynowania uznaje wyłącznie instalacje magazynujące wodór wysokiej czystości, w tym części terminali wodorowych. Spod zakresu regulacji wyłączone małe, łatwo odtwarzalne instalacje. Magazynowanie wodoru prowadzone będzie przez wyodrębnionych operatorów zobowiązanych do zapewnienia bezpieczeństwa eksploatowanej infrastruktury, a także jej rozwoju. Określa także obowiązkowe stosowanie rabatów taryfowych na magazynowanie podczas załadowania wodoru odnawialnego i niskoemisyjnego (Tchorek i in., 2023).

**REPower EU z maja 2022 r.:** dokument wprowadzony w celu przyspieszenia zielonej transformacji i zmniejszenia zależności od rosyjskich paliw kopalnych (Pawłowski i in., 2023). Dyrektywa przedstawia jako cel produkcję wodoru odnawialnego wynoszącą 20 Mt (w tym 10 Mt na produkcję w UE, a 10 Mt na wodór importowany) do 2030 r., natomiast moc zainstalowanych urządzeń do produkcji wodoru ma wynieść 2 x 40 GW (Tchorek i in., 2023). Przedstawiono trzy główne filary zawarte w dokumencie: zmniejszenie zapotrzebowania energetycznego, dywersyfikację dostawców paliw konwencjonalnych (kopalnych) i dalszą redukcja emisji gazów cieplarnianych, a także przyspieszenie przejścia na odnawialne źródła energii. Strategia obejmuje również wiele bardziej szczegółowych celów, takich jak podwojenie produkcji biometanu w UE oraz inwestycje w technologie wodorowe, zwłaszcza w porty i magazyny (Pawłowski i in., 2023).

**Akty delegowane do RED (zasady produkcji RFNBO) z 13 lutego 2023 r.:** określają sposób produkcji wodoru i jego pochodnych zgodnie z celami RFNBO (Tchorek i in., 2023):

- Produkcja z dedykowanego źródła OZE (ang. *on-site*);
- Produkcja RFNBO z użyciem energii elektrycznej z OZE z wykorzystaniem linii bezpośredniej i magazynu energii;
- Instalacja OZE nie jest podłączona do sieci lub jest podłączona do sieci, ale posiada inteligentne opomiarowania, mierzące cały przepływ energii elektrycznej; ma to na celu wykazanie, że nie pobrano żadnej energii elektrycznej z sieci do produkcji RFNBO (Tchorek i in., 2023).

**Net Zero Industry Act z 16 marca 2023 r.:** w rozporządzeniu tym Komisja Europejska określiła wodór odnawialny oraz urządzenia służące do wychwytu CO<sub>2</sub> jako kluczowe technologie strategiczne dla UE. Ogłoszono także powstanie *EU Hydrogen Bank*. Ma to na celu skrócenie procesów administracyjnych i środowiskowych dla budowy fabryk elektrolizerów i fabryk urządzeń wychwytu dwutlenku węgla. Głównymi celami zawartymi w rozporządzeniu są: składowanie 50 Mt CO<sub>2</sub> w UE do 2030 r., zwiększenie zdolności wytwórczych elektrolizerów w UE do poziomu 100 GW oraz wprowadzenie piaskownic regulacyjnych dla przyspieszonej realizacji projektów wpisujących się w kategorię *net-zero technologies* (Tchorek i in., 2023).

### 2.2.3. Przegląd krajowych aktów prawnych

**Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021 – 2030** – plan przyjęty w 2019 r. wskazuje wodór jako alternatywne paliwo, które umożliwia powstanie efektywnego energetycznie i niskoemisyjnego transportu (Brodacki, D i in., 2021). W dokumencie tym zapowiedziano uruchomienie projektu Program Rozwoju Technologii Wodorowych, który ma określić potencjał przyszłej produkcji, zastosowania oraz rozwoju technologii wodorowych w Polsce. W planie założono, że gospodarka wodorowa może stać się nowym i dynamicznie rozwijającym się segmentem krajowej gospodarki. Ze względu na unikalne właściwości wodoru istnieją potencjalne możliwości wykorzystania go w m. in. energetyce i transporcie. Planowane są także działania wspierające obszary gospodarki wodorowej oraz działalności badawczo- rozwojowych w zakresie rozwoju technologii wodorowych (Brodacki, D i in., 2021).

**Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do roku 2040** – uchwalona przez Radę Ministrów w październiku 2021 r. to dokument strategiczny, określający główne cele rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce oraz kierunki działań wymaganych dla ich osiągnięcia (UN Global Compact Network Poland, 2023). Strategia wpisuje się w europejskie i krajowe działania, które mają na celu osiągnięcie gospodarki niskoemisyjnej. Rozwój gospodarki wodorowej przedstawiony w treści Polskiej Strategii Wodorowej oparty jest o koncepcję Power-to-X, która będzie prowadzić do wykorzystaniu wodoru w wielu sektorach gospodarki (UN Global Compact Network Poland, 2023). Nadrzędnym celem Polskiej Strategii Wodorowej jest stworzenie polskiej gospodarki wodorowej oraz jej rozwój, w celu osiągnięcia neutralności klimatycznej i utrzymania konkurencyjności polskiej gospodarki (Brodacki, D i in., 2021). Głównymi wskaźnikami realizacji założeń Polskiej Strategii Wodorowej do 2030 r. mają być następujące cele (UN Global Compact Network Poland, 2023):

- zainstalowana moc instalacji do produkcji wodoru odnawialnego wynosząca 50 MW do 2025 r. i 2 GW do 2030 r.,
- liczba dolin wodorowych: co najmniej 5,
- liczba będących w użyciu autobusów wodorowych: 100 – 250 do 2025 r. i 800 – 1000 do 2030 r.,
- liczba stacji wodoru: min. 32 do 2025 r.,
- stworzenie Ekosystemu Innowacji Dolin Wodorowych utworzenie Centrum Technologii Wodorowych.

W dokumencie wskazano 6 celów szczegółowych (Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r., 2021):

Cel 1 - wdrożenie technologii wodorowych w energetyce i ciepłownictwie;

Cel 2 - wykorzystanie wodoru jako paliwa alternatywnego w transporcie;

Cel 3 - wsparcie dekarbonizacji przemysłu;

Cel 4 - produkcja wodoru w nowych instalacjach;

Cel 5 - sprawny i bezpieczny przesył, dystrybucja i magazynowanie wodoru;

Cel 6 - stworzenie stabilnego otoczenia regulacyjnego.



Realizacja powyższych celów przyczyni się do przyspieszenia procesu dekarbonizacji najbardziej energochłonnych sektorów gospodarki. Jej zapisy pozwolą na ekologiczne wytwarzanie wodoru na skalę przemysłową oraz stopniowe dążenie do budowy w Polsce gospodarki zeroemisyjnej (Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r., 2021). Polski rząd planuje przeznaczyć około 11 miliardów złotych w latach 2021 – 2030 na realizację celów wskazanych w Strategii. Głównym obszarem inwestycji będzie sfinansowanie działań w zakresie budowy instalacji elektrolizy oraz zakupu autobusów wodorowych (UN Global Compact Network Poland, 2023).

**Polityka Energetyczna Polski do 2040 r.** - dokument uwzględniający cele Europejskiego Zielonego Ładu. Osiągnięcie przez Polskę neutralności klimatycznej do 2050 r. wymagać będzie przeprowadzenia transformacji energetycznej, która ma doprowadzić do zeroemisyjnego systemu energetycznego m.in. poprzez rozwój energetyki wiatrowej (Brodacki, D i in., 2021). Główny cel przedstawiony w PEP2040 wobec OZE przewiduje wzrost udziału OZE we wszystkich sektorach i technologiach, przy czym w 2030 r. udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto wyniesie co najmniej 23 %. W ramach rozwoju OZE energetyka wiatrowa na morzu ma do 2030 r. osiągnąć moc zainstalowaną na poziomie ok. 5,9 GW w 2030 r., a w 2040 r. ok. 11 GW (Brodacki, D i in., 2021). W przypadku fotowoltaiki wzrost mocy zainstalowanych ma osiągnąć ok. 5 – 7 GW w 2030 r. i ok. 10 – 16 GW w 2040 roku. Zaprezentowana w PEP2040 wersja transformacji energetycznej określa przyszłą rolę wodoru, gdzie ma on stanowić (Brodacki, D i in., 2021):

- alternatywne paliwo w sektorze transportu,
- narzędzie dekarbonizacji przemysłu,
- wsparcie dla wzrostu udziału odnawialnych źródeł energii (technologia Power-to-X),
- wsparcie dla dekarbonizacji sektora gazowego poprzez zastosowanie mieszaniny gazu ziemnego i wodoru.

W PEP2040 założono, że do 2030 r. sieć gazownicza będzie miała zdolność do transportu mieszaniny zawierającej ok 10 % gazów innych niż kopalniany gaz ziemny (biometan, zielony wodór) (Brodacki, D i in., 2021).

Polski rząd zapowiedział przygotowanie ustawy – **Prawo wodorowe**, która ma uregulować działanie rynku wodoru w sposób kompleksowy (Dragan, 2021). Ten pakiet regulacji ma

objąć nowelizacją takie ustawy o prawie energetycznym, o elektromobilności i paliwach alternatywnych, ustawę o odnawialnych źródłach energii oraz ustawę o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (UN Global Compact Network Poland, 2023), (Dragan, 2021). Projekt w tym zakresie zakłada wprowadzenie m.in.: definicji wodoru do ustawy – prawo energetyczne, ram prawnych uwzględniających międzysektorowe możliwości zastosowania wodoru, mechanizmów wsparcia dla prowadzenia działalności badawczo-rozwojowej z zakresu technologii wodorowych, ram prawnych uwzględniających międzysektorowe możliwości zastosowania wodoru oraz powołanie krajowego operatora sieci wodorowych (UN Global Compact Network Poland, 2023). Ponadto pakiet będzie miał na celu określenie przepisów w zakresie oddziaływania i korzystania ze środowiska inwestycji wodorowych oraz nowelizację przepisów ustawy – prawo budowlane, które będą dotyczyć stacji wodoru, przy uwzględnieniu instalacji do ich oczyszczania (UN Global Compact Network Poland, 2023).

**Prawo Energetyczne 2023 r. (Dz. U. 2023 poz. 1681 USTAWA z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, 2023):** do ustawy wprowadzono ogólną definicję wodoru z rozróżnieniem na rodzaje: wodór niskoemisyjny, wodór elektrolityczny i wodór odnawialny (def. w 2023), a także rozszerzono definicję „paliwa” o wodór. Ponadto prowadzono definicję konwersji elektrolitycznej i instalacji konwersji elektrolitycznej (urządzenia służące do zamiany nośnika energii: energia elektryczna - wodór) (Tchorek i in., 2023). Odnośnie magazynowania wodoru przewiduje się szereg zmian w ustawie, takich jak (Tchorek i in., 2023):

- wdrożenie przepisów określających zasady funkcjonowania magazynów wodoru,
- określenie, że magazynowanie wodoru jest formą magazynowania energii,
- zdefiniowanie magazynu wodoru i wskazanie, co nie mieści w zakresie tej definicji,
- określenie obowiązku przygotowywania instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowania wodoru,
- wdrożenie zasady równego dostępu stron trzecich do infrastruktury magazynowej,
- umożliwienie operatorom systemu magazynowania wodoru świadczenia usługi udostępniania elektrolizerów.

**Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (aktualizacja: Dz. U. z 2022 r. poz. 1083 i 1260):** w ustawie określono wprowadzenie krajowego celu w zakresie udziału wodoru niskoemisyjnego, wodoru elektrolitycznego i

wodoru odnawialnego w całości paliw wykorzystywanych w transporcie, ustalony na poziomie wspierającym rozwój wodoru elektrolitycznego i wodoru odnawialnego (na wzór unijnego celu RFNBO w transporcie) (Tchorek i in., 2023).

**Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw (UD 280):** projekt przewiduje następujących zmian w zakresie magazynowania wodoru:

- wdrożenie przepisów pozwalających na podziemne bezzbiornikowe magazynowanie wodoru,
- wskazanie, że podziemne magazynowanie wodoru będzie mogło odbywać się w podziemnych kawernach solnych, wyeksploatowanych złożach węglowodorów oraz w formacjach wodonośnych,
- uznanie inwestycji w zakresie magazynowania wodoru za inwestycje celu publicznego,
- wskazanie, że przedsiębiorstwa eksploatujące złoża będą miały pierwszeństwo na uzyskanie koncesji w zakresie magazynowania wodoru w danym złożu.

W polskich warunkach jedynym rodzajem wodoru, które spełnia założenia realizacji celów RFNBO będzie wodór produkowany z OZE, przy równoczesnym spełnieniu przepisów aktu delegowanego do RED art. 27). W świetle unijnych regulacji, definicja wodoru niskoemisyjnego będzie obejmować zarówno wodór produkowany z gazu ziemnego + CCS, jak również wodór produkowany z energii jądrowej, przy spełnieniu warunku 70 % redukcji emisji CO<sub>2</sub>. Natomiast wodór i jego pochodne produkowane na bazie biomasy nie kwalifikują się obecnie do żadnej definicji unijnej, jednak będą mogły być rozliczane w ramach realizacji celów OZE w przemyśle lub transporcie zgodnie z RED (Tchorek i in., 2023).

### **2.3. Technologia Power-to-X**

W związku z potrzebą dekarbonizacji systemu energetycznego, przemysłu i transportu, a w szczególności sektorów trudnych do zelektryfikowania, proponowane jest rozwijanie projektów w modelu Power-to-X (UN Global Compact Network Poland, 2023), (Stori, 2021). Power-to-X to ogólna nazwa systemów, które przekształcają energię elektryczną w inny wektor energii, taki jak paliwa syntetyczne (ciecze lub gaz) lub ciepło, gdzie X jest

końcowym produktem konwersji energii. Technologia Power-to-X, ze względu na swoją modułową strukturę, może być ułożona w różne ścieżki, w zależności od pożądanego produktu końcowego (Lewandowska-Bernat & Desideri, 2018), (Stori, 2021). Wodór jest uniwersalnym wektorem energii, o śladzie węglowym bliskim zera, który może zastąpić obecnie stosowane paliwa kopalne. Ze względu na swoją wszechstronność zielony wodór, wytworzony w procesie elektrolizy mógłby być efektywnie zintegrowany z technologią Power-to-X (Grigoriev i in., 2020), (UN Global Compact Network Poland, 2023). W procesie elektrolizy następuje rozszczepienie wody na wodór i tlen, a gdy energia elektryczna wykorzystywana do procesu elektrolizy jest odnawialna, otrzymany wodór nie powoduje emisji CO<sub>2</sub>. Powstały w ten sposób zielony wodór może być dalej przetwarzany w kolejnych procesach na inne związki chemiczne, czyli X w procesie Power-to-X. Najczęściej związkami tymi są metan, metanol, amoniak i inne płynne elektropaliwa (e-paliwa) (Stori, 2021). Przedstawiony w ramach Polskiej Strategii Wodorowej plan rozwoju gospodarki wodorowej jest oparty o koncepcję Power-to-X, która prowadzić ma do wykorzystania wodoru w wielu sektorach gospodarki. Zgodnie z koncepcją rozwoju polskiej gospodarki wodorowej, konieczne będzie równoległe rozbudowywanie instalacji OZE, co z kolei będzie powodować konieczność modernizacji sieci elektroenergetycznych dla zapewnienia przyłączeń nowych źródeł energii odnawialnej (UN Global Compact Network Poland, 2023).

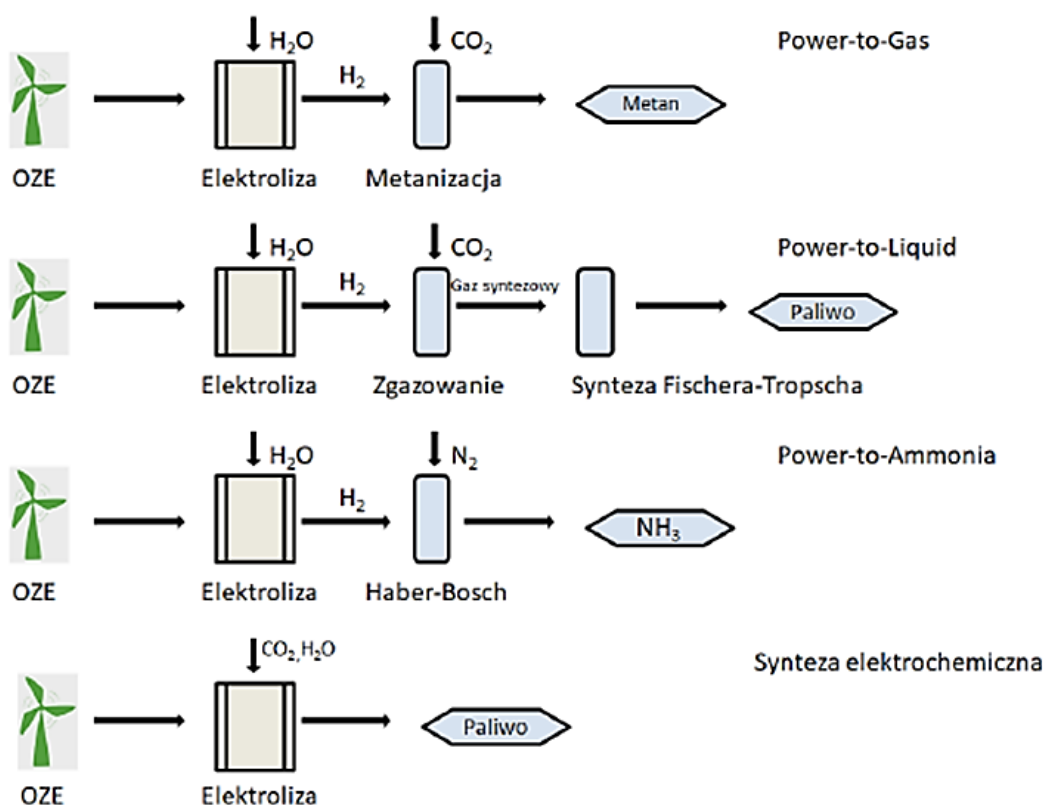
Ze względu na nieciągły charakter odnawialnych źródeł energii (OZE) wymagane są odpowiednie metody magazynowania energii. Dlatego konieczne jest opracowanie odpowiednich strategii w celu zapewnienia bezpieczeństwa i elastyczności systemu energetycznego, a także zapewnienia skutecznej integracji z siecią energetyczną (Widera, 2020). Technologie produkcji paliw w procesach Power-to-X umożliwiają magazynowanie energii, dzięki przekształceniu energii elektrycznej, wytwarzanej przez odnawialne źródła energii na energię chemiczną paliwa (Kupecki i in., 2020). Możliwe jest zatem wykorzystywanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych przy dużym zapotrzebowaniu na energię oraz jej konwersja energii na inną postać w przypadku, kiedy energia z OZE nie jest w danej chwili potrzebna (Futyma i in., 2019). W zależności od końcowego produktu, do którego jest konwertowana energia elektryczna, możemy mieć do czynienia z następującymi technologiami (Kupecki i in., 2020):

- Power-to-Power (PtP): polega na produkcji energii elektrycznej (ładowania) w okresie wysokiej podaży i niskiego popytu, a następnie jej magazynowania i wykorzystywania (rozładowywania), gdy występuje zapotrzebowanie na energię elektryczną w okresach

niskiej podaży i wysokiego popytu. Proces ten jest realizowany w np. elektrowniach szczytowo-pompowych, akumulatorach litowo – jonowych oraz elektrolitycznej produkcji wodoru i jego ponownej konwersji na energię elektryczną (Widera, 2020);

- Power-to-Heat (PtHt): polega na konwersji energii elektrycznej na ciepło w okresach wysokiej podaży i niskiego popytu. Następnie nośnik ten jest magazynowany i wykorzystywany w innych sektorach, w tym w budownictwie, transporcie i przemyśle (Widera, 2020);
- Power-to-Gas (PtG): polega na produkcji paliw gazowych takich jak wodór czy metan;
- Power-to-Liquid (PtL): polega na produkcji paliw ciekłych np. metanol;
- Power-to-Ammonia (PtA): polega na produkcji amoniaku.

Zestawienie procesów konwersji energii elektrycznej w ramach technologii Power-to-X przedstawiono na poniższym rysunku:



Rysunek 2.1. Zestawienie technologii Power-to-X. Źródło: (Kupecki i in., 2020).

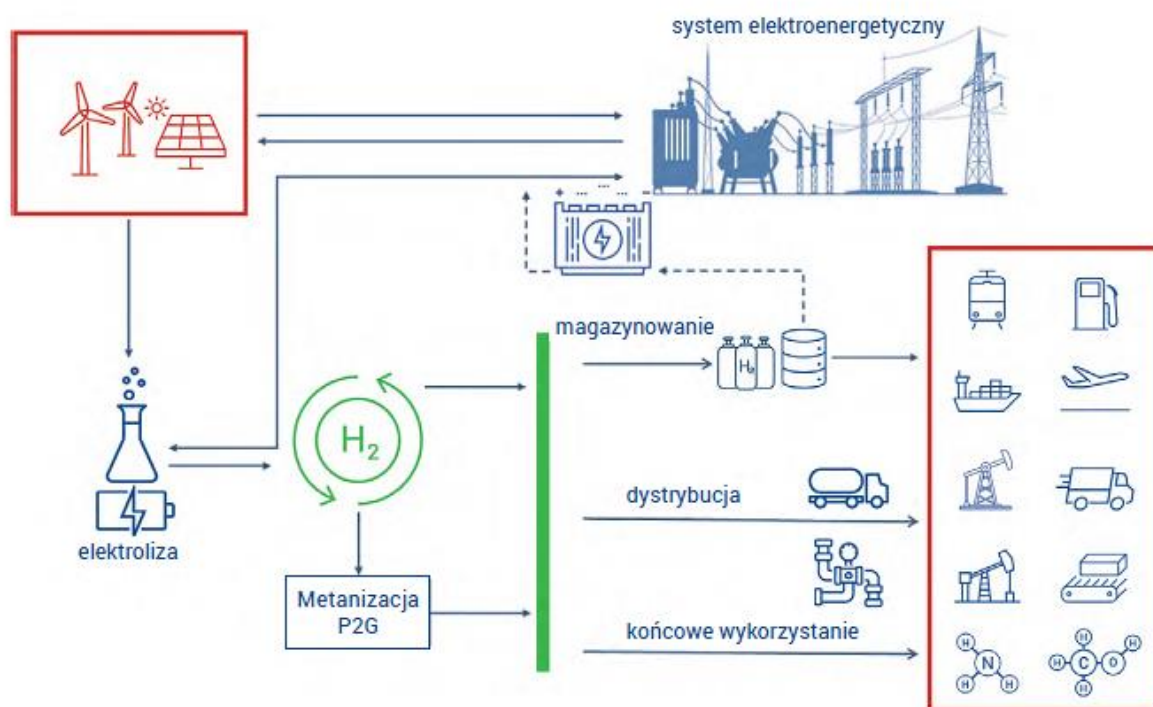
Łańcuch procesów Power-to-Gas (PtG) może odegrać znaczącą rolę w przyszłym systemie energetycznym, gdyż koncepcja ta jest bezpośrednio związana z magazynowaniem energii (Götz i in., 2016), (Nicita i in., 2020). Technologia Power-to-Gas został po raz pierwszy zaproponowany w Japonii w latach 1980 – 1990. Szersze zainteresowanie tym procesem zaczęło rosnąć w ostatnich latach, szczególnie w Europie, napędzane rosnącym udziałem energii wiatrowej i słonecznej (Götz i in., 2016). Integracja odnawialnych źródeł energii z istniejącym systemem energetycznym wymaga magazynowania nadmiaru energii elektrycznej w okresach mniejszego zużycia. W przypadku nieciągłych źródeł energii, system magazynowania musi mieć szybki czas ładowania i rozładowania, aby odpowiedzieć na konkretne potrzeby systemu (Lewandowska-Bernat & Desideri, 2018). Technologia Power-to-Gas jest obiecującym rozwiązaniem z punktu widzenia możliwości bilansowania systemu elektroenergetycznego. (Chaczykowski & Osiadacz, 2016). PtG cechuje się również wyższą gęstością magazynowania energii niż konkurencyjne technologie, nadaje się do krótkoterminowego, jak i długoterminowego jej magazynowania oraz umożliwia wykorzystanie odnawialnej energii elektrycznej w innych sektorach gospodarki (Schmidt i in., 2017), (Preston i in., 2020). Rozwój technologii Power-to-Gas (PtG) i rosnąca interakcja między systemami energetycznymi, a poszczególnymi sektorami gospodarki, stwarza nowe możliwości zarządzania wahaniami energii odnawialnej i zwiększania jej wykorzystania (J. Liu i in., 2020). Power-to-Gas, jako technologia łączenia sektorów i magazynowania energii, była w ostatnich latach intensywnie dyskutowana w kontekście zintegrowanej architektury przyszłych systemów energetycznych, z naciskiem na technologię, akceptację społeczną, kwestie ekonomiczne i polityczne (Thema i in., 2019). Technologia Power-to-Gas może przyczynić się również do redukcji emisji gazów cieplarnianych. Po pierwsze, zapewnia ona elastyczność w działaniu sieci energetycznej przy wysokim udziale odnawialnych źródeł energii. Po drugie, może ona ułatwić rozwój rynków czystych paliw. Szczególnie technologia Power-to-Hydrogen ma duży potencjał obniżenia emisji gazów cieplarnianych w porównaniu z wodorem pozyskiwanym z paliw konwencjonalnych (Lewandowska-Bernat & Desideri, 2018).

Termin Power-to-Gas opisuje różne systemy, w których produktem końcowym jest paliwo gazowe (Lewandowska-Bernat & Desideri, 2018). W kolejnych etapach wytworzony gaz może podlegać (Brodacki, D i in., 2021):

- magazynowaniu w celu późniejszego wykorzystania,
- ponownej konwersji na energię elektryczną,

- dalszej dystrybucji,
- wykorzystaniu końcowemu poprzez dalsze jego przetwarzanie bądź zużycie.

Pierwszym i podstawowym etapem procesu jest wykorzystanie odnawialnej energii elektrycznej do elektrolizy wody, czyli elektrochemicznego procesu rozkładu wody na tlen i wodór. Proces ten odbywa się w ogniwie elektrolizy. Ogniwa różnią się rodzajem elektrolitu i temperaturą pracy (Chaczykowski & Osiadacz, 2017), (Lewandowska-Bernat & Desideri, 2018), (Kupecki i in., 2020). Bezpośrednie zastosowanie wyprodukowanego wodoru bez jego dalszej konwersji nosi nazwę systemu jednostopniowego. W przypadku konwersji wodoru w kolejnych etapach, technologia PtG jest znana pod nazwą systemu dwustopniowego (Brodacki, D i in., 2021). Opcjonalnym drugim etapem, który może zachodzić w łańcuchu Power-to-Gas, jest metanizacja (Frank i in., 2018), (Lewandowska-Bernat & Desideri, 2018). Wytworzony w tym etapie syntetyczny metan (SNG), może być następnie magazynowany lub wprowadzony do sieci gazowej (Nicita i in., 2020), (Calado & Castro, 2021). Wybór sposobu i formy magazynowania wodoru dla jego późniejszego wykorzystania uzależniony jest od celu jego przyszłego wykorzystania. (Brodacki, D i in., 2021). Schemat obrazujący ideę technologii Power-to-Gas przedstawia poniższy rysunek:

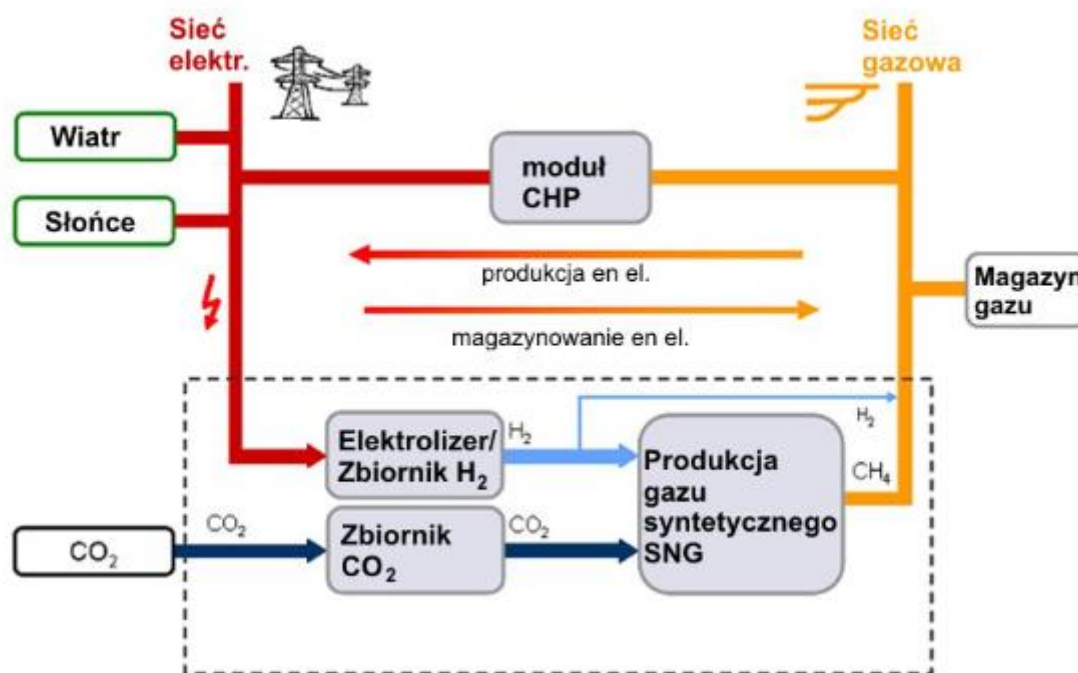


Rysunek 2.2. Schemat technologii Power-to-Gas. Źródło: (Brodacki, D i in., 2021).

Stosowane w procesie PtG elektrolizery powinny cechować się wysoką sprawnością, możliwością ich eksploatacji w trybie dynamicznym, ze względu na zmienny pobór mocy z odnawialnych źródeł energii, możliwością wytwarzania wodoru pod zwiększonym ciśnieniem (zmniejszenie zapotrzebowania na energię i minimalizacja kosztów inwestycyjnych układu sprężania), niską wartość dopuszczalnego minimalnego obciążenia, długą żywotnością oraz niskimi kosztami inwestycyjnymi (Piskowska-Wasiak, 2017). Ze względu na zmiany dostarczanej do układu mocy i w konsekwencji przerywany tryb pracy elektrolizerów, istnieje konieczność tymczasowego magazynowania wodoru. Najczęściej stosowaną metodą jest przechowywanie wodoru w zbiornikach wysokociśnieniowych (350 do 700 bar) (Piskowska-Wasiak, 2017).

Koncepcją, pozwalającą rozwiązać problemy ograniczeń ilości wodoru w zbiornikach magazynowych, czy jego mieszanie z gazem ziemnym w celu magazynowania energii odnawialnej w sieci gazowej, jest wykorzystanie dwutlenku węgla do reakcji metanizacji wodoru i wytworzenia SNG (ang. *Synthetic Natural Gas*) (Chaczykowski & Osiadacz, 2017). Proces metanizacji prowadzony w instalacjach tego typu jest bardzo dobrze znany. Został odkryty w 1902 r. przez Paula Sabatiera i Jeana-Baptiste Senderensa. Polega na konwersji tlenków węgla i wodoru do metanu przez uwodornianie. Proces zachodzi w temperaturach powyżej 250 °C w obecności katalizatorów. Wyróżnia się dwa rodzaje metanizacji: reakcję Sabatiera (metanizacja chemiczna) oraz metanizację biologiczną, przy udziale bakterii metanogennych. (Chaczykowski & Osiadacz, 2016), (Gondal, 2019), (Kupecki i in., 2020). Ideowy schemat procesu metanizacji wodoru w technologii Power-to-Gas zaprezentowano na poniższym rysunku:





Rysunek 2.3. Schemat procesu Power-to-Gas wraz z wytworzeniem metanu Źródło: (Chaczykowski & Osiadacz, 2016).

Technologie Power-to-Gas (PtG) i Power-to-Liquid (PtL) są często omawiane jako ważne elementy w kontekście optymalnego wykorzystania zasobów energii odnawialnej. Przekształcenie energii elektrycznej poprzez elektrolizę wody i opcjonalnie późniejsza synteza w gazowy lub ciekły nośnik energii umożliwia połączenie sektorów energii elektrycznej, przemysłu chemicznego, transportu i ciepłownictwa (Buttler & Spliethoff, 2018). Ścieżka Power-to-Liquid (PtL), której celem jest produkcja odnawialnych syntetycznych paliw płynnych, jako potencjalnych alternatyw dla płynnych paliw kopalnych w scenariuszu transformacji energetycznej, jest kolejną obiecującą możliwością konwersji energii odnawialnej. Produkcja wodoru może być powiązana z dalszą syntezą chemiczną różnych produktów, w tym eteru dimetylowego ( $C_2H_6O$ ), metanolu ( $CH_3OH$ ) i amoniaku ( $NH_3$ ) (Tiwari i in., 2021). Przekształcanie zielonego wodoru w zielone paliwa syntetyczne, takie jak metanol i amoniak, ma swoje liczne zalety. Mogą być one wytwarzane bezpośrednio w miejscu produkcji wodoru, mają istniejące globalne zapotrzebowanie i są łatwiejsze do transportu oraz magazynowania niż wodór. Metan i amoniak mogą być stosowane jako bezpośrednie zamienniki ich odpowiedników z paliw kopalnych. Niektóre firmy lotnicze i żeglugowe planują dekarbonizację swoich flot za pomocą tych odnawialnych paliw alternatywnych (Stori, 2021). Ponadto metanol i amoniak mogą być wykorzystywane jako

surowce chemiczne, a zielony amoniak może być stosowany w produkcji nawozów. Dodatkową zaletą amoniaku jest możliwość przekształcenia go w razie potrzeby z powrotem w wodór, choć taka konwersja jest zarówno energochłonna, jak i kosztowna (Stori, 2021). Wraz ze wzrostem gospodarczym i wzrostem liczby ludności przewidywane zapotrzebowanie na amoniak i metanol wzrośnie o ok. 31 % do roku 2030. W celu zapewnienia odpowiedniego poziomu produkcji niezbędna będzie budowa nowych instalacji produkcji wodoru, co stwarza okazję do wdrożenia rozwiązań opartych o procesy elektrochemiczne. Wśród nowych sposobów produkcji amoniaku można wymienić m.in. instalację wykorzystującą technologię elektrolizerów, zaś sam proces określa się terminem Power-to-Ammonia (PtA) (Brodacki, D i in., 2021).

Przewiduje się, że morska energetyka wiatrowa będzie odgrywać główną rolę w przyszłym rozwoju technologii Power-to-X w Europie (Stori, 2021). Szansą na rozwój tych technologii, zwłaszcza w sektorze *offshore* jest rewitalizacja platform wydobywczych dla celów produkcji ekologicznych nośników energii pozyskiwanej z wiatru. Przykładem takiego rozwiązania może być zmiana przeznaczenia platform wydobywczych na rozwiązania CCS i rozwiązania Power-to-X (PtX), w szczególności Power-to-Gas (PtG) (Dokka, 2021). Infrastruktura morska staje się przestarzała, a w ciągu następnej dekady planowane jest wycofanie z eksploatacji i usunięcie połowy infrastruktury. Likwidacja infrastruktury może prowadzić do niewykorzystania możliwości jej ponownego wykorzystania do innych funkcji energetycznych, takich jak transport i magazynowanie energii z farm wiatrowych (Peters i in., 2020). Tylko na Morzu Północnym planowana jest likwidacja 600 obiektów naftowych i gazowych. Istnieje również ponad 10 000 kilometrów podmorskich rurociągów, około 5 000 odwiertów oraz liczne wiertnie, w których trwają prace. W rezultacie istnieje potencjał do transportu morskiej energii wiatrowej poprzez nośnik, jakim jest wodór, który może być transportowane przez istniejące gazociągi, zmieszanego z gazem ziemnym lub w czystej postaci. W wielu badaniach stwierdzono, że konwersja morskiej energii wiatrowej na wodór lub jego produkt jest jedną z realnych alternatyw dla przesyłania morskiej energii wiatrowej na ląd (Peters i in., 2020), (Tiwari i in., 2021). Schemat morskiego systemu Power-to-Gas zaprezentowano na poniższym rysunku:



Rysunek 2.4. Schemat morskiego systemu Power-to-Gas na istniejącej platformie wiertniczej. Źródło: opracowanie własne na podstawie (Peters i in., 2020).

Podjęto pewne wysiłki w celu integracji systemów Power-to-Gas z energią odnawialną. Obecne badania nad hybrydowymi systemami energetycznymi (J. Liu i in., 2020). Przykładem pierwszego morskiego projektu pilotażowego Power-to-Gas jest projekt PosHYdon, zlokalizowany na morska platformie wydobywczej w holenderskim sektorze Morza Północnego. Najważniejsze elementy tego systemu to (Peters i in., 2020):

- moc elektrolizera: minimalna moc 1 MW, produkcja 200 m<sup>3</sup>/h H<sub>2</sub>,
- technologia elektrolizera: PEM (ang. *Proton Exchange Membrane*),
- surowiec do procesu elektrolizy: woda morska,
- sposób odsalania wody: technologia odwróconej osmozy,
- źródło zasilania: zmienna energia odnawialna z lądu jako prekursor morskiej energii wiatrowej.

Efektywność procesów konwersji energii w procesach Power-to-X zależy od konkretnego zastosowania końcowego oraz ilości poszczególnych etapów konwersji. Przyjmuje się, że dla większości zastosowań w sektorze energetyki i transportu, po uwzględnieniu etapów dystrybucji i magazynowania, sprawność końcowa procesu wynosi około 20 – 35 %. W celu ograniczenia straty energii dąży się do minimalizowania ilości etapów procesu konwersji, a także wdraża się metody odzysku ciepła i tlenu z procesu elektrolizy (Kupecki i in., 2020). Sprawność dla poszczególnych ścieżek konwersji energii w ramach technologii Power-to-X przedstawiono na poniższym rysunku:

### Elektryczność - Elektryczność ( cykl: Power to Power)

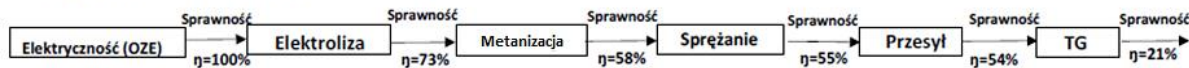


TG – Turbina Gazowa

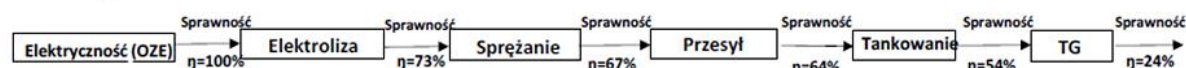
### Elektryczność - Gaz (mieszanina $H_2 + CH_4$ )



### Elektryczność - Gaz (metanizacja)



### Elektryczność - Paliwo wodorowe



Rysunek 2.5. Sprawność poszczególnych procesów konwersji energii. Źródło: (Kupecki i in., 2020).

Ścieżka Power-to-Hydrogen (PtH), bez procesu metanizacji, ma znacznie wyższą wydajność niż Power-to-Methane (PtM), co wpływa także na redukcję kosztów całego procesu (J. Liu i in., 2020). Wraz z rozwojem technologii wodorowych, obserwuje się poprawę sprawności działania poszczególnych podzespołów systemowych, jak elektrolizery, ogniwa paliwowe, sprężarki i inne, co pozwala oczekiwać poprawy sprawności końcowej konwersji energii w przyszłości (Kupecki i in., 2020).

Głównymi wadami Power-to-Gas są stosunkowo niska wydajność i wysokie koszty (Götz i in., 2016). W procesie elektrolizy niezbędna jest poprawa wydajności procesu w stanie nieustalonym i redukcja kosztów, zwłaszcza elektrolizerów PEM (Piskowska-Wasiak, 2017). Kluczowym problemem instalacji PtG jest to, że większość z nich pracuje krótko i tylko niewielka liczba projektów posiada wieloletnie doświadczenie eksploatacyjne. Większość instalacji PtG pracuje samodzielnie, w oddalonych od siebie lokalizacjach, w miejscach, gdzie istnieje duży potencjał wytwarzania energii odnawialnej, a ceny energii elektrycznej są wysokie. Perspektywy rozwoju technologii Power-to-Gas zależą przede wszystkim od dostępności energii ze źródeł odnawialnych, czyli turbin wiatrowych i fotowoltaiki oraz od polityki rozwoju i wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych. Zanim jednak technologia PtG zostanie wdrożona z sukcesem jako rozwiązanie komercyjne, konieczne jest pokonanie wielu barier technicznych i ekonomicznych (Piskowska-Wasiak, 2017).

## **2.4. Morska energia wiatrowa jako źródło energii do produkcji wodoru**

### **2.4.1. Rola morskiej energetyki wiatrowej**

Wiatr jest jednym z najpopularniejszych odnawialnych źródeł energii, co znajduje odzwierciedlenie w szybkim wzroście mocy zainstalowanych turbin wiatrowych w wielu krajach. (Zaik & Werle, 2023). W ciągu ostatnich kilku dekad odnotowano gwałtowny wzrost produkcji energii wiatrowej. W latach 2000 – 2018 wykorzystanie energii wiatrowej wzrosło z 0,2 % do 4,8 % całkowitej produkcji energii elektrycznej i oczekuje się, że wzrośnie do ponad 12 % w 2040 r. Ten szybki wzrost jest częściowo napędzany przez ulepszenia technologiczne w sektorze wiatrowym, co spowodowało znaczny spadek całkowitego kosztu energii elektrycznej z morskiej energetyki wiatrowej (Veenstra i in., 2021), (Schrotenboer i in., 2022). Morska energetyka wiatrowa odgrywa szczególną rolę zarówno w Europie, jak i na świecie (Grupa Doradcza SMDI, 2015). Pod względem rozwoju technologii, ram politycznych i zainstalowanej mocy, morska energetyka wiatrowa stanowi najbardziej rozwinięte źródło energii odnawialnej (Tiwari i in., 2021), (Jang, Kim, Kim, & Kang, 2022). Morska energetyka wiatrowa jest jedną z najbardziej obiecujących technologii nie tylko w celu zwiększenia produkcji energii przy akceptowalnych kosztach, ale także w celu zarządzania oporem społecznym z powodu zanieczyszczenia wizualnego. Chociaż większość mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej znajduje się na lądzie, oczekuje się, że morska energetyka wiatrowa będzie się rozwijać w kolejnych latach (Bensalah i in., 2022). W porównaniu z elektrowniami lądowymi morska energetyka wiatrowa oferuje dostępność większych i stałych prędkości wiatru, ze względu na mniejszą chropowatość powierzchni morza oraz znacznie większą przestrzeń do instalacji systemów energii odnawialnej, przy mniejszym zanieczyszczeniu wizualnym i mniejszym wpływie hałasu (Tiwari i in., 2021), (Bensalah i in., 2022), (Lucas i in., 2022), (Vestheim, 2022). Ponadto na morzu możliwy jest montaż większych turbin niż na lądzie, o znacznie większej mocy, ze względu na wspomniane znacznie mniejsze ograniczenia przestrzenne (Grupa Doradcza SMDI, 2015). Nowoczesne turbiny wiatrowe działają w ekstremalnych warunkach pogodowych. Nowe technologie oferują nie tylko lepszą lokalizację i rozmiar morskich farm wiatrowych, ale także zwiększony współczynnik wydajności produkowanej energii elektrycznej (Bensalah i in., 2022). Energia wiatrowa jest szczególnie ważna z punktu widzenia dekarbonizacji gospodarki. Korzystne warunki morskiej energetyki wiatrowej zachęcają do przeniesienia centrów produkcyjnych na morze i otwiera nową perspektywę wydajnej produkcji energii (Lüth, 2022). Bezpośrednią konsekwencją rozwoju morskiej energetyki wiatrowej są

spadające koszty budowy i eksploatacji morskich farm wiatrowych, co czyni ją atrakcyjną alternatywą dla paliw kopalnych. Wsparcie polityczne udzielone przez wiele krajów miało kluczowe znaczenie: wprowadzono zachęty i wsparcie finansowe dla rozwoju morskiej energetyki wiatrowej, pomagając promować rozwój tego sektora (Mosca, 2023).

Energia wiatrowa silnie zależy od prędkości wiatru, która może się gwałtownie zmieniać. To odróżnia ją od tradycyjnych źródeł energii, takich jak węgiel, gaz ziemny i energia jądrowa, zapewniając bardziej stabilną i kontrolowaną wydajność (Mosca, 2023). Nieciągłość jest jedną z głównych przyczyn ograniczania energii wiatrowej. Ograniczenie energii wiatrowej to zmniejszenie konwersji energii elektrycznej z wiatru poniżej wartości znamionowej turbin wiatrowych, co oznacza utratę przychodów i zmniejszenie efektywności energetycznej (Vestrheim, 2022).

Większość krajów europejskich skupiła się na badaniach i rozwoju morskiej energetyki odnawialnej, biorąc pod uwagę jej liczne zalety w porównaniu z lądowymi źródłami energii (Tiwari i in., 2021). Europa jest liderem w morskiej energetyce wiatrowej, a większość zainstalowanej mocy znajduje się na Morzu Północnym, miejscu o dużej prędkości wiatru i stosunkowo płytkich akwenach (Calado & Castro, 2021). Całkowita moc morskich elektrowni wiatrowych zainstalowanych w Europie wynosi około 25 GW, co stanowi 83 % globalnej mocy (Jang, Kim, Kim, & Kang, 2022).

Morska energia wiatrowa jest kluczową technologią również dla rozwoju sektora energii odnawialnej w Polsce. Zapewnienie stabilności i bezpieczeństwa dostaw energii w Polsce w średnim okresie nie jest możliwe bez budowy nowych jednostek wytwórczych (Brodacki, D i in., 2021). Polityka Energetyczna Polski (PEP 2040) wskazuje rozwój morskiej energetyki wiatrowej jako jeden ze strategicznych projektów dla polskiej energetyki. Morska energia wiatrowa jest odpowiednią technologią, która pozwoli na redukcję emisji i pomoże Polsce w realizacji unijnych celów (Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, 2020). W perspektywie 2040 r. technologia MEW ma szansę stać się dominującym źródłem energii odnawialnej w miksie energetycznym Polski (Brodacki, D i in., 2021). Pełne wykorzystanie potencjału wiatru na lądzie i na morzu umożliwi transformację systemu energetycznego w kierunku gospodarki niskoemisyjnej i pomoże zapewnić bezpieczeństwo energetyczne regionu. W przypadku, w którym wykorzystany zostałby jej całkowity szacowany potencjał, do 2040 r. MEW mogłaby zaspokajać nawet 57 % całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce (Brodacki, D i in., 2021). Rozwój morskiej energetyki wiatrowej jest

także szansą na stworzenie w Polsce nowych gałęzi nowoczesnej gospodarki. Budowa morskich farm wiatrowych spowoduje, że udział ekologicznej energii elektrycznej będzie znacznie większy i przystępny cenowo, a sektor energetyki coraz bardziej przyjazna dla środowiska (Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, 2020).

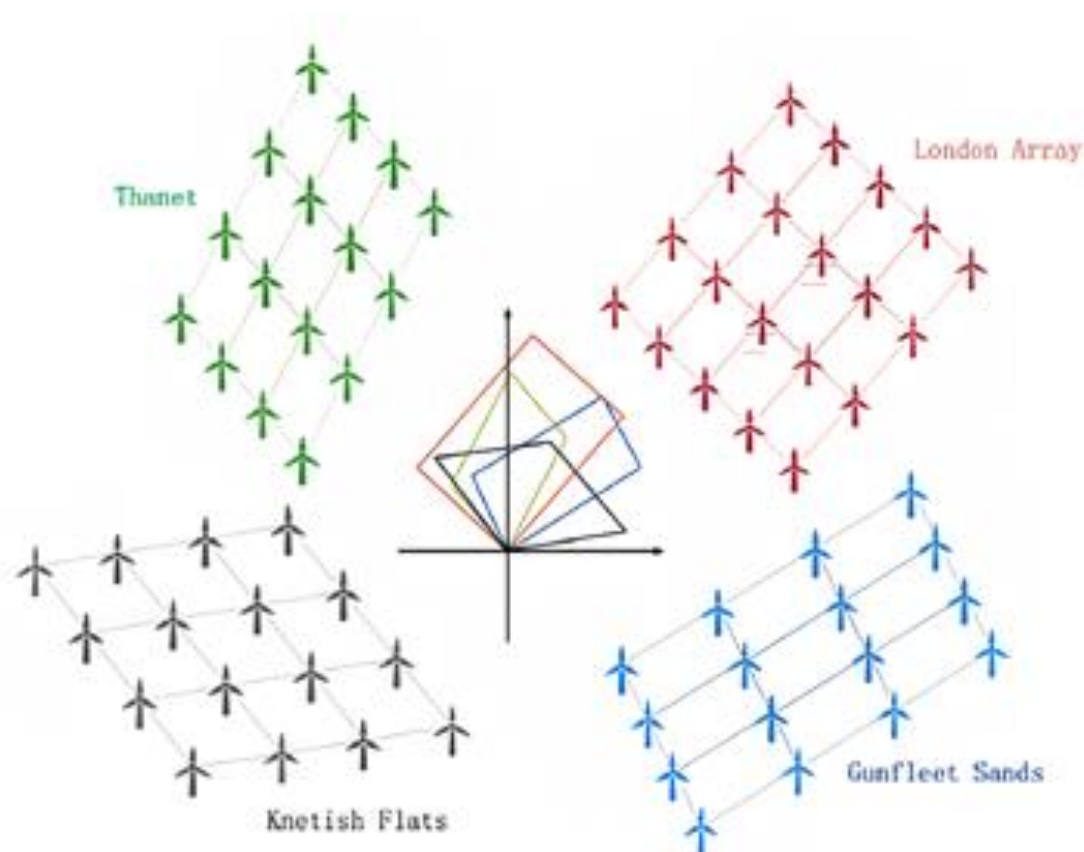
Morska energetyka wiatrowa jest postrzegana również jako naturalne przejście dla wielu firm naftowych i gazowych, które mają wieloletnie doświadczenie w inżynierii morskiej i obecnie coraz bardziej koncentrują się na przechodzeniu z paliw kopalnych na energię odnawialną. Morska energia wiatrowa może być wykorzystywana do elektryfikacji platform morskich, dekarbonizacji sektora produkcji ropy i gazu oraz wykorzystana do produkcji wodoru. Wodór otwiera możliwość przejścia od produkcji i handlu paliwami kopalnymi do produkcji i handlu paliwami odnawialnymi, o podobnych właściwościach fizycznych. Ponadto, wodór przynosi dodatkowe korzyści, które pozwalają sprostać wyzwaniom stojącym przed branżą morskiej energetyki wiatrowej: pozwala na zagospodarowanie mocy wytworzonej z nadwyżki energii wiatrowej, w przypadku, gdy nie może ona zostać przyjęta przez sieć elektroenergetyczną, a także stanowi magazyn energii podczas okresów niskiej produkcji energii wiatrowej podczas szczytów zapotrzebowania (Sarrias-Mena i in., 2015), (Stori, 2021). Zdolność do magazynowania nadwyżek energii znacznie poprawia wydajność systemów energii wiatrowej (Sarrias-Mena i in., 2015). Tempo rozwoju wielkości morskich parków energii odnawialnej jest szybsze niż rozwój elektroenergetycznej infrastruktury sieciowej, co skutkuje wytwarzaniem energii przekraczającym jej możliwości magazynowania energii. Ponadto rosnąca odległość tych farm od brzegu znacznie utrudnia ich podłączenie do lądowej sieci elektroenergetycznej, ze względu na trudności techniczne i wysokie koszty przyłączenia. W tych wypadkach wodór stanowi rozwiązanie, pozwalające zmagazynować nadmiar dostępnej energii (Pierozzi i in., 2022). Morska energetyka wiatrowa może stać się kluczowym elementem produkcji zielonego wodoru ze względu na dużą ilość niewykorzystanych zasobów energii wiatru. Chociaż morska energetyka wiatrowa nie jest jeszcze konkurencyjna w stosunku do paliw kopalnych, jej koszt spada i oczekuje się, że spadnie jeszcze bardziej wraz z rozwojem technologii (Lundvall, 2022).

#### **2.4.2. Budowa morskiej elektrowni wiatrowej**

Typowa morska farma wiatrowa składa się z turbin wiatrowych, morskich stacji elektroenergetycznych oraz sieci morskich kabli elektroenergetycznych i

telekomunikacyjnych (Grupa Doradcza SMDI, 2015). Turbiny wiatrowe są połączone ze sobą za pomocą sieci kabli wewnętrznych. Następnie energia elektryczna przesyłana jest podwodnymi kablami z turbin wiatrowych do morskiej stacji elektroenergetycznej. Podstacja morska zwiększa napięcie z 30 – 36 kV do wyższego napięcia, od 100 – 220 kV, dzięki czemu energia elektryczna może być przesyłana dalej, do stacji lądowych, przy mniejszych stratach (Alvestad, 2022).

Przy planowaniu morskiej farmy wiatrowej istotną kwestią jest równomierne rozłożenie zasobów energii wiatrowej, co wymaga równomiernego rozmieszczenia turbin wiatrowych. Powszechnym rozwiązaniem w projektowaniu morskich farm wiatrowych jest regularne rozmieszczenie turbin wiatrowych według układów, które zapewniają maksymalizację wykorzystania zasobów wiatru i w efekcie maksymalizację produkcji energii (Mosca, 2023). W zależności od charakterystyki lokalizacji farmy wiatrowej, przyjmowana jest jedna z czterech konfiguracji, przedstawionych na poniższym rysunku:



Rysunek 2.6. Możliwe układy rozmieszczenia turbin na farmie wiatrowej. Źródło: (Mosca, 2023).

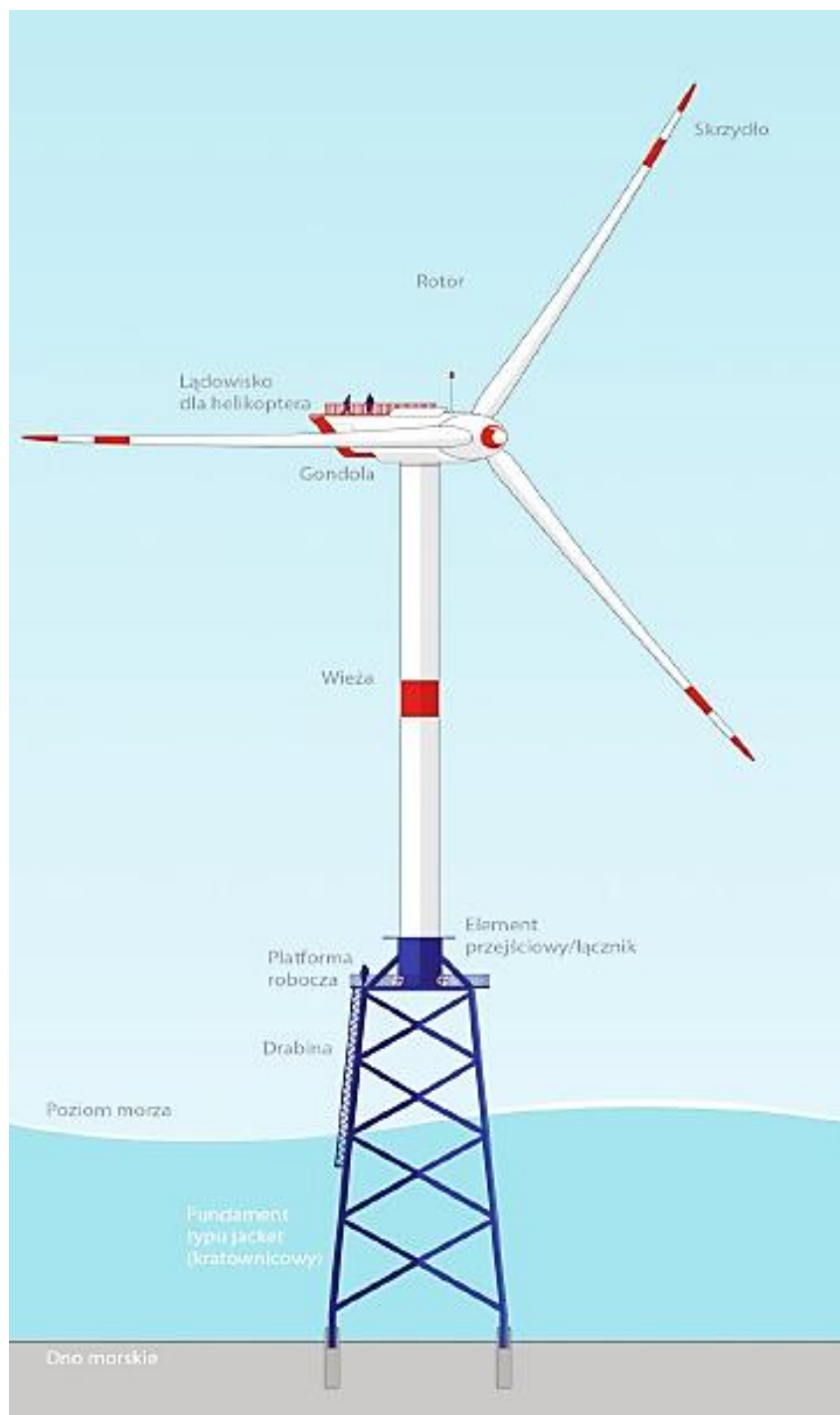


We wszystkich układach morskich farm wiatrowych konieczne jest rozmieszczenie turbin w określonej, minimalnej odległości od siebie, w celu zapewnienia optymalny przepływ wiatru i zminimalizowania wpływu sąsiednich turbin na wytwarzanie energii elektrycznej (Teien, 2022).

Turbiny wiatrowe przekształcają energię kinetyczną wiatru w energię mechaniczną, która jest następnie przekształcana w energię elektryczną przez generator (Tebibel, 2018), (Gustafsson, 2022). Konwersja energii wiatru na energię elektryczną ma maksymalną wydajność 59,3 %, która jest znana jako limit Betza (Kimman, 2020). Podczas pracy turbiny, wiatr uderza w obszar omiatania łopat, gdzie jego energia kinetyczna jest przekształcana w energię mechaniczną w postaci ruchu obrotowego wirnika. Energia mechaniczna następnie jest przenoszona przez wał i przekładnię do generatora, gdzie następuje jej konwersja na energię elektryczną. Turbina stale dostosowuje się do warunków wiatrowych, aby wygenerować jak najwięcej energii elektrycznej (Gustafsson, 2022). Komponenty turbin wiatrowych są klasyfikowane jako komponenty mechaniczne i elektryczne (Odongo, 2021). Każda turbina wiatrowa zbudowana jest z pięciu głównych części: fundamentu, wieży, gondoli, wirnika i łopat (Alvestad, 2022), (Gustafsson, 2022). Gondola zawiera generator elektryczny, skrzynię biegów, sterownik i hamulec. Elementy gondoli służą jako konwertery: przekształcają energię obrotową z piasty wirnika w energię elektryczną (Bensalah i in., 2022). Wirnik, który stanowi złożony układ aerodynamiczny, pozyskuje energię z wiatru i generuje aerodynamiczny moment obrotowy, przekształcając energię kinetyczną w moc mechaniczną (Doubria i in., 2007), (Odongo, 2021). Poszczególne komponenty turbiny mają różne rozmiary, w zależności od jej mocy (Gustafsson, 2022).

Wieża wykonana jest ze stali i podtrzymuje konstrukcję turbiny. Średnica i wysokość wieży zależą od wielkości turbiny i jej lokalizacji, przy czym średnica rośnie wraz z mocą nominalną turbiny, aby zapewnić jej stabilność. Wieże turbin morskich muszą być odpowiednio zabezpieczone przed korozją, szczególnie w dolnych częściach, które mogą być narażone na działanie słonej morskiej wody (Gustafsson, 2022), (Alvestad, 2022). Gondola jest umieszczona na szczycie wieży i stanowi obudowę dla najważniejszych części turbiny, takich jak skrzynia biegów, wały i generator, który jest odpowiedzialny za przekształcanie mechanicznego momentu obrotowego w energię elektryczną. Przekładnia zwiększa prędkość obrotową łopat do prędkości odpowiedniej dla generatora, który przekształca energię mechaniczną wirnika w energię elektryczną. Ponadto gondola jest połączona z systemem odchylania, który obraca gondolę tak, aby turbina była skierowana w stronę wiatru, gdy

zmienia się jego kierunek (Gustafsson, 2022), (Alvestad, 2022). Wirnik stanowi obracającą się część turbiny i składa się z łopat turbiny oraz piasty (Gustafsson, 2022). Piasta jest połączona z wałem głównym turbiny i utrzymuje łopaty w miejscu, umożliwiając im obracanie się (Alvestad, 2022). Łopaty turbiny mają lekko skrzywiony kształt oraz są puste w środku i wykonane z materiału kompozytowego, dzięki czemu są wytrzymałe i lekkie. Turbina może mieć różną liczbę łopat, ale wirnik z trzema łopatom charakteryzuje się najlepszą wydajnością (Alvestad, 2022). Schemat typowej morskiej turbiny wiatrowej wraz z fundamentem przedstawiono na rysunku poniżej (Grupa Doradcza SMDI, 2015):

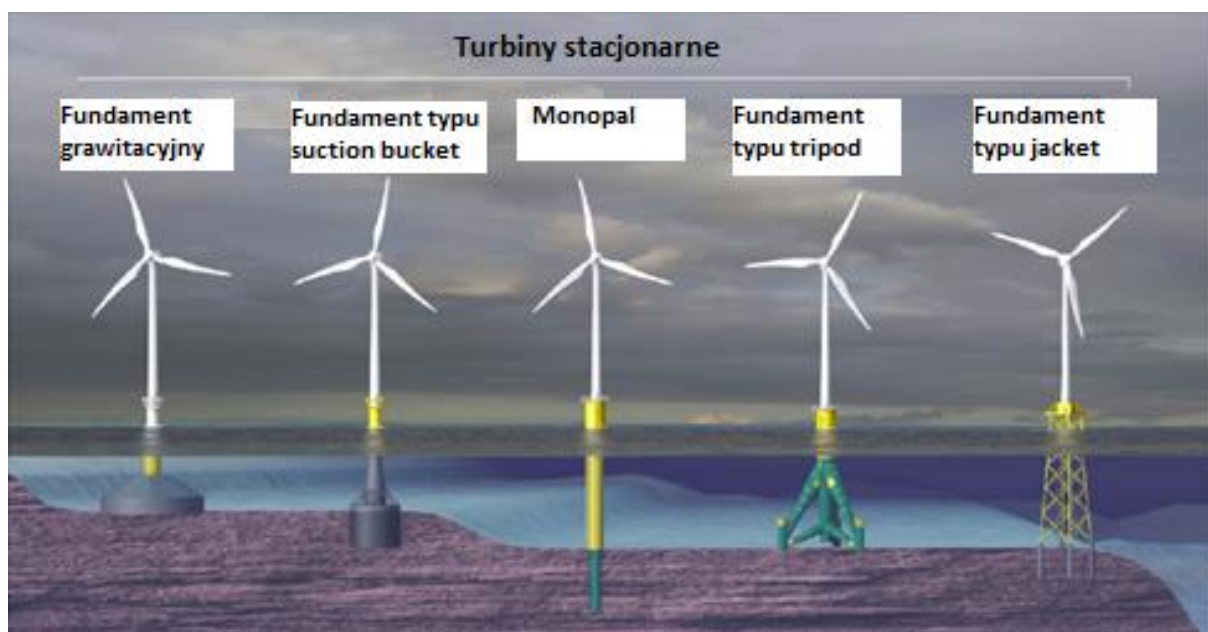


Rysunek 2.7. Schemat budowy typowej morskiej turbiny wiatrowej. Źródło: (Grupa Doradcza SMDI, 2015).

Turbina wiatrowa musi być wyniesiona ponad poziom morza, co można osiągnąć za pomocą różnych konstrukcji fundamentowych. Fundament jest strukturą cementowaną do dna morskiego, zapewniającą stabilność i wsparcie dla całej konstrukcji turbiny (Mosca, 2023). Typ fundamentu zależy od głębokości morza, na której turbina zostanie zainstalowana

(Alvestad, 2022). W zależności od specyfiki lokalizacji danej turbiny, wyróżnia się konstrukcje o fundamentach stałych oraz pływających (Mosca, 2023).

W przypadku wiatrowych turbin morskich z fundamentem stałym, ich zasada działania jest analogiczna do lądowych turbin wiatrowych. Zasadnicza różnica polega na tym, że są one instalowane na morzu, zwykle kilka kilometrów od brzegu oraz są zaprojektowane tak, aby wytrzymać trudne warunki środowiska morskiego (Mosca, 2023). Najczęściej stosowane rodzaje stacjonarnych turbin morskich przedstawiono na rysunku poniżej:

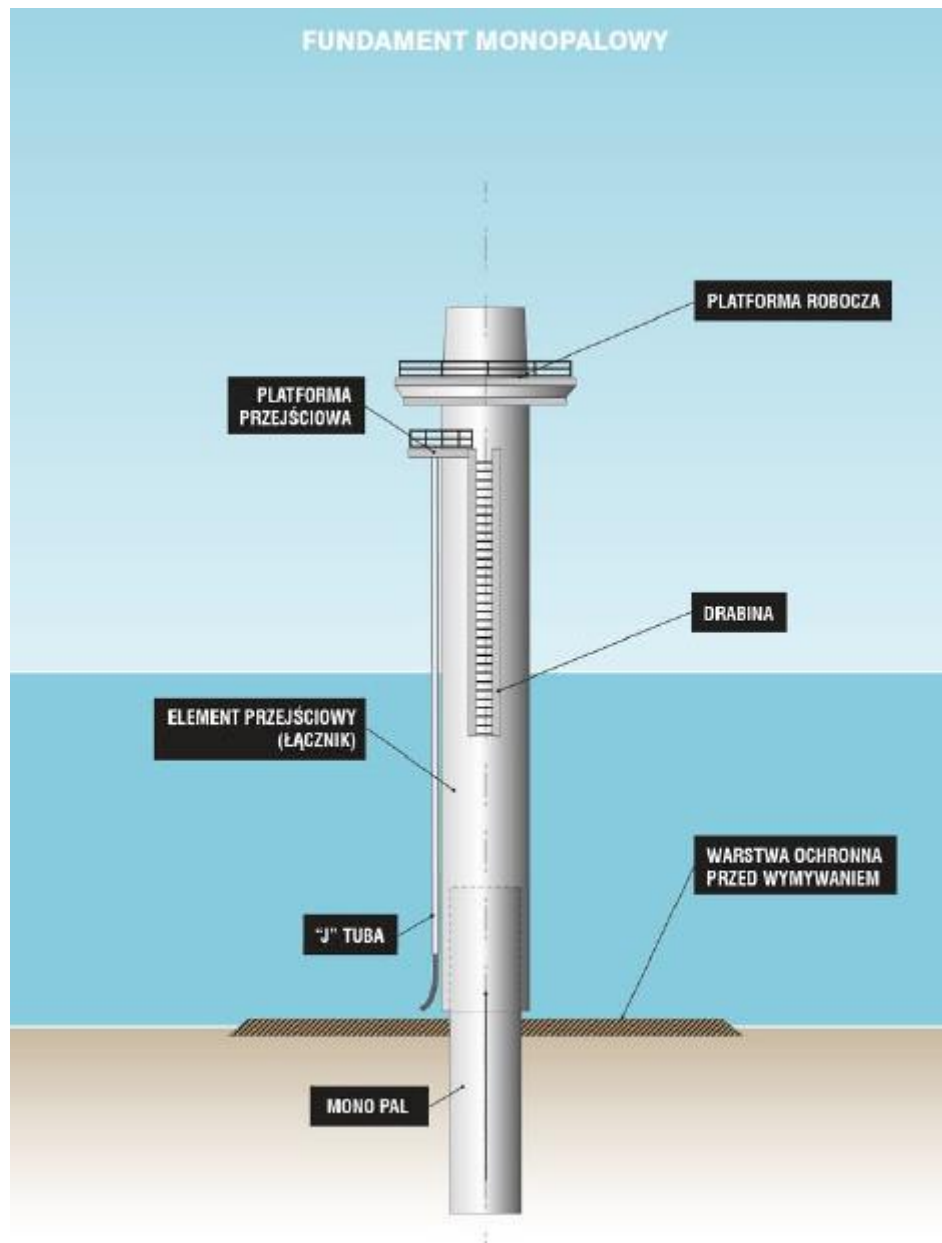


Rysunek 2.8. Modele stacjonarnych turbin morskich. Źródło: opracowanie własne na podstawie (Mosca, 2023).

Wyróżnia się następujące typy fundamentów pod stacjonarne turbiny wiatrowe:

- **Monopale**

Konstrukcja monopalowa jest zalecana dla głębokości wody do 30 m (Teien, 2022). Fundamenty monopalowe są zbudowane ze stalowych cylindrów, o długości do 120 m i średnicy 5 – 12,5 m, który jest wbijany w dno morskie. Jest to najpopularniejszy typ fundamentów pod turbiny wiatrowe (Grupa Doradcza SMDI, 2015). Schemat budowy fundamentu monopalowego przedstawiono na poniższym rysunku:



Rysunek 2.9. Schemat budowy fundamentu monopalowego. Źródło: (Grupa Doradcza SMDI, 2015).

- **Fundamenty typu jacket (kratownicowe)**

Ten typ fundamentu składa się z czterech stalowych nóg, które są połączone i wzmocnione rurowymi kłami, zamontowanymi krzyżowo. Fundament typu jacket jest wbijany w dno morskie za pomocą czterech pali, o długości nie przekraczającej 70 m i średnicy wynoszącej 1,8 – 3 m (Grupa Doradcza SMDI, 2015).

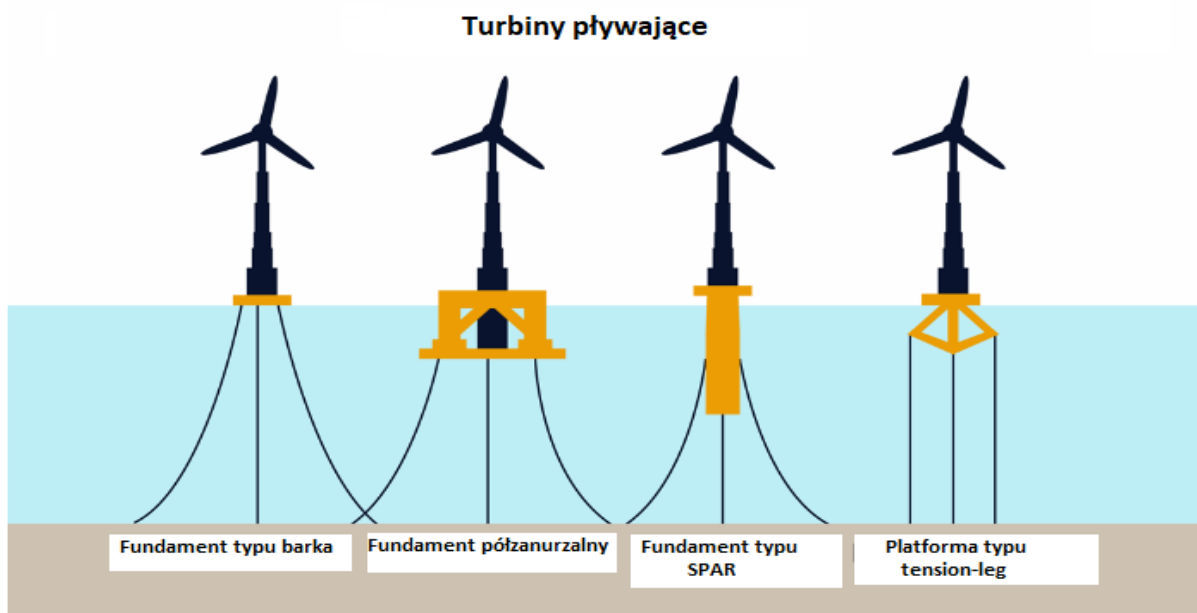
- **Fundamenty typu tripod (trójnogi)**

Fundament typu tripod zbudowany jest z członu głównego, stanowiącego podstawę dla łącznika, wieży i trzech nóg fundamentu. Nogi trójnoga są wyposażone w tuleje, które służą do mocowania pali, za pomocą których fundament jest przytwierdzany do dna morskiego. Pale mocujące mają średnicę do 2,5 m i długość do 60 m (Grupa Doradcza SMDI, 2015).

- **Fundamenty grawitacyjne**

Fundamenty grawitacyjne zbudowane są z podstawy, o średnicy do 50 m i trzonu głównego. Jest to konstrukcja żelbetowa, wypełniona balastem. Jego duża masa służy do utrzymania konstrukcji turbiny wiatrowej (Grupa Doradcza SMDI, 2015).

Innym rodzajem fundamentów pod morskie turbiny wiatrowe są konstrukcje pływające (Alvestad, 2022). Instalacje pływające z systemem cumowniczym, zakotwiczonym do dna morskiego pozwalają na instalowanie turbin wiatrowych na głębokościach przekraczających 50 m. Konstrukcja pływająca musi zapewniać wystarczającą wyporność, aby utrzymać ciężar instalacji i powstrzymać ruchy konstrukcji, spowodowane wpływem środowiska (Vestheim, 2022). Najczęściej stosowane fundamenty pływające przedstawiono na rysunku poniżej:



Rysunek 2.10. Turbiny morskie z fundamentami pływającymi. Źródło: opracowanie własne na podstawie (Gustafsson, 2022).

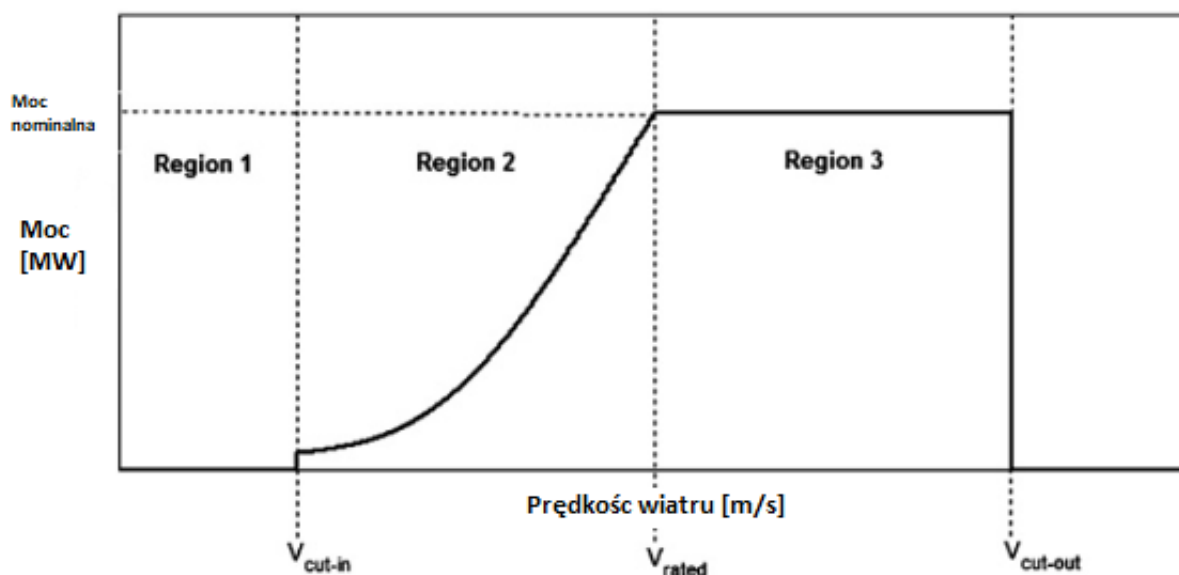
Wybór pomiędzy pływającymi lub stałymi turbinami wiatrowym zależy od kilku czynników, w tym lokalnych przepisów, kosztów turbin, technicznej wykonalności wybranej opcji, głębokości wody, charakterystyki dna morskiego oraz warunków wietrzności (Mosca, 2023). Stałe fundamenty są najczęściej stosowaną technologią w przypadku płytkich akwenów, gdyż mogą być instalowane bezpośrednio na dnie morskim i są stosunkowo tańsze w budowie i utrzymaniu niż turbiny pływające (Calado & Castro, 2021). Dodatkowo, dno morskie jest zwykle bardziej stabilne na płytkich wodach, co ułatwia instalację i kontrolę fundamentów. W najpłytszych obszarach morskich (ok. 50 m), ze względu na budowę dna morskiego preferowanym rozwiązaniem są fundamenty monopolowe, stanowiące najbardziej opłacalne rozwiązanie (Calado & Castro, 2021), (Mosca, 2023). W przypadku, gdy dno morskie nie jest odpowiednie dla stałych turbin wiatrowych, stosuje się pływające turbiny wiatrowe. Ponadto, pływające turbiny wiatrowe mogą być przenoszone w razie potrzeby, zapewniając elastyczność w odpowiedzi na zmieniające się warunki (Mosca, 2023). Pływające fundamenty umożliwiają instalację na większych głębokościach, o znacznie większych prędkościach wiatru, a tym samym bardziej atrakcyjnych pod względem możliwości generacji energii elektrycznej oraz bardziej oddalonych od brzegu, o znacznie mniejszym oddziaływaniu społecznym i środowiskowym (Bensalah i in., 2022), (Gajowiecki i in., 2023). Pływające elektrownie wiatrowe znajdują się jednak na bardzo wczesnym etapie rozwoju, co wpływa na ich koszty, znacznie wyższe, niż w przypadku fundamentów stałych. Oczekuje się jednak, że ceny pływających farm wiatrowych gwałtownie spadną w ciągu najbliższych kilku lat (Calado & Castro, 2021). Przewiduje się, że do 2050 r. pływające farmy wiatrowe będą generowały 15 % całej energii elektrycznej produkowanej przez morskie farmy wiatrowe na świecie (Gajowiecki i in., 2023). Do tej pory najczęściej wykorzystywanym typem pływających fundamentów morskich turbin wiatrowych jest konstrukcja typu Spar (Gustafsson, 2022). Spośród przedstawionych typów fundamentów, monopale i fundamenty półzanurzalne są wysoko oceniane pod względem łatwości instalacji (Mosca, 2023). Polska także posiada potencjał w zakresie pływającej energetyki wiatrowej, szczególnie w perspektywicznych akwenach znajdujących się na większych głębokościach. Obecnie główną barierą rozwoju tej technologii są wysokie koszty (Gajowiecki i in., 2023).

Oprócz podziału turbin, w zależności od typu fundamentów, wyróżnia się ich podział w oparciu o generator i orientację wału napędowego względem podłoża. Turbiny wiatrowe dzieli się na dwie główne kategorie: HAWT (turbina wiatrowa z osią poziomą) i VAWT (turbina wiatrowa z osią pionową) (Mosca, 2023). Turbina HAWT posiada wał generatora

równoległy do poziomu gruntu, a główne komponenty mechaniczne i elektryczne są umieszczone w gondoli, gdzie wieża zapewnia ich odpowiednią wysokość, w celu zapewnienia wystarczającej przestrzeni do obracania się łopat. Natomiast turbina typu VAWT posiada wał generatora wiatrowego prostopadły do poziomu gruntu, a generator i skrzynia biegów znajdują się blisko powierzchni terenu, co ułatwia ich instalację i konserwację w przeciwieństwie do turbin typu HAWT (Odongo, 2021). Jeśli chodzi o typ układu napędowego, wyróżnia się turbiny z napędem bezpośrednim i manualnymi skrzyniami biegów (Mosca, 2023). W konwencjonalnych turbinach wiatrowych większość układów napędowych miała skrzynię biegów i generator indukcyjny o dużej prędkości. W przeciwieństwie do tego, wraz ze znacznym wzrostem średniej mocy turbin wiatrowych, generatory o niskiej prędkości z napędem bezpośrednim zyskują na znaczeniu ze względu na pewne ograniczenia techniczne i ekonomiczne. W zależności od prędkości obrotowej, turbiny wiatrowe mogą pracować ze stałą lub zmienną prędkością. Napęd o zmiennej prędkości może działać wydajnie w szerszym zakresie prędkości wiatru i może wykazywać bardziej wydajne pozyskiwanie energii przy niższych prędkościach wiatru (Bensalah i in., 2022).

Zmienność generacji wiatrowej będąca wynikiem oddziaływania strumienia powietrza na łopaty turbiny jest ograniczana poprzez układ sterowania turbiną, który charakteryzuje się złożoną budową w przypadku jednostek o dużej mocy. W rezultacie moc wyjściowa farmy wiatrowej, składającej się z wielu pojedynczych turbin, nie podlega dużej zmienności (Brodacki, D i in., 2021). Każda turbina jest zaprojektowana do pracy w określonym zakresie roboczym prędkości wiatru: prędkości progowej *cut-in* i prędkości odcinającej *cut-out*. Poza tym zakresem turbina musi zostać zatrzymana, aby zapobiec uszkodzeniu różnych elementów (Kimman, 2020). Aby określić rzeczywistą moc elektryczną dowolnej turbiny wiatrowej, należy wykorzystać krzywą mocy turbiny wiatrowej do prognozowania rzeczywistej ilości energii elektrycznej, którą turbina wiatrowa będzie w stanie wygenerować przy określonej prędkości wiatru (Odongo, 2021). Krzywa mocy turbiny wiatrowej jest wskaźnikiem potencjału produkcji energii elektrycznej każdej turbiny wiatrowej przy różnych prędkościach wiatru i różni się w zależności od turbiny wiatrowej. Producent ustawia krzywą mocy każdej turbiny wiatrowej zgodnie ze ścisłymi wytycznymi międzynarodowych norm określonych przez IEC 61400-12-1: Pomiary mocy turbin wiatrowych wytwarzających energię elektryczną (Odongo, 2021). Typową krzywą mocy turbiny wiatrowej przedstawiono na poniższym rysunku:





Rysunek 2.11. Krzywa mocy turbiny wiatrowej, Źródło: opracowanie własne na podstawie (Kimman, 2020).

Sprawność turbiny wiatrowej nie jest stała i zależy od prędkości wiatru. W związku z tym krzywą mocy można podzielić na obszary, w odniesieniu do prędkości wiatru (Kimman, 2020), (Bensalah i in., 2022):

- Region I: obszar niskiej prędkości, obejmujący zakres prędkości wiatru od zera do prędkości progowej. Gdy prędkość wiatru jest mniejsza niż prędkość progowa, moment obrotowy jest niewystarczający, aby przewyciężyć straty mocy (tj. straty spowodowane oporem na łopatach, straty tarcia w przekładni i łożyskach, straty elektryczne w generatorze), w konsekwencji czego turbina wiatrowa zostaje wyłączona i żadna moc nie jest generowana (Kimman, 2020), (Bensalah i in., 2022).
- Region II: obszar zmiennej prędkości, obejmujący zakres od prędkości progowej do prędkości znamionowej. Gdy prędkość wiatru przekracza prędkość progową (około 3 – 5 m/s w zależności od konstrukcji turbiny), występuje wystarczający moment obrotowy do obrotu łopat turbiny i w efekcie turbina zaczyna generować energię elektryczną. W tym trybie pracy, który odpowiada za ponad 50 % rocznego poboru energii przez typową nowoczesną turbinę wiatrową, moc wytwarzana przez turbinę wiatrową wzrasta proporcjonalnie do mocy sześcienniej prędkości wiatru. Krzywa mocy osiąga wartość szczytową w okolicach tzw. znamionowej prędkości wyjściowej (12 – 14 m/s). Powyżej znamionowej prędkości wyjściowej generowana moc

pozostaje niezmienną na stałe dopuszczalnym maksimum (znanym jako moc znamionowa). Jest ona utrzymywana na prawie stałym poziomie dzięki różnym opcjom sterowania (Bensalah i in., 2022).

- Region III: obszar stałej prędkości, zdominowany przez wysokie prędkości wiatru, w którym prędkość wiatru znajduje się pomiędzy prędkością znamionową a prędkością odcięcia (około 25 m/s). Prędkość wirnika jest utrzymywana na stałym poziomie powyżej prędkości znamionowej poprzez regulację kąta natarcia. Zapewnia to ograniczoną moc aerodynamiczną w tym regionie pomimo znacznie większej dostępnej energii wiatru, aby zapobiec przeciążeniu i mechanicznej awarii turbiny (Kimman, 2020), (Bensalah i in., 2022).

Gdy prędkość wiatru przekracza prędkość odcięcia, turbina wiatrowa zostaje wyłączona, aby zapobiec możliwym przeciążeniom strukturalnym (Kimman, 2020).

Jak wspomniano wcześniej, żadna turbina wiatrowa nie może przekształcić więcej niż 59,3 % energii kinetycznej wiatru w energię mechaniczną z powodu strat aerodynamicznych podczas jej pracy (Odongo, 2021). Współczynnik wydajności określa liczbę godzin, w których przez turbinę wiatrową wytwarzana jest maksymalna, nominalna moc, w porównaniu z całkowitą liczbą godzin jej pracy (Teien, 2022). Różne turbiny wiatrowe mają różne wartości współczynnika wydajności, przy czym nowoczesne turbiny wiatrowe o dużej mocy mają wartości od 0,32 do 0,52 (Odongo, 2021). Współczynnik wydajności turbin wiatrowych zależy zarówno od charakterystyki konstrukcyjnej turbiny, jak i zasobów wiatrowych (prędkości wiatru w danej lokalizacji). W związku z tym duże turbiny wiatrowe, o większej mocy nominalnej, nie zawsze będą znacznie wydajniejsze pod kątem produkcji energii elektrycznej (Bensalah i in., 2022). Od 2015 r. nastąpił gwałtowny wzrost wielkości turbin instalowanych w projektach morskiej energetyki wiatrowej, ze średnią 8,5 MW w 2021 r. w Europie. Przewiduje się, że w 2030 roku średnia wielkość zainstalowanej turbiny w Europie wyniesie 15 MW. Można oczekiwać, że kolejna generacja turbin o mocy 17 – 18 MW może być dostępna w latach 2027 – 2028 (H-BLIX, 2022).

Podsumowując, podstawowym czynnikiem, który należy wziąć pod uwagę przy wyborze rodzaju turbiny wiatrowej w danej lokalizacji, jest dopasowanie jej specyfikacji technicznej dla wybranej lokalizacji oraz warunków wiatrowych. Inne czynniki, które należy wziąć pod uwagę, obejmują konfiguracje projektowe, mechanizmy operacyjne i parametry

struktury fizycznej, takie jak orientacja osi, pozycja i prędkość wirnika, liczba łopat, przekładnia, kontrola mocy, orientacja odchylenia i typ piasty (Odongo, 2021).

### **2.4.3. Warunki wietrzności w Polsce**

W północnej Europie, w tym na terenie północnej Polski, występują korzystne warunki dla rozwoju energetyki wiatrowej. Na obszarze Polski występują tereny o zróżnicowanych warunkach wiatrowych, gdzie kryterium podziału stanowi prędkość wiatru (Bandzul, 2005). Najlepsze warunki wietrzności występują przede wszystkim w środkowej i zachodniej części wybrzeża Morza Bałtyckiego, w okolicach Świnoujścia – na wyspach Wolin i Uznam. Dobre warunki występują także w pasie nizin od Słubic do Warszawy i w środkowej części Pojezierza Wielkopolskiego, a także na Suwalszczyźnie (Kotowicz & Kwiatek, 2019). Na większości obszaru Polski istnieją tereny o nieco słabszych, lecz również korzystnych warunkach wiatrowych (Bandzul, 2005). Z analizy stref energetycznych wiatru wynika, że prawie 60 % powierzchni kraju ma warunki korzystne dla rozwoju energetyki wiatrowej (Jakiel, 2011). Średnia roczna prędkość wiatru w Polsce wynosi 3 – 4 m/s (Zaik & Werle, 2023). Najwyższą liczbę dni w roku z wiatrem o prędkości równej lub większej niż 10 m/s, na podstawie wieloletnich pomiarów, zarejestrowano w Ustce (67 dni), w Łebie (50 dni) oraz w Świnoujściu (33 dni). Największą liczbę dni z wiatrem o prędkości większej niż 15 m/s odnotowano w Ustce (7 dni) (Apanel i in., 2020).

Prędkość wiatru zmienia się w zależności od różnych czynników, takich jak chropowatość terenu i wysokość nad poziomem morza (Dokka, 2021). Obszar Morza Bałtyckiego, w tym polska wyłączna strefa ekonomiczna posiada najlepsze warunki dla rozwoju morskiej energetyki wiatrowej (H-BLIX, 2022). Powierzchnia morza charakteryzuje się mniejszą chropowatością od powierzchni lądowej, a wiejące tam wiatry wykazują większą stabilność. Prędkość wiatru na morzu jest większa niż prędkość na tej samej wysokości na lądzie, co sprzyja efektywnemu wykorzystaniu wiejących tam wiatrów oraz umożliwia stosowanie wież turbin o mniejszych wysokościach. Dodatkowo, wiatr przybiera na sile w miarę zwiększania się odległości od brzegu (Bandzul, 2005).

Dla polskiej strefy klimatycznej charakterystyczne są częste zmiany pogodowe, co wpływa w znacznym stopniu na energetykę wiatrową (Kotowicz & Kwiatek, 2019). W zależności od pory roku oraz doby można zauważyć występowanie wyraźnych cykli w zmianach prędkości wiatru (Brodacki, D i in., 2021). Wysokie prędkości wiatru mogą

występować w ciągu całego roku, ale najlepsze warunki wiatrowe panują w miesiącach jesienno-zimowych, co powoduje znacznie większą generację energii z turbin wiatrowych (Bandzul, 2005), (Kotowicz & Kwiatek, 2019), (Ligęza, 2021). Wyraźnie mniejsze prędkości wiatru występują w okresie wiosenno-letnim (Kotowicz & Kwiatek, 2019). Oprócz zmienności rocznej można także wyróżnić zmienność dobową, która jest wynikiem codziennego cyklu pogodowego polegającego na przemieszczaniu się mas powietrza spowodowanego zmiennym procesem nagrzewania w ciągu dnia i ochładzania w ciągu nocy (Bandzul, 2005), (Kotowicz & Kwiatek, 2019). W Polsce lepsze warunki wiatrowe panują w ciągu dnia, pomiędzy godziną 8:00, a 18:00, natomiast nieco gorsze w nocy. Po godzinie 17:00 można zaobserwować zmniejszenie generacji energii elektrycznej, a w okresie szczytowego zapotrzebowania na energię (19:00 – 22:00) generacja mocy z elektrowni wiatrowych utrzymuje się na relatywnie niskim poziomie (Bandzul, 2005), (Kotowicz & Kwiatek, 2019). Zmienność sezonowa oraz dobową wiatru jest dobrze skorelowana ze zmianami zapotrzebowania na moc (Ligęza, 2021), (Bandzul, 2005). Średnie dobowe generacji mocy w turbinach wiatrowych wykazują pomiędzy porą dzienną i nocną różnice na poziomie nie wyższym niż około 30 – 40 % (Brodacki, D i in., 2021). W przypadku produkcji energii z morskich elektrowni wiatrowych zauważalna jest większa regularność przebiegu oraz znacznie dłuższy okres występowania mocy maksymalnej, w porównaniu do mocy generowanych z elektrowni lądowych (Brodacki, D i in., 2021). Zwykle najmniejszy poziom mocy średniej przypada okres lipca i sierpnia, natomiast największy w okresie grudnia do lutego (Kotowicz & Kwiatek, 2019).

#### **2.4.4. Plany zagospodarowania Morza Bałtyckiego pod kątem rozwoju energetyki wiatrowej**

Przewiduje się, że w najbliższej przyszłości Morze Bałtyckie, obok Morza Północnego, stanie się głównym europejskim ośrodkiem morskiej energetyki wiatrowej. Morze Bałtyckie ma łączną powierzchnię 397 978 km<sup>2</sup> i graniczy z dziewięcioma krajami: Niemcami, Danią, Szwecją, Finlandią, Estonią, Łotwą, Litwą, Rosją i Polską c Wyjątkowo korzystne warunki obszaru Bałtyku, takie jak płytkie wody, o średniej głębokości ok. 54 m, wysokie średnie prędkości wiatru (ok. 9 m/s na wysokości 100 m n.p.m.), niskie wysokości fal i słabe pływy, znacznie obniżają koszty produkcji energii elektrycznej (H-BLIX, 2022). Podczas gdy obecna moc zainstalowana na Morzu Bałtyckim wynosi zaledwie 2,8 GW, oczekuje się, że liczba ta

gwałtownie wzrosnąć, zwłaszcza od 2025 r. Szacowany całkowity potencjał polskiej części Morza Bałtyckiego może wynieść 28 GW do 2050 r., co stanowi około jednej trzeciej całkowitego potencjału Morza Bałtyckiego (83 GW). Według Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku, Polska zamierza zainstalować 5,9 GW do 2030 roku i 11 GW do 2040 roku (H-BLIX, 2022). W oparciu o listę projektów, na Morzu Bałtyckim w latach 2022-2030 przewidywane jest (H-BLIX, 2022):

- instalacja prawie 2300 fundamentów i 2150 turbin wiatrowych, przy czym ok. 45 % będzie miało moc jednostkową większą niż 15 MW,
- instalacja ok. 4000 km kabli eksportowych i 4650 km kabli międzysystemowych.

Obecnie na polskich obszarach morskich rozwijane są projekty następujące projekty budowy morskich farm wiatrowych (Pogorzelski i in., 2022), (H-BLIX, 2022):

- projekty tzw. **Fazy I** rozwoju o łącznej mocy 5,9 GW (dla których URE przyznało prawo do pokrycia ujemnego salda i dla których daty uruchomienia są wskazywane przez inwestorów na lata 2025 – 2027 r.),
- projekty tzw. **Fazy II** rozwoju, które będą mogły ubiegać się o prawo do pokrycia ujemnego salda w ramach aukcji zaplanowanych wg ustawy na lata 2025 i 2027 r.

Projekty I Fazy rozwoju MEW przedstawiono w poniższej tabeli:

Tabela 2.2. Projekty I Fazy rozwoju morskiej energetyki wiatrowej na obszarze Morza Bałtyckiego

| Nr | Firma              | Projekt farmy wiatrowej | Planowane uruchomienie | Przewidywana moc [MW] | Przewidywana moc turbiny [MW] |
|----|--------------------|-------------------------|------------------------|-----------------------|-------------------------------|
| 1  | Polenergia/Equinor | Bałtyk II               | 2027                   | 720                   | 14+                           |
| 2  | Polenergia/Equinor | Bałtyk III              | 2027                   | 720                   | 14+                           |
| 3  | PGE/ Ørsted        | Baltica 2               | 2027                   | 1498                  | 14+                           |
| 4  | PGE/ Ørsted        | Baltica 3               | 2026                   | 1045                  | 14+                           |
| 5  | RWE                | FEW Baltic II           | 2026                   | 350                   | 14+                           |
| 6  | Orlen/NPI          | Baltic Power            | 2026                   | 1200                  | 14+                           |
| 7  | Ocean Winds        | B Wind                  | 2027                   | 200                   | 14+                           |
| 8  | Ocean Winds        | C Wind                  | 2027                   | 200                   | 14+                           |

Źródło: (H-BLIX, 2022).

W przypadku projektów Fazy II wyróżniono obszary, zebrane w tabeli 2.3. Dwa projekty uzyskały pozwolenia na eksploatację dna morskiego: Bałtyk I oraz Baltica. W tabeli

zamieszczono także 11 obszarów, dla których złożono 132 wnioski przez polskie podmioty lokalne i międzynarodowe na budowę morskich farm wiatrowych (H-BLIX, 2022):

Tabela 2.3. Projekty II Fazy rozwoju morskiej energetyki wiatrowej na obszarze Morza Bałtyckiego

| Nr | Firma              | Projekt farmy wiatrowej | Planowane uruchomienie | Przewidywana moc [MW] | Przewidywana moc turbiny [MW] |
|----|--------------------|-------------------------|------------------------|-----------------------|-------------------------------|
| 1  | Polenergia/Equinor | Bałtyk I                | 2030                   | 1560                  | 18+                           |
| 2  | PGE                | Baltica I               | 2031                   | 896                   | 18+                           |

| Nr | Obszar | Powierzchnia [km <sup>2</sup> ] | Planowane uruchomienie | Przewidywana moc [MW] | Przewidywana moc turbiny [MW] |
|----|--------|---------------------------------|------------------------|-----------------------|-------------------------------|
| 1  | 14.E.1 | 82,4                            | 2031 – 2033            | 660                   | 18+                           |
| 2  | 14.E.2 | 91,2                            | 2031 – 2033            | 730                   | 18+                           |
| 3  | 14.E.3 | 125,9                           | 2031 – 2033            | 1007                  | 18+                           |
| 4  | 14.E.4 | 147,7                           | 2031 – 2033            | 1182                  | 18+                           |
| 5  | 43.E.1 | 118,4                           | 2031 – 2033            | 947                   | 18+                           |
| 6  | 44.E.1 | 121,3                           | 2031 – 2033            | 970                   | 18+                           |
| 7  | 45.E.1 | 17,2                            | 2031 – 2033            | 138                   | 18+                           |
| 8  | 46.E.1 | 111,8                           | 2031 – 2033            | 895                   | 18+                           |
| 9  | 53.E.1 | 108,5                           | 2040 – 2043            | 868                   | 18+                           |
| 10 | 60.E.3 | 115,6                           | 2031 – 2033            | 925                   | 18+                           |
| 11 | 60.E.4 | 63,7                            | 2031 – 2033            | 510                   | 18+                           |

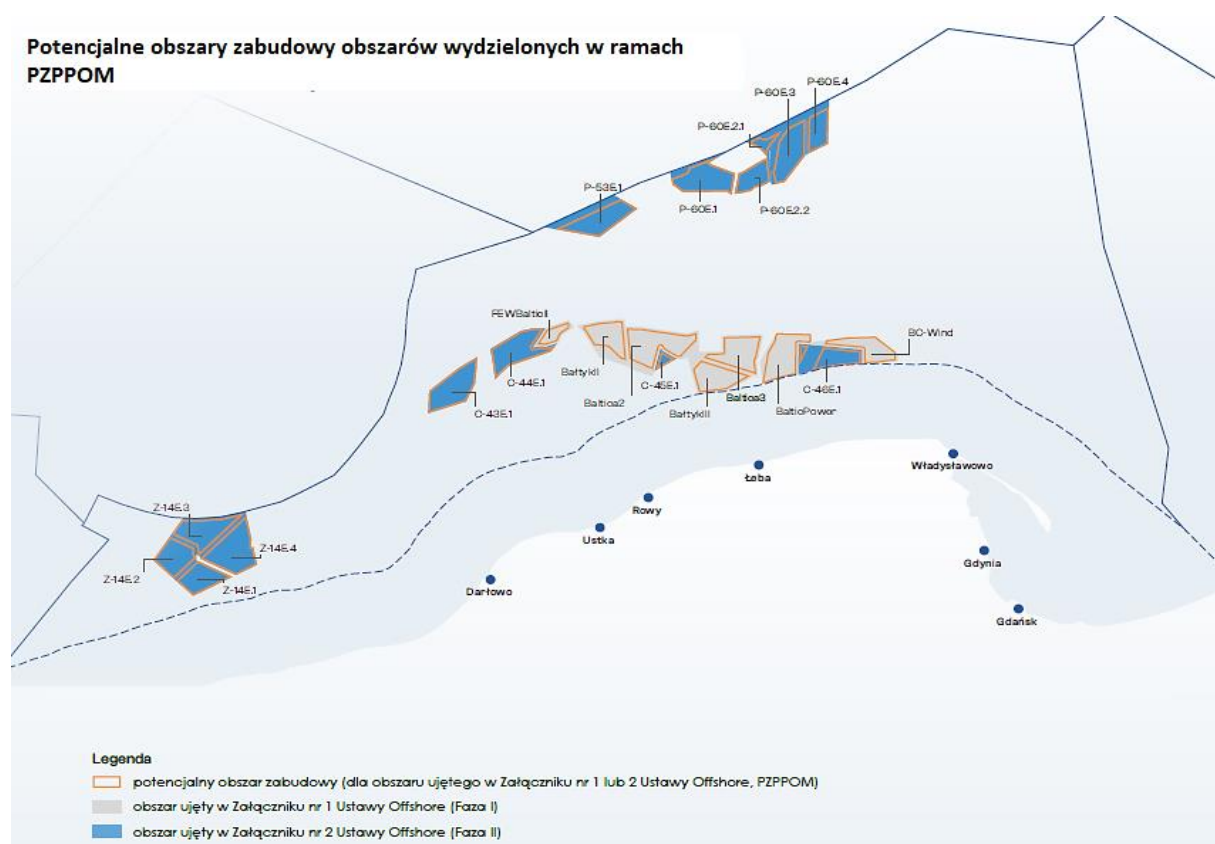
Źródło: (H-BLIX, 2022).

Podstawowym aktem prawnym regulującym kwestie realizacji morskich farm wiatrowych w polskich obszarach morskich jest ustawa z 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej („UOM”). Akt ten określa, że wznoszenie i wykorzystywanie morskich farm wiatrowych dopuszcza się jedynie w wyłącznej strefie ekonomicznej Polski. Ponadto reguluje on zasady, na podstawie których inwestorzy uzyskują pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji oraz urządzeń (Gajowiecki i in., 2023). Przedsięwzięcia objęte wnioskiem o wydanie pozwoleń lokalizacyjnych dla budowy morskich farm wiatrowych musi pozostawać zgodne z przepisami w sprawie przyjęcia planu zagospodarowania przestrzennego morskich wód wewnętrznych, morza terytorialnego i wyłącznej strefy ekonomicznej w skali 1 : 200 000 („PZPPOM”). PZPPOM przewiduje, że wznoszenie morskich elektrowni wiatrowych jest dopuszczalne wyłącznie w akwenach o funkcji podstawowej, określonej jako pozyskiwanie energii odnawialnej (Gajowiecki i in., 2023). W ramach PZPPOM wydzielono 7 akwenów, na których przewidziano realizację funkcji związanej z pozyskiwaniem energii z OZE. Na obszarze tych akwenów, w Ustawie Offshore, wydzielono 21 obszarów dla planowanych

morskich farm wiatrowych. Łączna całkowita powierzchnia tych obszarów wynosi 2310,81 tys. km<sup>2</sup>, jednak tylko część obszarów wytyczonych współrzędnymi geograficznymi będzie mogła zostać wykorzystana do posadowienia turbin morskich (Pogorzelski i in., 2022). Obszary Fazy I i II rozwoju MEW zostały podzielone na trzy rejony geograficzne o potencjalnej powierzchni zabudowy wynoszącej odpowiednio (Pogorzelski i in., 2022):

- **Obszar Zachodni** (okolice Zatoki Pomorskiej): o powierzchni 401,88 km<sup>2</sup>,
- **Obszar Centralny** (okolice Ławicy Słupskiej): o powierzchni 936,54 km<sup>2</sup>,
- **Obszar Północny** (okolice Południowej Ławicy Środkowej): o powierzchni 469,84 km<sup>2</sup>.

Łącznie szacowana powierzchnia potencjalnych obszarów zabudowy wskazanych w PZPPOM wynosi 1808,26 km<sup>2</sup>, czyli 78 % całkowitej powierzchni wydzielonych akwenów (Pogorzelski i in., 2022). Ostateczne wielkości obszarów zabudowy będą uzależnione od decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla poszczególnych przedsięwzięć. Wyznaczone obszary obszarów zabudowy akwenów wyznaczonych w PZPPOM dla Fazy I i II przedstawiono na poniższym rysunku:



Rysunek 2.12. Potencjalne obszary zabudowy pod MFW dla akwenów wyznaczonych z PZPPOM.  
Źródło: (Pogorzelski i in., 2022).

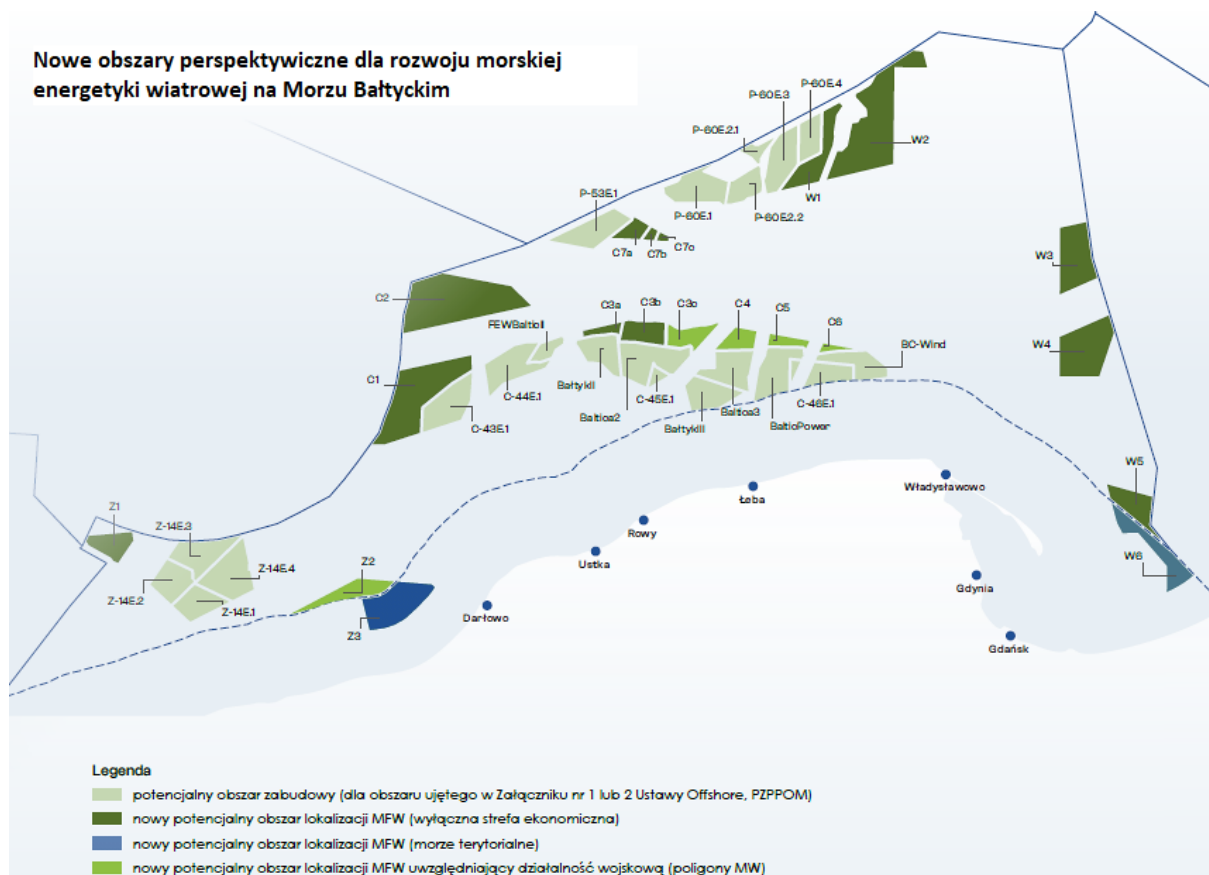
W ramach badań zidentyfikowano 20 nowych lokalizacji (w tym 18 w wyłącznej strefie ekonomicznej i 2 na morzu terytorialnym), o potencjale do budowy morskich farm wiatrowych. Wyznaczone lokalizacje podzielono na 3 główne obszary, w zależności od ich lokalizacji (Pogorzelski i in., 2022):

- **Obszar Zachodni:** wyznaczono 3 lokalizacje Z1, Z2 i Z3 o łącznej powierzchni 305,2 km<sup>2</sup>. Zaletą tych obszarów jest korzystne położenie na stosunkowo płytkich wodach oraz w niewielkiej odległości od brzegu, zwłaszcza w przypadku lokalizacji Z2 i Z3. Lokalizacje Z1 i Z3 położone są na obrzeżach łowiska kołobrzESCO-bornholmskiego, które zostało zidentyfikowane na etapie prac nad PZPPOM jako jedno z łowisk o wysokich wynikach ekonomicznych, zatem ma znaczenie dla rybołówstwa. Obszar Z3 jest jednym z dwóch obszarów zaproponowanych w granicach morza terytorialnego (Pogorzelski i in., 2022).
- **Obszar Centralny:** wyznaczono 11 lokalizacji o łącznej powierzchni 900,9 km<sup>2</sup>. Pięć mniejszych obszarów (C3a i C3b oraz C7a-c) powstało w wyniku przecięcia większych akwenów inwestycji zlokalizowanych przy Ławicy Środkowej. W przypadku czterech lokalizacji (C3c, C4, C5 oraz C6) obszary te są częściowo lub w pełni położone w granicach poligonów Marynarki Wojennej, jednak zostały one wzięte pod uwagę ze względu na korzystne kwestie techniczne i ekonomikę (Pogorzelski i in., 2022). Założono, że możliwe będzie wypracowanie zasad współużytkowania lub modyfikacji akwenów tak, by wykorzystać ich potencjał energetyczny. Bliskość obszarów Fazy I i II jest z jednej strony zaletą (np. w kwestii wykorzystania korytarzy infrastruktury przesyłowej), z drugiej zaś strony może być źródłem ograniczeń – zwłaszcza wynikających z potencjalnej kumulacji negatywnych oddziaływań na środowisko, a także wpływu na innych użytkowników (Pogorzelski i in., 2022).
- **Obszar Wschodni:** wyznaczono 6 lokalizacji o łącznej powierzchni 965,4 km<sup>2</sup>. Obszary te charakteryzują się większymi powierzchniami pod zabudowę i większymi głębokościami (obszary położone na stoku Ławicy Środkowej oraz w Basenie Gdańskim) (Pogorzelski i in., 2022). Obszary Basenu Gdańskiego znajdują się bezpośrednio przy granicy z rosyjskimi obszarami morskimi, co w aktualnej sytuacji geopolitycznej może stanowić to ryzyko i wykluczać tę lokalizację dla inwestycji energetycznych. Akweny te są położone poza poligonami, w stosunkowo niedużej



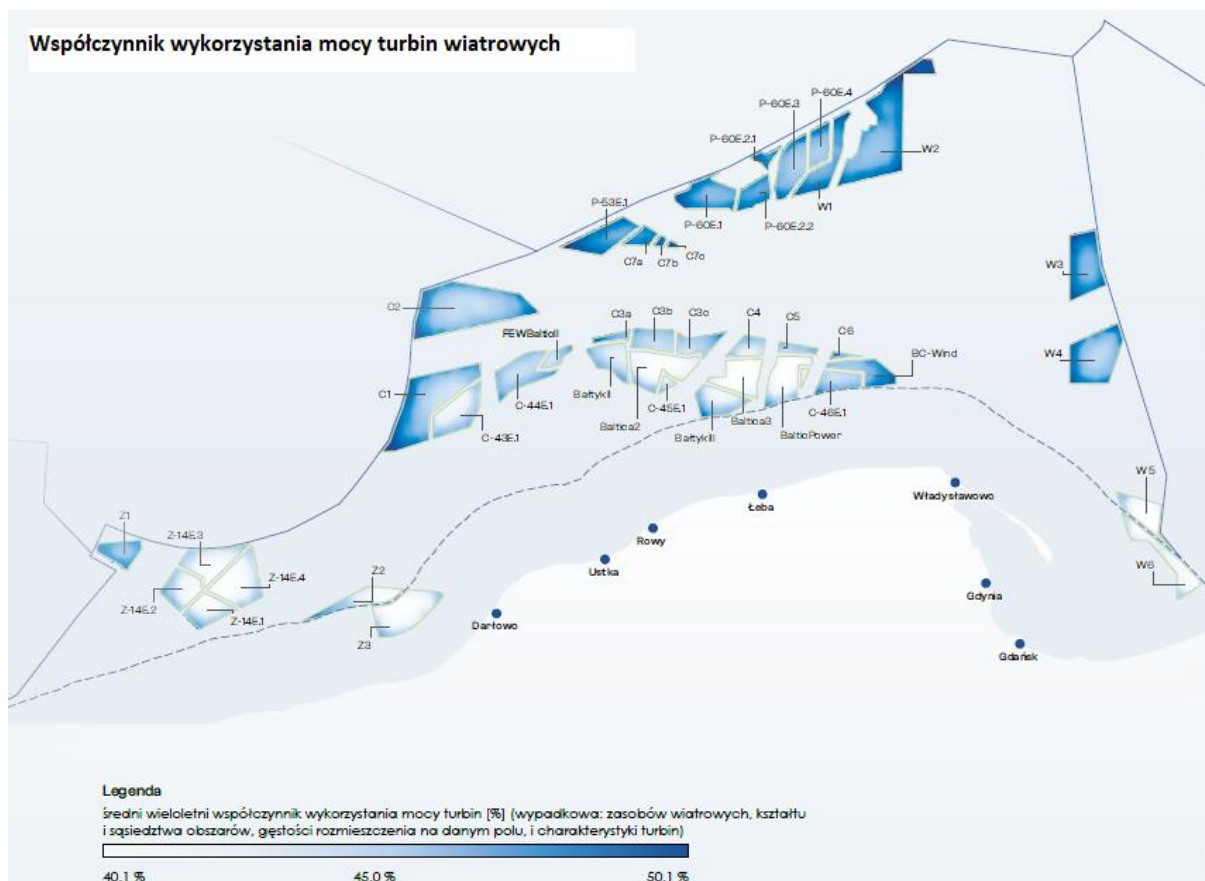
odległości od brzegu oraz potencjalnych portów instalacyjnych i serwisowych w Zatoce Gdańskiej (Pogorzelski i in., 2022).

Łączny obszar zabudowy pod morskie farmy wiatrowe dla nowych lokalizacji wynosi 2171,5 km<sup>2</sup> (Pogorzelski i in., 2022). Lokalizację perspektywicznych obszarów dla rozwoju MEW przedstawiono na poniższym rysunku:



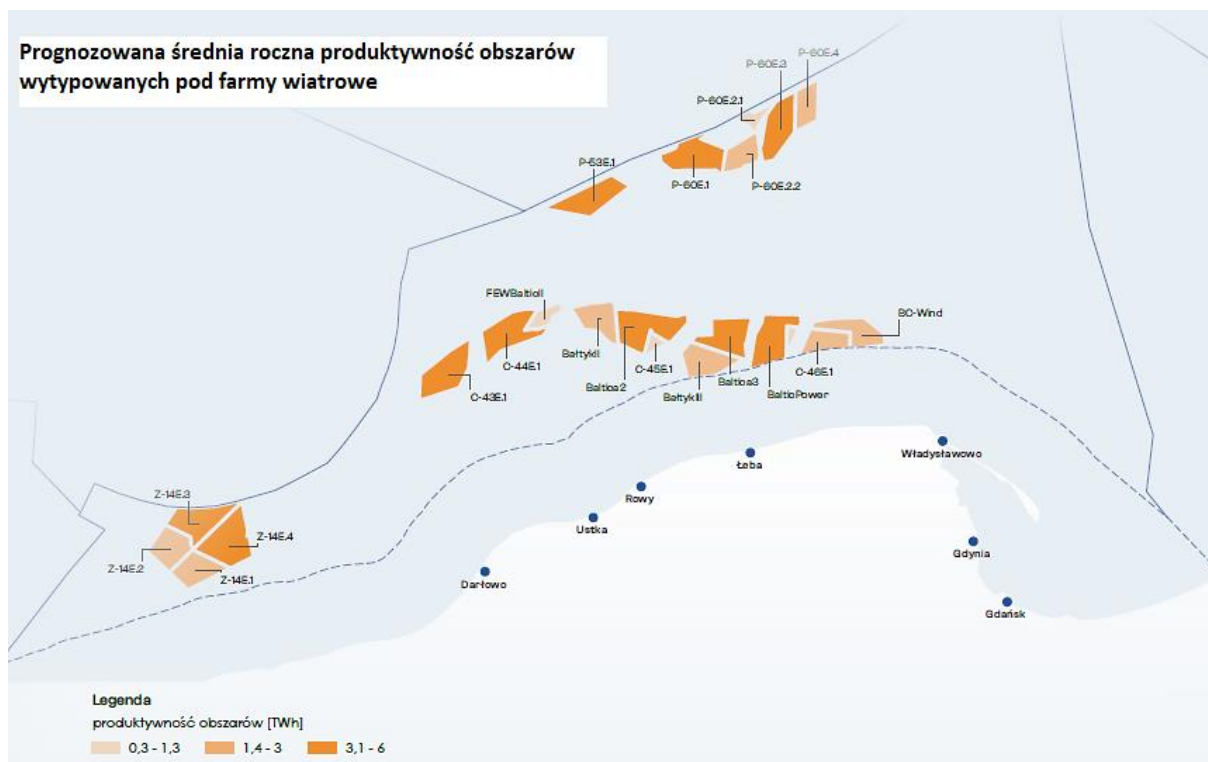
Rysunek 2.13. Nowe perspektywiczne obszary pod budowę MFW na Morzu Bałtyckim. Źródło: (Pogorzelski i in., 2022).

Współczynnik wykorzystania mocy turbin wiatrowych dla lokalizacji przeznaczonych w PZPPOM pod rozwój MFW waha się pomiędzy 42,7 % a 47,4 %, natomiast dla nowych, perspektywicznych obszarów wynosi między 42,5 % a 48,9 %, w zależności od kształtu i otoczenia obszaru oraz warunków wietrzności (Pogorzelski i in., 2022). Wartości współczynnika wykorzystania mocy turbin wiatrowych dla poszczególnych lokalizacji przedstawiono na poniższym rysunku:



Rysunek 2.14. Współczynnik wykorzystania mocy turbin wiatrowych na poszczególnych obszarach pod budowę MFW. Źródło: (Pogorzelski i in., 2022).

W wyniku analizy oszacowano potencjał mocy obszarów Fazy I i II, wynoszący 15,3 GW. Jednakże produktywność poszczególnych farm wiatrowych MFW będzie zróżnicowana w zależności od charakterystyki danego obszaru. Wszystkie wyznaczone w PZPPOM obszary mają szansę zaspokoić zapotrzebowanie na energię elektryczną na poziomie ok. 60,6 TWh/rok (Pogorzelski i in., 2022). Prognozowana średnia roczną produktywność dla poszczególnych lokalizacji morskich farm wiatrowych przedstawiono na poniższym rysunku:



Rysunek 2.15. Prognozowana średnia roczna produktywność obszarów przeznaczonych pod budowę MFV. Źródło: (Pogorzelski i in., 2022).

W przypadku nowych, perspektywicznych obszarów pod budowę morskich farm wiatrowych, akweny Obszaru Wschodniego dysponują potencjalną mocą 7,7 GW, akweny w Obszarze Centralnym 7,4 GW, natomiast potencjał w Obszarze Zachodnim jest szacowany na 2,6 GW. Dwa spośród nowych obszarów o łącznej mocy 2,2 GW znajdują się na obszarze morza terytorialnego, natomiast pozostałe 15,5 GW – na obszarze polskiej wyłącznej strefy ekonomicznej (Pogorzelski i in., 2022).

#### 2.4.5. Wykorzystanie potencjału morskiej energii wiatrowej do produkcji zielonego wodoru w Polsce

Całkowity potencjał morskiej energii wiatrowej w polskiej części Morza Bałtyckiego jest szacowany na poziomie 33 GW, przy oczekiwanej średniej rocznej produkcji energii na poziomie 130 TWh (Pogorzelski i in., 2022). Potencjał energetyczny na obszarach obecnie przeznaczonych w PZPPOM pod rozwój MFV szacowany jest na poziomie 15,3 GW (Faza I – 5,9 GW, Faza II – 9,4 GW) i średniej rocznej produkcji energii około 60,6 TWh (Faza I – 22,7 TWh, Faza II – 38 TWh). Potencjał perspektywicznych 20 nowych obszarów (w tym 18

w wyłącznej strefie ekonomicznej i 2 na morzu terytorialnym), na których możliwa jest budowa morskich farm wiatrowych został oszacowany na 17,7 GW, przy zakładanej produkcji energii na poziomie 70,7 TWh (Pogorzelski i in., 2022). Wśród perspektywicznych obszarów dla rozwoju morskiej energetyki wiatrowej, jako najbardziej atrakcyjne można wskazać akweny położone na Obszarze Zachodnim w okolicach Zatoki Pomorskiej, które charakteryzują się stosunkowo niedużą głębokością i odległością od brzegu (lokalizacje Z2 i Z3), niskim ryzykiem występowania ograniczeń środowiskowych i planistyczno-regulacyjnych oraz stosunkowo niskimi kosztami (z wyjątkiem obszarów położonych na większych głębokościach) (Pogorzelski i in., 2022). Obszarami o znacznej atrakcyjności są obszary położone na północ od Ławicy Słupskiej (C3a i 3b), obszar W1 przy Południowej Ławicy Środkowej oraz akweny we wschodniej części – W3 i W4 (Pogorzelski i in., 2022). Biorąc pod uwagę prognozowaną moc morskiej energetyki wiatrowej, która zostanie zainstalowana w polskich projektach oraz dalszą potencjalną moc wytypowanych obszarów perspektywicznych, która jest obecnie analizowana, Polska ma wyjątkową okazję, aby stać się hubem morskiej energetyki wiatrowej (H-BLIX, 2022).

W przyszłości energetyka wiatrowa w Polsce stanie się podstawowym elementem miksu zdekarbonizowanej energetyki i gospodarki zielonego ładu zorientowanej na wodór (Brodacki, D i in., 2021). Bez udziału MEW Polska nie rozwinie skutecznie projektów wodorowych. Morska energetyka wiatrowa jest uważana za efektywną i optymalną technologię dla produkcji zielonego wodoru (Pogorzelski i in., 2022). Instalacja dedykowanych morskich farm wiatrowych do produkcji wodoru jest uważana za atrakcyjne rozwiązanie. Połączenie morskich farm wiatrowych z produkcją wodoru na pozwala wybrać lokalizację o najkorzystniejszych warunkach wietrzności oraz unikając połączeń sieci energetycznej z lądem (Bonacina i in., 2022). Ze względu na wysoki koszt podmorskich kabli wysokiego napięcia łączących podstawę morską z odbiorcami w głębi lądu, koszt infrastruktury elektrycznej znacznie wzrasta w dalszej odległości od wybrzeża. W tym kontekście konwersja energii wiatrowej na wodór na morzu jest uważana za realną alternatywę dla kosztownej infrastruktury elektrycznej. Wodór umożliwia transport wytworzonej energii na duże odległości za pomocą rurociągów lub statków w postaci sprężonego gazu lub skroplonej; koszty są niższe niż te wymagane do budowy sieci przesyłowej wysokiego napięcia (Jang, Kim, Kim, & Kang, 2022). Kable energetyczne mają również wyższe straty przesyłowe niż rurociągi wodorowe (Vestheim, 2022). Dedykowane morskie farmy wiatrowe do produkcji wodoru są atrakcyjną opcją, ponieważ systemy te mogą

być instalowane w dowolnym miejscu o dobrych warunkach wietrznych bez konieczności podłączenia do sieci energetycznej i mogą produkować wodór bez użycia paliw kopalnych lub emisji gazów cieplarnianych (Dinh i in., 2021). Morskie projekty wiatrowe dedykowane produkcji zielonego wodoru mogą oferować znaczną przewagę kosztową nad projektami wykorzystującymi energię elektryczną bezpośrednio z sieci. Wynika to częściowo z możliwości redukcji kosztów w przypadku ograniczenia lub wyeliminowania przesyłu (Ibrahim i in., 2022). Wprowadzanie do sieci mocy z dużych zgrupowań farm morskich oraz farm lądowych będzie się wiązało z niebezpieczeństwem występowania przeciążeń linii wysokiego napięcia (Brodacki, D i in., 2021). Wykorzystanie energii odnawialnej do produkcji i magazynowanie wodoru może więc zapewnić bardziej elastyczne i zrównoważone działanie całego systemu energetycznego (Teien, 2022). Istnieją również wady wykorzystania morskiej energii wiatrowej do produkcji wodoru. Morska energetyka wiatrowa charakteryzuje się wyższym poziomem kosztu energii elektrycznej (LCOE) niż fotowoltaika i lądowa energetyka wiatrowa (Stori, 2021).

Rozwój MEW gwarantuje wykorzystanie potencjału technologii wodorowych w Polsce. Wykorzystanie zielonego wodoru w energetyce, transporcie i przemyśle będzie w Polsce możliwe przy założeniu wykorzystania do produkcji wodoru OZE, w tym głównie morskiej energii wiatrowej z uwagi na jej ogromny potencjał. Zatem warunkiem nadrzędnym umożliwiającym rozwój gospodarki opartej o zielony wodór jest dostęp do odpowiednich mocy zainstalowanych w OZE (Pogorzelski i in., 2022). Umożliwi to wydzielenie części potencjału OZE o największym wskaźniku wykorzystania mocy zainstalowanej (morska energetyka wiatrowa) do bezpośredniej produkcji wodoru, bez uwzględniania potrzeb bilansowych systemu elektroenergetycznego (Brodacki, D i in., 2021).

## **2.5. Metody wytwarzania zielonego wodoru**

### **2.5.1. Ogólna charakterystyka elektrolizy wody**

Aby w pełni wykorzystać zalety wodoru jako nośnika energii dla środowiska, wodór będzie musiał być wytwarzany z odnawialnych i zrównoważonych źródeł energii, takich jak energia słoneczna, wiatrowa, pływowa lub energia fal. Wodór wytwarzany przy użyciu odnawialnych źródeł energii jest często nazywany wodorem odnawialnym. Postęp w technologii odnawialnego wodoru będzie niezbędny do zwiększenia zdolności produkcyjnej

(Burton i in., 2021). Zielony wodór jest wytwarzany w procesie elektrolizy wody, przy użyciu wyłącznie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Zgodnie z definicją zawartą w unijnej dyrektywie w sprawie odnawialnych źródeł energii (RED) oznacza to "energię pochodzącą z odnawialnych źródeł niekopalnych, takich jak energia wiatrowa, słoneczna, aerothermalna, geothermalna, hydrothermalna i oceaniczna, hydroenergia, biomasa, gaz wysypiskowy, gaz z oczyszczalni ścieków i biogazy" (Widera, 2020). Elektroliza wymaga zarówno wody, jak i energii elektrycznej. Do wytworzenia 1 kg  $H_2$  potrzeba około 9 l wody, co daje 8 kg tlenu jako produktu ubocznego (Pawłowski i in., 2023). Reakcje rozszczepiania wody i reaktory elektrolizy były szeroko badane pod koniec XIX wieku w związku z powstaniem elektrochemii. Elektroliza wody jest jedną ze szczególnie wydajnych technik produkcji wodoru. Jednak obecnie tylko około 4 %  $H_2$  można pozyskać za pomocą technologii elektrolizy, głównie ze względów ekonomicznych (Shiva Kumar & Himabindu, 2019), (Calise, 2022). Przewiduje się, że wartość ta wzrośnie w kolejnych latach, ze względu na zwiększenie wykorzystania zrównoważonej energii (wiatrowej, słonecznej i jądrowej). Co więcej, technologia elektrolizy wody ma wiele zalet, takich jak wysoka wydajność ogni w i doskonała szybkość produkcji  $H_2$  przy wyjątkowej czystości, co stanowi dodatkowe korzyści dla jej dalszego przekształcania w energię elektryczną za pomocą niskotemperaturowych ogni paliwowych (Vinodh i in., 2023).

Liczne publikacje wskazują, że produkcja wodoru z wykorzystaniem energii odnawialnej i wody ma bardzo duży potencjał rozwojowy. Rozwój odnawialnych źródeł energii bezpośrednio przyczynia się do dużego zainteresowania współczesnych naukowców możliwościami, jakie daje produkcja i zastosowanie zielonego wodoru (Zaik & Werle, 2023). Obecnie elektroliza wody jest praktycznym sposobem produkcji wodoru z wody bez użycia paliw kopalnych (Chakik i in., 2017). Aby stworzyć gospodarkę bezemisyjną i przyjazną dla środowiska, uważa się, że niezbędne jest wykorzystanie elektrolizy wody do produkcji wodoru oraz opracowanie rozwiązań dla jego rozproszonego wytwarzania (Grigoriev i in., 2020). Elektroliza jest wykorzystywana najchętniej tam, gdzie wymagana jest wysoka czystość wodoru. Koszt wytworzenia jednego kilograma wodoru w procesie elektrolizy składa się w ponad 70 % z ceny energii elektrycznej pozyskanej do całego procesu, a elektroliza jest niestety metodą energochłonną (Kupecki i in., 2020). Największą zaletą elektrolizy jest możliwość jej stosowania przy wykorzystaniu energii ze źródeł odnawialnych. Dzięki temu nie generuje ona niepożądanych produktów ubocznych, przede wszystkim bezpośrednich emisji  $CO_2$ . Stosowanie elektrolizerów daje też duże możliwości w zakresie

sterowania wielkością produkcji wodoru bez przerywania tego procesu, w zależności od bieżących potrzeb i możliwości magazynowania surowca (Brodacki, D i in., 2021). W 2020 r. w Europie moc elektrolizerów miała wartość 1,2 GW rocznie. Przewiduje się, że globalna moc elektrolizerów osiągnie prawie 70 GW do 2030 r. Jeśli UE ma osiągnąć swój cel 40 GW elektrolizerów do 2030 r., konieczne jest zwiększenie mocy produkcyjnych. Aby zapewnić, że podaż elektrolizerów będzie w stanie zaspokoić prognozowany popyt, potrzebne będą zakłady produkcyjne o skali gigawatowej (Stori, 2021). Jednym z podejść, które może zwiększyć wydajność i opłacalność odnawialnego wodoru, jest zwiększenie wydajności elektrolizy wody (Burton i in., 2021). Kluczowym wyzwaniem jest jednak dostęp do tańszej energii elektrycznej, która powinna kosztować 10 – 20 EUR/MWh, żeby produkcja wodoru z elektrolizy stała się konkurencyjna (Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r., 2021).

Elektroliza to proces chemiczny, w którym energia elektryczna jest wykorzystywana do rozszczepienia wody na jej cząsteczki składowe, wodór i tlen. Elektrolizer składa się z katody i anody oddzielonych elektrolitem. Po podłączeniu prądu elektrycznego woda ulega rozszczepieniu: na katodzie wytwarzany jest wodór, a na anodzie tlen. Typowa wartość zużycia energii elektrycznej wynosi 56 kWh/kg wyprodukowanego H<sub>2</sub> (Thema i in., 2019), (Calado & Castro, 2021), (Möller & Krauter, 2022), (Muhammed i in., 2023), (Beschkov & Ganey, 2023).

Technologie elektrolizy różnią pod względem koncepcji i materiałów, w tym różnic w przewodnictwie jonowym i specyfice zachodzących reakcji. Niemniej jednak, każda technologia ma tę samą podstawę, na którą składają się: elektrolit odpowiedzialny za przewodnictwo jonowe, elektrodę tlenową odpowiedzialną za reakcję wydzielania tlenu (OER) oraz elektrodę wodorową odpowiedzialną za reakcję wydzielania wodoru (HER). Oprócz trzech podstawowych komponentów niezbędnych elektrochemicznie, praktyczne systemy wymagają ponadto połączenia wzajemnego (płytki dwubiegunowej), aby zapewnić separację między powtarzającymi się ogniwami i odpowiednie obramowanie oraz uszczelki, aby zapobiec wyciekom, jednocześnie ułatwiając transport wytwarzanych gazów z poszczególnych ogniw (Zhao i in., 2020). Dostępne są różne technologie elektrolizy wody, zarówno w skali laboratoryjnej, jak i przemysłowej – różnią się one głównie rodzajem elektrolitu zastosowanego w ogniwach (Grigoriev i in., 2020). Opcjonalną metodą elektrolizy, szczególnie korzystną dla krajów borykających się z niedoborem słodkiej wody, jest elektroliza słonej wody. Do tej pory produkcja wodoru bezpośrednio z wody morskiej za pomocą elektrolizy wiązała się z trudnościami wynikającymi z pojawienia się znacznych

ilości chloru jako produktu reakcji chemicznej (Widera, 2020). Jednym z najbardziej obiecujących podejść jest elektroliza wody morskiej w ogniwie  $H_2/O_2$  z wykorzystaniem elektrod tlenoselektywnych. Dzięki najnowszym technologiom elektroliza może być przeprowadzana bezpośrednio przy użyciu wody morskiej, w bezpiecznym dla środowiska procesie napędzanym energią słoneczną, w szybszym tempie niż obecna elektroliza wody słodkiej (Widera, 2020).

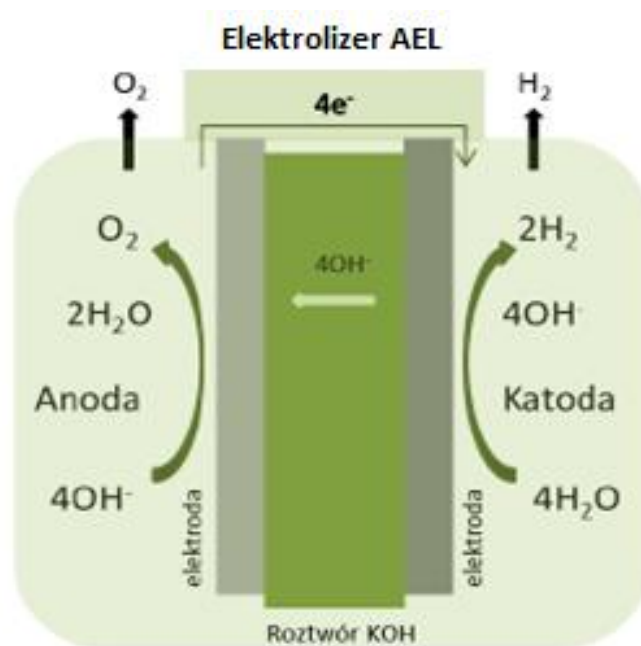
Technologia elektrolizy wody obejmuje 4 główne typy elektrolizerów: alkaliczne (AEL), z membraną wymiany protonów (PEM), z membraną anionowymienną (AEM) oraz elektrolizery stałotlenkowe (SOEC) (Grigoriev i in., 2020), (Burton i in., 2021), (Panić i in., 2022), (Akdağ, 2023). Elektrolizery alkaliczne (AEL) i membrany wymiany protonów (PEM) są najbardziej dojrzałymi i komercyjnie dostępnymi technologiami, natomiast ogniwa elektrolizy stałotlenkowe i z membraną wymiany anionów charakteryzują się niższym poziomem dojrzałości technologicznej (Pierozzi i in., 2022). W kolejnych podrozdziałach zostaną szczegółowo omówiono wszystkie dostępne technologie elektrolizerów.

### **2.5.2. Elektroliza alkaliczna**

Elektroliza alkaliczna (AEL) jest dojrzałą technologią, która została zastosowana do produkcji wodoru w skali MW już na początku XX wieku. Podstawowy projekt konfiguracji AEL składa się z dwóch lub więcej elektrod, które zanurzone są w ciekłym elektrolicie oddzielnym separatorem membranowym. Porowate membrany na bazie azbestu były używane przez wiele dziesięcioleci, aż do połowy lat 70. XX wieku, zanim zostały zakazane ze względu na zagrożenie dla zdrowia. Ponieważ azbest jest materiałem toksycznym, a także przepuszcza pęcherzyki gazu, jako alternatywy opracowano różne alternatywne materiały do budowy membran (Grigoriev i in., 2020). Elektrolyt to zwykle wodny roztwór wodorotlenku potasu lub sodu (Grigoriev i in., 2020). Jest on cyrkulowany w celu usunięcia pęcherzyków gazu produktu i ciepła albo przez pompy, albo przez naturalną cyrkulację z powodu gradientów temperatury i wyporu pęcherzyków gazu (Buttler & Spliethoff, 2018). Elektrody mają przyłożony do nich potencjał elektryczny, który indukuje prąd stały (DC), który przepływa przez elektrolit. Gdy energia jest wystarczająco wysoka, woda dysocjuje na gazowy wodór i tlen. (Burton i in., 2021). Postęp w projektowaniu ogniw doprowadził do bardziej elastycznej technologii AEL. Jest to ważne i użyteczne, zwłaszcza gdy ogniwo/stos jest zasilane przez wahające się odnawialne źródła energii (Grigoriev i in., 2020).



Elektroliza alkaliczna jest elektrochemiczną techniką rozszczepiania wody w obecności energii elektrycznej. Elektrochemiczne rozszczepianie wody składa się z dwóch indywidualnych reakcji, takich jak reakcja wydzielania wodoru (HER) na katodzie i reakcja wydzielania tlenu (OER) na anodzie (Shiva Kumar & Lim, 2022). Elektroliza alkaliczna działa w niższych temperaturach, takich jak 30 – 80 °C, z wodnym roztworem (KOH/NaOH) jako elektrolitem, którego stężenie wynosi około 20 % do 30 %. W procesie elektrolizy wody alkalicznej jako elektrody stosowane są membrany azbestowe i materiały niklowe. Membrana znajdująca się w środku ogniwa oddziela katodę i anodę również oddziela wytwarzane gazy od ich odpowiednich elektrod i zapobiega mieszanii się powstających gazów w procesie elektrolizy (Shiva Kumar & Himabindu, 2019). Podczas procesu elektrolizy alkalicznej, początkowo po stronie katody, dwa mole roztworu alkalicznego są redukowane w celu wytworzenia jednego mola wodoru ( $H_2$ ) i dwóch moli jonów hydroksylowych ( $OH^-$ ). Wytworzony  $H_2$  można wyeliminować z powierzchni katodowej, a pozostałe jony hydroksylowe ( $OH^-$ ) są przenoszone między anodą a katodą przez porowaty separator na stronę anodową. Na anodzie jony hydroksylowe ( $OH^-$ ) są uwalniane, tworząc 1/2 cząsteczki tlenu ( $O_2$ ) i jedną cząsteczkę wody ( $H_2O$ ). Głównymi komponentami ogniwa do elektrolizy wody alkalicznej są odpowiednio membrany/separatory, kolektory prądu (warstwa dyfuzyjna gazu), płyty separatora (płyty dwubiegunowe) i płyty końcowe (Shiva Kumar & Lim, 2022). Schemat i zasadę działania elektrolizera alkalicznego przedstawiono na rysunku 2.16.:



Rysunek 2.16. Schemat elektrolizera alkalicznego. Źródło: (Kupecki i in., 2020).

Jakość produktu gazowego mieści się zwykle w zakresie 99,5 – 99,9 % dla  $H_2$  i 99 – 99,8 % dla  $O_2$ , którą można zwiększyć do ponad 99,999 % przez katalityczne oczyszczanie gazu (odtleniacz). Strumienie ługu z obu stron muszą zostać zmieszane przed wejściem do elektrolizera, aby zapobiec odpowiedniemu rozcieńczeniu lub stężeniu strumieni elektrolitu. Powoduje to zanieczyszczenie gazów produktowych z powodu strumieni elektrolitu przenoszących rozpuszczone gazy, gdyż separatory mogą usuwać tylko pęcherzyki gazu. Krytycznego zanieczyszczenia (mieszanina palna) w ładunku częściowym unika się poprzez odpowiednią kontrolę cyrkulacji ługu, co ma miejsce automatycznie w przypadku cyrkulacji naturalnej (Buttler & Spliethoff, 2018). Konwencjonalny elektrolizer AEL (z płynnym elektrolitem) ma pewne ograniczenia operacyjne. W szczególności maksymalna gęstość prądu jest zwykle ograniczona do  $< 0,45 \text{ A/cm}^2$ . Dzieje się tak, ponieważ przy podwyższonych gęstościach prądu generowane pęcherzyki są gazu, które mają tendencję do pływnięcia w górę wzdłuż powierzchni elektrody, które mogą tworzyć ciągłą i nieprzewodzącą warstwę gazu na całej powierzchni elektrody (Grigoriev i in., 2020).

Systemy AEL są łatwo dostępne, trwałe i charakteryzują się stosunkowo niskimi kosztami kapitałowymi ze względu na unikanie metali szlachetnych i stosunkowo dojrzałych elementów komina. Jednak niska gęstość prądu i ciśnienie robocze mają negatywny wpływ na rozmiar systemu i koszty produkcji wodoru (Buttler & Spliethoff, 2018). Również dynamiczna praca (częste rozruchy i zmienny pobór mocy) jest ograniczona i może negatywnie wpływać na wydajność systemu i czystość gazu. Dlatego rozwój koncentruje się na zwiększaniu gęstości prądu i ciśnienia roboczego, a także na projektowaniu systemu pod kątem dynamicznej pracy, aby umożliwić na przykład pracę z nieciągłymi źródłami odnawialnymi (Schmidt i in., 2017).

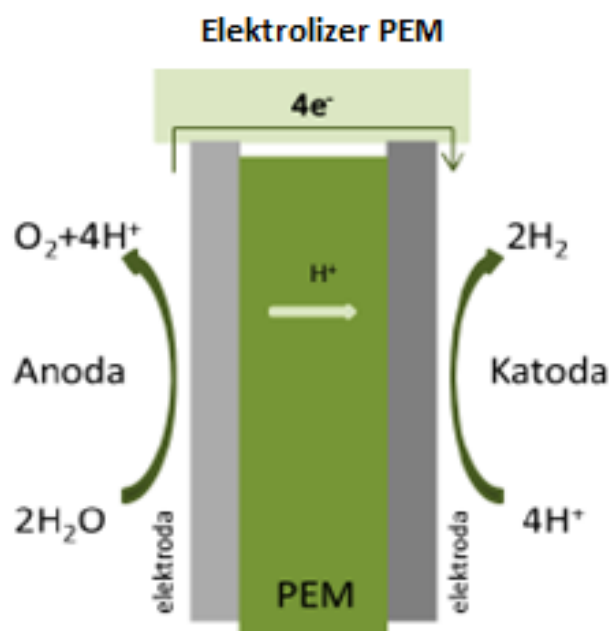
### **2.5.3. Elektroliza PEM**

Elektroliza z membraną polimerowo-elektrolitową lub membraną do wymiany protonów (PEM), czasami nazywana również elektrolizą polimeru stałego (SPE), została wprowadzona przez firmę General Electrics w latach sześćdziesiątych XX wieku (Buttler & Spliethoff, 2018). Elektroliza z wykorzystaniem technologii PEM działa na podobnej zasadzie jak AEL natomiast zamiast ciekłego elektrolitu stosowana jest stała membrana. Dodatkowo w elektrolizie PEM uzdatniona woda o wysokiej czystości jest wprowadzana na stronę anodową elektrolizera, a pomiędzy elektrodami przykładany jest potencjał elektryczny (Burton i in.,

2021). PEM jest preferowaną technologią elektrolizy wody do eksploatacji z odnawialnymi źródłami energii (Shiva Kumar & Himabindu, 2019), (Grigoriev i in., 2020).

Ogniwo do elektrolizy wody PEM to ogniwo elementarne jest dość zwarte (w większości przypadków o grubości 5 – 7 mm) i ograniczone dwiema płytami końcowymi (5 – 50), zwykle wykonanymi z tytanu. Zespół elektrody membranowej (MEA) umieszczony pośrodku jest komponentem komórki rdzenia, w którym zachodzi rozszczepianie wody. Zwykle jest wykonany z cieniej (90 – 200 mm grubości) membrany polimerowej przewodzącej protony z kwasu perfluorosulfonowego (PFSA), sprzedawanej pod różnymi nazwami handlowymi: Nafion®, Fumapem®, Flemion® i Aciplex®. Po każdej stronie umieszczona jest porowata warstwa katalityczna. Warstwy katalizatora można nakładać bezpośrednio na membranę lub, alternatywnie, na każdą z dwóch porowatych warstw transportowych umieszczonych przy MEA, aby sprzyjać jednorodnemu rozprowadzeniu bieżących linii (Grigoriev i in., 2020). Zespoły elektrod membranowych składają się z membrany, roztworu jonomeru i elektrokatalizatorów anodowo-katodowych, które odpowiadają za 24 % całkowitego kosztu ogniwa (Shiva Kumar & Himabindu, 2019). Katalizatory elektrolityczne, takie jak platyna i pallad, są wyjątkowo reaktywnymi metalami szlachetnymi wykorzystywanymi do generowania wodoru (HER) na katodzie, podczas gdy tlenek irydu i tlenek rutenu generują tlen (OER) na katodzie (Mosca, 2023). Podczas procesu elektrolizy wody PEM, woda jest elektrochemicznie rozdzielana na wodór i tlen. W tym procesie, początkowo po stronie anody cząsteczka wody jest rozkładana w celu wytworzenia tlenu ( $O_2$ ) i protonów ( $H^+$ ) oraz elektronów ( $e^-$ ). Wytworzony tlen jest eliminowany z powierzchni anodowej, a pozostałe protony są przenoszone przez membranę przewodzącą proton do strony katody, a elektrony są przenoszone przez zewnętrzny obwód do strony katody. przez obwód zewnętrzny do strony katody. Po stronie katody protony i elektrony protony i elektrony rekombinują, tworząc gaz  $H_2$  (Shiva Kumar & Himabindu, 2019), (Bacquart i in., 2021), (Shiva Kumar & Lim, 2022).

Schemat i zasadę działania elektrolizera typu PEM prezentuje poniższy rysunek:



Rysunek 2.17. Schemat Elektrolizera typu PEM. Źródło: (Kupecki i in., 2020).

Kluczowe zalety PEM to wysoka gęstość mocy i wydajność ogniw, dostarczanie silnie sprężonego i czystego wodoru oraz elastyczne działanie (Schmidt i in., 2017). Polimerowa membrana elektrolityczna charakteryzuje się bardzo niskim przenikaniem poprzecznym, dając wodór o czystości wyższej niż AEL, zwykle powyżej 99,99 %. Elektroliza PEM charakteryzuje się kompaktową konstrukcją modułową ze względu na elektrolit stały i wysoką gęstość prądu w porównaniu z AEL. Wspomaga to wysokociśnieniową elektrolizę PEM. Strukturalne właściwości stałego elektrolitu pozwalają również na dużą różnicę ciśnień między wodorem a tlenem (obecnie donosi się o stosach pracujących przy ciśnieniu różnicowym do 350 barów) (Buttler & Spliethoff, 2018). Niskotemperaturowe procesy elektrolizy oparte na technologii PEM mogą być wykorzystywane do tworzenia dużych, wydajnych systemów (1 – 100 MW). Ze względu na zastosowanie gęstych membran jako elektrolitu i możliwość integracji z katalizatorami rekombinacji, systemy mogą pracować z mocą 0 – 100 %. Jednak w obiektach technicznych dolny próg jest ograniczony do około 5 % mocy nominalnej ze względu na wewnętrzne zużycie komponentów. W szczególności wysokie napięcie na elektrodzie tlenowej stanowi wyzwanie dla rozwoju materiałów i jest częściowo odpowiedzialne za straty energii w systemach (Emonts i in., 2022).

Przykłady wybranych, dostępnych komercyjnie systemów elektrolizy typu PEM wody zebrano w poniższej tabeli:

Tabela 2.4. Charakterystyka wybranych modeli elektrolizerów PEM

| Producent    | Model elektrolizera | Zakres ciśnień [bar] | Wskaźnik produkcji [ $\text{m}^3 \text{H}_2/\text{h}$ ] | Zakres mocy [%] | Jednostkowe zużycie energii [ $\text{kWh}/\text{m}^3$ ] |
|--------------|---------------------|----------------------|---------------------------------------------------------|-----------------|---------------------------------------------------------|
| Siemens      | Sylizer 100         | 50                   | 22 – 44                                                 | 5-100           | 5,4                                                     |
|              | Sylizer 200         | 35                   | 225                                                     | 5-100           | 4,3                                                     |
|              | Sylizer 300         | –                    | 1112 – 22 246                                           | 5-100           | 4,7                                                     |
| ITM Power    | HGAS1SP             | 20                   | 122                                                     | –               | 5,8                                                     |
|              | HGAS3SP             | 30                   | 400                                                     | –               | 5,1                                                     |
| NEL Hydrogen | C Series            | 30                   | 10 – 30                                                 | 0 – 100         | 6,2 – 5,8                                               |
|              | M Series            |                      | 246 – 492                                               | 10 – 100        | 4,5                                                     |
| Hydrogenics  | HyLyzer ®           | 2,75 – 5,5           | 1 – 2                                                   | –               | 6,7                                                     |
| Giner        | 40                  | 89                   | 112                                                     | –               | –                                                       |

Źródło: (Emonts i in., 2022).

Głównym powodem wysokiej ceny elektrolizerów PEM jest znaczna ilość platyny potrzebnej do budowy stosu elektrolizera (Calado & Castro, 2021). Technologia PEM wykorzystuje elektrokatalizatory z rzadkich pierwiastków występujących głównie w RPA i Rosji, czego główną konsekwencją są wysokie koszty i ich nieprzewidywalne wahania. W przypadku katalizatora elektrody tlenowej tlenek irydu ( $\text{IrO}_2$ ) jest jedynym znanym aktywnym i stabilnym materiałem w warunkach kwasowych i silnie utleniających obecnych w ogniwie. Ponieważ iryd występuje rzadko i jest pozyskiwany głównie jako produkt uboczny wydobycia platyny, znaczące badania poświęcono optymalizacji warstw katalizatora w celu zmniejszenia zawartości irydu (Zhao i in., 2020). Ponadto elektroliza PEM opiera się na polimerach na bazie fluoru, które mają duży wpływ na środowisko ze względu na emisje fluorowęglowodorów (Mosca, 2023). Kolejnym wyzwaniem w przypadku elektrolizy PEM, są wymagania wody o dużej czystości, niezbędnej do reakcji elektrolizy. Niewystarczająca czystość wody zasilającej jest jednym z głównych czynników przyczyniających się do degradacji stosu w elektrolizerze wodnym PEM. Niska czystość wody może prowadzić do gromadzenia się zanieczyszczeń, co skutkuje zwiększoną rezystancją omową i degradacją, a tym samym zwiększa ryzyko awarii (Vestheim, 2022).

Elektroliza PEM znajduje się obecnie w fazie rozwoju, w której moc bezwzględna systemów ma być dalej zwiększana. Najwydajniejsze systemy są obecnie oferowane przez firmy Siemens, NEL Hydrogen i ITM. Badania wykazały, że dla zoptymalizowanych kosztów elektrolizerów PEM w zakresie MW w 2030 r. można oczekiwać kosztów inwestycyjnych na

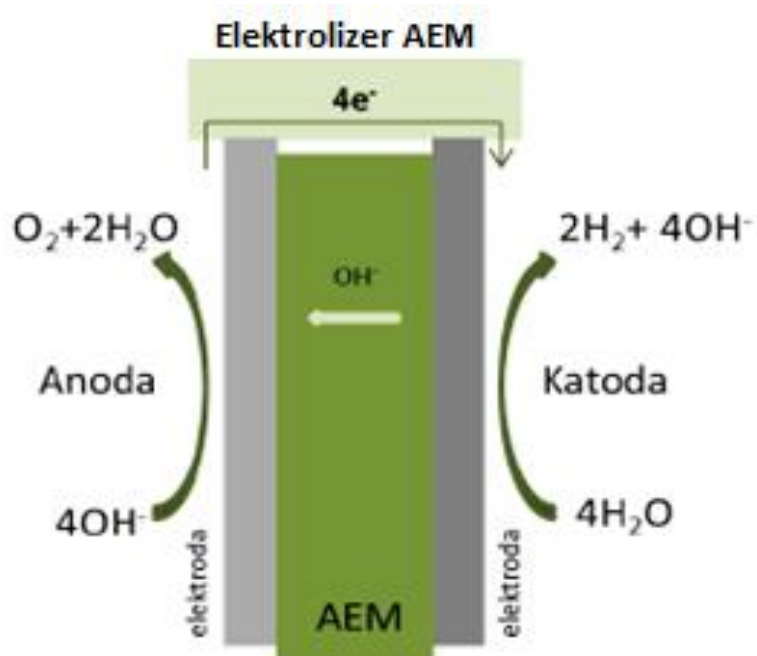
poziomie 585/kW (około cztery razy niższych niż obecne koszty) (Emonts i in., 2022). Jednak w 2030 i 2050 r. na LCOH wielkoskalowych systemów elektrolizerów PEM znaczący wpływ będą miały zmiany cen energii elektrycznej i wskaźników wykorzystania (Benalcazar & Komorowska, 2022). Oczekuje się, że w ciągu najbliższych 5 do 10 lat nastąpi znaczny postęp technologiczny w zakresie nowatorskiego stosu PEM. Stos ten znajduje się obecnie na poziomie TRL od 3 do 7. Rozwój ten doprowadzi do przyszłych projektów stosów, które znacznie przewyższą najnowsze stosy przy gęstości prądu 3,5 A/cm<sup>2</sup> przy sprawności stosu wynoszącej prawie 80 %. Istnieje potrzeba obniżenia kosztów i zminimalizowania wykorzystania rzadkich materiałów, przy jednoczesnym zwiększeniu popytu i poprawie żywotności stosów, a w szczególności elektrod (van't Noordende & Ripson, 2022).

#### **2.5.4. Elektroliza AEM**

AEM to najnowsza technologia elektrolizy wody, napędzana głównie przez elektrochemiczne zastosowania do produkcji wodoru w ciągu ostatnich kilku lat. Elektrolizery AEM łączą w sobie zalety elektrolizerów alkalicznych i PEM (El-Shafie, 2023b). Główną różnicą między elektrolizą alkaliczną a elektrolizą wody AEM jest zastąpienie konwencjonalnych membran (azbestowych) membraną anionowymienną w elektrolizie wody alkalicznej (Shiva Kumar & Lim, 2022). Umożliwia to pracę przy wyższych gęstościach prądu i zachowując możliwość zastosowania katalizatorów metali nieszlachetnych (Falcão, 2023). Ogniwa elektrolizy AEM wykorzystują membrany anionowymienne i dwie elektrody oparte na katalizatorach metali przejściowych z wodą destylowaną lub roztworami alkalicznymi o niskim stężeniu (Noor Azam i in., 2023).

Elementy ogniwa do elektrolizy wody AEM to odpowiednio membrana (separator), materiały elektrod, kolektory prądu (warstwa dyfuzyjna gazu), płyty separatora (płyty dwubiegunowe) i płyty końcowe (Shiva Kumar & Lim, 2022). Membrana anionowymienna jest sercem systemów AEM, które mogą znacznie poprawić strategię elektrod i skrócić organizację gazu (Vinodh i in., 2023). Typowe membrany anionowymienne to czwartorzędowe membrany jonowymienne amoniowe, tj. odpowiednio Sustanion®, Fumasep®, Fumatech®. Powszechnie stosowanymi materiałami elektrod anodowych i katodowych są elektrokatalizatory oparte na metalach przejściowych, w szczególności niklu i stopach NiFeCo. Pianka niklowa/porowata siatka niklowa i tkanina węglowa są stosowane jako warstwy dyfuzyjne gazu anodowego i katodowego. Płyty separacyjne ze stali nierdzewnej i

niklowanej stali nierdzewnej są używane odpowiednio jako płyty bipolarne i końcowe (Shiva Kumar & Lim, 2022). Reakcja elektrochemiczna składa się z dwóch reakcji półogniw: reakcji wydzielania wodoru (HER) i reakcji wydzielania tlenu (OER). Początkowo, po stronie katody, cząsteczka wody jest redukowana w celu wytworzenia wodoru ( $H_2$ ) i jonów hydroksylowych ( $OH^-$ ) poprzez dodanie dwóch elektronów. Wodór jest uwalniany z powierzchni katody, a jony hydroksylowe ( $OH^-$ ) są dyfundowane przez membranę jonowymienną do anody dzięki dodatniemu przyciąganiu anody, podczas gdy elektrony są transportowane przez obwód zewnętrzny do anody. Po stronie anody jony hydroksylowe rekombinują jako cząsteczki wody i tlenu, tracąc elektrony. Wytworzony tlen jest uwalniany z anody (Shiva Kumar & Lim, 2022), (Vinodh i in., 2023). Schemat i zasadę działania elektrolizera typu AEM przedstawia poniższy rysunek:



Rysunek 2.18. Schemat elektrolizera typu AEM. Źródło: (Kupecki i in., 2020).

Technologia elektrolizy AEM jest wciąż w fazie rozwoju i wymaga dalszych badań w celu zwiększenia wydajności energetycznej, stabilności membrany, przewodności jonowej, kosztu stosu i integracji katalizatora (Noor Azam i in., 2023). Głównym wyzwaniem związanym z AEMWE jest słabe zachowanie ogniów, w szczególności ich stabilność. Wzrost produktów membran anionowymiennych musi zachować kilka cech, a mianowicie zdolność wymiany anionów, trwałość, przewodnictwo anionowe, absorpcję wody i współczynnik

pęcznienia. Należy przeprowadzić podstawowe badania w celu określenia, w jaki sposób dochodzi do pozbawienia membrany anionowymiennej w określonej atmosferze roboczej i zaprojektować składniki pomocnicze (Vinodh i in., 2023). W ogniwach AEM można stosować nieszlachetne materiały katalityczne, co prowadzi do niższych kosztów produkcji wodoru. Jednak wydajność AEM jest nadal niska ze względu na słabą aktywność katalizatora i niższą przewodność membrany AEM. Technologia AEM wymaga znacznego rozwoju, aby mogła być wykorzystywana do produkcji  $H_2$  na skalę przemysłową w najbliższym czasie (El-Shafie, 2023b).

Elektroliza wody za pomocą membrany anionowymiennej (AEM) jest obiecującą metodą produkcji wodoru do magazynowania energii na dużą skalę i zastosowań w czystych paliwach ze względu na możliwość wykorzystania tanich metali ziemskich jako elektrokatalizatorów oraz zdolność do pracy z elektrolitami alkalicznymi o niskim stężeniu lub czystą wodą. AEM są zaprojektowane do pracy w warunkach alkalicznych, otwierając w ten sposób możliwość wykorzystania niedrogich elektrokatalizatorów z metali nieszlachetnych zarówno do reakcji wydzielania tlenu (OER), jak i wydzielania wodoru (HER). Jednak wydajność rozszczepiania wody w AEM jest obecnie niższa niż w PEM. Dlatego bardzo pożądane jest zwiększenie wydajności poprzez opracowanie nowych materiałów i zespołów elektrod membranowych (MEA). Co więcej, optymalizacja elektrod, AEM i MEA jest również niezbędna do zwiększenia wydajności i trwałości AEM (Gomez Vidales i in., 2023).

#### **2.5.5. Elektroliza SOEC**

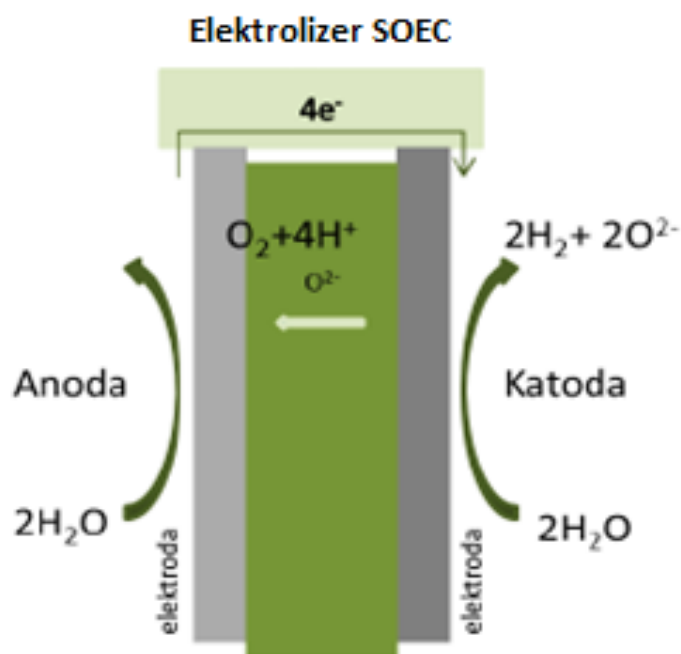
Rozwój elektrolizy stałotlenkowej został zapoczątkowany w USA w latach 70. XX wieku przez General Electric i Brookhaven National Laboratory, a następnie przez Dorniera w Niemczech (Buttler & Spliethoff, 2018), (Grigoriev i in., 2020). Elektroliza stałotlenkowa przebiega pod wysokim ciśnieniem i w wysokich temperaturach 500–900 stopni Celsjusza i wykorzystuje wodę w postaci pary (El-Shafie, 2023b). W procesie elektrolizy SOEC konwencjonalnie wykorzystuje się przewodniki  $O_2$ , które są głównie wykonane z tlenku cyrkonu stabilizowanego niklem / tlenkiem itru (Buttler & Spliethoff, 2018), (Shiva Kumar & Himabindu, 2019). W ostatnich latach SOEC cieszy się coraz większym zainteresowaniem ze względu na postęp w dziedzinie ogniw paliwowych ze stałym tlenkiem i rozwój scenariuszy energetycznych neutralnych pod względem emisji dwutlenku węgla. Praca w wysokiej



temperaturze zapewnia wyższą sprawność niż AEL lub PEM, ale wiąże się z poważnym wyzwaniem dla stabilności materiału. Korzyści w zakresie wydajności wynikają z lepszej kinetyki, termodynamiki sprzyjającej wykorzystaniu ciepła wewnętrznego w wyższej temperaturze oraz konwersji pary (Buttler & Spliethoff, 2018). Elektrolizery SOEC wykorzystują stałą ceramikę przewodzącą jony jako elektrolit (Schmidt i in., 2017). Obecne ogniwa do elektrolizy tlenków stałych są oparte na płaskich ogniwach paliwowych ze stałym tlenkiem, tj. ogniwa mogą działać odwracalnie. Zarówno ogniwa, jak i stosy są obecnie dostępne w handlu jako ogniwa wspomagane elektrolitem (Sunfire GmbH) i ogniwa wspomagane elektrodą paliwową (Haldor Topsøe, SOLIDpower, Fuel-Cell Energy, Elcogen) (Zhao i in., 2020). Gęstości prądu w komercyjnych stosach mają wartości rzędu od 500 mA/cm<sup>2</sup> do 1000 mA/cm<sup>2</sup> (Zhao i in., 2020). Woda zasilająca lub para są wstępnie podgrzewane w rekuperatorze. Ze względu na straty wymiennika ciepła i różnicę w pojemności cieplnej pary wodnej i gazowych produktów SOEC, para musi być dalej przegrzewana, aby osiągnąć temperaturę wejściową 700 – 900 °C. Ciepło jest dostarczane przez zewnętrzne źródło ciepła lub przez grzejnik elektryczny (Buttler & Spliethoff, 2018).

Ogniwo do elektrolizy wody z tlenków stałych składa się z trzech głównych elementów, takich jak dwie porowate elektrody (anoda i katoda) oraz gęsty elektrolit ceramiczny zdolny do przewodzenia jonów tlenkowych (O<sub>2</sub><sup>-</sup>) (Shiva Kumar & Lim, 2022). Najczęściej stosowanym elektrolitem jest stabilizowany tlenek cyrkonu (YSZ), który zawiera domieszki tlenku cyrkonu w gęstym materiale ceramicznym (sześcienna struktura krystaliczna stabilizowana przez dodanie tlenku cyrkonu), dzięki czemu elektrolit wykazuje stabilną i doskonałą wydajność w wyższych temperaturach (700 – 850 °C). Co więcej, elektrolit YSZ o wysokiej przewodności jonowej jest powiązany z dobrą stabilnością chemiczną i termiczną (Shiva Kumar & Lim, 2022), (El-Shafie, 2023b). Elektroda wodorowa jest zwykle wykonana jako heterogeniczna struktura zawierająca zarówno tlenek cyrkonu, jak i nikiel. W niektórych ogniwach stosuje się grubszą podtrzymującą elektrodę wodorową, która jest oparta na tych samych materiałach, chociaż domieszkowanie tlenku cyrkonu jest inne w tej warstwie, aby poprawić właściwości mechaniczne („stal ceramiczna”), a nie przewodnictwo jonowe. Elektroda tlenowa jest zwykle wykonana z peroskitów na bazie lantanu, takich jak ferryt lantanowo-strontowo-kobaltowy (LSCF) lub chromit lantanowo-strontowy (LSC). W niektórych komórkach dodaje się także cer w celu zwiększenia przewodnictwa jonowego i właściwości katalitycznych. Komórki są wykonane z proszków ceramicznych, które są formowane w warstwy przy użyciu organicznych nośników

(rozpuszczalniki, spoiwa, porofory) oraz różnych technik kształtowania (odlewanie taśmy, sitodruk, natrysk) (Zhao i in., 2020). Podczas procesu elektrolizy, początkowo po stronie katody, cząsteczka wody jest redukowana do wodoru ( $H_2$ ) i jonu tlenkowego ( $O_2^-$ ) poprzez dodanie dwóch elektronów. Wodór uwolniony z powierzchni katodowej i pozostały jon tlenkowy ( $O_2^-$ ) są przenoszone przez membranę jonowymienną na stronę anodową. Po stronie anody jony tlenkowe ( $O_2^-$ ) są dalej redukowane w celu wytworzenia tlenu i elektronów, a następnie wytworzony tlen jest uwalniany z powierzchni anodowej, a elektrony są przenoszone przez obwód zewnętrzny do strony katody dzięki dodatniemu przyciąganiu katody (Shiva Kumar & Lim, 2022). Schemat i zasadę działania elektrolizera typu SOEC przedstawiono na poniższym rysunku:



Rysunek 2.19. Schemat elektrolizera typu SOEC. Źródło: (Kupecki i in., 2020).

Potencjalne korzyści elektrolizy SOEC obejmują wysoką sprawność elektryczną, niski koszt materiałów oraz możliwość pracy w trybie odwróconym jako ogniwo paliwowe lub w trybie koelektrolizy, wytwarzając gaz syntezowy z pary wodnej i dwutlenku węgla (Schmidt i in., 2017), katody (Shiva Kumar & Lim, 2022). Ciekawą cechą SOEC jest zdolność koelektrolizy  $CO_2$  i pary wodnej do produkcji gazu syntezowego zawierającego  $H_2$  i  $CO$  do syntezy paliw. Innym interesującym zastosowaniem SOEC jest możliwość elastycznego działania pomiędzy ogniwem paliwowym a trybem elektrolizy (Buttler & Spliethoff, 2018).

Wysokotemperaturowa elektroliza parowa w SOEC charakteryzuje się także wysoką wydajnością produkcji wodoru. Niestety, wysokie temperatury zwiększają również szybkość degradacji elektrolitu i skracają żywotność SOEC (El-Shafie, 2023b). Dlatego obecne badania koncentrują się na stabilizacji istniejących materiałów składowych, opracowywaniu nowych materiałów i obniżaniu temperatury pracy elektrolizera, aby umożliwić komercjalizację tej technologii (Schmidt i in., 2017). Elektroliza SOEC jest najbardziej wydajna pod względem wykorzystania energii elektrycznej, ale wciąż jest w fazie rozwoju. Korozja, uszczelnienia, cykle termiczne i migracja chromu to główne wyzwania stojące przed tą technologią SOEC (Pawłowski i in., 2023).

#### **2.5.6. Porównanie metod elektrolizy wody**

Wymagania stawiane elektrolizerom do pracy z przerywanymi źródłami energii to przede wszystkim szybka reakcja elementów systemu umożliwiająca dynamiczną pracę; praca w niższym zakresie dynamicznym bez negatywnego wpływu na czystość gazu; i krótkie czasy rozruchu lub energooszczędna praca w trybie czuwania. Elektrolizery PEM wydają się najlepiej przystosowane do spełnienia tych wymagań (Schmidt i in., 2017). AEL jest obecnie najtańszą technologią o najwyższej żywotności stosów, co wynika z długiego czasu ich użytkowania w przemyśle (Odongo, 2021). Przewiduje się jednak, że wkrótce elektrolizery PEM staną się tańsze, a w dłuższej perspektywie absolutnie bezkonkurencyjne w porównaniu z elektrolizerami AEL. Elektrolizery SOE są zarówno obecnie, jak i w dającej się przewidzieć przyszłości najdroższą opcją (Brodacki, D i in., 2021). Najnowocześniejsze elektrolizery AEL charakteryzują się mocą rzędu MW, a ich dynamiczna reakcja jest wystarczająco szybka, aby nadążyć za wahaniami mocy z elektrowni odnawialnej. Jednak pomimo ostatnich postępów, technologia ta pozostaje mniej elastyczna, wymaga skomplikowanej konserwacji, charakteryzuje się niższą gęstością prądu i niższym ciśnieniem wyjściowym w porównaniu do elektrolizerów PEM (Pierozzi i in., 2022). Elektrolizery PEM wytwarzają również wodór o wyższej czystości (do 99,9999 %) i umożliwiają produkcję wodoru pod wyższym ciśnieniem (Grigoriev i in., 2020), (Baldi i in., 2022). Standardowe ciśnienie komercyjnych elektrolizerów AEL i PEM wynosi w większości przypadków poniżej 30 – 50 barów. Elastyczność jest definiowana przez możliwy zakres obciążenia (minimalne obciążenie i możliwość przeciążenia), gradienty obciążenia, czas rozruchu i straty w trybie czuwania. Minimalne obciążenie AEL jest ograniczone do 10 – 40 % nominalnej produkcji wodoru ze

względem na boczną dyfuzję wodoru przez membranę, w wyniku czego powstaje mieszanina łatwopalna wodoru z tlenem. Elektrolizer AEL został zaprojektowany do zastosowań stacjonarnych i musi zostać dostosowany do nowych wymagań pod względem elastyczności pracy (Buttler & Spliethoff, 2018). Inne zalety elektrolizera PEM to kompaktowa konstrukcja, wysoka gęstość prądu, wysoka wydajność, mniejsza zajmowana powierzchnia i niższa temperatura pracy (Mosca, 2023). W połączeniu z odnawialnym źródłem energii, możliwość łatwego dostosowania mocy elektrolizera PEM do warunków i krótki czas rozruchu to dwie wspaniałe cechy, które pozwalają tej technologii maksymalnie wykorzystać nieciągłe źródła energii. W okresach wyłączenia, do utrzymania działania systemu wymagane są niewielkie ilości energii; jest to ważny fakt, który należy wziąć pod uwagę, jeśli elektrolizer pracuje na morzu lub jeśli nie będzie podłączony do sieci (Calado & Castro, 2021). Najbardziej wydajną elektrycznie technologią jest SOEC (Muhammed i in., 2023). Elektrolizer stałotlenkowy (SOEC), pomimo wysokiej wydajności i elastyczności, pracuje w bardzo wysokich temperaturach (700 do 900 °C), co przyczynia się do jego zmniejszonej trwałości (Calado & Castro, 2021). Technologia elektrolizera AEM jest najnowszą z czterech technologii. Ma ona na celu połączenie zalet PEM z zaletami elektrolizy AEL. Umożliwia ona stosowanie katalizatorów nieszlachetnych, komponentów niezawierających tytanu oraz, podobnie jak w przypadku PEM, pracę pod wyższym ciśnieniem (Pierozzi i in., 2022). Zarówno elektroliza stałotlenkowa i elektroliza anionowymienna (AEM) są wciąż w fazie rozwoju (Noor Azam i in., 2023). Porównanie charakterystyki pracy oraz właściwości poszczególnych rodzajów elektrolizerów zebrano w poniższej tabeli:

Tabela 2.5. Porównanie poszczególnych technologii elektrolizerów

| Parametr                                         | Elektrolizer AEL | Elektrolizer PEM | Elektrolizer SOEC | Elektrolizer AEM |
|--------------------------------------------------|------------------|------------------|-------------------|------------------|
| Temperatura pracy [°C]                           | 60 – 80          | 50 – 80          | 700 – 900         | 50 – 60          |
| Ciśnienie robocze [bar]                          | 10 – 30          | < 100; ok. 30    | 30 – 40           | 35               |
| Gęstość prądu [A/cm <sup>2</sup> ]               | 0,2 – 0,8        | 0,6 – 2          | 0,3 – 2           | 0,2 – 0,5        |
| Napięcie w ogniwie [V]                           | 1,8 – 2,4        | 1,8 – 2,2        | 0,7 – 1,5         | 1,8 – 2,2        |
| Zapotrzebowanie na energię [kWh/m <sup>3</sup> ] | 4,2 – 5,9        | 4,2 – 5,4        | 2,5 – 3,5         | 4,8 – 5,2        |
| Sprawność elektryczna [%]                        | 63 – 71          | 67 – 76          | 77 – 90           | 39               |
| Czas rozruchu                                    | 60 – 120         | 5 – 10           | > 60              | –                |

|                                                             |                  |                  |                           |        |
|-------------------------------------------------------------|------------------|------------------|---------------------------|--------|
| <i>cold start-up</i> [min]                                  |                  |                  |                           |        |
| Czas rozruchu<br><i>warm start-up</i> [min]                 | 1 – 5            | < 10 [s]         | < 15                      | –      |
| Produkcja wodoru<br>[kg/h]                                  | 360              | 360              | 67,5                      | > 18   |
| Zużycie uzdatnionej<br>wody [ $\text{l/m}_N^3 \text{H}_2$ ] | 0,9              | 0,9              | 850 [kg/h]<br>pary wodnej | 0,9    |
| Średnia powierzchnia<br>urządzenia [ $\text{m}^2$ ]         | 900 – 1400       | 500 – 1000       | 300                       | –      |
| Czystość wodoru<br>[%]                                      | 99,999           | 99,999           | 99,99                     | 99,999 |
| Czas eksploatacji ogniwa<br>[h]                             | 55 000 – 120 000 | 50 000 – 100 000 | 8000 – 40 000             | 30000  |

Źródło: (Chaczykowski & Osiadacz, 2016), (Schmidt i in., 2017), (Buttler & Spliethoff, 2018), (Grigoriev i in., 2020), (Zhao i in., 2020), (Burton i in., 2021), (Pierozzi i in., 2022), (Shiva Kumar & Lim, 2022), (El-Shafie, 2023b).

Technologia PEM opiera się w dużej mierze na rzadkich metalach szlachetnych, takich jak platyna i iryd, które są skoncentrowane w kilku lokalizacjach geologicznych, a mianowicie w RPA (73 %) i Rosji (11 %), które były dwoma największymi producentami platyny w 2018 roku (Siew Wan Cheng C., 2020), (Jang, Kim, Kim, Han, i in., 2022). Powoduje to, że elektroliza PEM jest znacznie bardziej kosztowna niż elektroliza alkaliczna. Dlatego jednym z głównych wyzwań w elektrolizie wody PEM jest obniżenie kosztów produkcji i utrzymanie jej wysokiej wydajności (Shiva Kumar & Himabindu, 2019). Innym zjawiskiem, jest migracja tlenu i wodoru, co może prowadzić do powstania mieszaniny wybuchowej oraz do degradacji elektrolizera. Wraz ze wzrostem ciśnienia następuje wzrost prędkości transportu wodoru (tlenu) przez membranę. Taki transport prowadzi do rekombinacji tlenu i wodoru na powierzchni elektrody i zmniejsza wydajność prądową elektrolizera. Podwyższone ciśnienie pracy może prowadzić do przyspieszonej degradacji membrany (Grigoriev i in., 2020).

Typowe problemy elektrolizerów SOEC to dość długa procedura włączania i wyłączania ze względu na różnicę we współczynnikach rozszerzalności cieplnej komponentów oraz dość szybka degradacja (do kilku procent w ciągu 1000 h) z powodu wysokiej temperatury pracy. Innym problemem jest niska przewodność ceramiki

przewodzącej jony, wymagająca podwyższonych temperatur ( $> 800\text{ }^{\circ}\text{C}$ ). Problem został częściowo rozwiązany poprzez opracowanie cienkich membran ceramicznych (Grigoriev i in., 2020), (El-Shafie, 2023b). Inny problem wynika z faktu, że tlen wytwarzany po stronie anody w tak podwyższonych temperaturach jest silnie korozyjny i może szybko degradować elementy ogniwa (Grigoriev i in., 2020).

Osiągnięcie wysokiej wydajności przez elektrolizery AEM jest wciąż na wczesnym etapie i będzie następować po dalszym rozwoju na dużą skalę i obniżenia kosztów produkcji. Chociaż membrany i elektrokatalizatory mają wyjątkowe właściwości, wydajność AEM jest niższa niż oczekiwana ze względu na straty alokacji masy, opory elektrochemiczne itp. (Vinodh i in., 2023). Większość obecnych AEM ma słabą stabilność termiczną i nie może pracować w temperaturze powyżej  $70\text{ }^{\circ}\text{C}$  przez długi czas, co ogranicza ich rozwój (Noor Azam i in., 2023). Ponadto, w zależności od środowiska pracy urządzenia, zachowanie elektrolizera AEM różni się, co wskazuje, że należy zweryfikować odpowiednio środowisko jego pracy, aby osiągnąć wyższą gęstość prądu i wymaganą trwałość (Vinodh i in., 2023).

Podsumowanie poszczególnych technologii elektrolizy wody zostało przedstawione w poniższej tabeli:

Tabela 2.6. Podsumowanie właściwości poszczególnych metod elektrolizy wody

| Parametr                     | Elektroliza AEL                                                              | Elektroliza PEM                                                                                                                                                        | Elektroliza SOEC                                                                                                                                                  | Elektroliza AEM                                                                                                                                   |
|------------------------------|------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Zaawansowanie technologiczne | Zaawansowa (TRL = 9)                                                         | Zaawansowa (TRL = 8 – 9)                                                                                                                                               | Demonstracyjna (TRL = 6 – 7)                                                                                                                                      | Laboratoryjna                                                                                                                                     |
| Koszt [€/kW]                 | 1000 – 2000                                                                  | 1800 – 2320                                                                                                                                                            | $> 2000$                                                                                                                                                          | -                                                                                                                                                 |
| Wpływ na środowisko          | Stosowanie Ni                                                                | Stosowanie Ni, Pt, fluorowanych materiałów membranowych                                                                                                                | -                                                                                                                                                                 | -                                                                                                                                                 |
| Zalety                       | Niski koszt, stabilność pracy elektrolizera, dostępne jednostki o dużej mocy | Wysoka czystość $\text{H}_2$ , szybki rozruch urządzenia, kompaktowość urządzenia, wysoka wydajność, elastyczność pracy, spadek jednostkowych kosztów ze wzrostem mocy | Najwyższa osiągalna wydajność, możliwość pracy w trybie odwróconym (jako ogniwo paliwowe/koelektroliza), pełna elastyczność, możliwość integracji z reaktorami do | Nie wymaga użycia metali szlachetnych, niekorozyjny elektrolit, stosunkowo niski koszt, wysokie ciśnienie robocze, kompaktowa konstrukcja systemu |

|              |                                                                                                                                                                                                                                                             |                                                                                                                             | metanizacji,<br>Fischera-Tropscha<br>(PtL) i in.                                                                                                                                     |                                                                                           |
|--------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|
| Wady         | Zagrożenie korozją,<br>niska czystość H <sub>2</sub> ,<br>wolny rozruch<br>zmienny pobór<br>mocy, niska gęstość<br>prądu, degradacja<br>elektrolitu przy<br>nienominalnych<br>parametrach pracy<br>brak dalszej redukcji<br>kosztów i poprawy<br>wydajności | Wysoki koszt<br>membran i elektrod,<br>wysokie ciśnienia<br>gazów; krótka<br>żywołność,<br>wymagana wysoka<br>czystość wody | Mała stabilność<br>pracy, degradacja<br>materiału pod<br>wpływem<br>wysokiej<br>temperatury,<br>krótka żywotność;<br>tlen wytwarzany<br>po stronie anody<br>jest silnie<br>korozyjny | Niska gęstość prądu,<br>niska przewodność<br>membrany, słaba<br>aktywność<br>katalizatora |
| Ograniczenia | Przygotowanie<br>systemu pod kątem<br>dynamicznej pracy<br>ze źródłami<br>odnawialnymi                                                                                                                                                                      | Wysoki koszt ze<br>względu na<br>wykorzystanie metali<br>ziem rzadkich                                                      | Nowa technologia<br>w fazie rozwoju                                                                                                                                                  | Technologia we<br>wcześniejszej fazie<br>rozwoju                                          |

Źródło: (Chaczykowski & Osiadacz, 2016), (Schmidt i in., 2017), (Buttler & Spliethoff, 2018), (Grigoriev i in., 2020), (Zhao i in., 2020), (Kupecki i in., 2020), (Brodacki, D i in., 2021), (Burton i in., 2021), (Emonts i in., 2022), (Vestheim, 2022), (El-Shafie, 2023b).

## 2.6. Systemy wielkoskalowej produkcji wodoru z OZE

### 2.6.1. Znaczenie i podział projektowanych systemów produkcji wodoru z OZE

Zainteresowanie morską produkcją zielonego wodoru stale rośnie, co potwierdza szereg inicjatyw prowadzonych przez niektóre z najważniejszych firm energetycznych i inżynierskich. Inicjatywy te wciąż jednak znajdują się na pionierskim etapie, a ich celem jest skala MW (Pierozzi i in., 2022). Wraz z publikacją strategii wodorowej, w Unii Europejskiej (UE) pojawiły się poważne plany stworzenia gospodarki wodorowej i rozwoju niezbędnych zdolności konwersji energii odnawialnej, w tym poprzez produkcję zielonego wodoru (Lüth, 2022). Planowane projekty morskiej energetyki wiatrowej i ich moce są zgrupowane w 19 grupach wzdłuż wybrzeży Morza Północnego i Bałtyckiego. Każdy klaster może łączyć się z istniejącą siecią lądową (Lüth, 2022). Scenariusze z niewielką liczbą lokalnych źródeł odnawialnych i znacznym importem H<sub>2</sub> będą preferować wyłącznie lądową technologię produkcji wodoru. Scenariusze z większą ilością lokalnej produkcji energii odnawialnej będą wykazywać większy stopień strukturalnej nadwyżki mocy energii odnawialnej. W tych scenariuszach interesujące może być przeniesienie produkcji wodoru na obszary morskie (North Sea Wind Power Hub, 2022). Każdy scenariusz wielkoskalowej produkcji wodoru

wymaga koncepcyjnego systemu, ograniczonego różnymi warunkami brzegowymi (Deutsche Energie-Agentur, 2022). W literaturze proponowane są trzy rodzaje systemów wielkoskalowej produkcji wodoru w oparciu o energię pozyskiwaną z OZE (Walavalkar, 2021), (Sæbø i in., 2021), (Stori, 2021), (Deutsche Energie-Agentur, 2022), (Nilsson, 2022):

- Produkcja i magazynowanie wodoru na lądzie: elektrolizery są instalowane na lądzie i zasilane energią elektryczną z morskich farm wiatrowych poprzez podłączenie do sieci elektroenergetycznej. Wytworzony wodór jest doprowadzany do lądowego rurociągu wodoru i następnie do lądowych magazynów;
- Scentralizowany system produkcji wodoru na morskiej platformie zintegrowanej z morską farmą wiatrową: elektrolizery są bezpośrednio podłączone do morskich farm wiatrowych i znajdują się na platformach morskich wraz z instalacjami odsalania wody morskiej. Wytworzony wodór jest doprowadzany do morskiego rurociągu wodorowego, który jest połączony z lądowym rurociągiem i następnie transportowany do lądowych magazynów;
- Zdecentralizowany system produkcji wodoru z wykorzystaniem elektrolizerów zintegrowanych z poszczególnymi turbinami na morskiej farmie wiatrowej: elektrolizery są połączone z indywidualnymi turbinami wiatrowymi, a wytworzony wodór jest transportowany rurociągami najpierw do platformy zbiorczej, a następnie do lądowych magazynów.

Konfiguracje te mają podobne zasady działania i główne komponenty, ale różnią się pod względem metodologii transportu, a tym samym kosztów (Nilsson, 2022).

Biorąc pod uwagę potencjał przyszłej skalowalności i rozbudowy, przyjęto zrównoważone podejście między modułowością, np. dla jednostek elektrolizera, a centralizacją, np. dla urządzeń pomocniczych (Pierozzi i in., 2022), (North Sea Wind Power Hub, 2022). Wiatr na morzu ma większą prędkość i jest bardziej spójny w porównaniu z energią wiatrową na lądzie, co czyni go bardziej atrakcyjnym zasobem do wytwarzania energii elektrycznej. Co więcej, rozwój pływających platform wiatrowych gwarantuje instalację na głębszych wodach, z dala od brzegu, gdzie zazwyczaj siła wiatru jest bardzo wysoka (Pierozzi i in., 2022). Środowisko morskie posiada znacznie więcej obszarów o większej powierzchni pod budowę instalacji produkcyjnych w porównaniu z lądem i posiada znacznie większe zasoby wody do elektrolizy (po odpowiednim uzdatnieniu i odsalaniu) (Pierozzi i in., 2022). Ponadto tempo wzrostu wielkości morskich parków energii odnawialnej



jest szybsze niż infrastruktury sieciowej, co skutkuje wytwarzaniem energii przekraczającym możliwości infrastruktury. W tych scenariuszach wodór stanowi ważne rozwiązanie pozwalające wykorzystać nadmiar dostępnej energii (Pierozzi i in., 2022).

W kolejnych podrozdziałach zostaną szczegółowo omówione poszczególne rodzaje systemów produkcji wodoru w oparciu o odnawialne źródła energii.

### **2.6.2. System produkcji wodoru na lądzie**

System ten koncentruje się na technice produkcji wodoru w instalacji elektrolizy zlokalizowanej na lądzie. Energia elektryczna jest doprowadzana z farm wiatrowych do sieci lądowej za pomocą kabli, a następnie podawana do systemu elektrolizerów (Walavalkar, 2021). Podstacja morska jest instalowana w pobliżu elektrowni wiatrowej, a napięcie jest wystarczająco zwiększane, aby dostarczać prądy na ląd i przesyłać je kablami wysokiego napięcia. Jest to powszechny system przesyłu dla morskich elektrowni wiatrowych (Tiwari i in., 2021), (Jang, Kim, Kim, & Kang, 2022). Kable wysokiego napięcia prądu przemiennego (HVAC) są wykorzystywane do eksportu energii elektrycznej z farmy wiatrowej na ląd. Energia elektryczna zasila system elektrolizera prądem stałym za pomocą konwertera AC/DC zainstalowanego na lądzie (Tebibel, 2018), (Nilsson, 2022). Wytworzony wodór jest następnie transportowany rurociągami do magazynów lądowych. Wytworzony tlen może być emitowany do atmosfery lub przechwytywany i wykorzystywany do innych celów (Walavalkar, 2021), (Singlitico i in., 2021). W tym scenariuszu nie ma potrzeby stosowania dodatkowej jednostki odsalania, ponieważ elektrolizer jest umieszczony na lądzie, a sieć wodociągowa jest przeważnie wykorzystywana jako źródło wody zasilającej elektrolizer (Walavalkar, 2021), (Lucas i in., 2022). Zakład produkcji zielonego wodoru działający w oparciu o morską elektrownię wiatrową, za pomocą konwencjonalnego przyłącza do sieci, może być zwykle budowany na lądzie, gdzie grunt jest tani, nie występują przeciwwskazania do budowy instalacji ze względów bezpieczeństwa lub sąsiedztwa infrastruktury krytycznej oraz przepustowość sieci elektrycznej jest wystarczająca dla proponowanego poziomu produkcji wodoru (Ibrahim i in., 2022). Elektroliza odbywa się na lądzie, tak więc powierzchnia i waga elektrolizera w tej typologii jest mniejszym problemem niż gdyby znajdował się on na morzu. Sprawia to, że elektroliza AEL jest realnym kandydatem dla lokalizacji lądowych, ze względu na efektywność kosztową w porównaniu do elektrolizy PEM (Ibrahim i in., 2022).

W literaturze można znaleźć kilka propozycji dla lądowego systemu produkcji wodoru przy wykorzystaniu energii z OZE. Jednym z nich jest system produkcji wodoru z wykorzystaniem morskiej energii wiatrowej w Chinach, zaproponowany przez (Song i in., 2021). Założono w nim, że energia elektryczna wytwarzana przez morskie turbiny wiatrowe jest transportowana kablem na brzeg, gdzie umieszczane są elektrolizery. Po wytworzeniu wodoru w procesie elektrolizy, musi on zostać poddany odpowiedniej obróbce, aby umożliwić jego ekonomiczny transport i magazynowanie na dużą skalę. Skraplanie, wiązanie chemiczne z ciekłymi organicznymi nośnikami wodoru (LOHC) i synteza amoniaku z czystym azotem są rozważane jako trzy opcje konwersji wodoru. Zbiorniki ciśnieniowe są traktowane jako domyślna opcja magazynowania gazowego wodoru (Song i in., 2021). Podobny system został zaproponowany przez (Z. Liu i in., 2022). System produkcji wodoru zlokalizowany jest na terenach nadbrzeżnych. Morskie turbiny wiatrowe przesyłają energię elektryczną do sieci lądowych za pomocą połączeń kablowych prądu przemiennego. W zaproponowanym systemie źródłem wody do elektrolizy jest odsalana woda morska. Część energii elektrycznej jest przesyłana do systemu odsalania, a woda słodka jest przechowywana w zbiorniku magazynowym (Z. Liu i in., 2022). Kolejny system produkcji wodoru został zaproponowany przez (Cho i in., 2022). System lądowej produkcji wodoru został zlokalizowany w pobliżu istniejącej farmy wiatrowej na wyspie Jeju. Składa się on z różnych urządzeń, takich jak system zasilania, system konwersji energii, urządzenia do elektrolizy wody, zbiorniki buforowe, sprężarki, przyczepy rurowe i system magazynowania energii. System zasilania gromadzi energię elektryczną z różnych źródeł, takich jak turbiny wiatrowe i systemy zasilania sieciowego, i dostarcza ją do systemu konwersji energii. Urządzenia do elektrolizy wody wytwarzają wodór. Gdy energia elektryczna nie jest dostarczana do elektrolizy wody, urządzenie przechodzi w tryb gotowości, aby zminimalizować zużycie energii. Następnie wytworzony wodór jest transportowany do stacji tankowania wodorem na całej wyspie w celu dostarczania paliwa do pojazdów (Cho i in., 2022). Podobny system produkcji wodoru na wyspie Aguni na Okinawie w Japonii. Proponowany model składa się ze źródła energii odnawialnej, systemu elektrolizy, zbiornika wodoru, sprężarki i systemu transportu wodoru (He i in., 2023).

W przypadku projektów europejskich, ISPT zainicjował projekt *Hydrohub GigaWatt Scale Electrolyzer* w 2018 roku. Projekt rozpoczął się w 2019 r. od regionalnych badań integracji systemu potencjału zakładów produkcji zielonego wodoru o mocy 1 GW w pięciu klastrach przemysłowych w Holandii (van't Noordende & Ripson, 2022). Zaawansowany

projekt zakłada budowę w 2030 r. zakładu produkcji zielonego wodoru o mocy 1 GW. Do elektrolizy wykorzystywane będą zaawansowane elektrolizery AWE i PEM. Woda zdemineralizowana będzie produkowana w jednostkach odwróconej osmozy w oparciu o wstępnie oczyszczoną świeżą wodę powierzchniową. Elektrownia zostanie podłączona do sieci transportowej 380 kV, która ma dostarczać energię wiatrową z Morza Północnego. Będzie ona działać zgodnie z typowymi wzorcami wiatrowymi. Zostanie ona podłączona do wodorowej sieci szkieletowej, do której będzie dostarczać wodór o wysokiej czystości do wykorzystania przez klientów w przemyśle przetwórczym (van't Noordende & Ripson, 2022).

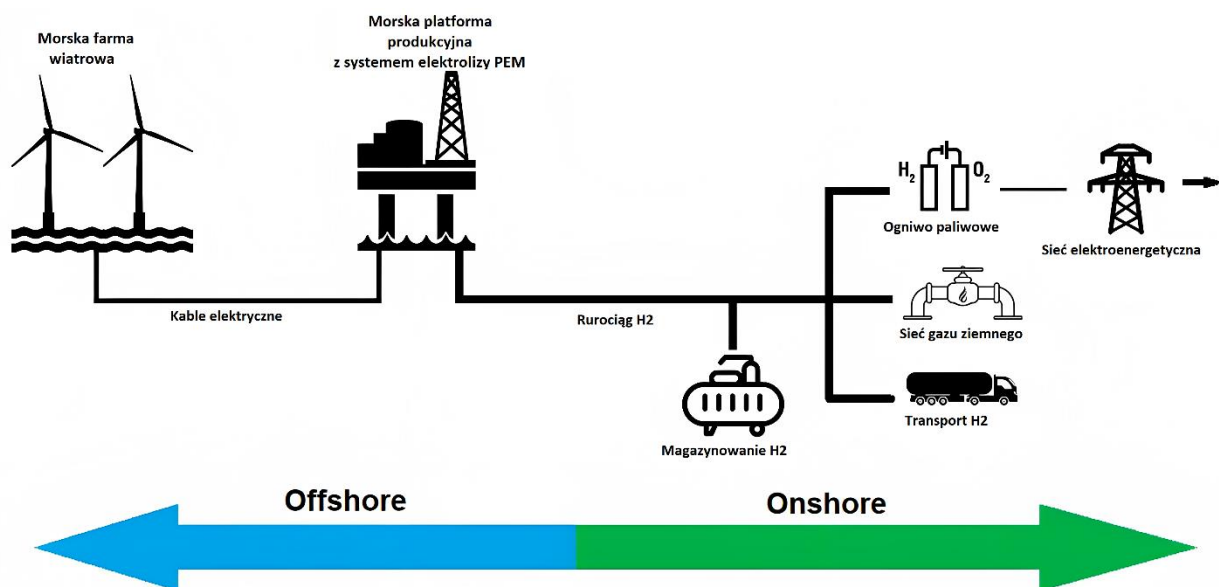
Obecnie wiele badań zmierza w kierunku konfiguracji systemów hybrydowych, z kilkoma źródłami energii odnawialnej, działającymi w sposób skoordynowany. Główną zaletą opcji hybrydowej jest połączenie najlepszych cech wszystkich elementów systemu produkcji. System energii wiatrowej stanowi główne źródło zasilania w systemie hybrydowym (Sarrias-Mena i in., 2015). Przykładem hybrydowego systemu lądowej produkcji wodoru był projekt MYRTE (ang. *Mission hYdrogen Renewable for the inTegration to the Electrical grid*) z udziałem różnych partnerów przemysłowych i przy wsparciu finansowym rządu francuskiego, wspólnot terytorialnych Korsyki i Unii Europejskiej. Instalacja demonstracyjna składa się z układu fotowoltaicznego, ogniwa paliwowego PEM i elektrolizera typu PEM, połączonych z trzema zbiornikami gazu i wody, a także systemu zarządzania termicznego i konwerterów energii elektrycznej powiązanych z różnymi podsystemami (Espinosa-López i in., 2018). Inny system hybrydowy został zaproponowany przez (Cheng & Hughes, 2023). System jest zasilany przez morski wiatr i lądową fotowoltaikę, które generują odnawialną energię elektryczną, która jest dostarczana do elektrolizera w celu elektrolizy wody. Jeśli wytwarzanie energii z morskich elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych przekracza pojemność elektrolizera, nadmiar energii elektrycznej przepływa do magazynu energii elektrycznej, który jest modelowany jako akumulator lub magazyn energii w elektrowni szczytowo-pompowej, w zależności od lokalizacji. Zmagazynowana energia elektryczna jest później odzyskiwana, gdy elektrolizer ma wolną moc. Produkcja wodoru w każdej godzinie jest określana na podstawie godzinowej symulacji przepływu energii (Cheng & Hughes, 2023).

### 2.6.3. System scentralizowanej produkcji wodoru na morzu

W scentralizowanym systemie produkcji wodoru w lokalizacji morskiej, zarówno farma wiatrowa jak i elektrolizery są zlokalizowane na morzu. W przypadku elektrolizera potrzebna będzie dodatkowa infrastruktura, taka jak platforma lub wyspa. Wyprodukowany wodór jest transportowany na brzeg za pomocą rurociągów, a następnie dystrybuowany do różnych użytkowników końcowych (Gysels, 2018), (Jang i in., 2022). Moc wytwarzana przez każdą turbinę jest przesyłana do centralnej platformy za pomocą zwykłych podwodnych kabli. Chociaż napięcia mogą się różnić, nowsze turbiny o większej mocy, działają przy napięciu 66 kV. Gdy energia elektryczna dotrze do centralnej platformy, większość z niej może zostać wyprostowana na prąd stały; pozostała część jest wykorzystywana do zasilania pomp wody morskiej i sprężarki wodoru prądem przemiennym. Prąd stały jest wykorzystywany głównie do produkcji wodoru, ale także do zasilania zapasowego źródła zasilania i systemów pomocniczych (Calado & Castro, 2021). Instalacja elektrolizy na morzu jest zainstalowana na pływającym statku lub platformie. Składa się ona z elektrolizerów, jednostek chłodzących, jednostek odsalania wody morskiej, zbiornika buforowego odsolonej wody oraz wodoru, systemu sprężania i systemu akumulatorów do zasilania rezerwowego obiektu (Walavalkar, 2021), (Tiwari i in., 2021), (Ibrahim i in., 2022). Powierzchnia i waga elektrolizera w tej typologii jest również mniej istotna niż w przypadku scentralizowanego systemu lądowego. Wybór pływającej platformy nadal zależałby od lokalizacji ocenianej pod kątem najbardziej opłacalnego wyboru przy danej głębokości i warunkach meteorologicznych. Ta konfiguracja obejmuje zarówno transmisję elektryczną, jak i przesył wodoru (Ibrahim i in., 2022). Elektrolizery PEM stanowią najlepszy wybór dla tego systemu ze względu na mniejszą powierzchnię i łatwiejszą konserwację, co w scenariuszu *offshore* oznacza, że platforma może być mniejsza, a wizyty konserwacyjne mogą być bardziej oddalone od siebie w czasie. Ciśnienie wyjściowe wodoru z elektrolizera PEM wynosi około 30 barów, więc do eksportu wodoru na ląd wymagana jest dodatkowa kompresja (Calado & Castro, 2021). System pompowania wody morskiej, który pobiera wymaganą ilość wody morskiej zarówno do celów elektrolizy, jak i chłodzenia. Przed wejściem do elektrolizera woda morska jest oczyszczana w specjalnej jednostce odsalania i oczyszczania. Zwykle jednostka odsalania oparta jest na odwróconej osmozie (Serna Cantero, 2018), (Singlitico i in., 2021). Około 30 % wpływającej wody jest odzyskiwane jako woda dejonizowana, gotowa do elektrolizy PEM. Pozostałe 70 % jest zbierane jako solanka i zwracane do morza w

odpowiednim rozcieńczeniu, aby spełnić potencjalne wymagania środowiskowe (Pierozzi i in., 2022).

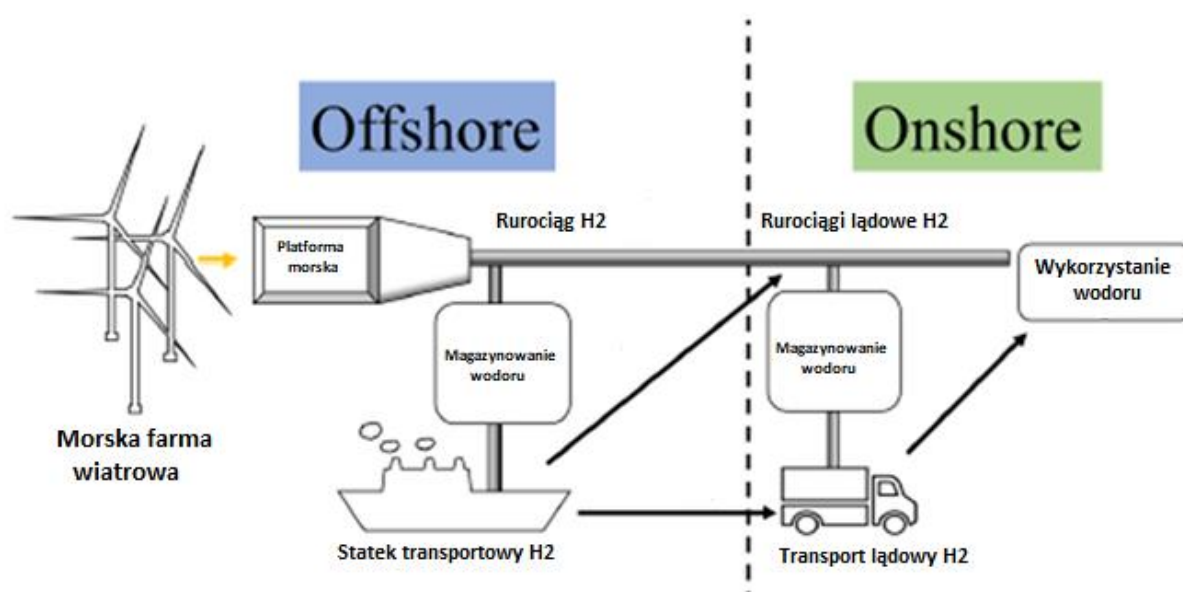
Schemat scentralizowanego systemu produkcji wodoru na morzu przedstawiono na poniższym rysunku:



Rysunek 2.20. Schemat systemu scentralizowanej produkcji wodoru na platformie morskiej.  
Źródło: opracowanie własne na podstawie (Calado & Castro, 2021).

Konfiguracja ta oferuje łatwiejszy i szybszy dostęp do konserwacji poszczególnych turbin oraz ogólnie mniej złożony system niż zdecentralizowany system produkcji wodoru (Ibrahim i in., 2022). W porównaniu do produkcji wodoru na lądzie, gdzie kable są wykorzystywane do transportu energii elektrycznej na ląd, w przypadku morskiej platformy produkcyjnej wymagane są rurociągi przesyłowe dla wodoru, co czyni system elektrolizy na morzu bardziej złożonym (Alvestad, 2022). Obecnie jednak kable, transformatory i zasilacze elektryczne do dostarczania energii elektrycznej na ląd stanowią jeden z najbardziej kosztownych komponentów morskiej farmy wiatrowej. Straty energii są również znacznie niższe dzięki transportowi wodoru rurociągami i wynoszą poniżej 0,1 %, w porównaniu do znacznie wyższych strat w kablach. Rozmiar rurociągu wodorowego i sprężarki zależy od odległości od brzegu, ciśnienia roboczego elektrolizera, spadku ciśnienia wzdłuż rurociągu i natężenia przepływu wodoru (Alvestad, 2022).

W literaturze można znaleźć wiele prac, opisujących scentralizowany system produkcji wodoru, wykorzystujące energię z morskich farm wiatrowych. W pracy (Lundvall, 2022) opisany jest scentralizowany system produkcji wodoru oparty o energię z dedykowanej morskiej farmy wiatrowej. Projektowana farma wiatrowa o łącznej mocy 80 MW jest zasilana przez 10 turbin wiatrowych Vestas 164-8.0 MW i znajduje się 20 km od wybrzeża. Elektrolizer znajduje się na platformie w pobliżu farmy wiatrowej, a wodór jest transportowany z morskiego zakładu produkcyjnego na brzeg za pomocą statku lub podwodnego rurociągu. Konfigurację systemu produkcji wodoru przedstawiono na poniższym rysunku:



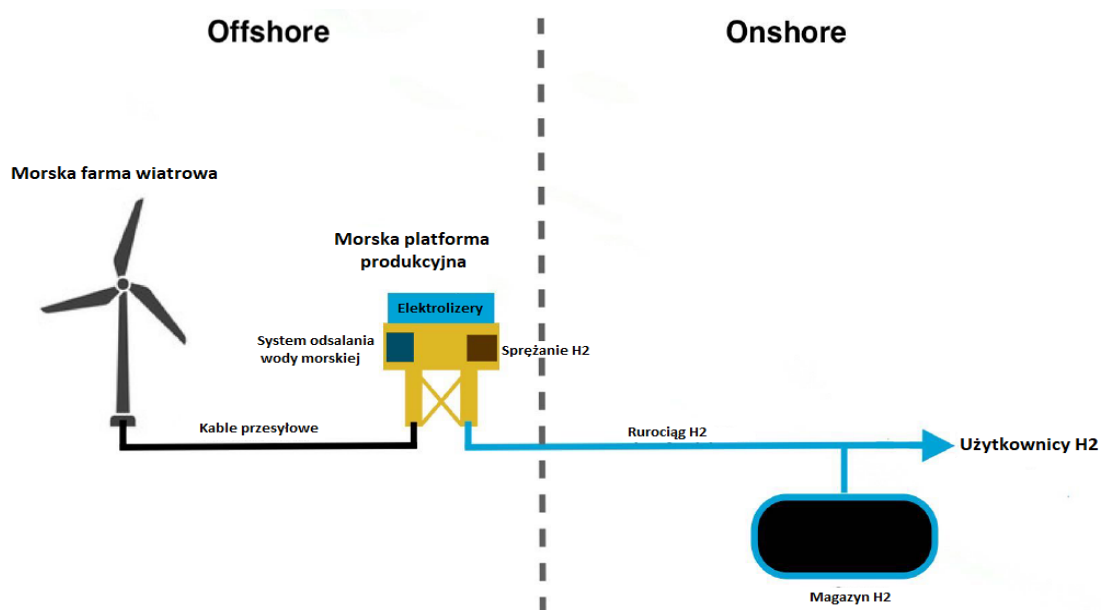
Rysunek 2.21. Scentralizowany system produkcji wodoru na platformie morskiej przy wykorzystaniu energii z dedykowanych farm wiatrowych. Źródło: opracowanie własne na podstawie (Lundvall, 2022).

Gdy wodór znajdzie się na lądzie, jest transportowany ciężarówką lub rurociągiem do wyznaczonej lokalizacji magazynowej. Zakłada się, że zbiornik magazynowy znajduje się przy na brzegu i jest opróżniany raz w tygodniu, w zależności od przewidywanego zużycia wodoru. Zbiornik wodoru ma pojemność, która różni się w zależności od konfiguracji systemu, w zależności od wymagań systemu (Lundvall, 2022).

Kolejne przykłady połączenia scentralizowanej, morskiej produkcji wodoru z dedykowaną farmą wiatrową zostały zaprezentowane przez (Dinh i in., 2021) oraz

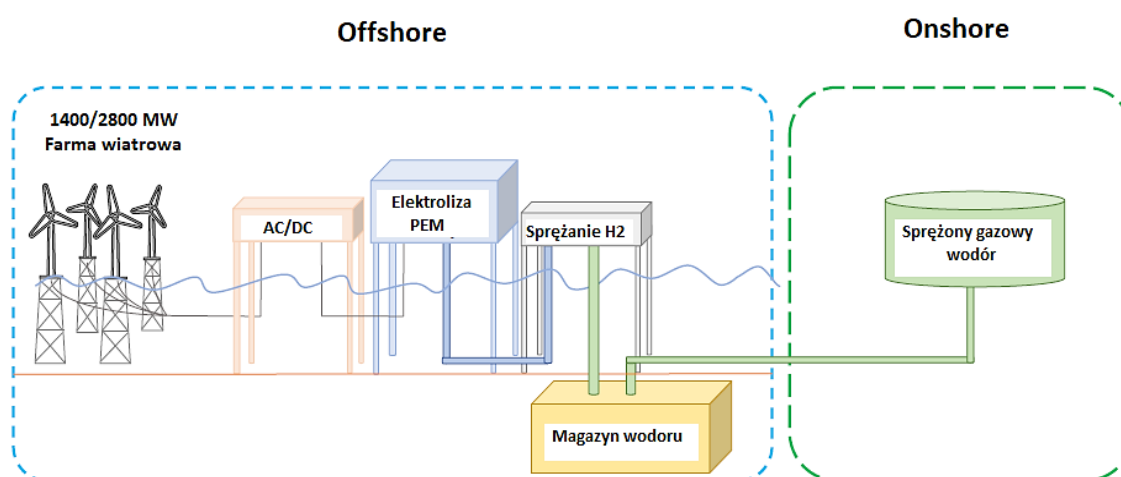
(Gustafsson, 2022). W pracy (Dinh i in., 2021) studium przypadku uwzględnia hipotetyczną farmę wiatrową o mocy 101,3 MW zlokalizowaną na wschodnim wybrzeżu Irlandii. System elektrolizy zlokalizowany jest na morskiej platformie, a wybraną technologią elektrolizera jest elektrolizer PEM. Zakłada się, że elektrolizery działają wyłącznie w oparciu o zmienną moc z farmy wiatrowej (Dinh i in., 2021). W przypadku systemu przedstawionego przez (Gustafsson, 2022) energia z dwóch morskich turbin wiatrowych o mocy 3,6 MW będzie przeznaczona do produkcji zielonego wodoru. System ma produkować około 1000 kg zielonego wodoru dziennie z elektrolizera o mocy 2 MW, a wodór będzie wykorzystywany do napędzania transportu w obszarze Kopenhagi oraz Zelandii (Gustafsson, 2022).

Innym przykładem systemu scentralizowanej produkcji wodoru na morzu są prace przedstawiona przez (Alvestad, 2022) i (Mosca, 2023). Energia elektryczna wytwarzana przez każdą turbinę wiatrową jest przesyłana podwodnymi kablami do centralnej platformy morskiej. Elektrolizery, jednostki chłodzące i jednostki odsalania wody morskiej są zainstalowane na morskiej platformie. Energia elektryczna jest następnie dystrybuowana do elektrolizera, jednostki odsalania, pompy wody morskiej, sprężarki wodoru i innych komponentów. Wodór jest produkowany z wysoką czystością i ciśnieniem około 30 barów, a następnie sprężany do pożądanego ciśnienia wejściowego dla rurociągu. Wytworzony wodór jest następnie przesyłany na ląd rurociągiem lub statkiem, w postaci czystego wodoru lub w postaci wybranego nośnika wodoru. Schemat systemu przedstawiono na poniższym rysunku:



Rysunek 2.22. Schemat systemu scentralizowanej produkcji wodoru na morzu. Źródło: opracowanie własne na podstawie (Alvestad, 2022).

Podobny system został również zaproponowany przez (Teien, 2022). Energia elektryczna jest generowana na morskiej farmie wiatrowej, a następnie jest ona konwertowana i dostarczana bezpośrednio do systemu elektrolizery, zlokalizowanego na morskiej platformie produkcyjnej. Gaz jest sprężany z 30 barów do ciśnienia przechowywania lub ciśnienia transportowego i jest transportowany rurociągami do brzegu, oddalonego o 200 km. Pozostały wodór jest magazynowany w podziemnym morskim magazynie. Wizualizację modelu morskiej scentralizowanej produkcji wodoru przedstawiono na poniższym rysunku:



Rysunek 2.23. Scentralizowany system produkcji wodoru offshore z magazynowaniem podwodnym wodoru. Źródło: opracowanie własne na podstawie (Teien, 2022).

Wizualizację morskiej platformy produkcyjnej, zawierającej system elektrolizy, odsalania i sprężania wodoru przedstawiono na poniższym rysunku:



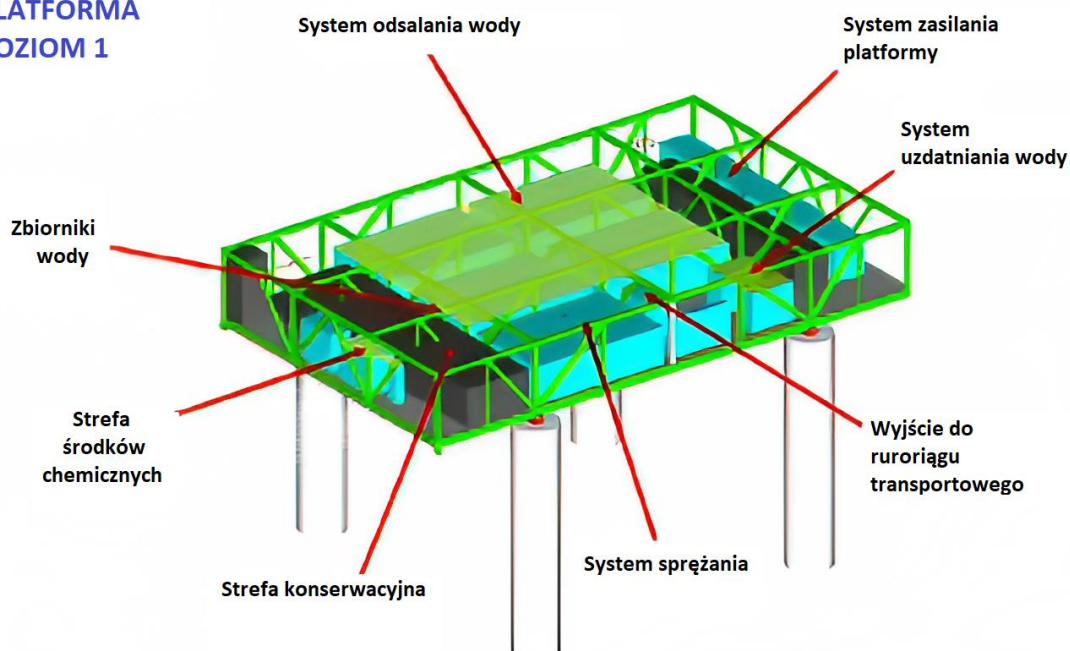


Rysunek 2.24. Wizualizacja morskiej, wodorowej platformy produkcyjnej. Źródło: (Mosca, 2023).

Innym przykładem scentralizowanej produkcji wodoru jest scenariusz systemu morskiego obejmujące budowę morskich turbin wiatrowych o łącznej mocy 10 GW, które dostarczają 60 % (6 GW) mocy do morskich platform produkcyjnych i 40 % (4 GW) energii elektrycznej do lądowej sieci HVDC, zaproponowany w raporcie (North Sea Wind Power Hub, 2022). Wykorzystanie modułowej budowy z platformami jest proponowane jako jedno z rozwiązań umożliwiających opłacalną i szybką budowę infrastruktury (zarówno wodorowej, jak i energetycznej), która jest potrzebna do połączenia morskiej energii wiatrowej z potrzebami energetycznymi (North Sea Wind Power Hub, 2022). W opracowaniu zaproponowano projekt platform o mocy 500 MW, z możliwością przyszłej rozbudowy do większych mocy produkcyjnych. Morskie platformy produkcyjne są identyczne, a każda z nich zawiera własną instalację do produkcji wodoru. Wodór produkowany na platformach jest eksportowany podmorskim rurociągiem do dalszego przetwarzania na lądzie. W raporcie zaproponowano, aby platforma była podzielona na 3 poziomy, z systemem odsalania i uzdatniania wody i sprężania wodoru zlokalizowanym na dwóch dolnych poziomach i elektrolizą na dwóch górnych poziomach. Powierzchnia zajmowana przez platformę o mocy

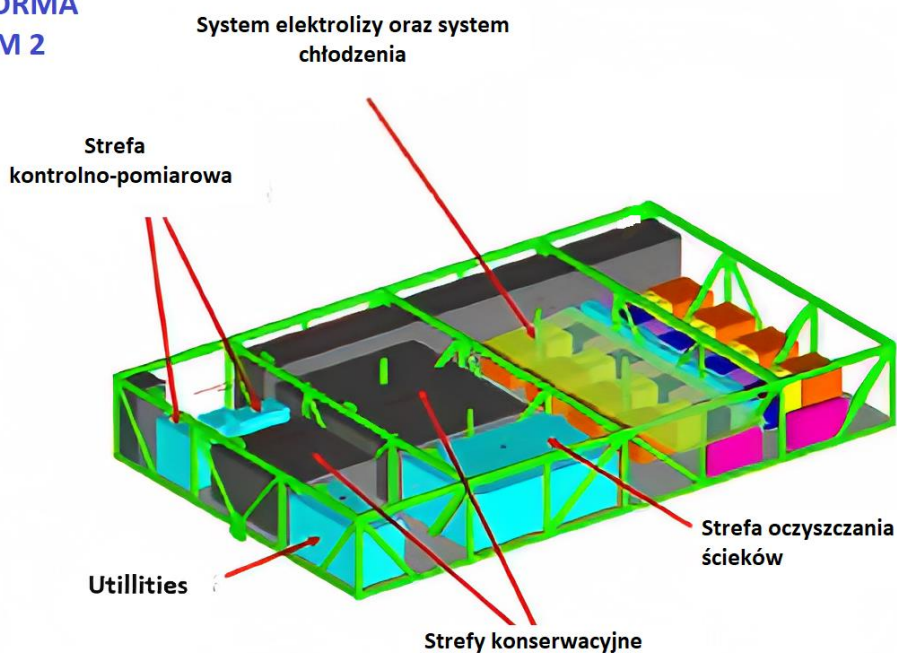
500 MW wynosi 20 000 m<sup>2</sup> (na 3 poziomach) (North Sea Wind Power Hub, 2022). Wizualizację opisaną platformę przedstawiono na poniższych rysunkach:

#### PLATFORMA POZIOM 1



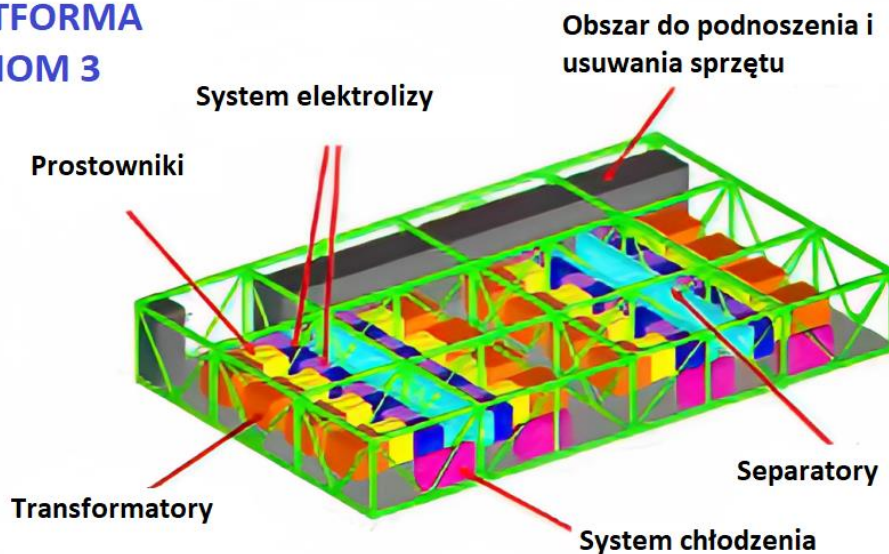
Rysunek 2.25. Poziom I morskiej wodorowej platformy produkcyjnej. Źródło: opracowanie własne na podstawie (North Sea Wind Power Hub, 2022).

#### PLATFORMA POZIOM 2



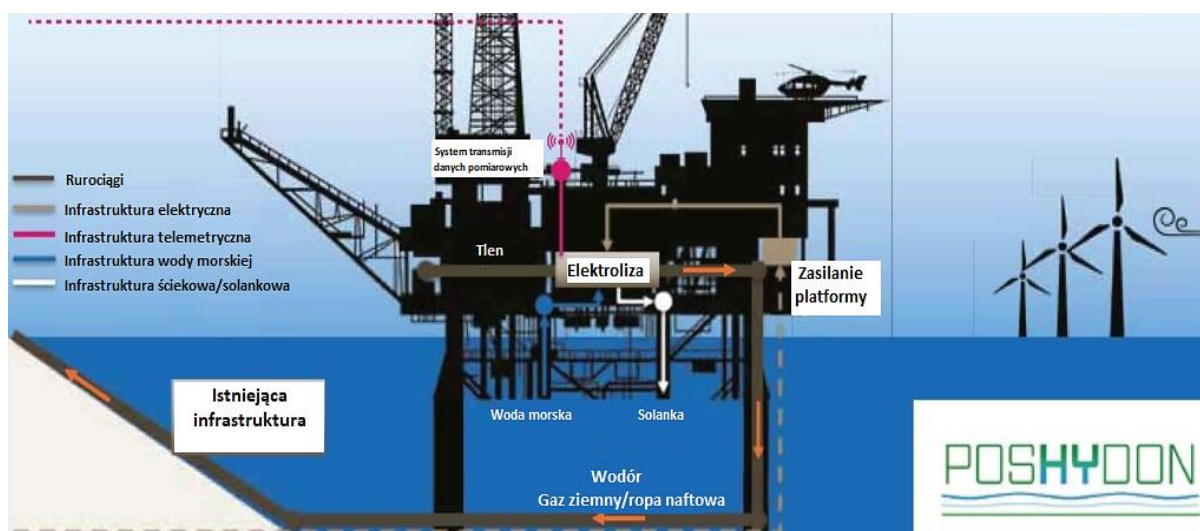
Rysunek 2.26. Poziom II morskiej wodorowej platformy produkcyjnej. Źródło: opracowanie własne na podstawie (North Sea Wind Power Hub, 2022).

## PLATFORMA POZIOM 3



Rysunek 2.27. Poziom III morskiej wodorowej platformy produkcyjnej. Źródło: opracowanie własne na podstawie (North Sea Wind Power Hub, 2022).

Projekt pilotażowy PosHYdon jest przykładem realizacji koncepcji scentralizowanej produkcji wodoru na morzu. Produkcja wodoru będzie realizowana na morskiej platformie naftowo-gazowej, a istniejący rurociąg będzie dostarczał wodór na ląd, demonstrując w ten sposób pełny łańcuch wartości konwersji i wykorzystania energii wiatrowej na wodór. Obiekt mieści elektrolizer o mocy 1 MW, w tym jednostkę uzdatniania i odsalania wody, system zasilania i jednostki pomocnicze. Projekt ma na celu zapewnienie praktycznego doświadczenia w obsłudze jednostki produkującej wodór na morzu przy użyciu wody morskiej i mieszania wodoru w wielofazowym rurociągu przepływowym transportującym ropę i gaz w kierunku węzła separacji i oczyszczania procesów znajdującego się w pobliżu. Ponadto pilotaż ma na celu uzyskanie bardziej szczegółowych informacji na temat kosztów instalacji i eksploatacji elektrolizera w środowisku morskim (Matošec, 2022). Schemat poglądowy projektu PosHYdon przedstawiono na poniższym rysunku :



Rysunek 2.28. Schemat projektu produkcji wodoru na morskiej platformie PosHYdon. Źródło: opracowanie własne na podstawie (Matošec, 2022).

Technologią wybraną do konwersji energii elektrycznej jest elektroliza PEM, która jest preferowaną opcją do zastosowań na morskich platformach. Producent Nel Hydrogen został wybrany do opracowania elektrolizera PEM do zastosowań morskich. W dłuższej perspektywie celem jest zwiększenie skali technologii do wielkości odpowiadającej obecnie rozwijanym i planowanym po 2025 r. farmom wiatrowym na morzu, z których każdy ma moc do 1 GW. Kolejna faza skalowania produkcji wodoru na morzu będzie pasować do istniejącej instalacji morskiej, rzędu 10 – 50 MW, przy założeniu obecnej powierzchni i wagi elektrolizera. Oczekuje się, że branża będzie dążyć do rozwoju elektrolizerów w kierunku mniejszej powierzchni i masy przypadającej na każdy MW mocy (Peters i in., 2020), (Matošec, 2022). Projekty ponownego wykorzystania platform naftowych i gazowych do produkcji wodoru w systemie scentralizowanym zostały także przedstawione w pracach (Henry i in., 2022) i (Bonacina i in., 2022). Wszystkie urządzenia do produkcji wodoru i infrastruktura pomocnicza, w tym infrastruktura energetyczna, muszą mieścić się w granicach platformy. Bezzałogowa platforma ogranicza liczbę dodatkowych obiektów niezwiązanych z procesem lub instalacją elektryczną oraz związanych z nimi wymaganych stref bezpieczeństwa. Zwiększenie wydajności platform zmniejszy liczbę wymaganych platform i obniży ogólne koszty systemu (North Sea Wind Power Hub, 2022). Na dzień dzisiejszy dokładna konstrukcja i maksymalny rozmiar platform morskich dedykowanych dla instalacji elektrolizy nie są w pełni znane ze względu na różne ciężary i wymiary poszczególnych komponentów systemu. Większość przyszłych morskich platform wodorowych będzie

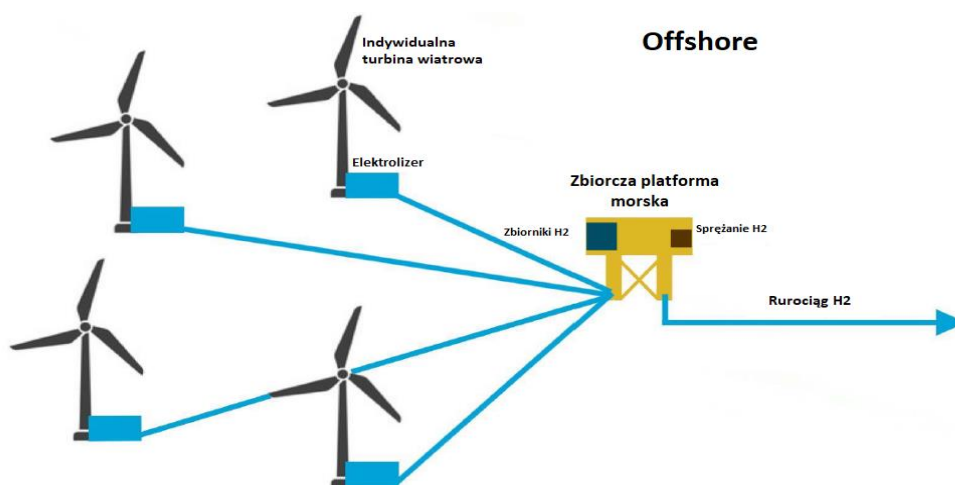


zawierać zarówno instalację do elektrolizy, jak i powiązane jednostki, takie jak jednostka odsalania wody morskiej, konwerter prądu stałego, a także zbiornik buforowy wodoru oraz akumulator do zasilania rezerwowego instalacji, gdy moc wiatru jest niska (Nilsson, 2022).

Kolejną koncepcją realizacji scentralizowanej morskiej produkcji wodoru jest budowa wysp energetycznych. Pozwala to na większą skalę konwersji, która może być potrzebna do przyszłego rozwoju dalekomorskich farm wiatrowych powyżej skali wielu GW, a także umożliwia połączenia międzysystemowe z sąsiednimi krajami (Matošec, 2022). W lutym 2021 r. duński parlament upoważnił do budowy pierwszej sztucznej wyspy energetycznej na Morzu Północnym jako pierwszego kroku w kierunku wykorzystania potencjału morskiej energetyki wiatrowej (Singlitico i in., 2021).

#### 2.6.4. System zdecentralizowanej produkcji wodoru na morzu

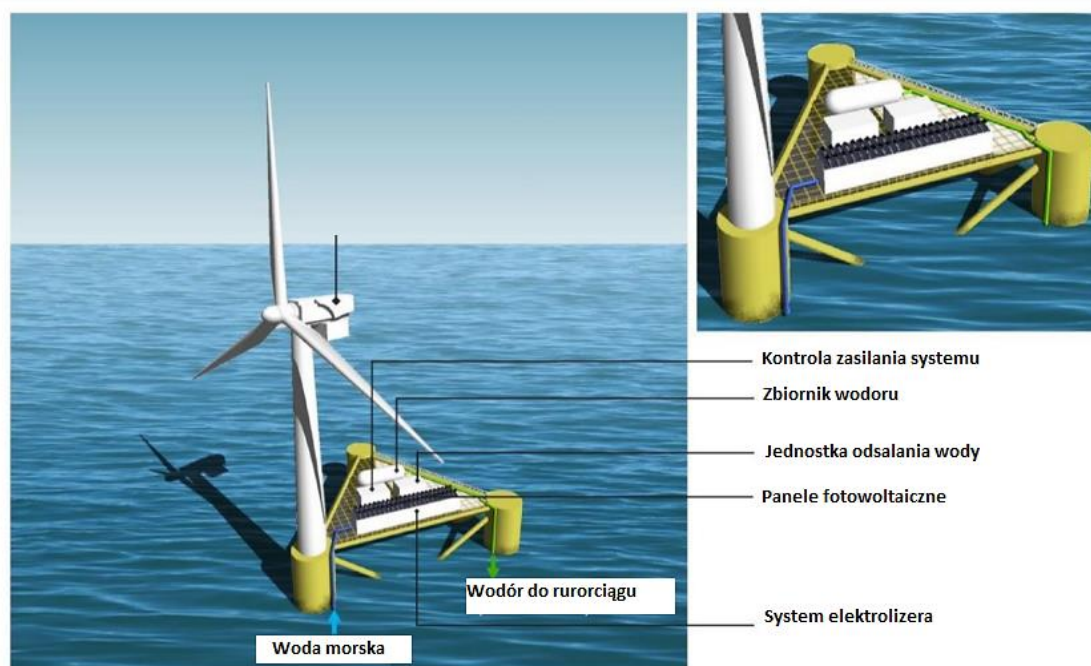
W zdecentralizowanym systemie produkcji wodoru, elektrolizer jest umieszczony przy każdej turbinie wiatrowej. Wytworzony wodór jest następnie transportowany rurociągami na zbiorczą platformę morską, będącą punktem gromadzenia całego wodoru wytworzonego przez każdą turbinę wiatrową. Następnie wodór jest gromadzony, sprężany i transportowany rurociągiem na ląd (Singlitico i in., 2021), (Jang, Kim, Kim, & Kang, 2022). Zdecentralizowane podejście staje się coraz bardziej opłacalnym rozwiązaniem, ponieważ moc nominalna turbiny rośnie, a elektrolizery o większej mocy mogą być instalowane indywidualnie (Tiwari i in., 2021), (Alvestad, 2022). Schemat zdecentralizowanego systemu produkcji wodoru przedstawiono na poniższym rysunku:



Rysunek 2.29. System zdecentralizowanej produkcji wodoru na morzu. Źródło: opracowanie własne na podstawie (Alvestad, 2022).

System produkcji wodoru jest zintegrowany z dedykowaną platformą u podstawy każdej morskiej turbiny wiatrowej (Nilsson, 2022). Instalacja elektrolizy morskiej w tej typologii składa się z elektrolizera, jednostki chłodzącej, jednostki odsalania wody morskiej, bufora wodoru (zbiornika magazynowego) i systemu akumulatorów do zasilania rezerwowego instalacji. Główną zaletą tej typologii jest to, że w przypadku awarii jednego elektrolizera produkcja wodoru może być łatwo kontynuowana z innych turbin wiatrowych. Uważa się, że PEM jest realnym kandydatem dla zdecentralizowanego systemu produkcji wodoru na morzu. Woda do elektrolizy pochodzi z odsalania wody (Ibrahim i in., 2022). Systemy produkcji wodoru w turbinach są opracowywane zarówno dla turbin na fundamentach stałych, jak i pływających (Stori, 2021).

Przykładem konfiguracji zdecentralizowanej produkcji wodoru jest projekt ERM Dolphyn. Ma on na celu produkcję zielonego wodoru z wykorzystaniem pływających morskich turbin wiatrowych. Pływająca platforma będzie wyposażona w turbinę wiatrową i pokład platformy ze zintegrowaną jednostką uzdatniania wody i elektrolizerem z membraną wymiany protonów (PEM). Ponadto, jednostka zasilania rezerwowego będzie zasilana wodorem przechowywanym na platformie. W związku z tym system będzie całkowicie autonomiczny i nie będzie wymagał połączenia elektrycznego z lądem (Alvestad, 2022). Schemat turbiny z system produkcji wodoru przedstawiono na poniższym rysunku:



Rysunek 2.30. Koncepcja zdecentralizowanej produkcji wodoru – projekt Dolphyn. Źródło: opracowanie własne na podstawie (Mosca, 2023).

W projekcie, do produkcji wodoru zostanie wykorzystany elektrolizer PEM. Wodór produkowany przez pływającą platformę będzie następnie przesyłany rurociągiem na brzeg (Stori, 2021).

Różnicę pomiędzy budową systemu scentralizowanego a zdecentralizowanego obrazuje poniższy rysunek:



Rysunek 2.31. Różnice w budowie systemu zdecentralizowanej produkcji wodoru na morzu (po lewej), a produkcji na scentralizowanej platformie morskiej (po prawej). Źródło: (Baardsen Høines, 2022).

W konfiguracji zdecentralizowanej produkcji wodoru na morzu elektrolizer jest umieszczony na platformie turbiny wiatrowej, co eliminuje potrzebę przesyłania energii. W razie potrzeby prąd przemienny można konwertować do prądu stałego, aby obniżyć częstotliwość i ułatwić wejście energii do elektrolizera. Eliminuje to użycie konwerterów, co zmniejsza koszty systemu (Mosca, 2023). Podczas projektowania urządzenia do elektrolizy dla farmy wiatrowej, kompaktowość systemu elektrolizy jest kluczowym czynnikiem, który należy wziąć pod uwagę. Aby transportować wodór pod wysokim ciśnieniem wytwarzany przez poszczególne turbiny, stosuje się elastyczne rurociągi łączące je ze zbiorczą platformą. Zdecentralizowana elektroliza oferuje pewne korzyści, takie jak możliwość utrzymania produkcji wodoru nawet w przypadku awarii jednego z elektrolizerów oraz bardziej przyjazną dla środowiska dystrybucję solanki. Taka konfiguracja wymaga dużej powierzchni dla

systemu elektrolizera i stabilności mechanicznej, co sprawia, że wykorzystanie platformy półzanurzalnej jest najbardziej korzystną opcją (Egeland-Eriksen i in., 2023), (Mosca, 2023).

### 2.6.5. Porównanie systemów produkcji wodoru

Porównanie poszczególnych systemów wielkoskalowej produkcji wodoru przedstawiono w poniższej tabeli:

Tabela 2.7. Porównanie systemów produkcji wodoru

| Typ systemu produkcji wodoru                   | Zalety                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | Wady                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
|------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| System elektrolizy lądowej                     | Łatwiejsza instalacja i niższe koszty elektrolizy na lądzie, technologia elektrolizy nie wymaga dostosowania dla warunków morskich, konkurencyjna z systemami elektrolizy na głębokich wodach (platformy typu Spar)                                                                                           | Wyzwania związane ze skalowaniem systemu i pozyskaniem terenu pod instalacje elektrolizy, koszty podmorskich kabli HVDC wyższe niż koszty rurociągów w przypadku dużych farm wiatrowych i większych odległości od brzegu, wysoki koszt konwerterów HVDC, straty energii podczas przesyłu elektrycznego                                                                 |
| System scentralizowanej elektrolizy na morzu   | Zmniejszona obsługa systemu poszczególnych turbin, relatywnie krótsze czasy napraw, rurociągi wodorowe są opłacalne dla dużych farm wiatrowych, a także na długich dystansach morskich, konkurencyjne w lokalizacjach głębokowodnych                                                                          | Większe zagrożenie w przypadku awarii platformy, może wymagać wielu dużych statków instalacyjnych oraz załogi do obsługi i instalacji poszczególnych systemów platformy, wysokie ryzyko związane z umiejscowieniem wszystkich elektrolizerów w jednym miejscu, wpływ warunków morskich na elektrolizery wymaga weryfikacji, wpływ zrzutu solanki na środowisko morskie |
| System zdecentralizowanej elektrolizy na morzu | Stosunkowo łatwiejsze zarządzanie w przypadku awarii (system modułowy), nie jest wymagana oddzielna dodatkowa konstrukcja wsporcza dla systemu elektrolizy, zrzut solanki jest bardziej rozproszony w porównaniu do scentralizowanego systemu morskiego i powinien zminimalizować wpływ na środowisko morskie | Wpływ morskich warunków na elektrolizery wymaga weryfikacji, złożony system wymaga statków morskich i załogi do konserwacji elektrolizerów na każdej turbinie, trudne procedury zarządzania i bezpieczeństwa 2 różnych systemów na tej samej platformie, konieczność zakupu i instalacji wielu jednostek elektrolizerów o mniejszej mocy                               |

Źródło: opracowanie własne na podstawie (Ibrahim i in., 2022), (Singlitico i in., 2021), (Pierozzi i in., 2022).



Dwie typologie morskiej produkcji wodoru (zdecentralizowana i scentralizowana) wykorzystywałyby podmorskie rurociągi wodorowe do przesyłu energii. W porównaniu z kablami wysokiego napięcia, typologie morskie ułatwiają rozbudowę, ponieważ system nie jest ograniczony do przesyłu 2 GW na kabel. Uważa się również, że morskie rurociągi wodorowe są bardziej ekonomiczne dla dużych farm wiatrowych, zwłaszcza tych o większych odległościach morskich (Ibrahim i in., 2022). W przypadku morskich systemów produkcji wodoru wartością dodaną może stanowić możliwość wykorzystania infrastruktury naftowo-gazowniczej w celu integracji systemu produkcji wodoru i sektora *offshore* (Peters i in., 2020). Infrastruktura morska staje się przestarzała, a wiele aktywów np. na Morzu Północnym zbliża się do końca okresu eksploatacji i zostanie wycofanych z eksploatacji w nadchodzącej dekadzie, stają się one dostępne do ponownego wykorzystania, na przykład do produkcji zielonego wodoru. Wczesniejsze i trwające projekty badawcze mają na celu zidentyfikowanie korzystnych kombinacji zmiany przeznaczenia aktywów morskich: ponowne wykorzystanie platform do produkcji wodoru poprzez zasilanie gazem (P2G), rurociągi do transportu wodoru oraz odwierty do magazynowania wodoru lub CO<sub>2</sub>, tak aby zasoby energii wiatrowej mogły być wykorzystywane bardziej efektywnie (Dokka, 2021), (Matošec, 2022).

Ważnym kryterium rozwoju technologii wodorowych opartych na OZE są koszty jego produkcji. Obecnie najtańszą opcją pozyskania zielonego wodoru jest elektrolizer zintegrowany z elektrownią wiatrową na lądzie. Obecnie koszt wytwarzania wodoru w tej opcji kształtuje się na poziomie ok. 7 USD/kgH<sub>2</sub>, natomiast w przyszłości możliwy jest jego spadek do ok. 3 USD/kgH<sub>2</sub> (Brodacki, D i in., 2021). Koszty produkcji wodoru dla systemów scentralizowanego i zdecentralizowanego przedstawiają się następująco: 13,847 USD/kgH<sub>2</sub> i 14,584 USD/kgH<sub>2</sub>. System zdecentralizowany wiąże się z wyższymi kosztami budowy instalacji do produkcji wodoru, ale ponieważ nie wymaga dedykowanej platformy morskiej ani kabla wysokiego napięcia, ma on najniższy koszt inwestycyjny. Podobnie, scentralizowany przypadek, który minimalizuje wykorzystanie kabli wysokiego napięcia, również charakteryzuje się stosunkowo niskimi kosztami inwestycyjnymi (Jang, Kim, Kim, & Kang, 2022).

Przewiduje się, że koszt ekologicznego wodoru produkowanego na morzu może ulec dalszemu obniżeniu, jeśli infrastruktura wodorowa będzie ściślej zintegrowana z istniejącą infrastrukturą naftową i gazowniczą: np. zmiana przeznaczenia platform i rurociągów oraz w

przypadku czerpania korzyści z synergii uzyskanych dzięki wykorzystaniu produktów ubocznych elektrolizy, takich jak tlen i ciepło (Singlitico i in., 2021).

## **2.7. Metody transportu wodoru**

### **2.7.1. Ogólna charakterystyka transportu wodoru**

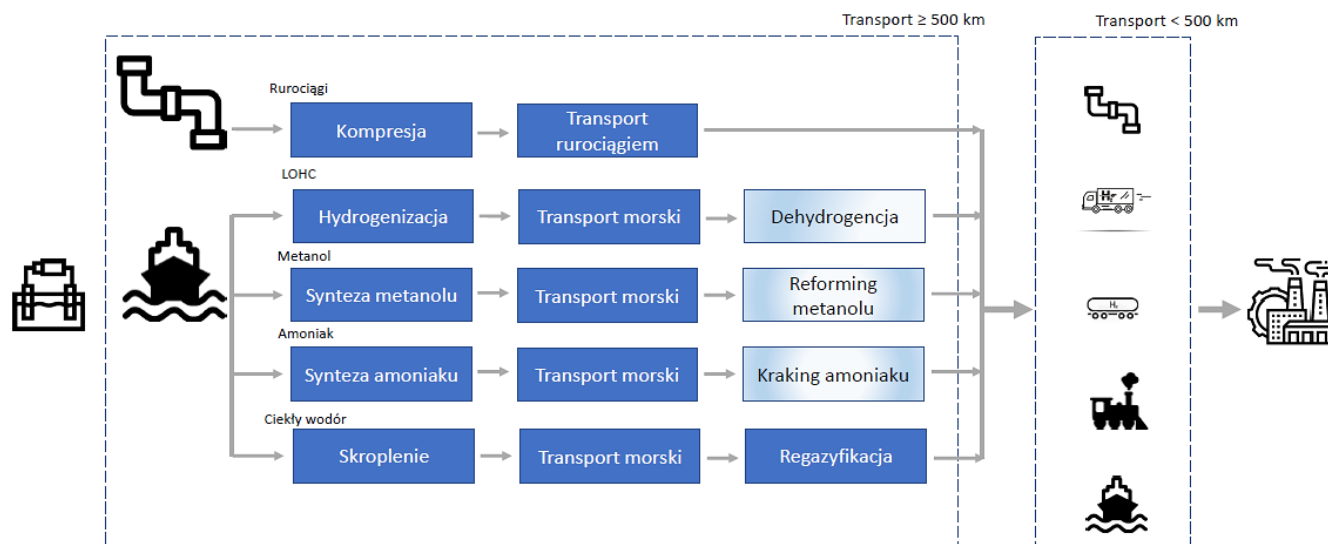
Jednym z kluczowych elementów komercjalizacji wodoru jest możliwość jego efektywnego transportu i dostarczania wymaganych ilości po stosunkowo niskich kosztach (Gustafsson, 2022). Transport wodoru odnosi się do przemieszczania wodoru z miejsc produkcji do miejsc końcowego wykorzystania, gdzie może być wykorzystywany jako czyste źródło energii (Muhammed i in., 2023). Transport  $\text{CH}_2$  odbywa się rurociągami, statkami lub ciężarówkami, w zależności od trasy transportu (Teien, 2022). Przewiduje się, że przyszła infrastruktura transportu wodoru będzie w dużej mierze składać się z przebudowanej istniejącej infrastruktury gazu ziemnego. Przewiduje się, że inne rurociągi staną się dostępne po 2030 roku (Deutsche Energie-Agentur, 2022). Wtłaczanie wodoru do komercyjnych gazociągów zyskało jest postrzegana jako kluczowa ścieżka integracji wodoru z istniejącą infrastrukturą energetyczną. Praktyka ta pozwala na wykorzystanie istniejących gazociągów, magazynów i sieci dystrybucyjnych, co czyni ją opłacalną opcją zwiększania skali wdrażania wodoru (Adeli i in., 2023). Podstawowe wyzwanie, jakie wiąże się z dostosowaniem wodoru do systemów dystrybucyjnych są jego własności fizyczno-chemiczne (Brodacki, D i in., 2021). Na poziomie europejskim nie istnieją przepisy dotyczące transportu wodoru specyficzne dla danej substancji. Europejskie regulacje dotyczące transportu wodoru są specyficzne dla konkretnych zastosowań, takich jak dyrektywy w sprawie urządzeń ciśnieniowych (2014/68/UE) i urządzeń dla stref zagrożonych wybuchem (ATEX 94/9) (Deutsche Energie-Agentur, 2022).

W perspektywie roku 2030 zakłada się ukształtowanie różnych łańcuchów wartości wielkoskalowego transportu wodoru, w oparciu o następujące technologie (Kupecki i in., 2020):

- Gazowy sprężony wodór;
- Wodór skroplony;
- Płynne organiczne nośniki wodoru – ang. *Liquid Organic Hydrogen Carrier*;
- Amoniak;

- Paliwa syntetyczne.

Schemat głównych elementów łańcucha wartości transportu wodoru przedstawiono na poniższym rysunku:



Rysunek 2.32. Łącuch wartości poszczególnych metod transportu wodoru. Źródło: (Tchorek i in., 2023).

W kolejnych podrozdziałach omówione zostaną poszczególne metody transportu wodoru, zarówno w formie gazowej, jak i ciekłej.

### 2.7.2. Transport rurociągowy

Transport wodoru rurociągami jest jedną z podstawowych metod wykorzystywanych do transportu wodoru na duże odległości (Muhammed i in., 2023). Transport energii w postaci wodoru w rurach może umożliwić transport dużych ilości energii i odbywać się przy niższych stratach energii niż transport energii w kablach, zwłaszcza na duże odległości, które będą wymagały połączenia HVDC. W konfiguracjach, w których elektrolizery są scentralizowane lub zdecentralizowane, jako infrastrukturę przesyłową wodoru zakłada się rurociągi morskie. Zaletą rurociągów są niskie koszty operacyjne i długi okres eksploatacji, który wynosi od 40 do 80 lat. Rurociąg wodorowy może pomieścić większą moc niż maksymalnie 2 GW oferowane przez podmorski kabel HVDC. Kolejną zaletą jest możliwość wykorzystania tej samej infrastruktury w przypadku rozbudowy istniejącej farmy wiatrowej (Nilsson, 2022). Transport sprężonego wodoru w rurociągach może być potencjalnie

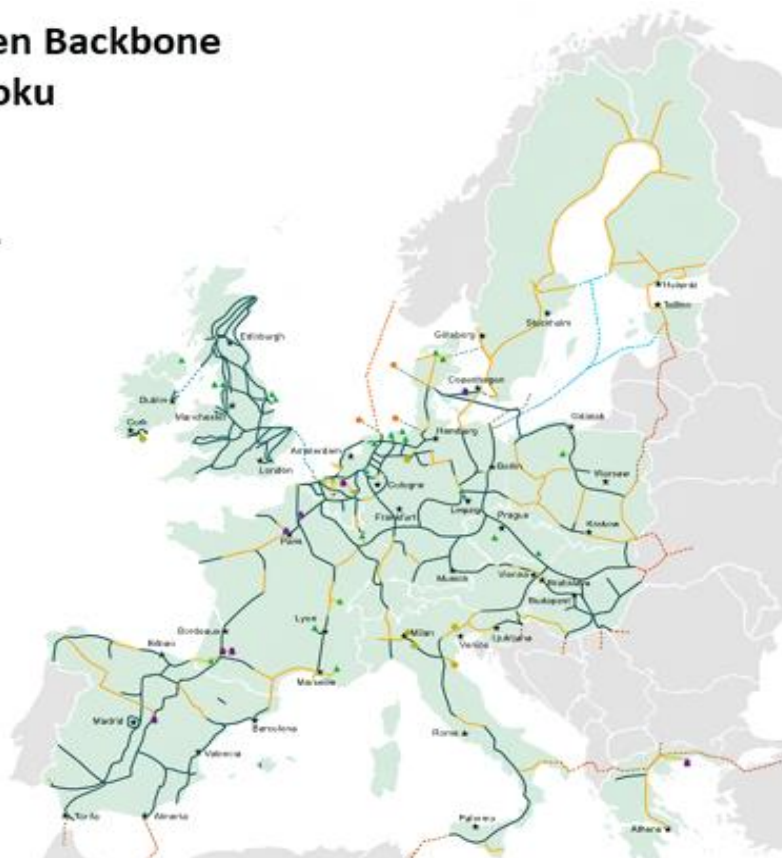
połączony z ich wykorzystaniem również jako magazynu wodoru (Sæbø i in., 2021). Infrastruktura transportu wodoru składałaby się z sieci przesyłowej rurociągów ze stacjami kompresorowymi rozmieszczonymi w całej sieci (Deutsche Energie-Agentur, 2022).

Straty ciśnienia, a tym samym straty energii, w rurach będą zależę od średnicy, długości i jakości materiału rury, a także od ciśnienia w rurze i ilości wodoru transportowanego w rurze (natężenie przepływu w rurze) (Sæbø i in., 2021). W fazie przejściowej, gdy produkcja wodoru jest zwiększana, mieszanie wodoru z gazem ziemnym może być sposobem na transport mniejszych ilości wodoru na rynek (Brodacki, D i in., 2021). W przypadku mieszania wodoru z gazem ziemnym należy mieć na uwadze, że gęstość energetyczna wodoru jest równa 1/3 gęstości gazu ziemnego, zatem zawartość energii w jednostce objętości mieszanki jest mniejsza, niż w czystym gazie ziemnym (Ligęza & Narloch, 2023a). Przeprowadzono kilka badań dotyczących wykorzystania istniejących rurociągów gazu ziemnego do transportu wodoru zamiast układania nowych w celu obniżenia kosztów i stwierdzono, że zmniejsza to koszty transportu o około 60 % (Lundvall, 2022), (Vestheim, 2022). Wyzwanie techniczne związane z mieszaniem wodoru w istniejących rurociągach gazowych jest związane z kruchością wodoru i ryzykiem ich pęknięcia (Sæbø i in., 2021). Obecnie badana jest kompatybilność elementów pomiarowych i monitorujących w stacjach kontrolnych z wodorem. Obecnie w Europie istnieje dobrze rozwinięta sieć rurociągów gazu ziemnego. Duże znaczenie będzie w tym przypadku odgrywać technologia, czyli możliwy poziom domieszkowania wodoru, który w Europie waha się pomiędzy 0,2 % a 10 %, a w perspektywie 10 najbliższych lat do 20 % (Brodacki, D i in., 2021), (Dokka, 2021), (Gustafsson, 2022). Przydatność istniejącego materiału rurociągu do transportu wodoru nie jest w pełni zrozumiała i konieczne są prace w celu scharakteryzowania przydatności sieci gazowych w różnych lokalizacjach. Ponadto, ze względu na wyższą przepuszczalność wodoru w porównaniu z gazem ziemnym, konieczna może być wymiana innych elementów systemów rurociągów, takich jak zawory, uszczelki, złączki, regulatory ciśnienia, urządzenia pomiarowe i urządzenia zabezpieczające, aby nadawały się one do pracy z czystym wodorem. Kolejnym kluczowym wyzwaniem związanym z dystrybucją wodoru w rurociągach jest także jego sprężanie (Stori, 2021). Zanim istniejąca infrastruktura gazu ziemnego będzie mogła zostać wykorzystana do transportu wodoru, oprócz wyzwań technicznych należy również dopracować procedury bezpieczeństwa eksploatacji i konserwacji (Deutsche Energie-Agentur, 2022).

Inną opcją transportu wodoru byłyby dedykowane rurociągi (Dokka, 2021). Takie systemy są budowane specjalnie i mogą, dzięki starannemu doborowi materiałów i projektowi rurociągu, złagodzić niektóre kwestie związane z konserwacją związane z transportem wodoru rurociągami, takie jak kruchość prowadząca do pęknięć i wysoka przepuszczalność wodoru. Systemy te nie są jednak wykorzystywane do transportu wodoru na duże odległości między krajami i są powszechnie stosowane do dystrybucji wodoru do lokalnych zakładów przemysłowych (Stori, 2021). Obecnie w skali globalnej istnieje około 16 000 km rurociągów wodoru dostarczających wodór do rafinerii i zakładów chemicznych (Kupecki i in., 2020). Aby to osiągnąć, należy odpowiednio zwiększyć ciśnienie wodoru, co oznaczałoby konieczność zaprojektowania rurociągów przesyłowych o wyższym ciśnieniu. Uznając tę metodę przesyłu wodoru, 23 operatorów systemów przesyłowych (OSP) wspólnie zaproponowało w 2021 r. inicjatywę European Hydrogen Backbone (EHB). Jej celem jest zmiana przeznaczenia i instalacja nowych rurociągów o długości 39 700 km do 2040 r., które będą zgodne z nadchodzącą gospodarką wodorową (Dokka, 2021). Inicjatywa EHB przedstawia scenariusz stopniowej budowy wodorowej sieci szkieletowej do 2040 r. w sposób opłacalny zarówno pod względem ekonomicznym, jak i technicznym. Do 2030 r. EHB składałaby się z 11 600 km rurociągów łączących powstające doliny wodorowe. Następnie cała infrastruktura wodorowa stopniowo rozrastałaby się, aby stać się siecią ogólnoeuropejską (Deloitte, 2021). Mapę projektowanej infrastruktury wodorowej w ramach EHB przedstawiono na poniższym rysunku:

## European Hydrogen Backbone Projekt do 2040 roku

- Przygotowane gaseociąg do transportu H<sub>2</sub>
- Przekształcone rurociągi H<sub>2</sub>
- Przygotowane gaseociąg do importu/eksportu
- Podmorskie rurociągi wodorowe



Rysunek 2.33. Mapa europejskiej sieci wodorowej w ramach projektu European Hydrogen Backbone. Źródło: (Deloitte, 2021).

Założono wzrost liczby budowanych rurociągów zgodnie z unijnym programem Hydrogen Backbone, który przewiduje, że do 2040 r. nowe rurociągi wodorowe będą stanowić 50 % globalnych sieci wodorowych (Giampieri i in., 2023).

### 2.7.3. Transport morski

Istnieje kilka sposobów transportu wodoru w środowisku morskim. Wodór może być transportowany w postaci sprężonej ( $\text{CH}_2$ ) lub skroplonej ( $\text{LH}_2$ ), chemicznie połączony z cieczą nośną (Liquid Organic Hydrogen Carrier - LOHC) lub przekształcony w inne substancje chemiczne, takie jak amoniak ( $\text{NH}_3$ ). Różne technologie mają oczywiście wpływ na koszty i ogólną wydajność, a także zalety i wady (Sæbø i in., 2021). Transport statkami może być odpowiedni w przypadku eksportu wodoru do obszarów zbyt odległych, aby układać rurociągi lub do obszarów, które nie są zaopatrywane wystarczająco często, aby uzasadnić inwestycje w infrastrukturę rurociągową (Sæbø i in., 2021). Aby transport morski był bardziej opłacalny niż rurociągi podmorskie, odległość musi wynosić co najmniej 47 km (Lundvall, 2022). Wymóg niskiej temperatury stanowi wyzwanie dla transportu skroplonego

wodoru. Może to sprawić, że nośniki sprężonego wodoru będą bardziej odpowiednie do transportu wodoru na duże odległości (Stori, 2021).

Wyróżnia się dwa główne czynniki determinujące wielkość statku transportującego wodór pomiędzy morską farmą wiatrową a portem bazowym. Po pierwsze, jest to wymóg przechowywania wodoru na pokładzie, a także metoda przechowywania. Po drugie, statek powinien być wystarczająco duży, aby mieć wystarczające zdolności utrzymywania się na morzu, aby utrzymać wymagany harmonogram logistyczny nawet w trudnych warunkach (Sæbø i in., 2021). Nie ma sprawdzonych projektów transportu sprężonego wodoru na dużą skalę, jednak kilka koncepcji jest w trakcie opracowywania i oczekuje się, że zostaną one zatwierdzone w najbliższej przyszłości. Czynnikiem determinującym sam układ pokładu jest poziom ciśnienia, ponieważ ma on znaczący wpływ na liczbę, kształt, rozmiar i materiał zbiorników magazynowych. Pierwszy statek do transportu ciekłego wodoru został zwodowany w 2019 roku przez Kawasaki Heavy Industries w Japonii. Do transportu wodoru z Australii do Japonii Kawasaki zainstalowało pojedynczą, izolowaną próżniowo konstrukcję dwupłaszczową o pojemności 1250 m<sup>3</sup> (Sæbø i in., 2021), (Song i in., 2021). W roku 2020 był on testowo eksploatowany w ramach porozumienia japońsko-australijskiego, a od początku 2021 został oficjalnym środkiem transportu wodoru (Kupecki i in., 2020). Obecnie trwają prace nad kilkoma zbiornikowcami ciekłego wodoru (np. konsorcjum Wärtsilä i Grieg Edge), które częściowo będą również działać na amoniaku (Sæbø i in., 2021), (Song i in., 2021).

#### **2.7.4. Transport kołowy**

Transport wodoru na krótszych dystansach odbywa się w formie butli lub rur z gazem, które zostają spięte i zabezpieczone ramą ochronną. Spięte rury łączone są w kontenery. Nowoczesne zbiorniki magazynowe wykonywane są ze specjalnych kompozytów, aby zmniejszyć ich wagę. W zależności od rodzaju naczepy/rury i sprężenia transport może mieścić około 1100 kg wodoru. Sprężenie wodoru do 200 barów daje objętość 15,6 kg H<sub>2</sub>/m<sup>3</sup> zaś do 500 barów 33 kg H<sub>2</sub>/m<sup>3</sup> (Tchorek i in., 2023). Ciężarówki mają różną pojemność w zależności od rodzaju transportowanego wodoru. Przyczepy ciężarowe z ciekłym wodorem mogą pomieścić 4300 kg na przyczepę, podczas gdy przyczepy ze sprężonym wodorem gazowym o ciśnieniu 700 barów mogą pomieścić tylko 670 kg (Lundvall, 2022). Dostawy wodoru sprężonego (o ciśnieniu 150 bar) i jego dystrybucja w stalowych butlach gazowych i wiązkach butli gazowych jest powszechnie używaną metodą dostawy wodoru przy niedużym

zapotrzebowaniu i stosunkowo niewielkich odległościach (do 200 km) (Kupecki i in., 2020). Opłacalność transportu cysternami zarówno ciekłego wodoru, jak i sprężonego wodoru nie została jeszcze potwierdzona na dużą skalę (Stori, 2021).

### **2.7.5. Transport nośników wodoru**

Nośniki wodoru, znane również jako materiały lub związki do magazynowania wodoru, odgrywają istotną rolę w magazynowaniu i transporcie wodoru gazowego. Typowe przykłady nośników wodoru obejmują wodorki metali, amoniak i ciekłe substancje organiczne. Materiały te zapewniają bezpieczniejsze i bardziej wszechstronne rozwiązania w zakresie dystrybucji wodoru, przyczyniając się do rozwoju technologii transportu opartego na wodorze (Muhammed i in., 2023), (Oslo Economics, 2023).

Amoniak służy jako wszechstronny nośnik wodoru, oferując praktyczne rozwiązanie w zakresie magazynowania i transportu wodoru. Amoniak może skutecznie przechowywać i transportować wodór ze względu na jego wysoką zawartość wagową i zdolność do tworzenia stabilnej cieczy w warunkach umiarkowanego ciśnienia i temperatury (Muhammed i in., 2023). Rurociągowy transport amoniaku jest możliwy i jest obecnie powszechnie praktykowany (Sæbø i in., 2021). Transport amoniaku za pomocą cystern chłodniczych jest również dobrze ugruntowany, z siecią lądowych magazynów, obiektów portowych i szlaków żeglugowych działających na całym świecie (Stori, 2021). Dystrybucja amoniaku za pomocą rurociągów może być opłacalną opcją w przypadkach, gdy istnieje znaczne zapotrzebowanie na zielony amoniak. Problem z wykorzystaniem amoniaku jako ciekłego nośnika wodoru polega na tym, że odzyskiwanie wodoru z amoniaku wymaga procesu krakingu, który wymaga użycia rutenu na dużą skalę, co prawdopodobnie będzie bardzo kosztowne (Dokka, 2021). Jednocześnie przechowywanie amoniaku jest mniej wymagające niż przechowywanie ciekłego i sprężonego wodoru, co jest warunkiem wstępnym znalezienia dobrego rozwiązania dla transportu. Oznacza to, że w przypadku produkcji amoniaku możliwe byłoby przechowywanie go na morzu i transportowanie statkami (Sæbø i in., 2021).

Ciekłe organiczne nośniki wodoru (LOHC) to związki chemiczne wykorzystywane do magazynowania i transportu wodoru. LOHC mogą odwracalnie wiązać się z cząsteczkami wodoru w wyniku reakcji chemicznych, umożliwiając im przechowywanie wodoru w odpowiednich warunkach (Muhammed i in., 2023). W przypadku organicznych nośników ciekłego wodoru, które są stabilne w normalnej temperaturze i ciśnieniu, nie ma specjalnych



wymagań dotyczących transportu na statkach, a zbiorniki używane między innymi do oleju napędowego mogą być używane do transportu LOHC. Ich wadą, podobnie jak w przypadku amoniaku, jest dodatkowy proces uwodornienia i odwodornienia (Oslo Economics, 2023).

## 2.7.6. Porównanie metod transportu wodoru

Każda z metod transportu wodoru różni się od siebie, a ich wybór zależy od czynników takich jak odległość, objętość, dostępność infrastruktury i konkretne wymagania dotyczące zastosowania końcowego wodoru (Muhammed i in., 2023). Porównanie dwóch najczęściej rozważanych w literaturze metod transportu wodoru – transportu rurociągami i statkami, przedstawiono w poniższej tabeli:

Tabela 2.8. Porównanie transportu wodoru z wykorzystaniem rurociągów i statków

| Metoda transportu | Sprężony gazowy wodór                                                                                                                    | Ciekły wodór                                                                                                                                                                                                                                               | Amoniak                                                                                                                                                          |
|-------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Rurociąg          | Obecnie realizowany na lądzie, trwający projekt badawczy mający na celu przystosowanie istniejących rur podmorskich do transportu wodoru | Wysokie wymagania izolacyjne, duża złożoność systemu ze względu na bardzo niską temperaturę ( $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$ )                                                                                                                             | Obecnie realizowany na lądzie, istniejąca technologia może być wykorzystana z niewielkimi modyfikacjami                                                          |
| Statek            | Zaprezentowano obszerne, wysokociśnieniowe szkice koncepcyjne. Na dzień dzisiejszy brak statków komercyjnych                             | Jeden statek działający na całym świecie, wysoka złożoność systemu ze względu na bardzo niską temperaturę ( $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), wymaga systemu chłodzenia rur i zbiorników, izolowanych próżniowo zbiorników, potrzebny system odparowywania | Jest transportowany na statkach od dziesięcioleci. Istnieją już przepisy dotyczące transportu morskiego, należy je dostosować do transportu morskiego z platform |

Źródło: (Sæbø i in., 2021), (Muhammed i in., 2023).

Koszty transportu wodoru mają duże znaczenie dla tworzenia się rynku wodoru odnawialnego. Jeśli wodór będzie wykorzystywany w pobliżu miejsca jego produkcji, koszty transportu będą niskie. Jeśli natomiast będzie on transportowany na duże odległości, wówczas koszty przesyłu i dystrybucji mogą sięgnąć trzykrotnej wartości kosztów wytworzenia wodoru (Brodacki, D i in., 2021). Prognozy wskazują, że w docelowym modelu europejskiej gospodarki wodorowej – około roku 2040, ponad 30 % długości (12 450 km) rurociągów wodorowych będzie stanowić nowa, dedykowana infrastruktura, natomiast 60 % długości (27

200 km) - infrastruktura dostosowana (Kupecki i in., 2020). We wczesnych fazach rozwoju rynku i przy realizacji instalacji pilotażowych, przy niskim wolumenie produkcji dziennej produkcji wodoru, najbardziej opłacalna metoda to transport drogowy wodoru sprężonego (Kupecki i in., 2020). Mieszanie wodoru w sieciach gazociągowych to najtańsza i najbardziej efektywna technologia transportowa. Wymaga jedynie dostosowania technicznego istniejących obecnie gazociągów do mieszanki wodoru odnawialnego z gazem ziemnym wysokometanowym. Szacuje się, że na odległości do 1500 km taki transport będzie najtańszy. Powyżej 1500 km, co w przypadku produkcji wodoru w Polsce nie wystąpi, najbardziej opłacalny jest transport wodoru przekształconego w amoniak oraz przy zastosowaniu niedawno skomercjalizowanej technologii LOHC (Brodacki, D i in., 2021).. W wielu państwach, wodór ciekły lub sprężony transportowany jest ciężarówkami i ten rodzaj transportu będzie dominować do końca obecnej dekady. W ten sposób przesyłane jest 15 % wyprodukowanego wodoru, pozostałe 85 % jest wykorzystywane w procesach technologicznych w miejscu wyprodukowania nośnika (Brodacki, D i in., 2021). Z transportem ruropociągowym wiążą się jednak pewne wady. Na przykład, wodór ma inne właściwości niż gaz ziemny i wymaga specjalnych materiałów, powłok i rozwiązań konstrukcyjnych, aby zapobiec kruchości wodoru i wyciekom. Środki bezpieczeństwa, takie jak systemy monitorowania, technologie wykrywania wycieków i protokoły konserwacji, mają kluczowe znaczenie dla zapewnienia integralności ruropociągu i zapobiegania wypadkom (Muhammed i in., 2023). Budowa dedykowanych ruropociągów wodorowych jest kosztowna. Chociaż najbardziej ekonomicznym sposobem transportu dużych ilości wodoru na odległości mniejsze niż 1500 km są ruropociągi, oczekuje się, że początkowy koszt kapitałowy budowy nowej sieci podmorskich ruropociągów wodorowych będzie droższy niż budowa nowego ruropociągu gazu ziemnego ze względu na względy związane z kruchością wodoru (Siew Wan Cheng C., 2020). W związku z tym jest mało prawdopodobne, że takie ruropociągi zostaną zbudowane, chyba że będzie to uzasadnione znaczną wielkością długoterminowego zapotrzebowania na wodór (Siew Wan Cheng C., 2020).

Ciekły wodór oferuje elastyczność w zakresie rodzajów transportu, w tym drogowego, kolejowego i morskiego. Co więcej, ciekły wodór minimalizuje straty wodoru spowodowane dyfuzją lub wyciekami dzięki jego kriogenicznemu przechowywaniu. Obsługa ciekłego wodoru jest generalnie prostsza i bezpieczniejsza niż obsługa wodoru gazowego pod wysokim ciśnieniem (Muhammed i in., 2023). Niezależnie od tego, transport ciekłego wodoru wiąże się również z pewnymi wadami i wyzwaniem. Na przykład, utrzymanie temperatur

kriogenicznych wymaga kosztownego specjalistycznego sprzętu i izolacji. Parowanie podczas transportu prowadzi do utraty wodoru, co wymaga ciągłego chłodzenia lub odpowietrzania. Infrastruktura taka jak cysterny kriogeniczne i urządzenia może nie być powszechnie dostępna (Sæbø i in., 2021), (Muhammed i in., 2023).

Nośniki wodoru mogą ułatwić dostarczanie wodoru do odległych lub poza siecią lokalizacji, w których bezpośredni rurociąg lub inne metody transportu mogą być niewykonalne. Wykorzystanie nośników wodoru pozwala sprostać kilku wyzwaniom związanym z transportem wodoru w postaci gazowej lub ciekłej (Muhammed i in., 2023). Stosunkowo niskie koszty transportu sprawiają, że amoniak jest atrakcyjnym nośnikiem wodoru (Siew Wan Cheng C., 2020).

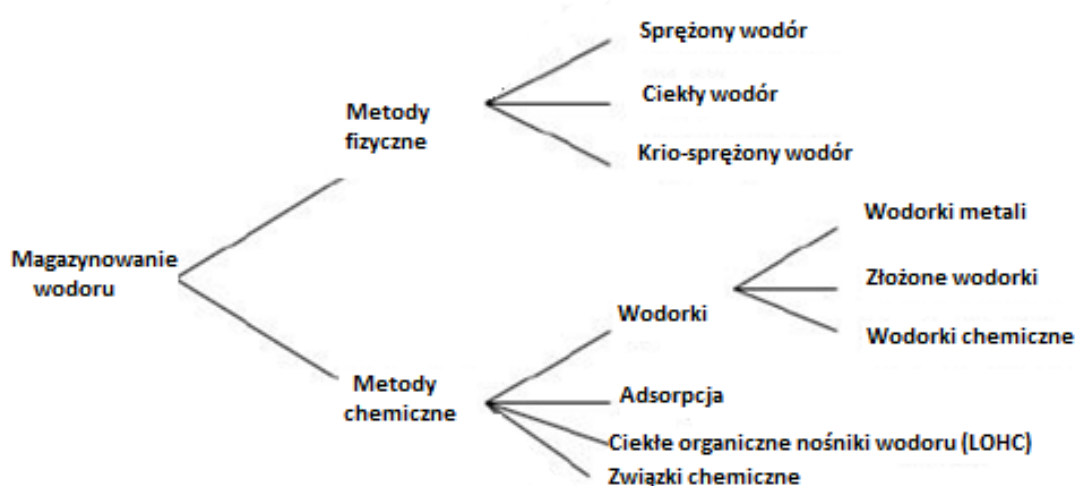
## **2.8. Metody wielkoskalowego magazynowania wodoru**

### **2.8.1. Rola i rodzaje magazynów wodoru**

Zgodnie z założeniami polityki klimatycznej UE przewiduje się, że w najbliższej przyszłości większość energii będzie pochodzić z odnawialnych źródeł energii opartych na wietrze i słońcu. W celu zapewnienia działania gospodarki opartej na OZE potrzebne będą systemy magazynowania energii o dużej mocy (Tarkowski & Uliasz-Misiak, 2022). Efektywną formą magazynowania energii może stać się zielony wodór. Istotą magazynowania energii w postaci wodoru, zwłaszcza wyprodukowanego w okresach nadwyżek energetycznych, jest jego ponowne wykorzystanie w momencie szczytowego zapotrzebowania na energię (Czapowski & Tarkowski, 2018). O ile wodór nie jest produkowany w miejscu lub w pobliżu miejsca jego końcowego wykorzystania, wymaga on specjalnej infrastruktury do magazynowania i transportu (Stori, 2021). Rozwój sektora zielonego wodoru będzie więc wymagał efektywnego systemu magazynowania. Krótko- i średnioterminowe magazyny będą potrzebne w sektorach elektrociepłowniczym i ciepłowniczym, natomiast magazynowanie długoterminowe będzie niezbędne dla szerszego wykorzystania wodoru w systemie gazowniczym i energetycznym, zgodnie z sezonowym cyklem ich pracy (Brodacki, D i in., 2021). Kluczową cechą odróżniającą systemy magazynowania wodoru od innych form magazynowania energii jest ich elastyczność, możliwość świadczenia wielu usług oraz możliwość magazynowania energii na dużą skalę, zarówno w okresie krótko – i długoterminowym (Widera, 2020). Systemy magazynowania

energii wodorowej stwarzają liczne potencjalne korzyści, zarówno pod kątem magazynowania energii i zapewnienia stabilności systemu energetycznego, jak i wykorzystania go do procesu dekarbonizacji gospodarki (Widera, 2020), (Portarapillo & Di Benedetto, 2021). Ponadto, magazynowanie wodoru na dużą skalę może umożliwić rozwój klastrów przemysłowych i przetwórczych opartych na wodorze (Stori, 2021).

Wodór gazowy, wytwarzany w procesie elektrolizy, cechuje się niską objętościową gęstością energii, co wymaga dużych pojemności magazynowych (Portarapillo & Di Benedetto, 2021), (Valle-Falcones i in., 2022), (Baardsen Høines, 2022).. W związku z tym, aby efektywnie magazynować znaczne ilości wodoru, należy przeprowadzić proces przetwarzania wodoru gazowego w celu zwiększenia jego objętościowej gęstości energii (Vestheim, 2022). Wyróżnia się kilka metod magazynowania wodoru, zarówno wielkoskalowych jak i na mniejszą skalę, które zaprezentowano na poniższym schemacie:



Rysunek 2.34. Wybrane metody magazynowania wodoru. Źródło: opracowanie własne na podstawie (Vestheim, 2022).

Wodór jest specyficznym gazem, który musi być sprężony, aby zajmować jak najmniejszą objętość. W porównaniu z innymi gazami ma najmniejszą masę cząsteczkową, małą gęstość ( $0,08375 \text{ kg/m}^3$ ), bardzo małą rozpuszczalność w wodzie i małą lepkość dynamiczną ( $0,88 \cdot 10^{-5} \text{ Pa} \cdot \text{s}$ ) (Tarkowski & Uliasz-Misiak, 2022). Wybór formy magazynowania wodoru jest złożoną kwestią i zależy od wielu czynników, takich jak ograniczenia geograficzne,

przepisy bezpieczeństwa, koszty, wymagania techniczne, wymagana pojemność magazynowa oraz zastosowanie końcowe, przy czym każda forma magazynowania ma swoje zalety i wady (Schrotenboer i in., 2022).

Magazynowanie sprężonego wodoru w zbiornikach ciśnieniowych jest najpopularniejszą i najprostszą metodą, wymagającą stosunkowo prostej infrastruktury (Vestheim, 2022), (Mosca, 2023). Inną metodą jest magazynowanie wodoru ciekłego w zbiornikach kriogenicznych (w temperaturze – 253 °C) (Małachowska i in., 2022). Wraz z ciągłym postępem technologii magazynowania wodoru, podziemne magazynowanie wodoru jest uważane za najbardziej realny kierunek rozwoju technologii magazynowania wodoru na dużą skalę (Yan i in., 2023). Magazynowanie wodoru w strukturach geologicznych (kawerny wyługowane w złożach soli, głębokie warstwy wodonośne, wyeksploatowane złoża węglowodorów) uważane jest za rozwiązanie zapewniające lepsze wykorzystanie jego potencjału. Daje ono możliwość długotrwałego, bezpiecznego magazynowania tego gazu (pojemność magazynów energii rzędu terawatogodzin) przy stosunkowo niskich kosztach (Tarkowski & Uliasz-Misiak, 2022).

W kolejnych podrozdziałach zostaną szczegółowo omówione trzy metody wielkoskalowego magazynowania wodoru, tj. magazynowanie gazowego wodoru w kawernach solnych, magazynowanie skroplonego wodoru oraz magazynowanie wodoru w formie amoniaku.

### **2.8.2. Podziemne magazynowanie gazowego wodoru w kawernach solnych**

W niektórych regionach podziemne kawerny solne zostały uznane za podstawową i najbardziej obiecującą technologię podziemnego magazynowania wodoru na dużą skalę (Michalski i in., 2017), (Tchorek, 2022), (Yan i in., 2023), (Ma i in., 2023). Podczas gdy kawerny w strukturach solnych są obecnie wykorzystywane do przechowywania gazu ziemnego, w przyszłości mogłyby zostać ponownie wykorzystane do przechowywania wodoru. (Deutsche Energie-Agentur, 2022). Naziemne magazyny wodoru, takie jak rurociągi lub zbiorniki, mają ograniczoną pojemność magazynowania (MWh; godziny – dni). Aby magazynować energię w kategoriach GWh/TWh (tygodnie/miesiące), konieczne jest wykorzystanie miejsc pozwalających na znacznie większe pojemności magazynowe (Tarkowski & Uliasz-Misiak, 2022). Taka forma przechowywania energii umożliwiłaby regulowanie podaży i popytu w przypadkach, w których ilość wytwarzanej energii przekracza

aktualne zapotrzebowanie oraz oferowałyby rezerwy wodoru dla przemysłu (Czapowski & Tarkowski, 2018).

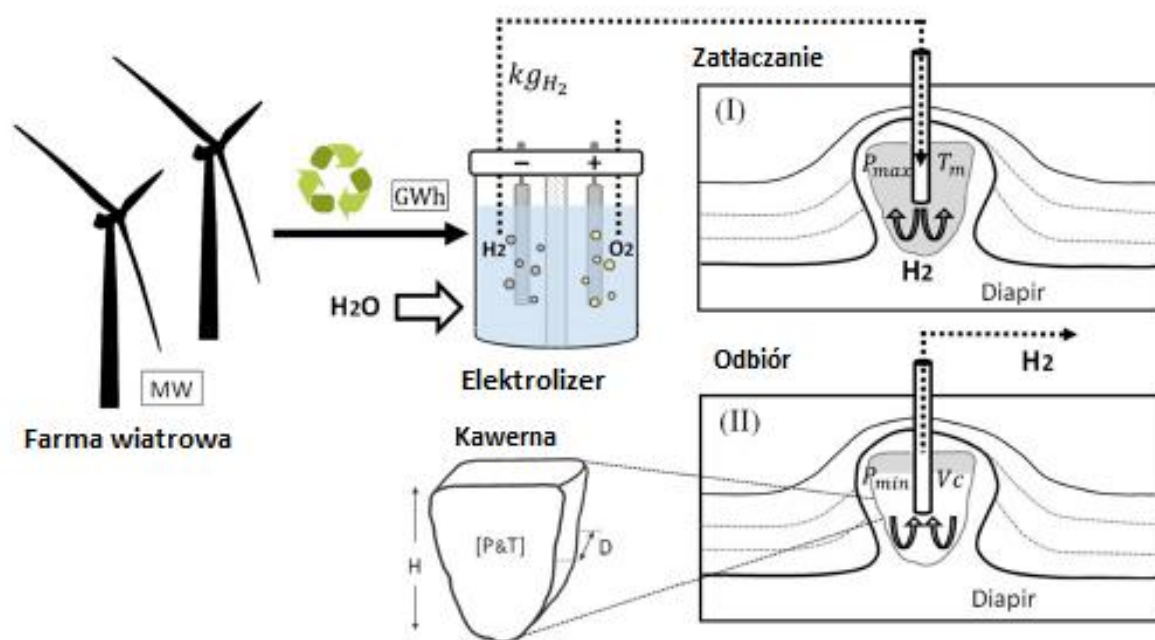
Podziemne kawerny solne to wyrobiska utworzone przez człowieka w podziemnych złożach soli (pokładach lub wysadach solnych) w wyniku procesu ługowania (Kupecki i in., 2020), (Such, 2020), (Muthukumar i in., 2023), (Muhammed i in., 2023). W zależności od specyfikacji złożowej i możliwości technicznych, mogą być budowane na głębokości do 2000 m. Poszczególne komory magazynowe mają objętość geometryczną do 1 000 000 m<sup>3</sup>, typową wysokość 300 – 500 m i średnicę 50 – 100 m (Michalski i in., 2017). W zależności od głębokości, mogą być eksploatowane przy ciśnieniu do lub nawet powyżej 20 MPa, co umożliwia magazynowanie dużych ilości gazu (około 500 000 m<sup>3</sup> dla kilku tysięcy ton wodoru) (Portarapillo & Di Benedetto, 2021).. Minimalne i maksymalne dopuszczalne ciśnienie wodoru wzrasta jeszcze bardziej, gdy kawerna znajduje się głębiej pod ziemią (Michalski i in., 2017), (Kimman, 2020). Ze względu na korzystne właściwości fizyczne soli, ściany kawern solnych są stabilne i nieprzenikalne dla gazu przez bardzo długi czas (Michalski i in., 2017), (Kimman, 2020). Ściany kawerny solnej są nieprzepuszczalne dla wodoru, a plastyczne właściwości soli chronią je przed pojawieniem się i rozprzestrzenianiem pęknięć, grożących utratą szczelności zbiornika. Sól kamienna jest ponadto obojętna względem wodoru, co zapobiega jego zanieczyszczeniom i oddziaływaniu na strukturę kawerny (Czapowski & Tarkowski, 2018), (Yan i in., 2023). Ilość magazynowanego i odbieranego gazu w tym przypadku jest bardzo elastyczna, co czyni ten typ magazynowania wysoce dynamicznym (Kimman, 2020). Spośród wszystkich typów magazynów w strukturach geologicznych tylko kawerny solne charakteryzują się bardzo dużą elastycznością pracy, czyli możliwością przestawienia się w przeciągu kilku godzin z zatłaczania na odbiór i odwrotnie (Brodacki, D i in., 2021). W zależności od potrzeb i sposobu eksploatacji kawernowego magazynu, możliwa jest liczba do dziesięciu cykli zatłaczania i odbioru w ciągu roku (Czapowski & Tarkowski, 2018). Często w jednej strukturze solnej można wyługować kilka kawern, tak aby dostosować ogólną pojemność magazynu do potrzeb rynkowych (Czapowski & Tarkowski, 2018), (Kupecki i in., 2020). Kawerny solne wykazują wysoką wydajność magazynowania wynoszącą około 98 % (Muthukumar i in., 2023).

W przypadku wykorzystania kawern solnych jako magazynów wodoru ważne jest spełnienie określonych warunków, aby struktury te mogły zostać zaadoptowane na podziemny magazyn (Czapowski & Tarkowski, 2018). Projekt kawern musi zapewnić ich stabilność, szczelność dla magazynowanego gazu, dopuszczalne osiadanie powierzchni oraz

bezpieczeństwo ekologiczne otoczenia. Wymagania te muszą być spełnione zarówno podczas procesu ługowania, jak i podczas operacji zatłaczania i wydobywania gazu (Valle-Falcones i in., 2022). Lokalizacja kawerny solnej jest kluczowym czynnikiem decydującym o możliwości magazynowania wodoru. Musi ona posiadać grube warstwy soli wolne od zanieczyszczeń, niską zawartość wody i znajdować się blisko miejsca produkcji wodoru, aby zminimalizować koszty transportu i zapewnić efektywną dostawę (Ma i in., 2024). Kształt kawerny wpływa na przestrzenny rozkład naprężeń. Właściwe zaprojektowanie jej kształtu zwiększy stabilność i bezpieczeństwo, dlatego modele powinny być wykonane po poznaniu parametrów geomechanicznych uzyskanych z próbek laboratoryjnych. Najlepsze wyniki (wyższa stabilność, niższy stan naprężeń i niższa zbieżność) uzyskuje się dla kawern cylindrycznych o zaokrąglonych krawędziach (Valle-Falcones i in., 2022). Mniejszy zasięg i bardziej zdefiniowana geometria kawern solnych oznacza, że wymagają one mniejszej ilości poduszki gazowej niż wyeksploatowane złoża węglowodorów i poziomy wodonośne o szerokiej, wydłużonej strukturze (Valle-Falcones i in., 2022). Zaleca się jednak, aby około 30 % całkowitej objętości było przeznaczone na poduszkę gazową (Muhammed i in., 2023). Wysoka dyfuzyjność wodoru sprawia, że może on dyfundować nawet przez ciała stałe, co skutkuje utratą zmagazynowanego paliwa. Na przepuszczalność skał solnych wpływają przede wszystkim warunki naprężenia i wymagania dotyczące ciśnienia roboczego magazynowanego gazu (Valle-Falcones i in., 2022). Ciśnienie robocze dla magazynowania wodoru w kawernach solnych wynosi zazwyczaj od 700 do 900 barów. Głębokość kawerny wpływa na maksymalną siłę, jaką można bezpiecznie utrzymać, podczas gdy geologia miejsca może wpływać na minimalne ciśnienie, które można utrzymać bez powodowania niestabilności lub innych obaw związanych z bezpieczeństwem. Ponadto wyższe ciśnienie robocze może zwiększyć pojemność magazynową kawerny, ale wymaga więcej energii do sprężania, co może zwiększyć koszty (Ma i in., 2024). W związku z tym ciśnienie robocze kawerny musi być starannie określone, biorąc pod uwagę kilka czynników: (i) ciśnienie szczelinowania najsłabszej litologii występującej w złożowej formacji solnej, (ii) minimalne ciśnienie wymagane do zapobieżenia pełzaniu stropu i zapewnienia stabilności oraz (iii) ciśnienie, które pozostaje poniżej maksymalnego progu, który mógłby potencjalnie wywołać poślizg wzdłuż płaszczyzn podłoża (Muhammed i in., 2023). Charakterystyka strukturalna i projektowa kawerny solnej określi ilość wodoru, jaką można zmagazynować w obrębie formacji. Pojemność magazynowa jest obliczana na podstawie rozważań termodynamicznych zgodnie ze specyficznymi danymi magazynu. Szacowany czas budowy kawerny, różni się w zależności od wymiarów, jakie należy osiągnąć, struktury i składu skały solnej oraz

zastosowanej metody ługowania. W celu przeprowadzenia procesu ługowania konieczne jest wykonanie odwiertu, który po odpowiednim i specyficznym wykonaniu będzie stanowił odwiert zatłaczający  $H_2$  w kawernie. Podczas użytkowania kawerny należy przyjąć normy bezpieczeństwa i narzędzia analizy ryzyka podobne na przykład do tych opracowanych przez przemysł rafineryjny (Valle-Falcones i in., 2022).

Potencjalnie wodór można magazynować w wyeksploatowanych złożach ropy naftowej lub gazu ziemnego oraz w warstwach wodonośnych. Najlepsze efekty daje jednak wykorzystanie kawern solnych. O ile do magazynów złożowych, gaz zatłaczany i dobierany jest powoli, o tyle magazyny kawernowe pozwalają uzyskać zarówno dużą szybkość napełniania jak i rozładowania. Te parametry techniczne podnoszą użyteczność magazynów kawernowych do zastosowań przemysłowych oraz energetycznych. Koszt magazynowania nie przekracza 0,6 USD/kg $H_2$ , wydajność sięga ok. 98 %, natomiast ryzyko zanieczyszczenia wodoru oceniane jest na niskie (Brodacki, D i in., 2021). Na rysunku 2.35 przedstawiono schemat wytwarzania wodoru z wykorzystaniem odnawialnej energii oraz proces magazynowania (zatłaczania i odbioru) z kawerny solnej (Valle-Falcones i in., 2022):



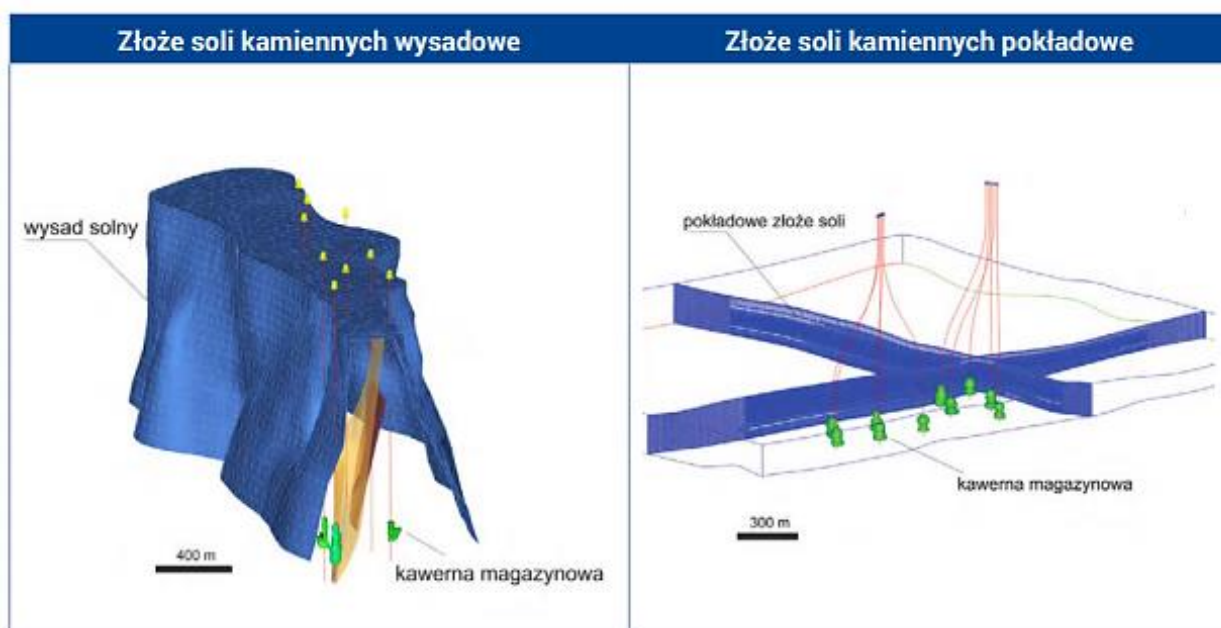
Rysunek 2.35. Schemat zatłaczania i odbioru wodoru z kawerny solnej. Źródło: opracowanie własne na podstawie (Valle-Falcones i in., 2022).

Istnieje możliwość magazynowania mieszaniny gazu ziemnego z wodorem w magazynach kawernowych. Gaz ziemny i wodór tworzą jednorodną mieszaninę, której



parametry są jednakowe w każdym miejscu kawerny solnej (Budak & Szpunar, 2020). Wodór wprowadza się do komory magazynowej w postaci mieszaniny z gazem ziemnym, w celu uniknięcia możliwości jego ewentualnego początkowego gromadzenia się w górnych partiach komory. Brak oddziaływań chemicznych między wodorem, gazem ziemnym i solą, w połączeniu z praktycznie zerową przepuszczalnością soli, umożliwia efektywne magazynowanie mieszaniny gazu ziemnego z wodorem w utworach solnych (Budak & Szpunar, 2020).

Kawerny do magazynowania wodoru mogą być tworzone w wysadach solnych lub w pokładowych złożach soli. Złoża wysadowe charakteryzują się ograniczeniem w rozciągłości horyzontalnej złoża, praktycznie nieograniczoną miąższością z punktu widzenia budowy kawern magazynowych oraz skomplikowaną budową wewnętrzną. Złoża pokładowe charakteryzują się ograniczeniem w rozciągłości wertykalnej złoża, praktycznie nieograniczoną rozciągłością horyzontalną oraz prostą budową wewnętrzną i występowaniem prawie jednolitych typów litologicznych soli kamiennych (Brodacki, D i in., 2021). Kawerny zbudowane w pokładowych formacjach solnych są zwykle płytsze i mniej stabilne ze względu na zwiększoną niejednorodność skał (Muhammed i in., 2023). Najkorzystniejsze do przechowywania wodoru są grube pokłady soli kamiennej oraz wysady solne. Niekorzystnymi warunkami do magazynowania wodoru są nierozpuszczalne przekładki w złożach soli oraz silnie rozpuszczalne sole potasu i magnezu (Brodacki, D i in., 2021). Porównanie budowy złoża wysadowego ze złożem pokładowym soli przedstawiono na poniższym rysunku:



Rysunek 2.36. Lokalizacja kawern w złożach soli wysadowym i pokładowym Źródło: (Brodacki, D i in., 2021).

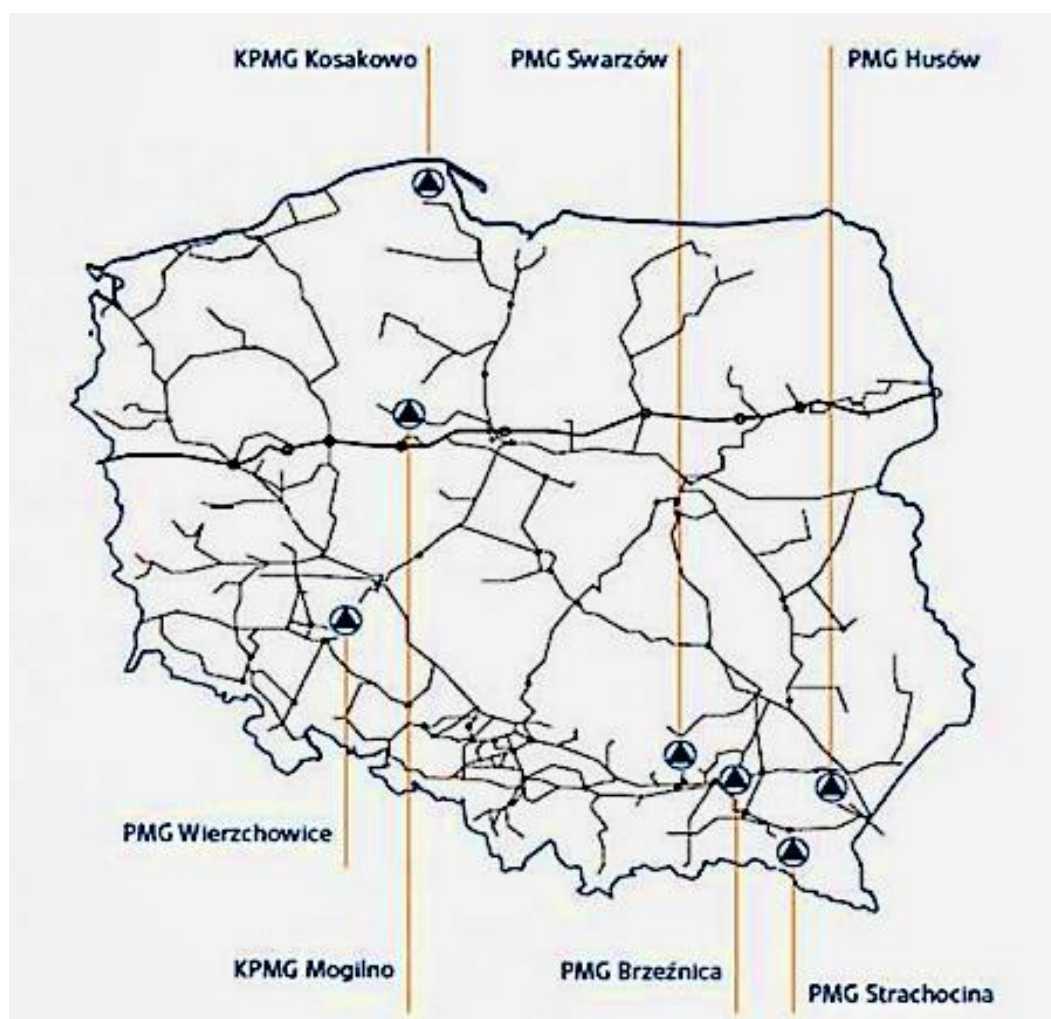
Przydatność złóż soli dla budowy podziemnych magazynów gazu została udowodniona poprzez budowę i eksploatację kilkuset kawern magazynowych na całym świecie, w tym w Polsce (Tarkowski, 2017), (Brodacki, D i in., 2021). Doświadczenia z magazynowaniem wodoru w strukturach geologicznych są ograniczone i dotyczą głównie magazynowania w kawernach solnych, wykorzystywanych głównie przez przemysł petrochemiczny (Tarkowski & Uliasz-Misiak, 2022). Magazynowanie wodoru w kawernach jest realizowane od lat 70. w Wielkiej Brytanii (Teeside) oraz w USA (Clemens, Moss Bluff i Spindletop), (Uliasz-Misiak i in., 2022), (Brodacki, D i in., 2021). Dane dotyczące aktualnie eksploatowanych magazynów kawernowych wodoru zebrano w poniższej tabeli:

Tabela 2.9. Istniejące kawernowe magazyny wodoru na świecie

| Parametr                                | Magazyn Teeside (UK) | Magazyn Clemens (USA) | Magazyn Moss Bluff (USA) | Magazyn Spindletop (USA) |
|-----------------------------------------|----------------------|-----------------------|--------------------------|--------------------------|
| Typ złoża                               | Pokładowe            | Wysad solny           | Wysad solny              | Wysad solny              |
| Głębokość [m p.p. t.]                   | 365                  | 1000                  | 1200                     | 1340                     |
| Objętość geometryczna [m <sup>3</sup> ] | 210 000              | 580 000               | 566 000                  | 906 000                  |
| Zakres ciśnień [MPa]                    | 4,5                  | 7 – 13,5              | 5,5 – 15,2               | 6,8 – 20                 |
| Zmagazynowana energia [GWh]             | 25                   | 83,3                  | 123                      | 274                      |

Źródło: (Kupecki i in., 2020), (Brodacki, D i in., 2021).

Całkowita pojemność polskich podziemnych zbiorników magazynowych wynosi około 3,074 mld m<sup>3</sup>. W Polsce jako magazyny gazu ziemnego użytkowane są obecnie dwie kawerny solne: KPMG Mogilno oraz KPMG Kosakowo (Kupecki i in., 2020). KPMG Mogilno jest zlokalizowany w cechsztyńskim wysadowym złożu soli kamiennej, o interwale zalegania kawern 600 – 1800 m i pojemności czynnej 585 mln m<sup>3</sup>. KPMG Kosakowo położony jest w cechsztyńskim pokładowym złożu soli kamiennej „Mechelinki” o miąższości soli 170 – 200 m, posiada 10 komór magazynowych i pojemność czynną 300 mln m<sup>3</sup> (Małachowska i in., 2022), (Zacharski i in., 2022). Lokalizację aktualnie działających podziemnych magazynów gazu w Polsce przedstawiono na poniższym rysunku:



Rysunek 2.37. Lokalizacja podziemnych magazynów gazu w Polsce. Źródło: (Such, 2020).

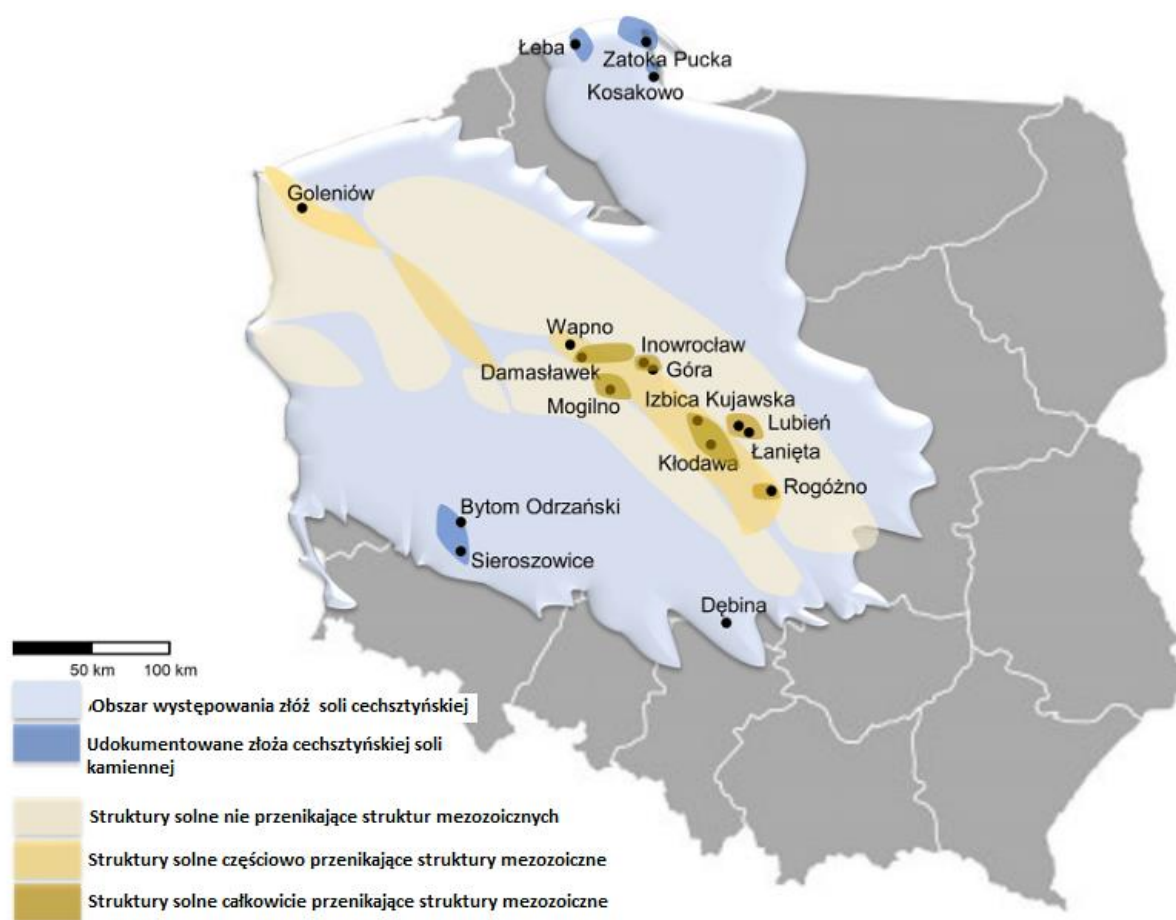
Pośród różnych możliwości, magazynowanie wodoru w strukturach solnych wydaje się atrakcyjne technologicznie w polskich warunkach. Polska posiada dogodną strukturę geologiczną dla kolejnych magazynów kawernowych. Pokłady soli kamiennej i wysady solne znajdują się w kilkudziesięciu miejscach położonych w trzech głównych regionach: na tzw. Wyniesieniu Łeby, na Monoklinie przedsudeckiej, Kujawach, ziemi Łódzkiej oraz na Zapadlisku podkarpackim (Brodacki, D i in., 2021). W Polsce występują liczne złoża i struktury solne wieku cechsztyńskiego, lecz tylko niewielka ich część może być zagospodarowana do budowy podziemnych magazynów wodoru. Określenie wymagań i warunków przy wyborze lokalizacji dla PMG powinno opierać się na analizie aspektów geologicznych i wiedzy z zakresu inżynierii złożowej. Obejmuje to najważniejsze parametry, takie jak budowa geologiczna (powierzchnia, głębokość, powierzchnia, miąższość poziomu złożowego), szczelność, właściwości złoża (porowatość i przepuszczalność skał), ciśnienie

złożowe, właściwości geomechaniczne i charakterystyka skał nadkładu uszczelniającego oraz parametry techniczne operacji składowania. Następnie brane są pod uwagę kryteria techniczne, środowiskowe, prawne, ekonomiczne i inne (Tarkowski i in., 2024). Możliwość wykonania PMG w złożu soli kamiennych oraz jego pojemność zależne są od czynników geologiczno-górnictwowych, takich jak (Wilkosz & Grzybowski, 2023):

- stopnia rozpoznania złoża,
- głębokości zalegania stropu i spągu złoża,
- formy i wielkości złoża,
- miąższości złoża,
- budowy wewnętrznej złoża,
- litologii i jakości złoża,
- własności geomechanicznych skał,
- tektoniki wewnętrznej złoża i jego bezpośredniego otoczenia
- temperatury złoża,
- warunków wodnych i gazoności złoża.

W ramach projektu HESTOR „Magazynowanie energii w postaci wodoru w kawernach solnych” przeanalizowano różne lokalizacje, pod kątem budowy kawern solnych dla celów przechowywania wodoru (Siekierski i in., 2023). Złoża soli kamiennych występują w Polsce zarówno w formie złóż pokładowych (Polska północna i monoklina przedsudecka), jak i wysadowych (Polska północno-zachodnia i centralna) (Brodacki, D i in., 2021). Złoża te są związane z cechsztyńską formacją solonośną, utworzoną w basenie permskim i rozciągającą się od Wielkiej Brytanii przez Morze Północne, Holandię, Danię i Niemcy do Polski i Litwy. Formacja ta pokrywa ponad połowę powierzchni Polski. Na większości obszaru basenu permskiego sól kamienna występuje na głębokości ok. 5 –7 km. Na mniejszych głębokościach występuje w postaci struktur solnych, takich jak kopuły solne czy poduszki solne, natomiast w brzeżnych rejonach basenu sedymentacyjnego występuje w postaci pokładowych złóż soli kamiennej. Cechsztyńska formacja solonośna to naprzemienny kompleks formacji ewaporatowych warstw soli kamiennej, soli potasowo – magnezowych, gipsu, anhydrytu,

dolomitu, wapieni, margli i osadów klastycznych reprezentujących cztery cyklotemy (Tarkowski i in., 2024). W północnej Polsce sól kamienna występuje w postaci pojedynczego złoża najstarszej soli kamiennej (Na1). Pokład soli kamiennej zalega na głębokości od 550 m p.p.t. w okolicach Łeby do > 1100 m p.p.t. w południowej części regionu. Miąższość złoża soli kamiennej waha się od kilku metrów do ponad 220 m (Tarkowski i in., 2024). W obrębie Wzniesienia Łeby dobrze zbadane zostały Łeba, Mechelinki i Zatoka Pucka (Małachowska i in., 2022). Kolejnym brany pod uwagę regionem jest Legnica-Głogów, położony w monoklinie przedsudeckiej (Małachowska i in., 2022). Sól kamienna występuje tam w trzech warstwach (Na1, Na2 i Na3) utworzonych w trzech cyklotemach. Miąższość złóż soli kamiennej jest bardzo zróżnicowana i waha się od kilku do kilkuset metrów w regionie północnym, lokalnie przekraczając 300 m (Tarkowski i in., 2024). Mapę występowania struktur solnych w Polsce przedstawiono na poniższym rysunku:



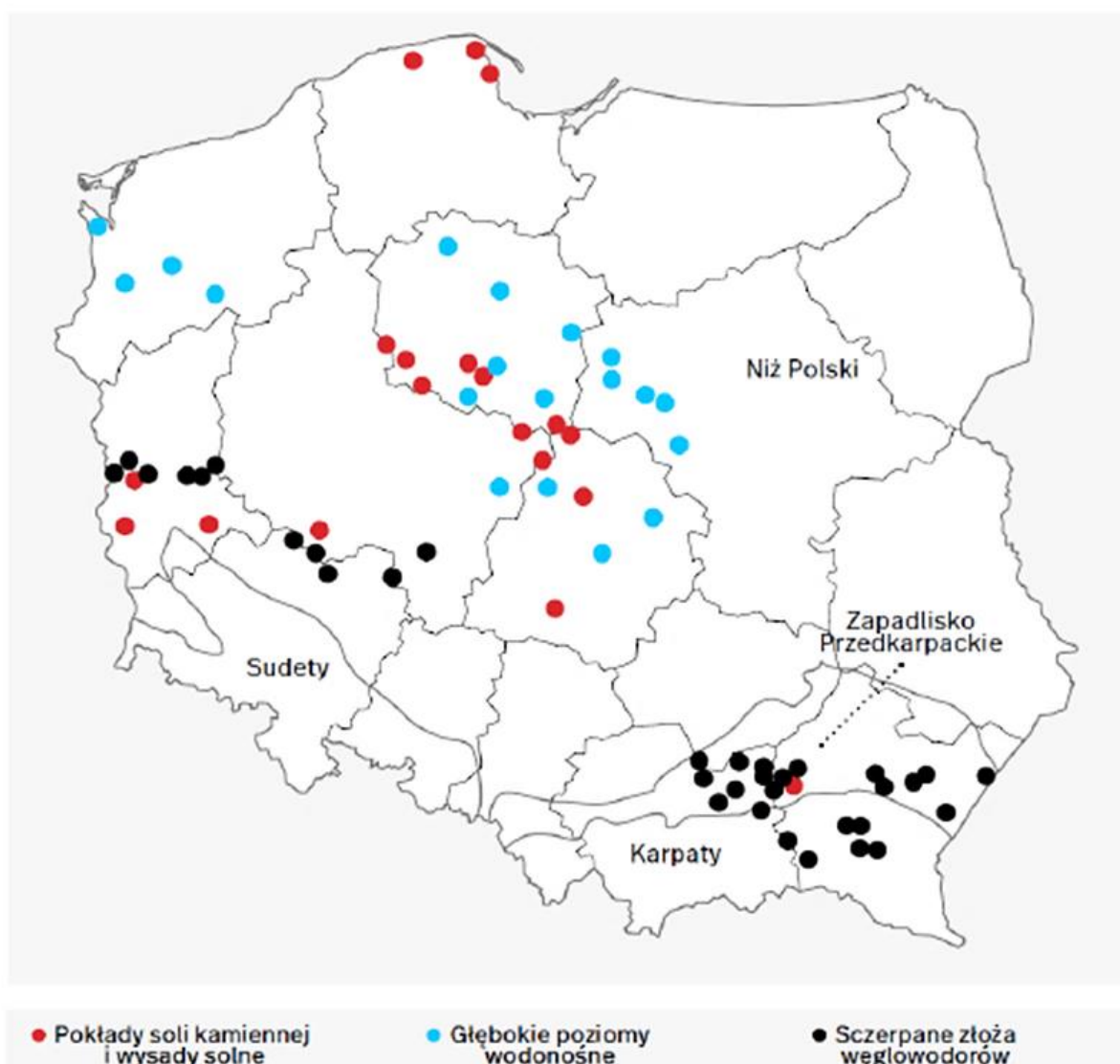
Rysunek 2.38. Mapa występowania struktur solnych w Polsce, Źródło: (Małachowska i in., 2022).

W przypadku niezagospodarowanych wysadach solnych w Polsce, dokonano oceny ich przydatności do budowy w ich obrębie podziemnych magazynów wodoru. Najbardziej korzystne warunki do lokowania kawern magazynowych oferuje wysad **Rogóżno**. Po wstępnym rozpoznaniu struktury stwierdzono, że charakteryzuje się on dużą powierzchnią, płytko zalegającymi, dużymi zasobami soli oraz dość grubą czapą wysadu, pomimo złożonej budowy wewnętrznej oraz licznych pięter wodonośnych w czapie, nadkładzie i otoczeniu wysadu. Problemem jest duże złożę węgla brunatnego w nadkładzie wysadu, które może być w przyszłości eksploatowane (Czapowski & Bukowski, 2013), (Czapowski & Tarkowski, 2018). Kolejną strukturą jest spory wysad **Damasławek**, dość dobrze rozpoznany geologicznie, o nieco głębszym zaleganiu soli, znacznych jej zasobach i grubej czapie wysadu. Problemem w przypadku tej struktury jest zawodnienie czapy wysadu oraz kontakt wód wszystkich czterech pięter wodonośnych, co może zagrażać wzmożonym ługowaniem utworów pnia solnego przez odnowione wody w czapie (Czapowski & Tarkowski, 2018). Wysady **Łanięta** i **Lubień** wytypowano jako kolejne struktury. Charakteryzują się podobnymi parametrami zalegania zwierciadła solnego, grubością czapy oraz budową wewnętrzną. Podobne są też ich problemy hydrologiczne, związane z zawodnieniem czapy. Większy wysad Łanięta oferuje, przy przyszłym lepszym rozpoznaniu, więcej możliwych stref występowania jednorodnych utworów młodszej i starszej soli kamiennych (Czapowski & Bukowski, 2013), (Czapowski & Tarkowski, 2018). Strukturami perspektywicznymi, lecz słabo rozpoznanymi wiertniczo, są stosunkowo niewielkie wysady **Goleniów** i **Izbica Kujawska**, z których pierwszy cechuje dość prosta budowa, z 2 elewacjami pnia solnego (kształt wysadu został dokładnie poznany na podstawie badań sejsmicznych), lecz nawiercony kompleks młodszej i starszej soli kamiennych występuje w nim głębiej (na głębokości blisko 900 m). W wysadzie Izbica Kujawska sól zalega nieco płycej (ok. 550 m), lecz jego rozpoznanie musi być prowadzone niemal od podstaw (Czapowski & Bukowski, 2013), (Czapowski & Tarkowski, 2018). Szacunki wskazują, że potencjał magazynowy dwóch najmniejszych wysadów Dębina i Izbica Kujawska nie jest w stanie zaspokoić nawet minimalnego zapotrzebowania na pojemność magazynową, a jedynie wysad Damasławek spośród analizowanych może zaspokoić maksymalne zapotrzebowanie na pojemność magazynową. W przypadku większych wysadów (Damasławek, Rogóżno i Kłodawa) panujące warunki geologiczne – górnicze wymuszają budowę kawern o mniejszej pojemności. Zapewniają one jednak większe możliwości wyboru dogodnej lokalizacji dla podziemnych magazynów. W przypadku przyszłego systemu energetycznego, zakładającego maksymalne zapotrzebowanie na pojemność magazynową

wodoru, potrzeba od 118 do 391 kawern. Zakres uzyskanych wyników zależy od średnich wartości pojemności kawern w poszczególnych wysadach solnych. W przypadku minimalnego zapotrzebowania odpowiednie liczby wahają się od 62 do 204 kawern (Tarkowski i in., 2024).

W Polsce od wielu lat mamy sprawnie działające i regularnie wykorzystywane magazyny w kawernach solnych, przechowujące gaz ziemny i paliwa, jednak nie magazynowano w nich dotychczas wodoru. Podjęto jedynie prace badawcze, mające na celu ocenę przydatności magazynowej złóż soli kamiennej w północnej części województwa pomorskiego, gdzie bliskość Morza Bałtyckiego ułatwia zrzut wyługowanej solanki (Czapowski & Bukowski, 2013), (Czapowski & Tarkowski, 2018). W Polsce występują bardzo dogodne warunki geologiczno-górnictwa oraz techniczne do budowy nowych magazynów kawernowych w wysadach solnych.. Jednak wśród 27 przeanalizowanych wysadów solnych (w pełni bądź częściowo przebijających osady mezozoiczne), zlokalizowanych na obszarze Niżu Polskiego w utworach cechsztynu, jedynie siedem dotychczas niezagospodarowanych wysadów spełnia przyjęte wymagania, stawiane budowie kawern magazynowych wodoru (minimalna grubość serii solnej rzędu 1 km, maksymalna głębokość występowania zwierciadła solnego  $< 1$  km) (Czapowski & Tarkowski, 2018), (Kupecki i in., 2020). Polska ma obecnie potencjał magazynowania wodoru w kawernach solnych na poziomie 2,2 TWh, a we wszystkich typach magazynów 9,3 TWh (Brodacki, D i in., 2021). Na poniższym rysunku przedstawiono potencjalne lokalizacje potencjalnych magazynów wodoru na podstawie analizy dostępnych w Polsce złóż soli (Kupecki i in., 2020):





Rysunek 2.39. Potencjalne lokalizacje podziemnych magazynów wodoru w Polsce. Źródło: (Kupecki i in., 2020).

Zdobyte doświadczenia w zakresie budowy kawern solnych oraz biorąc pod uwagę budowę wewnętrzną złóż wysadowych w Polsce, w celach magazynowania wodoru można będzie budować kawerny o objętości geometrycznej wynoszącej 300 – 400 tys. m<sup>3</sup>. W przypadku złóż pokładowych, do celów magazynowania wodoru można będzie zbudować kawerny o objętości geometrycznej rzędu 150 – 250 tys. m<sup>3</sup> (Brodacki, D i in., 2021). Obecnie prowadzone są prace nad zwiększeniem pojemności istniejących kawernowych magazynów gazu do ponad 1 mld m<sup>3</sup>, a także planowana jest budowa magazynu kawernowego w Damasławku. Analiza możliwości przystosowania magazynu kawernowego w Kosakowie do magazynowania wodoru wskazuje na przewidywana do uzyskania pojemność 160 000 MWh,

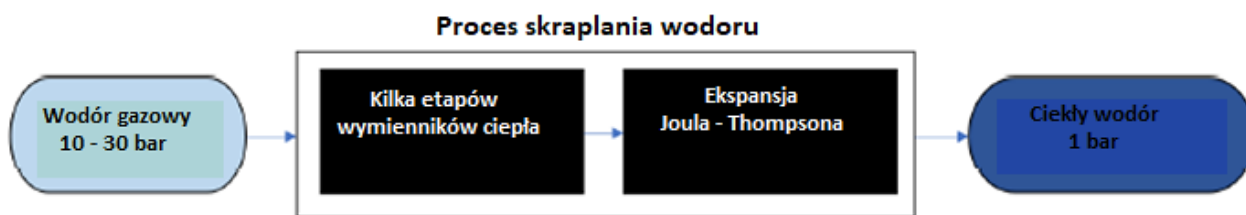
natomiast w przypadku magazynu Mogilno – nawet 260 000 MWh. W Polsce, na obecnym etapie planowania, w perspektywie roku 2040, zakłada się wybudowanie 4 – 5 kawern solnych dla magazynowania wodoru. Przewiduje się, że pojedyncza kawerna solna będzie miała objętość geometryczną rzędu 200 – 300 tys. m<sup>3</sup>, co umożliwi zmagazynowanie w kawernach od 320 do 450 tys. MWh energii w postaci wodoru (Brodacki, D i in., 2021).

Biorąc pod uwagę planowaną skalę produkcji wodoru w najbliższej przyszłości, za najbezpieczniejszą i najbardziej ekonomiczną opcję uważa się magazynowanie podziemne. W porównaniu z naziemnym magazynowaniem gazu jest ono lepiej zabezpieczone przed wpływami zewnętrznymi (np. pożarem, działaniami militarnymi, atakami terrorystycznymi i innymi) ze względu na zalegające warstwy geologiczne. Zapewnia większe ciśnienie magazynowania, a tym samym wyższą gęstość energii, mniejszą powierzchnię i niższe koszty inwestycyjne niż magazynowanie powierzchniowe (Małachowska i in., 2022). Ponadto charakteryzują się niższymi kosztami budowy, teoretycznie nieograniczonym czasem eksploatacji oraz niewielką powierzchnią zabudowy napowierzchniowej. Są także technicznie preferowanym rozwiązaniem ze względu na wieloletnie pozytywne doświadczenia eksploatacyjne (Michalski i in., 2017). Można w nich także magazynować mieszanki wodoru z metanem w odpowiednich proporcjach. Kawerny solne posiadają również wady, do których należą: duże koszty ługowania kawern, znaczne zużycie słodkiej wody do ich wypłukiwania oraz konieczność utylizacji powstałych przy ich budowie solanek. To premiuje lokalizacje budowy kawernowych magazynów w pobliżu morza. Rozmieszczenie złóż soli na terenie kraju jednoznacznie wskazuje miejsca budowy tego typu magazynów, jednak lokalizacje te mogą nie być optymalne w kontekście transportu zmagazynowanego wodoru (Such, 2020). Z podziemnym magazynowaniem wodoru wiązą się jednak straty, w tym wycieki gazu przez występowanie naturalnych uskoków i szczelin oraz straty gazu w wyniku zachodzących podziemnych reakcji chemicznych i biologicznych. Dlatego instalacje magazynowe w kawernach solnych lub głębokich warstwach wodonośnych, zanim zostaną dopuszczone do eksploatacji, muszą przejść próby szczelności, a kawerny o maksymalnym dopuszczalnym wskaźniku wycieku (MALR) 160 m<sup>3</sup>/rok uznaje się za szczelne. (Tarkowski & Uliasz-Misiak, 2022). Ponadto, samo magazynowanie nadwyżek energii elektrycznej nie uzasadnia planowania i budowy podziemnych magazynów, w tym magazynów wodoru. Ten rodzaj magazynowania powinien umożliwiać różnorodne zastosowania komercyjne, zarówno w przemyśle, jak i transporcie. Każdy obiekt magazynowania wodoru powinien zapewniać techniczną wykonalność, ekonomiczną opłacalność i długoterminową wydajność operacyjną

(Tarkowski i in., 2024). Podsumowując, aby wdrożyć technologię podziemnego magazynowania wodoru na szeroką skalę, należy pokonać jeszcze wiele przeszkód wynikających z właściwości fizykochemicznych tego gazu oraz badań geologicznych środowiska podziemnego (Uliasz-Misiak i in., 2022).

### 2.8.3. Skroplony wodór

Ciekły wodór ( $\text{LH}_2$ ) musi być przechowywany w temperaturze poniżej  $-240,18\text{ }^\circ\text{C}$  (temperatura krytyczna wodoru), zazwyczaj jest to około  $-253\text{ }^\circ\text{C}$ . Gęstość energii jest znacznie wyższa niż w przypadku wodoru sprężonego, dlatego skroplenie i utrzymanie wodoru w stanie ciekłym jest bardzo energochłonne (Polski Rejestr Statków S.A., 2021). Proces skraplania obejmuje schłodzenie gazowego wodoru do temperatury wrzenia, a następnie przechowywanie go w izolowanych próżniowo zbiornikach. Gęstość grawimetryczna ciekłego wodoru wzrasta prawie 1,5 – krotnie do  $70,8\text{ kg/m}^3$ , podczas gdy gęstość objętościowa energii wzrasta dwukrotnie do  $8,5\text{ MJ/l}$  przy ciśnieniu atmosferycznym w porównaniu do wodoru gazowego przechowywanego pod ciśnieniem 700 barów (Muthukumar i in., 2023). Energia potrzebna do skroplenia 1 kg wodoru wynosi około  $12\text{ kWh/kgH}_2$ , czyli około 1/3 energii użytkowej w jednym kilogramie wodoru ( $33,33\text{ kWh/kgH}_2$ ) (Kupecki i in., 2020), (Baardsen Høines, 2022), (Panić i in., 2022). Podstawową koncepcję procesu skraplania przedstawiono na poniższym rysunku:



Rysunek 2.40. Proces skraplania wodoru. Źródło: opracowanie własne na podstawie (Baardsen Høines, 2022).

Zdolność produkcyjna zielonego  $\text{LH}_2$  jest obecnie ograniczona, a infrastruktura do transportu, przechowywania i tankowania nie jest jeszcze powszechnie dostępna (Al-Breiki & Bicer, 2023). Jednym z głównych wyzwań związanych z przechowywaniem i obsługą  $\text{LH}_2$  jest jego bardzo niska temperatura, co czyni go jednym z najzimniejszych płynów kriogenicznych (Ustolin i in., 2022). Stanowi to wyjątkowe wyzwanie pod względem

infrastruktury i bezpieczeństwa i może wymagać modyfikacji istniejących przepisów w celu bezpiecznego i skutecznego wykorzystania go jako paliwa (Al-Breiki & Bicer, 2023).

W przemysłowych procesach skraplania wodoru wymagane są dwa główne etapy chłodzenia. Po pierwsze, do wstępnego schładzania wodoru do temperatury pośredniej około 80 K wykorzystywany jest strumień ciekłego azotu. Po drugie, do kriogenicznego chłodzenia wodoru z 80 K do temperatury skraplania około 20 K, dostępne są tylko hel i wodór jako czyste płyny chłodnicze dla kriogenicznego cyklu chłodniczego (Bordbar Gaskare, 2021). Cykl Claude'a jest powszechnie stosowaną metodą skraplania dużych ilości wodoru. Cykl Claude'a łączy ekspansję izentropową (cykl Braytona) i izentalpową (cykl Lindego), a zarówno wymienniki ciepła, jak i ekspandery mechaniczne są wykorzystywane do chłodzenia sprężonego i wstępnie schłodzonego wodoru poniżej jego temperatury inwersji. Ta metoda magazynowania opiera się na zmianie stanu fizycznego wodoru i zwykle wymaga dodatkowych akcesoriów, takich jak wytrzymałe zbiorniki, zawory, regulatory, orurowanie, wsporniki montażowe, izolacja, dodatkowa wydajność chłodzenia i komponenty zarządzania termicznego. Proces skraplania wymaga bardzo czystego wodoru (Bordbar Gaskare, 2021). Cykl Claude'a charakteryzuje się zużyciem energii na poziomie 10,8 – 12,7 kWh/kg LH<sub>2</sub> i jest nieco bardziej wydajny niż cykl Braytona (12,3 – 13,4 kWh/kg LH<sub>2</sub>). Ciśnienie wodoru w cyklu Claude'a wynosi 15 – 20 barów i wymaga wyższych kosztów inwestycyjnych niż w cyklu Braytona, gdzie ciśnienie wynosi 10 – 15 barów. Obecnie trwają prace nad bardziej energooszczędnymi instalacjami skraplania wodoru (Baardsen Høines, 2022).

Przechowywanie wodoru w dużych naziemnych zbiornikach może okazać się konieczne, gdy technologie wodorowe zaczną być wdrażane na masową skalę. Największe zbiorniki są wykorzystywane głównie w zakładach przemysłowych i zazwyczaj są to zbiorniki kriogeniczne, w których wodór jest skroplony i przechowywany w temperaturze – 253 °C (Kupecki i in., 2020). Duże ilości LH<sub>2</sub> są przechowywane w dwuciennych kulistych zbiornikach, aby zmaksymalizować stosunek objętości do powierzchni (Muhammed i in., 2023). Ze względu na ekstremalnie niską temperaturę ciekłego wodoru wymagane są specjalne materiały na zbiorniki do przechowywania i transportu. Główne wymagania to zdolność adaptacji materiałów w środowisku ciekłego wodoru, odporność na kruchość wodorową, właściwości mechaniczne i termofizyczne w temperaturach kriogenicznych (Ustolin i in., 2022), (Beschkov & Ganey, 2023). Zbiorniki do przechowywania ciekłego wodoru są zazwyczaj projektowane z wieloma warstwami izolacji, aby zapobiec przenoszeniu ciepła i zminimalizować ryzyko zapłonu. Zbiorniki wodoru wyposażone są w zawory

bezpieczeństwa i systemy redukcji ciśnienia, które zapobiegają nadmiernemu wzrostowi ciśnienia i odprowadzają nadmiar wodoru w sytuacjach awaryjnych. Niewielka ilość wodoru uwalnianego do środowiska jest nieszkodliwa, a najłatwiejszym sposobem pozbycia się wodoru ulatniającego się podczas przechowywania jest uwolnienie go bezpośrednio do atmosfery (Zhang i in., 2023). Magazyny wodoru są zazwyczaj zlokalizowane z dala od gęsto zaludnionych obszarów, aby zminimalizować potencjalny wpływ uwolnienia wodoru lub pożaru (Ma i in., 2024).

Wszystkie części systemu magazynowania ciekłego wodoru, które są w bezpośrednim kontakcie ze skroplonym wodorem, muszą być odporne na ekstremalnie niskie temperatury. Szczególną uwagę należy zwrócić na tworzenie się lodu, który może potencjalnie spowodować pęknięcie przewodów rurowych, zaworów i zbiorników (Panić i in., 2022). Austenityczne stale nierdzewne są zwykle pierwszym wyborem dla zbiorników do transportu ciekłego wodoru ze względu na ich niezawodne działanie w temperaturach kriogenicznych. Struktura krystaliczna stali austenitycznych jest sześcienna skupiona na powierzchni, co oznacza doskonałą zdolność do odkształceń plastycznych. Wraz ze spadkiem temperatury, wytrzymałość materiału ma tendencję do poprawy, przy jednoczesnym zachowaniu akceptowalnej plastyczności i odporności na uderzenia. większą stabilność stopu w niskich temperaturach można uzyskać poprzez dodanie większej zawartości Ni i Cr. Austenityczne stale nierdzewne Cr – Ni (seria 300) są szeroko stosowane do przechowywania skroplonych gazów ze względu na ich doskonałą ogólną wydajność (Ustolin i in., 2022), (Schreiner i in., 2022). Stal nierdzewna 316L jest odpowiednia dla środowiska morskiego, ponieważ większa zawartość Mo poprawia odporność stali na korozję jonami chlorkowymi, natomiast stal nierdzewna 321 jest stosowana w środowiskach, w których wymagana jest wysoka odporność na korozję i odporność na ciepło, ponieważ dodany pierwiastek Ti poprawia odporność na korozję międzykrystaliczną i wytrzymałość w podwyższonej temperaturze (Ustolin i in., 2022). Materiały wystawione na działanie wodoru wykazują szkodliwy wpływ na właściwości rozciągania, właściwości mechaniczne przy pękaniu i właściwości zmęczeniowe. W przypadku austenitycznych stali nierdzewnych podwyższona stabilność w niskich temperaturach zapewnia dobrą odporność na kruchość wodorową. Jednak to uszkodzenie materiału jest bardziej prawdopodobne w metastabilnej stali nierdzewnej 304 niż w 310 i 316 dzięki ich doskonałej stabilności fazowej (Ustolin i in., 2022).

Obecnie istnieje tylko niewielka liczba zbiorników na ciekły wodór, a ich pojemność jest znacznie mniejsza niż w przypadku LNG. Istniejące zbiorniki mają zazwyczaj mniejszą

pojemność (np. ok. 600 m<sup>3</sup>) (Schreiner i in., 2022). W przypadku wykorzystania zbiorników magazynowych LNG na terminalach do celów magazynowania ciekłego wodoru, konieczne będą pewne modyfikacje istniejących systemów magazynowych. W terminalu zbiorniki magazynowe musiałyby być oczywiście wielokrotnie większe. Izolację termiczną można wykonać za pomocą próżni lub osłony z ciekłego azotu. W odniesieniu do materiałów termoizolacyjnych konieczne mogą być pewne dostosowania. Ryzyko odparowania jest znacznie wyższe w przypadku ciekłego wodoru, dlatego ograniczenie tego zjawiska stanowi wyzwanie (Schreiner i in., 2022). Istniejące zbiorniki wodoru mają zazwyczaj kulistą konstrukcję z podwójnymi ściankami, izolowanymi termicznie za pomocą próżni i ewentualnie dodatkowej izolacji z perlitu lub włókna szklanego. Przewiduje się w przypadku większych zbiorników izolacja perlitowa jest wystarczająca lub akceptowalna, w zależności od dopuszczalnego wskaźnika BOG. Im dłuższy czas przechowywania ciekłego wodoru, tym ważniejsza staje się wystarczająca izolacja termiczna (Schreiner i in., 2022). Oprócz wymagań izolacyjnych, kolejnym wyzwaniem jest zastosowanie stali w ścianach zbiornika. Opcja konwersji zbiornika LNG na ciekły wodór jest wykonalna, jeśli do budowy zbiorników została użyta wysokostopowa stal nierdzewna 304L lub 316L. Zbiorniki LNG są często budowane ze stali chromowo-niklowej i zazwyczaj nie są one testowane przez producenta pod kątem temperatur poniżej – 200 °C (Schreiner i in., 2022). Inną opcją jest ponowne wykorzystanie tylko betonowego kadłuba zbiornika i zbudowanie wewnątrz zbiornika kompatybilnego z wodorem, co jest uważane za rozwiązanie bardziej kosztowne. Według Departamentu Energii USA, nowy, dedykowany zbiornik magazynowy LH<sub>2</sub> będzie stanowił 95 % całkowitego kosztu instalacji magazynowania (Schreiner i in., 2022). W takim wypadku, zaakceptowanie wyższego wskaźnika odparowania wodoru lub dodatkowej izolacji termicznej w zmodyfikowanym zbiorniku LNG prawdopodobnie nie jest tak kosztowne, jak budowa nowego dedykowanego zbiornika LH<sub>2</sub> (Schreiner i in., 2022).

Na świecie funkcjonuje kilka wielkoskalowych systemów produkcji i magazynowania ciekłego wodoru. Wśród nich można wyróżnić:

- Centrum kosmiczne NASA Kennedy:

Kennedy Space Center (KSC) NASA posiada dwa duże zbiorniki do przechowywania ciekłego wodoru. W połowie lat 60. NASA zbudowała w KSC parę zbiorników do przechowywania ciekłego wodoru. Każdy z nich może pomieścić 3,22 miliona litrów paliwa. Jego zewnętrzna średnica wynosiła ponad 21 m, a maksymalne ciśnienie robocze wynosiło

6,2 bar, a izolację zapewniało wypełnienie z ewakuowanego perlitu (o grubości ~ 1200 mm) (Muthukumar i in., 2023).

- Australijsko-japoński sojusz na rzecz ciekłego wodoru:

Statek graniczny Suiso posiada cztery zbiorniki, każdy o pojemności 40 l, o łącznej pojemności 160 l. Zbiorniki są izolowane próżniowym systemem wielowarstwowej izolacji (MLIS) i systemem izolacji panelowej Kawasaki (KPIS), aby zapobiec stratom spowodowanym odparowaniem. Zbiorniki są zaprojektowane do utrzymywania ciśnienia wewnętrznego do 4 barów (Muthukumar i in., 2023). Jedyne istniejące terminal ciekłego wodoru w Kobe w Japonii posiada sferyczny zbiornik wodoru. Konstrukcje zbiorników sferycznych są wybierane ze względu na redukcję naprężeń (Schreiner i in., 2022).

- Linde Engineering:

Cykl skraplania wodoru Collins Helium jest wykorzystywany w instalacjach skraplania o małej wydajności (do 1000 l/h). W przypadku wydajności powyżej 1000 l/h wdrażany jest proces Claude'a. W 2007 r. firma Linde zbudowała w Leunie jeden z największych zakładów skraplania w Niemczech. W lipcu 2021 r. w Teksasie powstała fabryka ciekłego wodoru dostarczająca 30000 kg ciekłego wodoru dziennie. Firma ma również plany, aby zbudować największą na świecie fabrykę ciekłego wodoru w Hyosung w południowo – wschodniej Korei. (Muthukumar i in., 2023).

- Air Liquide:

Air Liquide jest również jednym z pionierów w produkcji i magazynowaniu ciekłego wodoru. Firma wybudowała w Stanach Zjednoczonych duży zakład produkcji ciekłego wodoru o wydajności około 255 ton dziennie na potrzeby stacji tankowania. Planowana jest również instalacja dwóch jednostek produkcyjnych w Szanghaju (Muthukumar i in., 2023). Największym magazynem LH<sub>2</sub> na świecie jest fabryka wodoru Air Liquide w Kawasaki w Japonii, która ma pojemność 1250 ton (Ma i in., 2024).

Jedną z głównych zalet magazynowania ciekłego wodoru jest jego wysoka gęstość energetyczna, która pozwala na bezpieczne i wydajne przechowywanie dużych ilości wodoru w stosunkowo niewielkich objętościach. Sprawia to, że jest on szczególnie odpowiedni do zastosowań o ograniczonej przestrzeni, takich jak obszary miejskie (Möller & Krauter, 2022), (Mosca, 2023). W porównaniu z wodorem sprężonym skraplanie wymaga kilkukrotnie

wyższych nakładów energetycznych na każdy kilogram magazynowanego czynnika. W magazynach, dla których częstotliwość cyklu ładowania i rozładowania jest wysoka, za dużą część kosztów magazynowania będzie odpowiadał koszt energii. Z drugiej strony wodór skroplony nie jest obciążony wysokimi kosztami inwestycyjnymi ponoszonymi przy instalacji zbiorników ciśnieniowych o zaawansowanej konstrukcji. Skraplanie wodoru może zatem być potencjalnie opłacalne w magazynowaniu długoterminowym lub na potrzeby długodystansowego transportu, np. morskiego (Kupecki i in., 2020). Najbardziej oczywistą przewagą ciekłego wodoru nad innymi nośnikami wodoru w fazie ciekłej (tj. LOHC i amoniakiem) jest jego znacznie prostszy proces rekonwersji (proces regazyfikacji), który wymaga mniejszych nakładów inwestycyjnych i zużywa mniej energii po stronie użytkownika końcowego (Zhang i in., 2023). Stwierdzono, że kluczowym czynnikiem ograniczającym potencjalne wykorzystanie ciekłego wodoru jako podstawowego sposobu magazynowania i przesyłu wodoru jest bardzo wysoki koszt energetyczny spowodowany wysokim zużyciem energii podczas skraplania wodoru oraz wysokie straty wodoru podczas przechowywania (1 – 5 % obj. dziennie) (Zhang i in., 2023), (Tchorek i in., 2023), (Ma i in., 2024). Wysokie zużycie energii wymagane w procesie skraplania stanowi problem zwłaszcza w przypadku produkcji wodoru na morzu, ponieważ znacznie zmniejszyłoby energię dostępną do zasilania elektrolizerów (Giampieri i in., 2023). Kolejnym wyzwaniem związanym z magazynowaniem ciekłego wodoru jest to, że wymaga on dedykowanej i złożonej infrastruktury dystrybucyjnej, co może zwiększyć ogólny koszt i złożoność systemu magazynowania (Mosca, 2023).

#### **2.8.4. Amoniak jako nośnik wodoru**

Amoniak ( $\text{NH}_3$ ) jest jednym z podstawowych produktów wielkoskalowego przemysłu chemicznego. Jest on produkowany z azotu atmosferycznego oraz wodoru (Siekierski i in., 2023). Najpopularniejszą metodą syntezy amoniaku jest proces Habera – Boscha opracowany pod koniec XIX wieku. Obecnie przemysłowa produkcja amoniaku odbywa się w procesie Habera – Boscha z wykorzystaniem gazu ziemnego lub innych paliw kopalnych w dużych zakładach (od 1000 do 1500 t/dzień) (Ghavam i in., 2021), (Clematis i in., 2023), (Ulucan i in., 2023). Jest to zazwyczaj proces wysokotemperaturowy (400 – 600 °C) i wysokociśnieniowy (20 – 40 MPa). Zapotrzebowanie na energię do produkcji szarego amoniaku wynosi od 7,6 do 11,7 kWh/kg  $\text{NH}_3$ , a dla zielonego amoniaku od 7,5 do 11 kWh/kg  $\text{NH}_3$  (Machaj i in., 2022). Tylko około 4 % amoniaku jest generowane



przez elektrolizę wody (Clematis i in., 2023). Produkcja amoniaku przy użyciu wodoru zasilanego morską energią wiatrową jest technicznie wykonalna przy użyciu obecnych technologii (Ghavam i in., 2021). Reaktor do syntezy amoniaku działa w sposób ciągły w podwyższonych temperaturach, aby utrzymać wysoką szybkość reakcji. Przy zmiennych dostawach energii odnawialnej, praca w stanie ustalonym i pętla recyrkulacji (niezbędne do podawania nieprzereagowanych reagentów z powrotem do reaktora) mogą mieć negatywny wpływ, ponieważ dostawy zielonego wodoru mogą być przerywane. Ważne będzie zrozumienie elastyczności reaktorów i ograniczeń operacyjnych, aby uniknąć przerw, wyłączeń, przegrzania i, co najważniejsze, uszkodzenia katalizatora, które jest podatne na temperaturę reaktora. Pomiedzy elektrolizerem a reaktorem do syntezy amoniaku konieczne może być magazynowanie wodoru. Wydajność produkcji amoniaku wynosi od 57 % do 69 % (Saygin i in., 2023).

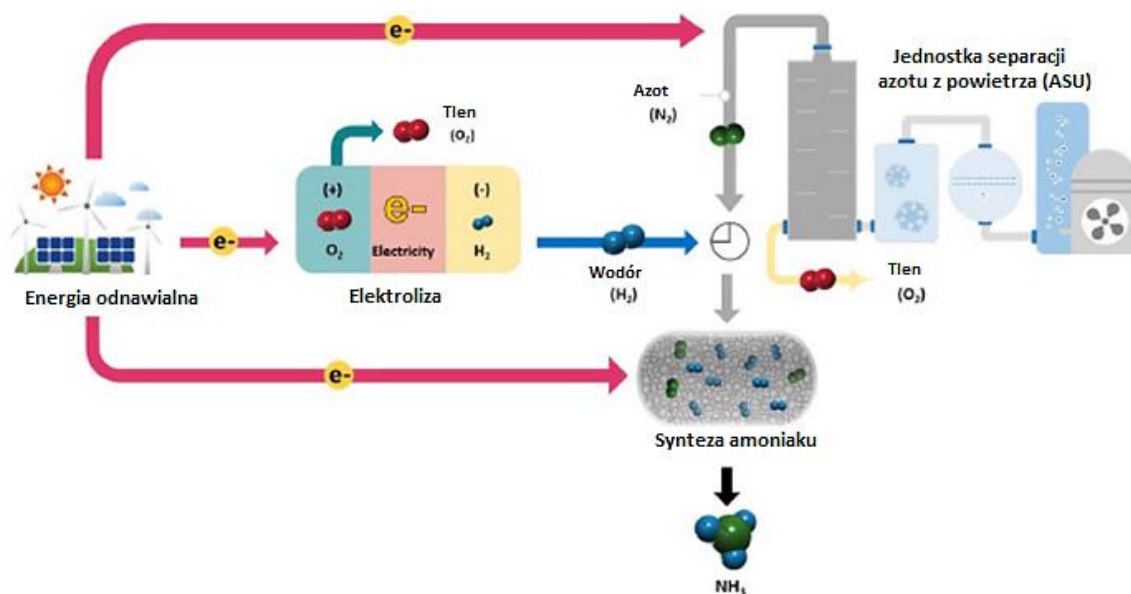
Amoniak to bezbarwny gaz o silnym zapachu składający się z atomów azotu i wodoru o masie cząsteczkowej 17,03 g/mol. Jest dobrze rozpuszczalny w wodzie i stosowany w środkach czyszczących, produktach chemicznych oraz w produkcji nawozów, która polega na przekształcaniu azotu atmosferycznego w formę, która może być wykorzystywana przez rośliny i inne organizmy (Adeli i in., 2023). Ciekły amoniak ma stosunkowo wysoką objętościową gęstość energii, wynoszącą 12,7 MJ/l, która jest wyższa niż w przypadku ciekłego wodoru (8,49 MJ/l) i sprężonego wodoru (4,5 MJ/l przy ciśnieniu 69 MPa i temperaturze 25 °C). Temperatura wrzenia amoniaku wynosi – 33,4 °C przy ciśnieniu atmosferycznym. Co więcej, amoniak ma znacznie wyższe ciepło spalania wynoszące 11,2 MJ/l, w porównaniu do ciekłego wodoru (8,58 MJ/l) (Aziz i in., 2020), (Machaj i in., 2022). Gazowy amoniak może bardzo szybko rozpraszać się w powietrzu w warunkach atmosferycznych ze względu na mniejszą gęstość niż powietrze, minimalizując tym samym ryzyko wybuchu i pożaru w przypadku wycieku. Ponadto, ponieważ amoniak ma wyższą temperaturę samozapłonu (650 °C) niż wodór, ryzyko pożaru jest więc niższe niż w przypadku wodoru (Aziz i in., 2020), (Machaj i in., 2022). Niewątpliwą wadę stanowi relatywnie wysoka toksyczność amoniaku oraz jego wybuchowość (zdecydowanie jednak niższa niż w przypadku wodoru i metanu w postaci ich mieszanek z powietrzem) (Siekierski i in., 2023). Narażenie na stężenia od 2500 do 4500 ppm przez około 30 minut może być śmiertelne. Zalecenia amerykańskiego Narodowego Instytutu Bezpieczeństwa i Higieny Pracy (NIOSH) wskazują, że stężenie, przy którym ekspozycja dłuższa niż 15 minut jest potencjalnie niebezpieczna, wynosi 35 ppm, a poziom bezpośrednio zagrażający życiu lub

zdrowiu wynosi 300 ppm (Chorowski i in., 2023). Kluczowym wyzwaniem jest zapewnienie braku swobodnych wycieków z dużych zbiorników pokładowych do ograniczonej i słabo wentylowanej przestrzeni. Wpływ na środowisko wszelkich wycieków atmosferycznych jest również wysoce niepożądany (Cunanan i in., 2022), (Ulucan i in., 2023). Dolna i górna granica wybuchowości amoniaku dla mieszaniny z powietrzem wynoszą odpowiednio 16 % i 27 % obj.  $\text{NH}_3$  (Siekierski i in., 2023). Jest on zwykle uważany za niepalny podczas przechowywania i transportu (Aziz i in., 2020), (Machaj i in., 2022).

Za wykorzystaniem amoniaku jako nośnika energii przemawia jego wysoka gęstość objętościowa i grawimetryczna (17,8 % mas.). Amoniak może być dalej wykorzystywany albo w procesie krakingu katalitycznego (źródło wodoru wolnego od  $\text{CO}_x$ ), albo w urządzeniach do wytwarzania energii, takich jak ogniwa paliwowe, silniki spalinowe i turbiny gazowe o zerowym śladzie węglowym (Cunanan i in., 2022), (Smart, 2022), (Ulucan i in., 2023). Szacunki pokazują, że produkcja, magazynowanie, transport i kraking amoniaku do wodoru są o 25 – 70 % tańsze niż w przypadku skroplonego wodoru (Saygin i in., 2023). Amoniak ma potencjał magazynowania wodoru, który znacznie przewyższa konwencjonalne fizyczne metody magazynowania wodoru (Hill, 2014). Każda cząsteczka amoniaku zawiera trzy atomy wodoru, które mogą być nie tylko rozkładane na wodór w celu różnego wykorzystania energii wodorowej, ale także bezpośrednio wykorzystywane jako paliwo do wytwarzania energii (B. Wang i in., 2022). Amoniak jest obecnie uważany za atrakcyjny nośnik  $\text{H}_2$  ze względu na brak emisji  $\text{CO}_2$  podczas procesów jego uwodornienia i odwodornienia, wysoką gęstość energii i względną łatwość skraplania (Lee i in., 2021). Synteza amoniaku jest źródłem około 1 % globalnej emisji  $\text{CO}_2$ . Istnieje wyraźna potrzeba opracowania szlaków syntezy amoniaku o zmniejszonej emisji, jeśli mają zostać osiągnięte cele w zakresie emisji gazów cieplarnianych (Smart, 2022). W stanie ciekłym amoniak ma większą gęstość objętościową niż sam ciekły wodór i może być przechowywany i transportowany w mniej wymagających warunkach (1 atm. i – 33 °C vs 1 atm. i – 253 °C) za pośrednictwem istniejącego globalnego łańcucha dostaw w zakresie eksportu i importu amoniaku (Shepherd i in., 2022). Pod względem przechowywania i transportu amoniak można łatwo skroplić i magazynować w łagodnych warunkach (temperatura otoczenia około 10 atm. lub ciśnienie atmosferyczne – 33 °C) (Lee i in., 2021). Ze względu na swoją stabilność w długotrwałym przechowywaniu i transporcie, amoniak może zaspokoić zapotrzebowanie na magazynowanie energii w czasie (stacjonarne magazynowanie energii) i w przestrzeni (eksport i import energii). Ponadto na całym świecie istnieje rozwinięta

infrastruktura do produkcji, przechowywania, transportu i wykorzystania amoniaku, co prowadzi do jego wysokiej wydajności ekonomicznej (Aziz i in., 2020). Amoniak jest transportowany drogą morską jako ładunek płynny, a obecnie najważniejsze terminale  $\text{NH}_3$  w rejonie Morza Bałtyckiego znajdują się w Sillamäe, Ventspils i Policach (Prause i in., 2023). Na całym świecie istnieje 120 terminali amoniaku, głównie do importu, choć niektóre z nich są terminalami importowo-eksportowymi. Zwiększona produkcja i handel amoniakiem, jako nośnikiem wodoru, nie powinny zatem stanowić problemów (Machaj i in., 2022). Ponadto na całym świecie ustanowiono przepisy i procedury dotyczące bezpiecznego obchodzenia się z amoniakiem (Aziz i in., 2020). Biorąc pod uwagę istniejące i potencjalne zastosowania w paliwach morskich i wytwarzaniu energii, zapotrzebowanie na amoniak wzrośnie prawie trzykrotnie do 2050 r. w porównaniu z poziomem z 2020 r. Chociaż amoniak jest głównie wykorzystywany jako surowiec w przemyśle nawozowym, jego potencjalne wykorzystanie jako nośnika energii może zwiększyć globalne zapotrzebowanie na amoniak, ponieważ byłby substytutem paliw kopalnych i konwencjonalnych procesów wytwarzania energii (Yüzbaşıoğlu i in., 2022).

Zielony amoniak, można opisać jako amoniak produkowany przy użyciu energii odnawialnej i źródeł bezemisyjnych (w tym zielonego wodoru) (Shepherd i in., 2022). Jego produkcja rozpoczyna się od wykorzystania energii odnawialnej (np. energii wiatrowej) do produkcji wodoru w procesie elektrolizy, a następnie wychwytywania azotu z powietrza, dzięki czemu cały proces syntezy amoniaku odbywa się bez emisji gazów cieplarnianych (Prause i in., 2023). Biorąc pod uwagę międzynarodową politykę środowiskową, zaproponowano zmodyfikowany proces Habera – Boscha poprzez zmianę metody produkcji  $\text{H}_2$  z reformingu parowego gazu ziemnego na elektrolizę wody. Poniższy rysunek przedstawia schemat zmodyfikowanego procesu Habera – Boscha do produkcji ekologicznego amoniaku:



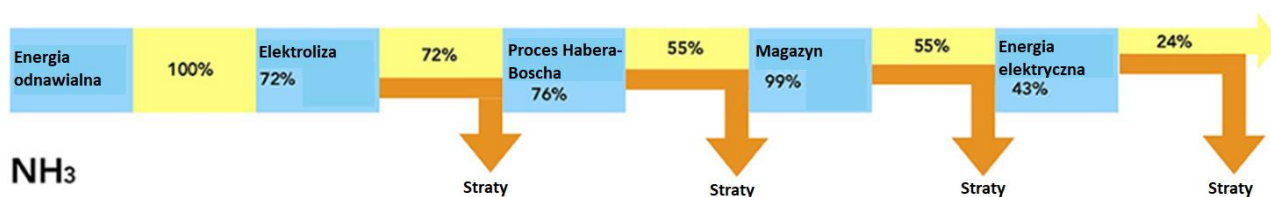
Rysunek 2.41. Schemat produkcji zielonego amoniaku. Źródło: opracowanie własne na podstawie (Lee i in., 2021).

Pętla syntezy zielonego amoniaku wymaga około 27 kW mocy do wyprodukowania 1 tony amoniaku dziennie (Abdin i in., 2021).

Światowa produkcja amoniaku wynosi około 120 mln ton rocznie (Siekierski i in., 2023), co czyni go drugą najczęściej produkowaną substancją chemiczną na świecie po kwasie siarkowym (Aziz i in., 2020). Grupa Azoty jest największym producentem amoniaku w Polsce i znaczącym w regionie Europy Środkowo-Wschodniej. W 2018 r. w Polsce wyprodukowano 2,5 mln ton amoniaku przetwarzając 22,5 TWh gazu ziemnego na 1,2 TWh (ok. 452 tys. ton) wodoru (Brodacki, D i in., 2021). Obecnie projekty zielonego amoniaku na wczesnym etapie mają zazwyczaj niewielkie roczne zdolności produkcyjne (< 0,1 Mt) ze względu na niepewność popytu. Do maja 2022 r. ogłoszono ponad 60 zakładów produkcji zielonego amoniaku. W okresie krótszym niż 5 lat większość z tych zakładów jest planowana w oparciu o połączenie energii wiatrowej i słonecznej (Saygin i in., 2023). Przewidywana roczna zdolność produkcyjna zakładów produkujących amoniak odnawialny ma wynosić ok. 15 Mt do 2030 r. (około 8 % obecnego rynku amoniaku w 54 projektach, zwłaszcza w Australii, Mauretanii i Omanie). Około 80 Mt istniejących mocy produkcyjnych amoniaku stanowi wczesną szansę na dekarbonizację. W dłuższej perspektywie odnawialny amoniak prawdopodobnie stanie się głównym towarem do transportu energii odnawialnej między kontynentami (IRENA & AEA, 2022). Wpływ zmienności cen gazu ziemnego znacząco

wpływa na ostateczną cenę produkcji amoniaku. W przypadku produkcji amoniaku 70 – 90 % kosztów związanych jest z cenami gazu ziemnego. Dlatego cena rynkowa amoniaku zmienia się wraz z cenami gazu ziemnego (Ghavam i in., 2021). Koszt odnawialnego amoniaku szacowany jest obecnie na 400 do 1670 USD za tonę w lokalizacjach o najlepszych zasobach energii słonecznej i wiatrowej, a oczekuje się, że spadnie on do 480 USD za tonę do 2030 r. i 310 USD za tonę do 2050 roku (IRENA & AEA, 2022), (Gezerman, 2022), (Saygin i in., 2023). Z licznych analiz techniczno – ekonomicznych wynika, że amoniak jest najtańszym paliwem w porównaniu z innymi konwencjonalnymi paliwami, takimi jak benzyna, gaz ziemny, gaz płynny (LPG), metanol i wodór (Aziz i in., 2020), (Machaj i in., 2022).

Duża i szybko rosnąca liczba projektów ma na celu produkcję zielonego amoniaku w celu jego eksportu jako międzykontynentalnego nośnika energii. Biorąc pod uwagę jego unikalne właściwości, amoniak może być produkowany w odizolowanych lokalizacjach, a następnie transportowany do miejsc zapotrzebowania bez znaczącego wzrostu kosztów projektu (Salmon & Bañares-Alcántara, 2022). Amoniak jest odpowiednim nośnikiem energii, dlatego należy rozważyć wydajność jego konwersji w celu pozyskania zmagazynowanej energii (Nicolas, 2022). Konwersja wodoru do amoniaku obejmuje wiele etapów chemicznych i termodynamicznych, z których każda wiąże się z własnymi stratami wydajności: wytwarzanie odnawialnej energii elektrycznej, elektroliza w celu wytworzenia wodoru, proces Habera – Boscha, magazynowanie amoniaku, transport amoniaku, a następnie kraking amoniaku z powrotem do wodoru. Ze względu na konwersję energii wymaganą dla tej ścieżki, tylko 24 % wytwarzanej energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych dociera do użytkownika końcowego (Gulati, 2022). Proces ten przedstawiono na poniższym schemacie:



Rysunek 2.42. Wydajność poszczególnych etapów konwersji amoniaku. Źródło: opracowanie własne na podstawie (Gulati, 2022).

Amoniak może być także wykorzystywany bezpośrednio jako paliwo, spalane w silniku spalinowym lub w elektrowni. Aby ocenić korzyści płynące z amoniaku jako nośnika energii, należy wziąć pod uwagę jego konwersję na użyteczną energię. Ogólna wydajność krakingu

amoniaku wynosi 76 %. Straty na etapie sprężania wodoru oszacowano na 12 % do 17 % (Nicolas, 2022)

Magazynowanie amoniaku jest dojrzałą technologią (TRL = 9), działającą komercyjnie na świecie (Tchorek i in., 2023). Magazynowanie amoniaku na skalę przemysłową odbywa się zazwyczaj na jeden z trzech sposobów: magazynowanie pod ciśnieniem, magazynowanie w niskiej temperaturze lub magazynowanie w warunkach półchłodniczych (Gulati, 2022). Aby przechowywać amoniak w stanie ciekłym stosuje się zasadniczo dwie metody. Pierwsza metoda polega na zwiększeniu ciśnienia przy jednoczesnym utrzymaniu temperatury na poziomie otoczenia, np. 0,99 MPa przy 25 °C. Druga metoda polega na obniżeniu temperatury przy jednoczesnym utrzymaniu ciśnienia na poziomie atmosferycznym; w tym przypadku amoniak jest schładzany do – 33,4 °C przy ciśnieniu atmosferycznym. Infrastruktura używana do propanu może być również wykorzystana do przechowywania ciekłego amoniaku (Aziz i in., 2020).

Amoniak może być przechowywany na dwa sposoby (Nosherwani & Costa Neto, 2021):

- Izolowane cylindryczne zbiorniki magazynowe o ciśnieniu otoczenia i temperaturze – 33 °C, o pojemności do 50 000 ton na zbiornik;
- Sferyczne lub cylindryczne zbiorniki magazynowe w temperaturze otoczenia o pojemności 1500 ton na zbiornik.

Zwykle zbiorniki magazynowe są zaprojektowane do przechowywania amoniaku przez około 30 dni. Zbiornik wewnętrzny jest zazwyczaj otoczony zbiornikiem zewnętrznym, który zatrzymuje wyciekające opary amoniaku lub ciekły amoniak. Zbiornik zewnętrzny znajduje się w maksymalnej odległości 1,5 m od minimalnej odległości zbiornika wewnętrznego. Wewnętrzny zbiornik przechowuje schłodzony amoniak o temperaturze – 33 °C (Nosherwani & Costa Neto, 2021).

Gotowa na amoniak infrastruktura magazynowania i transportu będzie katalizatorem, dzięki któremu amoniak stanie się kluczowym graczem w zeroemisyjnym krajobrazie energetycznym. (Ghasemi & Iizuka, 2022). Interesującym rozwiązaniem pod kątem wielkoskalowego magazynowania zielonego amoniaku może być wykorzystanie rozległej infrastruktury LNG na świecie – istniejących terminali odbiorczych LNG i obiektów magazynowych – w celu ułatwienia bezpiecznego i wydajnego transportu amoniaku (Ghasemi & Iizuka, 2022). Materiały stosowane w zbiornikach LNG mogą być potencjalnie

stosowane do amoniaku, ale istnieje ryzyko pęknięcia pod wpływem korozji naprężeniowej.  $\text{NH}_3$  powoduje korozję żelaznych stopów niklu oraz stopów miedzi i cynku (np. mosiądzu aluminiowego). Powszechnie stosowana 9 % stal niklowa dla zbiorników LNG jest uważana za nieodpowiednią dla amoniaku z powodu korozji krystalicznej i pęknięć w systemie. W celu uniknięcia pęknięć zaleca się stosowanie specjalnych stali nierdzewnych (takich jak 316L, 304L) (Ghasemi & Iizuka, 2022), (Schreiner i in., 2022). Oprócz stali, powszechnie stosowane w zbiornikach LNG materiały na uszczelki, uszczelnienia, zawory i złączki są również nieodpowiednie dla  $\text{NH}_3$ . Zaleca się stosowanie uszczelek i uszczelnień z PTFE i grafitu. Oprócz kompatybilności materiałowej należy wziąć pod uwagę, że  $\text{NH}_3$  ma niższą gęstość objętościową niż LNG. W przypadku korzystania ze zbiorników LNG, pojemność magazynowa zbiorników zostanie zmniejszona do dwóch trzecich ich pierwotnej pojemności energetycznej (Ghasemi & Iizuka, 2022). Ze względu na wyższą temperaturę wrzenia i ciepło parowania amoniaku, będzie miał on niższy współczynnik odparowania niż LNG (Schreiner i in., 2022). Porównanie fizycznych właściwości skroplonego gazu ziemnego, skroplonego wodoru i skroplonego amoniaku zebrano w poniższej tabeli:

Tabela 2.10. Porównanie właściwości LNG,  $\text{LH}_2$  i  $\text{NH}_3$

| Parametr                                                                         | LNG                       | $\text{LH}_2$ | $\text{NH}_3$ |
|----------------------------------------------------------------------------------|---------------------------|---------------|---------------|
| Temperatura wrzenia [ $^{\circ}\text{C}$ ]                                       | – 162                     | – 253         | – 33,4        |
| Ciśnienie magazynowania [bar]                                                    | 1                         | 1             | 1 – 10        |
| Gęstość cieczy w temperaturze wrzenia [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ]                 | 440 – 500                 | 71            | 653 – 674     |
| Górna wartość opałowa w temperaturze wrzenia [ $\text{MJ}/\text{kg}$ ]           | 54                        | 142           | 23            |
| Dolna wartość opałowa w temperaturze wrzenia [ $\text{MJ}/\text{kg}$ ]           | 50                        | 120           | 19            |
| Objętościowa gęstość energii [ $\text{GJ}/\text{m}^3$ ]                          | 23 – 24                   | 8,5 – 10      | 12,7          |
| Ciepło parowania [ $\text{kJ}/\text{kg}$ ]                                       | 502 – 508                 | 451           | 1377          |
| Lepkość dynamiczna (w 20 $^{\circ}\text{C}$ , gaz) [ $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ] | 1,1                       | 0,88          | 0,99          |
| Zakres palności (gaz) [%]                                                        | 5 – 15                    | 4 – 75        | 15 – 28       |
| Minimalna energia zapłonu (gaz) [mJ]                                             | 0,28                      | 0,02          | 380 – 680     |
| Temperatura samozapłonu (gaz) [ $^{\circ}\text{C}$ ]                             | 599                       | 560           | 651 – 1197    |
| Metoda uwalniania wodoru                                                         | Regazyfikacja i reforming | Regazyfikacja | Kraking       |

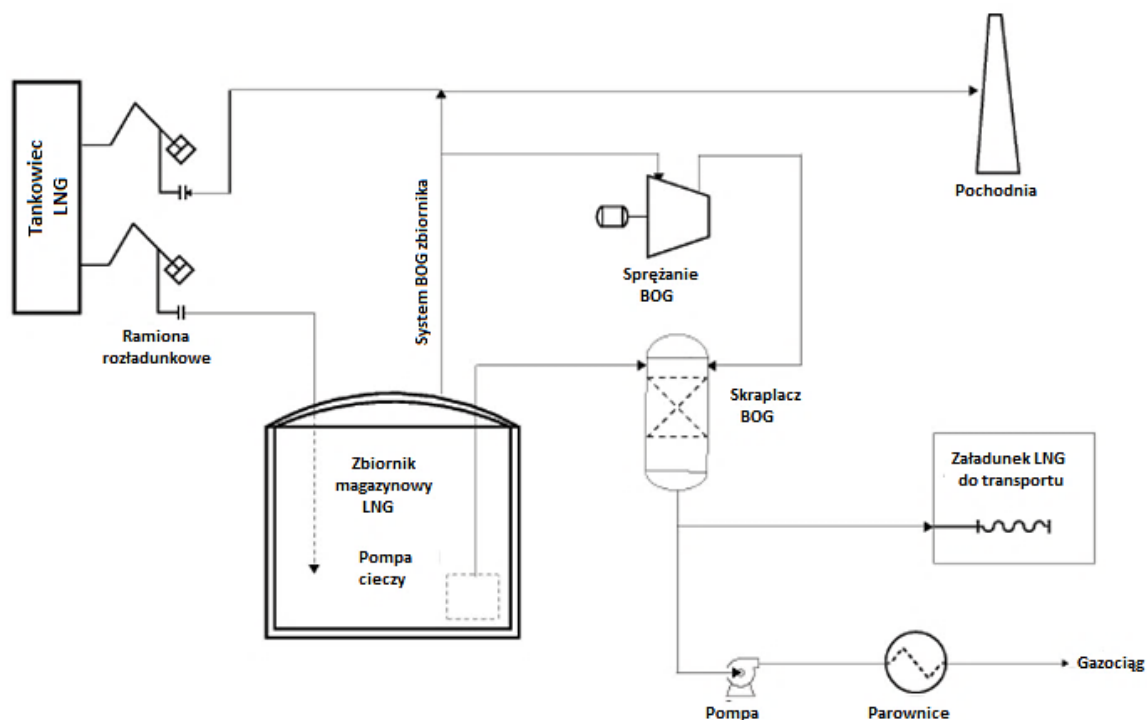
Źródło: opracowanie własne na podstawie (Aziz i in., 2020), (Schreiner i in., 2022), (Ulucan i in., 2023), (Estevez i in., 2023).

## Konwersja terminali importowych LNG na terminale importowe amoniaku:

Podczas rozważania możliwości konwersji terminalu LNG na terminal amoniaku należy wziąć pod uwagę przede wszystkim takie właściwości obu substancji, jak: temperatura wrzenia, gęstość cieczy, ciepło odparowania, wartość opałową. Poszczególne konfiguracje systemów zostały omówione w celu określenia kluczowych elementów, które należy uwzględnić w wymaganym projekcie modyfikacji i ogólnym wpływie na koszty. Instalacja importu LNG obejmuje następujące główne systemy (Ghasemi & Iizuka, 2022):

- Zbiornik magazynowy;
- System odparowania gazu (BOG);
- Pompy cieczy i system rurociągów;
- Parownik LNG/grzałka amoniakalna;
- System pochodni;
- Przyrządy i system sterowania.

Schemat typowego terminalu LNG przedstawiono na rysunku 2.43.:



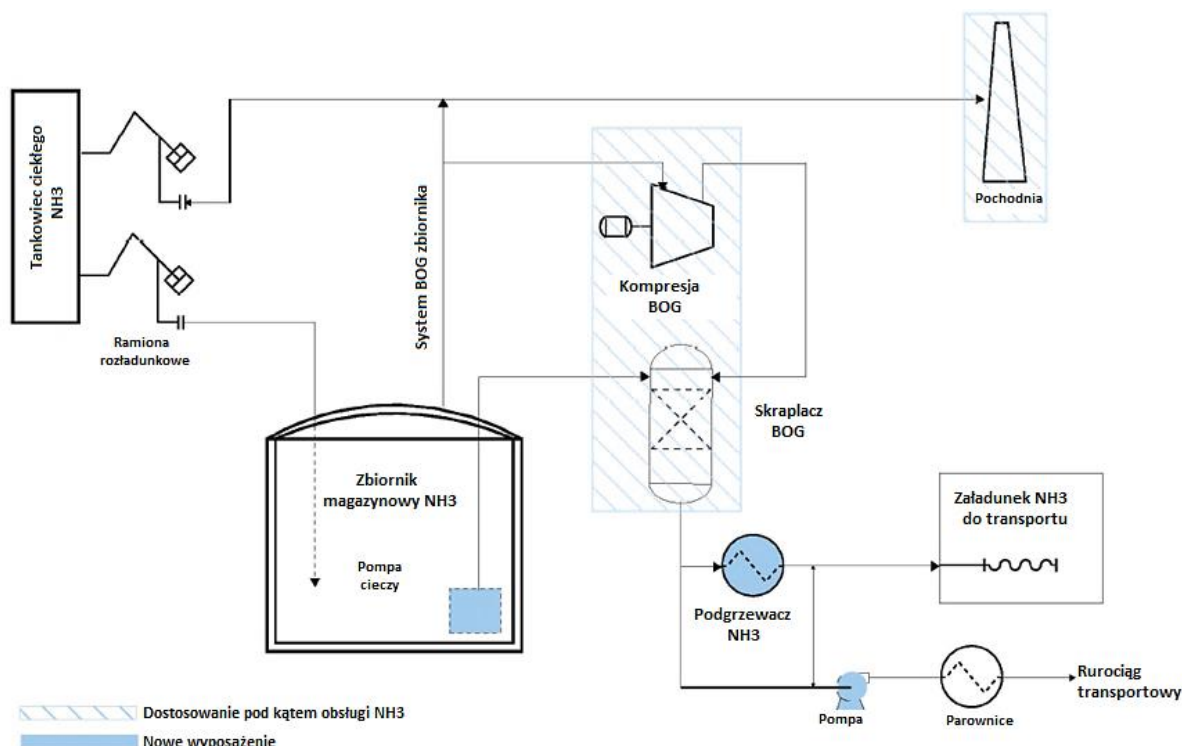
Rysunek 2.43. Schemat terminala LNG wraz z infrastrukturą magazynową. Źródło: opracowanie własne na podstawie (Ghasemi & Iizuka, 2022).



Poniższe elementy muszą zostać uwzględnione we wstępnym projekcie instalacji importowej LNG w celu importowania i przechowywania amoniaku w przyszłości:

- Zbiornik magazynowy: Zbiornik magazynowy LNG wymaga dodatkowych rozważań projektowych, aby mógł być używany do amoniaku, co zostało omówione w sekcji Projektowanie zbiorników magazynowych LNG gotowych na amoniak (Ghasemi & Iizuka, 2022);
- System *Boil-off Gas* (BOG): Instalacja regazyfikacji LNG wymaga znacznie większej pojemności systemu BOG ze względu na większą szybkość parowania. Alternatywny projekt zapewnia system BOG i chłodzenie w większej liczbie pociągów o niższej wydajności dla każdego, co zwiększa elastyczność działania obiektu, a także obsługuje sprężarki w najlepszych punktach pracy. Większy współczynnik BOG dla LNG wymaga, aby projekt komina pochodni LNG/amoniaku działał przy niższym współczynniku BOG, jak jest to potrzebne w przypadku importu i magazynowania amoniaku (Ghasemi & Iizuka, 2022);
- Pompy cieczy: Pompy do transferu ciekłego LNG muszą zostać wymienione do obsługi amoniaku. Pompy LNG są zaprojektowane do pracy w bardzo niskich temperaturach, które nie są odpowiednie dla amoniaku (Ghasemi & Iizuka, 2022);
- Wsporniki rurociągów: Podpory rurociągów muszą być zaprojektowane specjalnie dla amoniaku ze względu na jego wyższą gęstość (Ghasemi & Iizuka, 2022);
- Przyrządy i urządzenia zabezpieczające: Oprzyrządowanie i urządzenia zabezpieczające muszą być zaprojektowane dla usług magazynowania LNG i amoniaku (Ghasemi & Iizuka, 2022).

Schemat terminala LNG przystosowanego do magazynowania ciekłego amoniaku przedstawiono na rysunku poniżej:



Rysunek 2.44. Schemat terminala LNG zmodyfikowanego do obsługi i magazynowania ciekłego amoniaku. Źródło: opracowanie własne na podstawie (Ghasemi & Iizuka, 2022).

Przygotowując się do konwersji zbiornika magazynowego LNG na zbiornik magazynowy amoniaku, należy wziąć pod uwagę właściwości chemiczne zarówno LNG, jak i bezwodnego amoniaku, takie jak: temperatura wrzenia, gęstość cieczy, ciepło odparowania (Ghasemi & Iizuka, 2022). Typowe typy zbiorników LNG to zbiorniki dwupłaszczowe, zbiorniki jednopłaszczowe lub zbiorniki pełnopłaszczowe (Ghasemi & Iizuka, 2022). W projekcie konstrukcyjnym zbiorników LNG, projektowy poziom cieczy i gęstość cieczy są niezbędnymi parametrami wykorzystywanymi do obliczania statycznych i dynamicznych ciśnień cieczy działających na ścianę i fundament. Integralność strukturalna zbiornika musi zostać ponownie zweryfikowana przy użyciu zwiększonego obciążenia hydrostatycznego. W oparciu o stosunek gęstości LNG do gęstości ciekłego amoniaku, oczekuje się, że maksymalny poziom cieczy dozwolony do przechowywania amoniaku będzie wynosił około 2/3 pierwotnego projektu, stąd nominalna pojemność zbiornika, gdy będzie używany do amoniaku, będzie wynosić około 2/3 pierwotnego projektu (Ghasemi & Iizuka, 2022). System izolacji dla typowego zbiornika LNG o pojemności od 100 000 m<sup>3</sup> do 200 000 m<sup>3</sup> jest zaprojektowany tak, aby wskaźnik BOG wynosił poniżej 0,05 % (Ghasemi & Iizuka, 2022). Akcesoria i

wyposażenie zbiornika muszą być kompatybilne zarówno z LNG, jak i amoniakiem i powinny być wymieniane po zmianie przechowywanej cieczy.

- Pompy w zbiorniku będą musiały zostać wymienione, gdy przechowywany płyn zostanie zmieniony z LNG na amoniak lub amoniak na LNG (Ghasemi & Iizuka, 2022);
- Mierniki poziomu i gęstości cieczy wymagają wymiany lub modyfikacji. Ustawienia alarmów dla mierników temperatury wykrywania wycieków itp. wymagają regulacji (Ghasemi & Iizuka, 2022);
- Zawory przystosowane do LNG muszą zostać wymienione na zawory przystosowane do amoniaku (Ghasemi & Iizuka, 2022).

Zbiornik LNG będzie musiał zostać wycofany z eksploatacji przed przekształceniem go w zbiornik amoniaku. Proces wycofania z eksploatacji obejmuje opróżnienie zbiornika, izolację, rozgrzanie i zubożenie zbiornika (przedmuchanie azotem). Badania zdemontowanych zbiorników LNG nie wykazały żadnych dowodów na niezadowalającą wydajność strukturalną lub operacyjną po ponad 20 latach eksploatacji. Procedura ponownego uruchomienia zbiornika jest podobna do pierwszego uruchomienia zbiornika i obejmuje testowanie akcesoriów zbiornika, schłodzenie oraz wstępne napełnienie zbiornika magazynowego (Ghasemi & Iizuka, 2022).

Wśród możliwych nośników wodoru amoniak wyróżnia się jako bezemisyjne rozwiązanie pozwalające na magazynowanie dużych ilości odnawialnej energii elektrycznej (Makhloufi & Kezibri, 2021). Amoniak jest doskonałym nośnikiem energii z niezbędną infrastrukturą do jego transportu i dystrybucji w wielu krajach. Chociaż duży procent globalnej produkcji amoniaku jest obecnie wykorzystywany w produkcji nawozów, może on być stosowany jako paliwo do pojazdów i ogrzewania pomieszczeń. Amoniak jest idealnym półproduktem do magazynowania  $H_2$ , który w razie potrzeby można rozłożyć z powrotem na wodór (Sun i in., 2022). Największą zaletą amoniaku, w porównaniu z metanem lub wodorem, jest łatwość jego magazynowania. W przypadku amoniaku w  $1\text{ m}^3$  zbiornika można zmagazynować około 5 razy więcej energii niż w przypadku metanu, i to przy znacznie niższym ciśnieniu (Szłęk i in., 2023). Ponadto amoniak i wodór mogą być postrzegane jako konkurenci w stosowaniu jako bezemisyjne paliwa żeglugowe. Jedną z przewag wodoru nad amoniakiem jest to, że może on być wykorzystywany całkowicie samodzielnie, bez żadnych dodatkowych paliw do spalania (Høvik i in., 2022). Amoniak ma więc ogromny potencjał, aby w przyszłości stać się

bezemisyjnym nośnikiem energii. Przemysłowa synteza tego surowca jest dobrze znana, a jego transport i magazynowanie są łatwe i tanie, dzięki wysoko rozwiniętej, istniejącej wcześniej infrastrukturze (Arnaiz Del Pozo & Cloete, 2022). Koszty produkcji zielonego amoniaku są obecnie wyższe niż "tradycyjnego" amoniaku i paliw kopalnych. Oczekuje się jednak, że koszty te będą spadać (Mallouppas i in., 2022).

## **2.9. Bezpieczeństwo technologii wodorowych**

### **2.9.1. Znaczenie bezpieczeństwa technologii wodorowych**

Bezpieczeństwo jest kluczowym krokiem w projektowaniu, obsłudze i konserwacji systemów energetycznych. Bezpieczne praktyki w zakresie działań związanych z wodorem, od produkcji po magazynowanie, dystrybucję i zastosowanie, są istotną częścią rozwoju i wdrażania wodoru na dużą skalę oraz zapewnienia sprawnego działania poszczególnych systemów i zapewnienia bezpieczeństwa pracowników (Salehi i in., 2022). Wdrażaniu technologii wodorowych towarzyszy zapewnienie odpowiednich i powszechnie uznanych zasad zachowania bezpieczeństwa (Polski Rejestr Statków S.A., 2021). Wodór jest produktem znormalizowanym, dla którego na całym świecie dostępne są normy i przepisy dotyczące jego użytkowania (Vestheim, 2022). Jednak obecnie istniejące przepisy, standardy i normy wymagają ciągłego doskonalenia pod względem wymagań bezpieczeństwa dotyczących eksploatacji systemów wodorowych (Polski Rejestr Statków S.A., 2021). Ze względu na unikalne właściwości fizyko – chemiczne wodoru ważne jest jego odizolowanie od otaczającego środowiska, zewnętrznych źródeł ciepła oraz instalacji elektrycznych (Vestheim, 2022). Pod względem bezpieczeństwa wodór nie różni się znacznie od innych łatwopalnych paliw. Lekkość wodoru i wynikająca z tego zdolność do szybkiego rozpraszania się, minimalizują możliwość jego akumulacji i zapłonu w przypadku wycieku. Z drugiej strony, szeroki zakres palności wodoru, brak zapachu i niemal niewidoczny płomień sprawiają, że jego wykrycie jest niemożliwe bez zastosowania odpowiednich urządzeń (Pierozzi i in., 2022).

W ciągu ostatnich dwóch dekad doszło do około 230 incydentów i wypadków z udziałem wodoru, głównie w Europie i USA. Wśród tych zdarzeń 65 % miało związek z magazynowaniem wodoru, natomiast w sektorze produkcji i transportu odnotowano odpowiednio do 21 % i 14 % wypadków. Głównymi przyczynami tych incydentów były

błędy ludzkie, awarie sprzętu i kwestie nieprawidłowości w projektach poszczególnych instalacji (Salehi i in., 2022). Wśród najpoważniejszych wypadków przemysłowych można wyróżnić eksplozję wodoru podczas awarii reaktora w Fukushima (Japonia) w 2011 r., eksplozja stacji paliw wodorowych w Sandvika (Norwegia) w 2019 r., wybuch na stacji tankowania w Santa Clara w stanie Kalifornia (USA) oraz Waukegan w stanie Illinois (USA) w 2019 r. (Vindenes, 2022), (Yassin i in., 2023). Incydenty te wskazują na potencjalne zagrożenie falami uderzeniowymi, spowodowanymi eksplozjami wodoru, które mogą spowodować poważne szkody w środowisku i otoczeniu struktury magazynowej (Vindenes, 2022). Powyższe wypadki potwierdzają kluczowe znaczenie bezpieczeństwa w rozwoju i stosowaniu technologii wodorowych oraz konieczność rozwoju spójnych norm i przepisów dotyczących wodoru (Salehi i in., 2022).

### **2.9.2. Bezpieczeństwo w procesie produkcji wodoru**

Bezpieczeństwo odgrywa kluczową rolę w procesie produkcji wodoru metodą elektrolizy. Istnieją trzy główne etapy procesu elektrolizy, które należy wziąć pod uwagę pod względem bezpieczeństwa produkcji wodoru: oczyszczanie wody, właściwy proces elektrolizy i separacja produktów gazowych. Każdy z wymienionych etapów wymaga szczególnej uwagi, gdyż w przypadku zaniedbania przebiegu tych procesów może dojść do poważnych incydentów (Chau i in., 2022). W przypadku elektrolizy alkalicznej stosowane elektrolity, takie jak KOH lub NaOH, w stężeniu 20 – 30 %, mają silne właściwości żrące, co wymaga zachowania szczególnych środków ostrożności podczas eksploatacji elektrolizerów (Chau i in., 2022). Ponadto żrący elektrolit może w razie awarii przyczynić się do korozji sprzętu, zwłaszcza gdy podczas pracy elektrolizera stosowana jest wysoka temperatura (Guo i in., 2024). W elektrolizie typu PEM zamiast żrącego elektrolitu wykorzystywany jest stały i przewodzący polimerowy materiał jonowymienny (Chau i in., 2022). Głównymi problemami w tym przypadku są nierównomierna dystrybucja wody do elektrolizera oraz kwestia trans-membranowego przenikania krzyżowego produktów gazowych elektrolizy (Chau i in., 2022), (Guo i in., 2024). Nierównomierna dystrybucja wody prowadzi do zniszczenia zespołów elektrod membranowych i powoduje gromadzenie się gazu wewnątrz stosu elektrolizera (Chau i in., 2022). Przenikanie krzyżowe produktów gazowych przez membranę elektrolizera, w warunkach podwyższonego ciśnienia elektrolizy może doprowadzić do powstania łatwopalnych mieszanin wodoru z tlenem i w efekcie ich eksplozji (Chau i in., 2022), (Guo i in., 2024). Ze względu na wymienione zagrożenia, warunki przebiegu procesu elektrolizy i

równomierna dystrybucja wody muszą być poddane stałemu monitoringowi (Guo i in., 2024). Oprócz wymienionych zagrożeń związanych z procesem elektrolizy niezmiennie ważną kwestią pod względem bezpieczeństwa procesu są wszelkie wady materiałowe oraz awarie czujników (Chau i in., 2022), (Guo i in., 2024). W celu zapewnienia bezpiecznej eksploatacji systemu elektrolizy należy dążyć do ich wyeliminowania.

### **2.9.3. Bezpieczeństwo w procesie magazynowania i transportu wodoru – wybrane aspekty**

Zapewnienie bezpiecznej infrastruktury do magazynowania i transportu wodoru jest istotne ze względu na możliwe zagrożenia wynikające z jego właściwości fizycznych i chemicznych (Vindenes, 2022). Procedury bezpieczeństwa stosowane w przypadku systemów i obiektów magazynowych powinny spełniać szereg wymagań względem przewidywanego sposobu oraz czasu magazynowania wodoru jako nośnika energii. Wybór sposobu magazynowania wodoru powinien być ściśle powiązany z przewidywanym późniejszym wykorzystaniem wodoru (Polski Rejestr Statków S.A., 2021). Parametry bezpieczeństwa dla danego systemu magazynowego są określane poprzez przeprowadzenie oceny ryzyka, a także analizę wcześniejszych danych oraz prowadzonych eksperymentów badawczych, m.in. ze względu na konieczność długotrwałego przechowywania wodoru (Polski Rejestr Statków S.A., 2021), (Vindenes, 2022). W warunkach przechowywania wodoru pod wysokim ciśnieniem łatwo może dojść do wycieku wodoru ze stalowych lub aluminiowych butli. Może to powodować zagrożenie bezpieczeństwa, jeśli w czasie wycieku lub awarii zbiornika powstaną iskry elektryczne. Zbiorniki kompozytowe z tworzywa sztucznego wzmocnionego włóknem węglowym mają wystarczającą wytrzymałość i dobrą odporność na uderzenia, co może w pewnym stopniu zmniejszyć zagrożenia bezpieczeństwa magazynowania wodoru pod wysokim ciśnieniem (Guo i in., 2024). Magazynowanie wodoru przy użyciu naturalnych podziemnych struktur geologicznych, takich jak kawerny solne, pozwala zachować dużą objętość i wysokie ciśnienie magazynowania, przy niewielkim wpływie na bezpieczeństwo na powierzchni. Warunki pracy podziemnego magazynu są podobne do warunków magazynowania gazu ziemnego, jednak ze względu na właściwości wodoru, ryzyko jego wycieku jest znacznie większe niż w przypadku gazu ziemnego (Guo i in., 2024). Biorąc pod uwagę niewielki rozmiar i dużą dyfuzyjność cząsteczek wodoru, należy zagwarantować właściwy dobór struktury geologicznej i parametry projektowe magazynowej kawerny solnej. W przypadku transportu wodoru, transport rurociągowy jest stosunkowo bezpieczny,

zwłaszcza przy mniejszych średnicach rurociągu i niskich ciśnieniach. Jest to optymalne rozwiązanie przy transporcie dużych ilości wodoru na znaczne odległości (Guo i in., 2024). Budowa sieci rurociągów wymaga jednak specjalnej obróbki powłok rurociągów, w celu uniknięcia problemów związanych z przenikaniem wodoru oraz problemów z kruchością wodorową. Należy również mieć na uwadze ryzyko wycieków wodoru wzdłuż rurociągu (Guo i in., 2024).

Z uwagi na charakterystykę wodoru, jego cząsteczka ma tendencję do przenikania przez struktury powierzchni zbiorników magazynowych, co ma istotny wpływ na właściwości mechaniczne metali i stopów (Polski Rejestr Statków S.A., 2021). Wodór ma niekorzystny wpływ na właściwości metali, zmieniając ich właściwości mechaniczne i użytkowe po wniknięciu w ich strukturę, co ma istotny wpływ na proces jego transportu z wykorzystaniem rurociągów (Stolecka, 2018). W przypadku eksploatacji systemów wodorowych właściwości fizyko – chemiczne wodoru mogą stanowić poważne zagrożenie bezpieczeństwa dla otaczającego środowiska oraz pracowników tych systemów (Vindenes, 2022).

W dalszej części rozdziału zostaną przedstawione najważniejsze zagrożenia związane z właściwościami samego wodoru oraz jego oddziaływaniem z materiałem systemów magazynowania i transportu.

### **Aspekty bezpieczeństwa związane z właściwościami materiałów przy magazynowaniu i transporcie wodoru:**

- **Kruchość wodorowa**

Kruchość wodorowa jest formą korozji wywołanej przez atomy wodoru, które łączą się na poziomie sieci krystalicznej żelaza w cząsteczki wodoru. Podczas łączenia się atomów wodoru w cząsteczki dochodzi do wzrostu ciśnienia oraz pojawienia się naprężeń w strukturze stali (Polski Rejestr Statków S.A., 2021). Ciśnienie stopniowo wzrasta w miarę gromadzenia się cząsteczek wodoru, aż materiał staje się kruchy i pęka (Guo i in., 2024). Kruchość wodorowa jest zjawiskiem skomplikowanym, zależnym od czystości danego metalu, warunków powierzchniowych, czasu ekspozycji na działanie wodoru oraz ciśnienia i temperatury otoczenia. Wraz ze wzrostem czystości wodoru wzrasta podatność metali na kruchość wodorową (Abohamzeh i in., 2021). Zjawisko kruchości wodorowej ma szczególne znaczenie w przypadku zbiorników magazynowych wodoru i rurociągów przesyłowych, gdyż

osłabienie struktury materiału, prowadzące do powstania pęknięć lub wżerów, może stać się przyczyną wycieków wodoru i awarii zbiorników lub rurociągów (Abohamzeh i in., 2021), (Guo i in., 2024). Istnieją różne środki zapobiegające kruchości wodorowej, w tym stosowanie inhibitorów korozji, zapobiegających absorpcji wodoru na powierzchni metali i w celu zmniejszenia szybkości korozji oraz dodawanie pierwiastków stopowych, takich jak nikiel i molibden, w celu zwiększenia odporności materiału zbiorników i rurociągów na przenikanie wodoru (Polski Rejestr Statków S.A., 2021), (Guo i in., 2024).

- **Niskie temperatury ciekłego wodoru**

Wodór w formie ciekłej ma temperaturę – 253 °C, dlatego materiały stosowane w instalacjach ciekłego wodoru są narażone na działanie temperatur kriogenicznych (Polski Rejestr Statków S.A., 2021), (Guo i in., 2024). Najważniejszymi czynnikami wpływającymi na zachowanie się materiałów w niskich temperaturach są przejście od plastyczności do kruchości, niektóre nietypowe tryby odkształcenia plastycznego oraz wpływ przemian fazowych w strukturze krystalicznej na właściwości sprężyste i mechaniczne materiałów (Abohamzeh i in., 2021). Najważniejszymi zjawiskami termicznymi, zachodzącymi podczas eksploatacji systemów ciekłego wodoru, są niskotemperaturowy skurcz termiczny i niskotemperaturowa kruchość (Abohamzeh i in., 2021). Kruchość niskotemperaturowa polega na zmniejszeniu zdolności materiału do pochłaniania energii uderzenia w obniżonej temperaturze. Gdy temperatura materiału jest niższa od krytycznej temperatury przejścia dla ciągliwości i kruchości danego materiału, zdolność materiału do pochłaniania energii uderzenia jest znacznie zmniejszona, a materiał przechodzi ze stanu plastycznego do stanu kruchego. Niskotemperaturowy skurcz termiczny to proces odnoszący się do kurczenia się objętości materiałów termoplastycznych ze względu na ich naturalną rozszerzalność cieplną w niskich temperaturach (Guo i in., 2024). Aby zminimalizować ryzyko uszkodzenia zbiorników ciekłego wodoru i w konsekwencji wycieków wodoru, przy wyborze materiałów do zastosowania w instalacjach ciekłego wodoru jak zbiorniki, armatura, uszczelnienia, należy zwrócić szczególną uwagę na właściwości materiałów pod kątem możliwości izolacyjnych oraz potencjału do przenoszenia naprężeń ze względu na szok temperaturowy danego materiału (Polski Rejestr Statków S.A., 2021), (Guo i in., 2024).

- **Wysokie ciśnienia sprężonego wodoru**

Podczas transportu wodoru w postaci gazowej oraz magazynowania jest on sprężany do wysokich ciśnień, zgodnie z wymaganiami danego procesu (Polski Rejestr Statków S.A.,



2021). Przy wysokich ciśnieniach magazynowania i transportu, cząsteczki wodoru przenikają do struktury metalu zbiorników/rurociągów, niszcząc ich wewnętrzną strukturę, co może prowadzić do wypadków (Guo i in., 2024). Urządzenia wykorzystywane do pracy wodorem sprężonym do wysokich ciśnień powinny posiadać odpowiednie parametry oraz certyfikaty stwierdzające zgodność z normami lub przepisami prawa projektu, konstrukcji tych urządzeń oraz prób wytrzymałości i szczelności, wystawionymi przez autoryzowane instytucje w zależności od przewidywanego zastosowania (Polski Rejestr Statków S.A., 2021).

- **Przepuszczalność materiałów**

Przepuszczalność to problem wynikający z niskiej masy cząsteczkowej wodoru. Jest to istotna kwestia zarówno w przypadku magazynowania wodoru, jak i jego transportu za pomocą rurociągów (Salehi i in., 2022). Ze względu na niewielki rozmiar cząsteczek wodoru, może on migrować przez poszczególne materiały lub z czasem powodować wzrost ich kruchości. W ramach systemów magazynowania sprężonego wodoru gazowego przenikanie można określić jako szybkość strumienia wodoru przechodzącego przez ściany lub szczeliny zbiorników, materiały łączące lub przewody rurowe. Przenikanie wzrasta wraz ze starzeniem się materiału, temperaturą i ciśnieniem przechowywania. Szybkość przenikania w zbiornikach ciśnieniowych typu I, II i III jest nieznaczna i nie ma większego wpływu na bezpieczeństwo ich eksploatacji (Abohamzeh i in., 2021). Jednak w przypadku zbiorników ciśnieniowych wyłożonych warstwą polimerową, wysoka przepuszczalność wodoru będzie stanowić zagrożenie dla bezpieczeństwa ich użytkowania, ze względu na uszkodzenia włókien węglowych, powstawanie pęcherzy i zwiększoną kruchość materiału (Salehi i in., 2022), (Guo i in., 2024).

- **Tworzenie pęcherzy wykładzinowych w zbiornikach ciśnieniowych**

Często stosowanym zbiornikiem wodoru jest zbiornik ciśnieniowy składający się z kompozytu z włókna węglowego jako warstwy zewnętrznej i polimerowej wykładziny uszczelniającej (Guo i in., 2024). Pod wpływem wysokiego ciśnienia magazynowania wodoru jest pochłaniany przez wykładzinę z tworzywa sztucznego, a jeśli szybkość obniżania ciśnienia w zbiorniku staje się wyższa niż szybkość wydostawania się pochłoniętego gazu poprzez dyfuzję, dochodzi do powstawania pęcherzy na wykładzinie z tworzywa sztucznego (Abohamzeh i in., 2021). Pęcherze wykładzinowe w zbiornikach wodoru mogą powodować pęknięcia w materiale kompozytowym, który przenosi główne obciążenie ciśnieniowe, co może prowadzić do poważnych awarii (Guo i in., 2024).

- **Korozja wodorowa w wysokiej temperaturze**

W środowisku wysokiego ciśnienia i temperatur atomy wodoru oddziałują z metalami, wchodząc w interakcję z poszczególnymi pierwiastkami oraz zanieczyszczeniami w stopach metali, powodując powstanie produktów gazowych. W efekcie tych reakcji dochodzi do korozji wodorowej metali, z których zbudowane są zbiorniki i rurociągi. W mikrostrukturalnych porach metalu atomy wodoru mogą rekombinować, tworząc cząsteczki wodoru, które następnie mogą reagować z węglem, tworząc metan. Wytwarzanie metanu może wywoływać duże ciśnienie wewnętrzne, prowadząc do powstawania wybrzuszeń, pęknięć lub wydłużonych otworów w danej strukturze (Guo i in., 2024).

#### **Aspekty bezpieczeństwa związane z użytkowaniem wodoru:**

- **Wycieki wodoru**

Mała masa cząsteczkowa wodoru powoduje wysokie ryzyko wycieków przez rurociągi lub zbiorniki magazynowe (Abohamzeh i in., 2021). Uwolnienie i wyciek wodoru zwykle następuje z powodu awarii mechanicznej lub błędów ludzkich. W związku z tym wszelkie małe pęknięcia lub deformacje w zbiorniku powodują szybki wyciek wodoru (Salehi i in., 2022). Wyciek w magazynie wodoru może spowodować powstanie mieszaniny wodoru gazowego z tlenem atmosferycznym w szerokim zakresie stężeń w zakresie 4 – 75 %, co powoduje powstanie mieszaniny palnej, a w zakresie 18 – 59 % powoduje powstanie mieszaniny wybuchowej (Abohamzeh i in., 2021), (Vindenes, 2022). Przy tendencji wodoru do szybkiego unoszenia się, w czasie wycieku jego opary będą gromadzić się w górnych częściach pomieszczeń, gdzie mogą stanowić zagrożenie wybuchowe w przypadku nieprawidłowego działania systemów wentylacyjnych (Polski Rejestr Statków S.A., 2021). Uwolnienie wodoru, oprócz zagrożenia pożarowego, stanowi także zagrożenie uduszeniem, szczególnie w zamkniętych przestrzeniach. Dzieje się tak, ponieważ wodór, który jest nietoksycznym gazem, zastępuje tlen w powietrzu, a zatem stężenie tlenu spada poniżej 19,5 % objętości (Abohamzeh i in., 2021). W przypadku wycieku ciekłego wodoru do środowiska, następuje jego gwałtowne odparowanie, a następnie tworzenie chmur oparów o wysokim stężeniu, która gwałtownie rozprzestrzenia się na dużym obszarze i może spowodować pożar lub wybuch, w przypadku dostępności źródła zapłonu oraz może

spowodować uszkodzenie sprzętu i konstrukcji i/lub obrażenia ludzi (Abohamzeh i in., 2021), (Guo i in., 2024).

W celu bezpiecznego reagowania na wszelkie możliwe wycieki wodoru, niezbędne są odpowiednie detektory, charakteryzujące się dobrą stabilnością, krótkim czasem reakcji oraz możliwością natychmiastowego i dokładnego wykrywania wycieków. Opracowano wiele rodzajów detektorów wodoru, wśród których wyróżnić można detektory elektrochemiczne, katalityczne, elektryczne, czujniki przewodności cieplnej i detektory optyczne (Guo i in., 2024). Obecnie stosowane głównie detektory katalityczne, składające się z pary platynowych rezystorów owiniętych drutem z ceramicznymi kulkami, pokrytymi katalizatorem. Gdy palny gaz styka się z powierzchnią katalizatora, ulega ona utlenieniu. Uwalniane ciepło, powoduje zmianę rezystancji drutu platynowego pokrytego katalizatorem, podczas gdy rezystancja drugiego katalizatora pozostaje niezmieniona. Detektory wykrywają więc zmianę natężenia prądu spowodowaną wspomnianą zmianą rezystancji. Ważną kwestią jest umieszczenie detektorów w pobliżu i bezpośrednio nad miejscami, w których wycieki są najbardziej prawdopodobne, gdyż wodór szybko unosi się i rozprasza (Vestheim, 2022), (Guo i in., 2024). Detektory termiczne wykorzystywane są do wykrywania płomieni wodoru. Ze względu na niemal niewidoczny płomień konieczne jest wykorzystanie odpowiedniej technologii wykrywania płomieni w niewidzialnym spektrum promieniowania elektromagnetycznego: ultrafioletu (UV) i podczerwieni (IR). Możliwe jest również wykorzystanie detektorów termicznych do wykrywania wzrostu temperatury spowodowanego pojawieniem się płomienia. Detektory termiczne należy umieszczać w pobliżu miejsc potencjalnego wystąpienia zapłonu wodoru (Vestheim, 2022).

- **Dyspersja oparów wodoru**

Do dyspersji chmury oparów wodoru dochodzi na skutek interakcji chmury uwolnionego wodoru z powietrzem oraz jej rozprzestrzeniania się i rozrzedzenia w atmosferze. Istniejące obecnie modele służące do opisu dyspersję, mogą być przydatne w ustaleniu stężenia wodoru w chmurze oparów w funkcji czasu oraz będą w stanie oszacować możliwość zapłonu takiej chmury. W porównaniu z metanem i propanem, gazowy wodór po uwolnieniu jest bardziej dyfuzyjny, a zatem szybciej rozprasza się w środowisku (Vindenes, 2022).

- **Wybuch chmury oparów wodoru (VCE)**

Do wybuchu oparów wodoru dochodzi w wyniku przypadkowego uwolnienia substancji po fazie dyspersji, w której paliwo miesza się z powietrzem i tworzy mieszaninę palną (Vindenes, 2022). Granice wybuchowości wodoru w powietrzu wynoszą 18,3 do 59 % objętości (Polski Rejestr Statków S.A., 2021). W VCE płomienie osiągają wystarczająco wysokie prędkości, aby wytworzyć znaczne nadciśnienie. Chmura oparów musi znajdować się w granicach zakresu palności, aby doszło do wybuchu (Vindenes, 2022). Ze względu na szeroki zakres wybuchowości wodoru, dużą prędkość rozprzestrzeniania się fali, wynoszącą 3,15 m/s, tendencję do kumulowania się oparów wodoru w górnej części przestrzeni zamkniętych oraz wysoką zdolność do dyfuzji, istnieje konieczność stosowania systemów wielopoziomej detekcji wodoru oraz skutecznych systemów wentylacji, umożliwiających usunięcie oparów z przestrzeni zagrożonych wybuchem (Polski Rejestr Statków S.A., 2021).

- **Deflagracja**

Deflagracja charakteryzuje poddźwiękowa prędkość płomienia (poniżej prędkości dźwięku). Główny mechanizm deflagracji polega na tym, że czoło płomienia porusza się w kierunku mieszaniny gazów, a spalanie chemiczne zachodzi poprzez dyfuzję ciepła i masy. Deflagracja może następnie przejść w detonację (Vindenes, 2022). Do deflagracji może dojść zarówno w przestrzeni otwartej, zamkniętej, jak i wentylowanej. Z punktu widzenia bezpieczeństwa najbardziej krytycznym scenariuszem jest proces przejścia od deflagracji do detonacji, który występuje w określonych warunkach brzegowych (Salehi i in., 2022).

- **Detonacja**

Detonacja jest najszybszym sposobem spalania wodoru w mieszaninie wybuchowej. Z detonacją związana jest naddźwiękowa fala kompresji o wysokim uwalnianiu energii, powodująca znaczny wzrost ciśnienia podczas detonacji (Salehi i in., 2022). Detonacja opisywana jest jako najgorszy scenariusz dla wypadków z udziałem wodoru. Istnieje kilka czynników, które należy wziąć pod uwagę przy szacowaniu dotkliwości wybuchu wodoru, takich jak stosunek składu mieszaniny wodoru i powietrza, jednorodność powstałej mieszaniny oraz uwzględnienie obecności zatorów i przeszkód w polu przemieszczania się mieszaniny (Vindenes, 2022). Detonacja może mieć krytyczne skutki w przypadku zamkniętych przestrzeni, ponieważ podczas bardzo szybkiego uwalniania wodoru może powstać duża objętość mieszaniny wybuchowej (Salehi i in., 2022).

- **Zjawisko BLEVE**

W przypadku magazynowania i transportu ciekłego wodoru ( $\text{LH}_2$ ) może dojść do eksplozji wrzącej cieczy połączonej z gwałtownym rozprężaniem oparów wodoru (BLEVE). Do eksplozji dochodzi na skutek pęknięcia zbiorników zawierających  $\text{LH}_2$  przy ciśnieniu atmosferycznym i w temperaturze powyżej temperatury wrzenia, z powodu rozszerzania się zarówno fazy ciekłej, jak i gazowej (Abohamzeh i in., 2021). Ze względu na fakt, że BLEVE spowodowany jest szybką zmianą faz i rozprężaniem oparów, a nie reakcjami chemicznymi, można uznać go za wybuch fizyczny. Konsekwencjami BLEVE są generowanie fal ciśnienia podczas eksplozji, kule ognia i pożary wodoru w przypadku materiałów łatwopalnych i występowania źródeł zapłonu oraz gwałtowny odrzut fragmentów instalacji magazynowej. W przypadku fal ciśnienia może dojść do obrażeń i śmierci ludzi oraz różnych form uszkodzenia struktur magazynowych (Abohamzeh i in., 2021).

- **Pożar wodoru**

Wodór charakteryzuje się niską energią zapłonu, tj. minimalną ilość energii zewnętrznej, która po dostarczeniu do wodoru może spowodować jego zapłon i bezpośrednio wpływa na niebezpieczeństwo pożaru wodoru (Stolecka, 2018). Minimalna energia zapłonu wodoru wynosi 0,02 mJ, czyli zaledwie 4 % energii zapłonu metanu. Gdy wodór miesza się z powietrzem, minimalna energia zapłonu zmniejsza się do 0,018 mJ, zaś w atmosferze bogatej w tlen minimalna energia zapłonu jest jeszcze niższa i wynosi 0,0056 mJ (Guo i in., 2024). Mechanizm samozapłonu wyciekającego pod wysokim ciśnieniem wodoru pod nie został dotąd dobrze poznany. Istnieje kilka czynników, mogących spowodować samozapłon wodoru, w tym efekt Joule'a – Thomsona, zapłon elektrostatyczny, zapłon dyfuzyjny, kompresja adiabatyczna, tarcie mechaniczne i wstrząs (Guo i in., 2024). Wodór ma znacznie szersze granice palności w porównaniu z innymi materiałami palnymi, z dolną granicą palności (LFL) i górną granicą palności (UFL) wynoszącymi odpowiednio od 4 do 75 % obj. w powietrzu (Vindenes, 2022). Wodór spala się w wysokiej temperaturze, wydzielając jednak mniejszą ilość promieniowania cieplnego niż propan, czy inne węglowodory. Płomienie wodoru są niemal bezbarwne, co znacznie utrudnia wykrycie pożaru. Nawet stosunkowo małe pożary wodoru są bardzo trudne do ugaszenia, a jedynym niezawodnym sposobem na ugaszenie takiego pożaru jest odcięcie źródła zasilania wodorem (Polski Rejestr Statków S.A., 2021). Podczas oceny zagrożenia pożarowego instalacji wodorowych należy wziąć pod uwagę właściwości wodoru, takie jak ciepło i szybkość spalania oraz granice palności. Ze

względu na wspomniane właściwości, systemy produkcji, magazynowania oraz transportu wodoru należy poddać analizie oceny ryzyka, takich jak analizy HAZID, HAZOP i FMECA podczas fazy projektowania oraz analizy HAZOP i LOPA przed pierwszym uruchomieniem instalacji wodorowej (Polski Rejestr Statków S.A., 2021).

- **Pożar strumieniowy wodoru**

Możliwym scenariuszem po niekontrolowanym uwolnieniu wodoru jest natychmiastowy zapłon prowadzący do pożaru strumieniowego (Abohamzeh i in., 2021). Pożar strumieniowy to turbulentny płomień, charakteryzujący się dużą prędkością i wysoką temperaturą, który powstaje w wyniku spalania paliwa uwalnianego w określonym kierunku ze znacznym pędem. (Salehi i in., 2022). W przypadku wodoru gazowego przechowywanego w zbiornikach ciśnieniowych, różnica ciśnień między otoczeniem, a warunkami panującymi w zbiorniku powoduje duży pęd uwolnionego paliwa, które szybko miesza się z powietrzem. Sytuacja ta stwarza ryzyko rozwoju pożaru i narażenia osób przebywających w pobliżu (Abohamzeh i in., 2021).

- **Promieniowanie cieplne i zagrożenia termiczne**

W przypadku pożarów wodoru istotną kwestią jest ryzyko promieniowania cieplnego, powodującego uszkodzenia sprzętu, konstrukcji oraz obrażenia ludzi, narażonych na promieniowanie cieplne i bezpośrednie działanie płomieni. Promieniowanie cieplne wpływa również na rozprzestrzenianie się płomienia (Abohamzeh i in., 2021), (Salehi i in., 2022). Narażenie zbiorników wodoru na wysokie promieniowanie cieplne może skutkować znacznym zagrożeniem wybuchem mechanicznym. Przegrzanie zbiorników w przypadku magazynowania ciekłego wodoru powoduje, że temperatury wewnątrz przekraczają temperaturę wrzenia zawartości, co prowadzi do przegrzania cieczy (Abohamzeh i in., 2021).

#### **2.9.4. Kwestie bezpieczeństwa na morskiej platformie wodorowej**

W przypadku produkcji wodoru na morskich platformach, oprócz aspektów technicznych i ekonomicznych, konieczna jest identyfikacja zagrożeń związanych z procesem produkcji, umożliwiającą odpowiednio, wczesne określenie potencjalnych zagrożeń (Peters i in., 2020), (Vestheim, 2022). Kwestie bezpieczeństwa muszą zostać rozwinięte w poszczególnych fazach projektu platformy produkcyjnej i powinny obejmować przeglądy ryzyka (HAZID, HAZOP, LOPA) oraz oceny DSEAR (ang. *Dangerous Substances and Explosive*

*Atmospheres Regulations* ). W ramach tego procesu konieczne jest dalsze zdefiniowanie i potwierdzenie stref bezpieczeństwa, szczegółowy przegląd systemów ochrony przeciwpożarowej, przeciwwybuchowej i ochrony sprzętu (North Sea Wind Power Hub, 2022). Zarówno wodór, jak i tlen, produkowane w procesie elektrolizy wody, stwarzają ryzyko powstania łatwopalnej mieszaniny, co może prowadzić do pożaru i/lub wybuchu (North Sea Wind Power Hub, 2022). Wycieki wodoru i tlenu, oprócz zwiększonego ryzykiem zapłonu i wybuchu, mogą skutkować szybszym tempem korozji (Vestrheim, 2022).

W rozpatrywanych obecnie projektach platform morskich proponuje się, aby platforma produkcyjna była całkowicie zamknięta, poszczególne systemy produkcyjne znajdowały się pod odpowiednim nadciśnieniem w celu usunięcia wycieków wodoru, a wymagania odnośnie wentylacji zostały odpowiednio określone i dostosowane do konkretnego projektu (North Sea Wind Power Hub, 2022). W celu minimalizacji ryzyka pożarowego i wybuchowego, we wszelkich pomieszczeniach platformy wymagane jest wyeliminowanie wszelkich źródeł zapłonu. Stosowanie instalacji elektrycznych powinno ograniczać się do minimum, a niezbędne urządzenia elektryczne i okablowanie muszą być certyfikowane pod względem bezpiecznego stosowania w atmosferze wybuchowej. W przestrzeniach zamkniętych, w których może pojawić się mieszanina wodoru z powietrzem, należy stosować wentylację mechaniczną o odpowiedniej wydajności (Polski Rejestr Statków S.A., 2021). Dostawcy elektrolizerów i innego sprzętu wodorowego będą zobowiązani potwierdzić spełnienie wymogów bezpieczeństwa dostarczonego sprzętu, w tym zachowanie stref bezpieczeństwa i wymogów wentylacyjnych. Ważnym aspektem będzie również przeprowadzenie analizy stref rozproszenia wodoru, w celu zdefiniowania stref wykluczenia wokół otworów wentylacyjnych i ich odpowiedniego rozmieszczenia. Należy również zapewnić bezpieczne i ciągłe odprowadzanie dużych ilości tlenu, powstających podczas elektrolizy. Ponadto przy wyborze sprzętu należy wziąć pod uwagę występowanie zjawiska kruchości wodorowej stali, zwłaszcza w przypadku sprzętu o zmiennych warunkach pracy, takiego jak sprężarki wodoru (North Sea Wind Power Hub, 2022). Do wykrywania ewentualnych wycieków wodoru zaleca się zastosowanie detektorów gazu z kulkami katalitycznymi i detektorów płomienia z technologią wykorzystania promieniowania podczerwonego (Vestrheim, 2022).

### **2.9.5. Wybrane normy i standardy bezpieczeństwa związane z produkcją, transportem i magazynowaniem wodoru**

Międzynarodowe normy, takie jak NFPA 2, NFPA 55 lub normy ISO, zawierają główne wskazówki dotyczące konkretnych wymogów bezpieczeństwa dla wybranych zastosowań wodoru (np. gazowy wodór, ciekły wodór, instalacje i stacje tankowania pojazdów, systemy zasilania wodorowymi ogniwami paliwowymi). Normy te zalecają przeprowadzenie ilościowej oceny ryzyka w celu zidentyfikowania i ilościowego określenia niebezpiecznych scenariuszy, istotnych czynników ryzyka w różnych typach instalacji wodorowych oraz potencjalnych strategii zapobiegania wypadkom i łagodzenia ich skutków w celu zmniejszenia ryzyka do akceptowalnych poziomów (Pierozzi i in., 2022). Wytyczne dotyczące projektowania i budowy statków przeznaczonych do transportu skroplonego wodoru są zawarte w Rezolucji pn. *Interim Recommendations For Carriage Of Liquefied Hydrogen In Bulk MSC 97/22/Add.1*, wprowadzonej przez IMO (ang. *International Maritime Organization*) (Polski Rejestr Statków S.A., 2021).

Państwa członkowskie Unii Europejskiej określiły główne wymagania dla operatorów instalacji produkcji wodoru w zakresie oceny ryzyka w dyrektywie SEVESO, wymagań dotyczących zdrowia i bezpieczeństwa oraz procedur oceny zgodności w dyrektywie ATEX, zintegrowanych zobowiązań środowiskowych w dyrektywie IED oraz procedur oceny oddziaływania na środowisko w dyrektywach SEA i EIA wraz z odpowiednimi zmianami. Podczas gdy ogólne wymagania są podobne we wszystkich krajach wspólnoty, istnieją znaczne różnice w interpretacji i wdrażaniu przepisów bezpieczeństwa ze względu na brak skonsolidowanego rejestru zrealizowanych przypadków referencyjnych (Pierozzi i in., 2022). Na terenie Unii Europejskiej można wyróżnić następujące, wybrane normy dotyczące produkcji, użytkowania, transportu, magazynowania oraz bezpieczeństwa technologii wodorowych:

#### **Standardy dotyczące procesów elektrolizy (Polski Rejestr Statków S.A., 2021):**

- ISO 22734-1:2008 Hydrogen generators using water electrolysis process – Part 1: Industrial and commercial applications;
- ISO 22734-2:2011 Hydrogen generators using water electrolysis process – Part 2: Residential applications.



**Standardy dotyczące tankowania i bunkrowania wodoru (Polski Rejestr Statków S.A., 2021):**

- ISO 13984:1999 Liquid hydrogen – Land vehicle fueling system interface;
- ISO 17268:2012 Gaseous hydrogen land vehicle refueling connection devices;
- ISO/TS 19880-1:2016 Gaseous hydrogen – Fueling stations – Part 1: General requirements;
- ISO 19880-3:2018 Gaseous hydrogen - Fueling stations – Part 3: Valves.

**Standardy dotyczące transportu, magazynowania i tankowania wodoru (Polski Rejestr Statków S.A., 2021):**

- ISO 13984:1999 Liquid hydrogen - Land vehicle fueling system interface;
- ISO 17268:2012 Gaseous hydrogen land vehicle refueling connection devices;
- ISO/TS 19880-1:2016 Gaseous hydrogen - Fueling stations – Part 1: General requirements;
- ISO 19880-3:2018 Gaseous hydrogen - Fueling stations – Part 3: Valves.

**Standardy dotyczące bezpieczeństwa technologii wodorowych (Polski Rejestr Statków S.A., 2021):**

- ISO/TR 15916:2015 Basic considerations for the safety of hydrogen systems;
- ISO 16110-1:2017 Hydrogen generators using fuel processing technologies – Part 1: Safety;
- ISO/TS 19883:2017 Safety of pressure swing adsorption systems for hydrogen separation and purification;
- ISO 23273:2013 Fuel cell road vehicles – Safety specifications – Protection against hydrogen hazards for vehicles fueled with compressed hydrogen.

**Standardy dotyczące bezpieczeństwa pożarowego (standardy NFPA) (Polski Rejestr Statków S.A., 2021):**

- NFPA 2 Hydrogen Technologies Code – Comprehensive code for hydrogen technologies constructed of extract material from documents such as NFPA 55 and 853 and original material;

- NFPA 55 Compressed Gas and Cryogenic Fluids Code – Comprehensive gas safety code that addresses flammable gases as a class of hazardous materials and also contains hydrogen specific requirements;
- NFPA 853 Standard for the Installation of Stationary Fuel Cell Power Systems – Covers installation of all commercial fuel cells including hydrogen PEM fuel cells.

#### **Standardy dotyczące projektowania rurociągów:**

- Hydrogen Piping and Pipelines ASME Code for Pressure Piping, B31 ASME B31.12-2014.

#### **Standardy dotyczące badań materiałów:**

- ISO 2626:1973 Copper – Hydrogen embrittlement test;
- ISO 7539-11:2013 Corrosion of metals and alloys – Stress corrosion testing – Part 11: Guide-lines for testing the resistance of metals and alloys to hydrogen embrittlement and hydrogen-assisted cracking;
- ISO 11114-4:2017 Transportable gas cylinders – Compatibility of cylinder and valve materials with gas contents – Part 4: Test methods for selecting steels resistant to hydrogen embrittlement;
- ISO 15330:1999 Fasteners – Preloading test for the detection of hydrogen embrittlement – Parallel bearing surface method;
- ISO 16573:2015 Steel – Measurement method for the evaluation of hydrogen embrittlement resistance of high strength steels;
- ISO 17081:2014 Method of measurement of hydrogen permeation and determination of hydrogen uptake and transport in metals by an electrochemical technique.

## **2.10. Zapotrzebowanie na wodór w Polsce dla poszczególnych sektorów gospodarki**

### **2.10.1. Znaczenie wodoru w rozwoju polskiej gospodarki niskoemisyjnej**

Zielony wodór może być wykorzystywany w szerokim zakresie w wielu sektorach gospodarki. Niewątpliwą zaletą podczas wykorzystania wodoru jako paliwa lub surowca jest brak emisji dwutlenku węgla (Deutsche Energie-Agentur, 2022). Zielony wodór może służyć zarówno jako źródło ciepła (paliwo), jak i surowiec. W rzeczywistości większość szarego

wodoru na świecie jest obecnie wykorzystywana w sektorze przemysłu: w rafineriach, produkcji chemicznej, produkcji amoniaku. W 2019 r. globalne zapotrzebowanie na wodór przemysłowy wyniosło 71 mln ton, co odpowiada 2400 TWh wodoru (Stori, 2021). Obecnie w przemyśle UE wykorzystuje się około 10 mln ton wodoru, głównie jako surowiec do produkcji amoniaku i w przemyśle rafineryjnym. Niebieski i zielony wodór to dwie kluczowe alternatywy o niskiej emisji CO<sub>2</sub>, które mogłyby zastąpić wysokoemisyjny szary wodór, który stanowi obecnie 95 % produkcji wodoru (Deloitte, 2021). Przewiduje się znaczny wzrost znaczenia wodoru po 2035 r., gdyż spadające koszty technologii wytwarzania w połączeniu z rosnącymi cenami paliw konwencjonalnych umożliwią wodorniowi coraz skuteczniejsze konkutowanie z dotychczas dominującymi paliwami. Szacuje się, że do 2050 r. wodór stanowić będzie ok. 7 – 16 % całkowitego końcowego zużycia energii. Natomiast w poszczególnych sektorach będzie to: ok. 10 – 18 % w przemyśle oraz ok. 7 – 10 % w transporcie. Przewidywana większość produkcji wodoru do roku 2050 ma być połączeniem wodoru zielonego i wodoru niebieskiego (Brodacki, D i in., 2021).

W 2019 r. Polska zajmowała trzecie miejsce w Europie pod względem produkcji wodoru, na poziomie ok. 1 mln ton rocznie (34 TWh). Produkcja ta w całości przeznaczana była na pokrycie krajowych potrzeb, głównie przemysłu (Brodacki, D i in., 2021). Wielkość ta potencjalnie mogłaby być zastąpiona odnawialnym wodorem. O możliwościach tego zastąpienia decydują przede wszystkim możliwości produkcji zielonego wodoru z OZE oraz dostosowanie procesów produkcyjnych w poszczególnych gałęziach przemysłu, jak również koszty (Brodacki, D i in., 2021). Oceniając krajowe zapotrzebowanie na wodór w perspektywie lat 2030 – 2050 trzeba mieć na uwadze fakt, że obecne wysokie zużycie wodoru w przemyśle chemicznym, opiera się na technologii reformingu parowego (wodór szary). Prognozy winny uwzględniać nie tylko zastosowanie wodoru w nowych obszarach takich jak elektroenergetyka, ciepłownictwo i transport, ale przede wszystkim przejście na niskoemisyjne technologie wytwarzania tego gazu do celów przemysłowych (Brodacki, D i in., 2021):. W poniższej tabeli przedstawiono prognozowane zapotrzebowania na wodór w latach 2030 – 2050:

Tabela 2.11. Przewidywane zapotrzebowanie na wodór w Polsce dla lat 2030 – 2050

| Sektor            | Zapotrzebowanie<br>w 2030 r. [TWh] | Zapotrzebowanie<br>w 2040 r. [TWh] | Zapotrzebowanie<br>w 2050 r. [TWh] |
|-------------------|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| Przemysł          | 33                                 | 30                                 | 28                                 |
| Elektroenergetyka | 3                                  | 24                                 | 36                                 |
| Transport         | 2                                  | 23                                 | 33                                 |
| Ciepłownictwo     | 2                                  | 12                                 | 15                                 |
| Suma              | 40                                 | 89                                 | 112                                |

Źródło: (Brodacki, D i in., 2021).

W przypadku sektora przemysłu redukcja zapotrzebowania będzie związana ze stopniowym przejściem na wykorzystanie wodoru zielonego i/lub niebieskiego. W przypadku sektora transportu przewiduje się bardzo duże zapotrzebowanie na wodór ze względu na produkcję paliwa lotniczego (Brodacki, D i in., 2021).

### 2.10.2. Sektor przemysłowy

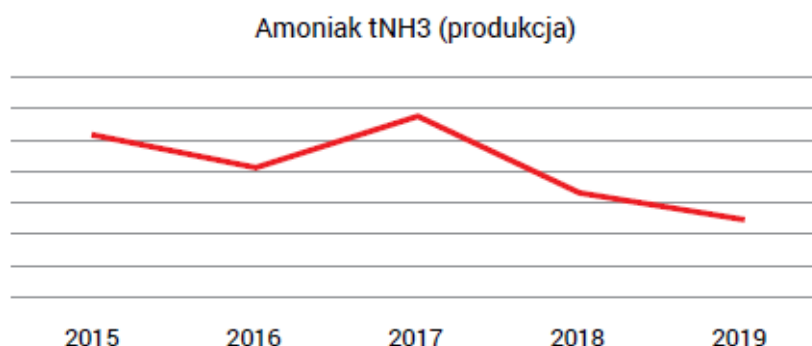
Obecnie wykorzystanie wodoru jest zdominowane przez zastosowania przemysłowe. Cztery najważniejsze zastosowania wodoru na świecie to: rafinacja ropy naftowej (33 %), produkcja amoniaku (27 %), produkcja metanolu (11 %) oraz produkcja stali poprzez bezpośrednią redukcję rudy żelaza (3 %) (Brodacki, D i in., 2021). Sektor przemysłowy ma więc wszelkie predyspozycje do bycia największym odbiorcą zielonego wodoru, w celu produkcji chemikaliów, żelaza i stali oraz ze względu na brak alternatywnych opcji dekarbonizacji (Kupecki i in., 2020), (Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r., 2021), (Brodacki, D i in., 2021). Klastry przemysłowe mogłyby wykorzystywać wodór produkowany na miejscu lub rozwijać się wokół dedykowanej infrastruktury rurociągowej, uzupełnionej o magazynowanie wodoru na dużą skalę. Analizy sugerują jednak, że wodór przemysłowy nie będzie konkurencyjny cenowo w Europie do 2040 – 2050 r., kiedy to przewiduje się obniżenie kosztów jego produkcji poniżej 1,00 USD/kg H<sub>2</sub> (Stori, 2021). Wodór ma potencjał do znacznego zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w przemyśle poprzez wykorzystanie zielonego wodoru z odnawialnych źródeł energii. Obecnie gaz ziemny, węgiel, olej napędowy i skroplony gaz ropopochodny są powszechnymi źródłami energii, ponieważ ich ceny rynkowe są stosunkowo niskie (Deutsche Energie-Agentur, 2022). Punktem wyjścia do dekarbonizacji przemysłu jest przejście z procesów wykorzystujących paliwa kopalne do procesów opartych na zielonym wodorze (Deutsche Energie-Agentur, 2022). Sektor przemysłu odpowiada obecnie za 22 % (91 Mt CO<sub>2</sub>) całkowitej emisji gazów cieplarnianych. Najwięcej generuje ich produkcja paliw

(36 %), minerałów niemetalicznych (22 %), środków chemicznych (13 %) oraz stali (9 %) (Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r., 2021). Wykorzystanie wodoru niskoemisyjnego stanowi szansę na ograniczenie emisji gazów cieplarnianych tych gałęzi gospodarki (Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r., 2021).

## Przemysł chemiczny

Głównymi procesami w przemyśle chemicznym są synteza amoniaku, na potrzeby produkcji nawozów sztucznych oraz metanolu (Kupecki i in., 2020), (Deutsche Energie-Agentur, 2022). Jest to bardzo energochłonny i wysokoemisyjny sektor przemysłu. Przemysł chemiczny mógłby znacząco obniżyć emisje CO<sub>2</sub>, przechodząc na wykorzystanie mniej emisyjnych rodzajów wodoru w procesie produkcji amoniaku (Tchorek i in., 2023).

Wykorzystanie amoniaku na potrzeby produkcji nawozów azotowych stanowi ponad 80% jego światowego rynku. Znacząca większość amoniaku na świecie produkowana jest z wodoru pochodzącego z paliw kopalnych, przede wszystkim z gazu ziemnego, ale także z węgla (Kupecki i in., 2020). Produkcja amoniaku w krajach Unii Europejskiej odpowiadała za 34 % całkowitego zapotrzebowania na wodór tj. 2,8 mln ton w 2018 r.. Grupa Azoty jest największym w Polsce i znaczącym w regionie Europy Środkowo – Wschodniej producentem amoniaku (Brodacki, D i in., 2021). Według danych w Polsce w 2018 r. wyprodukowano 2,5 mln ton amoniaku poprzez przetworzenie 22,5 TWh gazu ziemnego na 15,2 TWh (około 452 tys. ton) wodoru (Brodacki, D i in., 2021). Wykres produkcji amoniaku w Polsce przedstawiono na poniższym rysunku:



Rysunek 2.45. Wykres produkcji amoniaku w Polsce w latach 2015-2019. Źródło: (Brodacki, D i in., 2021).

Obecnie głównym wytwórcą wodoru w Polsce jest przemysł nawozów azotowych.. Oprócz Grupy Kapitałowej Grupa Azoty oraz firmy Anwil S.A.), w Polsce działają również takie firmy, jak: ZCh Siarkopol, Luvena oraz Fosfan. Grupa Azoty rocznie wytwarza ok. 420 tys. ton wodoru, natomiast firma Anwil S.A. produkuje ok. 88 tys. ton (Kupecki i in., 2020). Grupa Azoty odnotowuje stały wzrost zapotrzebowania na wodór przez podmioty zewnętrzne, głównie na potrzeby procesów chemicznych, takich jak redukcja wodorem. Aktualnie na rynku handluje się przede wszystkim wodorem technicznym o czystości 95 – 99 %, a wodór jakości automotive sprzedają spółki Grupa Azoty Puławy i Grupa Azoty Kędzierzyn (Kupecki i in., 2020). Planowane jest zwiększenie zdolności produkcyjnych w tych lokalizacjach oraz w budowę instalacji pilotażowych, a następnie pełnowymiarowych instalacji wykorzystujących zielony wodór. Ponadto, w 2022 roku oddano do użytku nowoczesny kompleks infrastrukturalny „Polimery Police”, który przyczyni się do dalszego wzrostu łącznej skali produkcji wodoru w Grupie Azoty (Kupecki i in., 2020). Grupa Azoty analizuje również opcje rozwoju bezemisyjnego transportu w Polsce i tworzy scenariusze rozwoju rynku paliwa na potrzeby transportu wodorowego, co wpisuje się w założenia i cele europejskiego Zielonego Ładu (Kupecki i in., 2020). Schemat rozwoju transportu wodorowego, proponowany przez Grupę Azoty zaprezentowano na poniższym rysunku:



Rysunek 2.46. Plany rozwoju dla transportu zielonego wodoru w Grupie Azoty. Źródło: (Kupecki i in., 2020).

W najbliższych latach przewiduje się utrzymanie rynku zbytu i skali produkcji amoniaku na obecnym poziomie, tj. ok. 2 mln ton rocznie (Kupecki i in., 2020). Produkcja amoniaku jest wysoce wrażliwa na koszty zakupu gazu ziemnego, które stanowią nawet 70 – 80 % całkowitego kosztu produkcji 1 tony amoniaku. Ocenia się, że w latach 2025 – 2035 szary amoniak będzie mniej opłacalny ze względu na rosnące koszty emisji i zostanie zastąpiony przez procesy produkcyjne bazujące na wodorze odnawialnym (Tchorek i in., 2023). Dla rentownej produkcji amoniaku z zielonego wodoru, niezbędne jest zapewnienie dostępu do taniej energii elektrycznej z OZE (Kupecki i in., 2020). Przemysł nawozowy w Europie wykonał olbrzymi wysiłek na rzecz redukcji emisji i poprawy efektywności energetycznej. Rozpowszechnienie tej ścieżki produkcji amoniaku wymagać będzie szerokiego dostępu do źródeł energii odnawialnej, a także obniżenia kosztów jej produkcji. Zastosowanie elektrolizy do produkcji amoniaku może być w pierwszym etapie opłacalne w krajach o wysokim potencjale OZE (Kupecki i in., 2020). Adaptacja technologiczna ogranicza się do zastąpienia szarego wodoru z reformingu parowego metanu zielonym wodorem z odnawialnych źródeł energii. Istniejąca technologia jest dojrzała (TRL = 8 – 9). Całkowite zapotrzebowanie na wodór w procesie nie zmienia się po przejściu na zielony wodór (Deutsche Energie-Agentur, 2022), (Tchorek i in., 2023).

Obok produkcji amoniaku duże zapotrzebowanie na wodór wykazuje również sektor produkcji metanolu (Kupecki i in., 2020). Metanol jest jednym z najważniejszych surowców chemicznych i jest wykorzystywany do produkcji formaldehydu (30 % światowego zużycia), kwasu octowego (10 %), chlorometanu (3 – 4 %), metakrylanu metylu (MMA) (2,5 %) i metyloamin (2 %). Oprócz zastosowań czysto chemicznych, coraz ważniejsza jest rola metanolu jako dodatku lub surowca do wytwarzania komponentów paliw (Brodacki, D i in., 2021). Oprócz wykorzystania wodoru do produkcji amoniaku i metanolu, wodór wykorzystywany jest do produkcji wielu substancji m.in. etylenu, propylenu, benzenu, toluenu, cykloheksanu, aniliny, kaprolaktamu, nadtlenu wodoru, alkoholi oxo, kwasu adypinowego, kwasu chlorowodorowego i tetrahydrofuran. Zużycie wodoru w branży chemicznej, wyłączając produkcje amoniaku wyniosło około 45 tys. ton wodoru w Polsce w 2018 roku (Kupecki i in., 2020). Przewiduje się, że wraz ze wzrostem gospodarczym oraz wzrostem liczby ludności zapotrzebowanie na amoniak i metanol wzrośnie o ok. 31 % do 2030 r. (Kupecki i in., 2020). W celu zapewnienia odpowiednich mocy produkcyjnych niezbędna będzie budowa nowych instalacji produkcji wodoru na potrzeby przemysłu

(Kupecki i in., 2020). Nowe zdolności produkcyjne będą natomiast stanowiły ważną okazję do zwiększenia skali wykorzystania zielonego wodoru (Brodacki, D i in., 2021).

### **Przemysł rafineryjny i petrochemiczny**

Przemysł rafineryjny jest jednym z wiodących przemysłów wykorzystujących wodór w procesie produkcji. Wykorzystanie wodoru w UE w 2019 r. kształtowało się na poziomie 3,7 mln ton/rok, co daje 45 % pokrycia całego zapotrzebowania na wodór. Prognozowane zapotrzebowanie na wodór w Polsce w tym obszarze szacuje się na 2,2 TWh (około 65,5 tys. ton) (Brodacki, D i in., 2021). W przemyśle rafineryjnym wodór jest wykorzystywany do następujących procesów (Deloitte, 2021):

- Rozbijania dużych cząsteczek na mniejsze cząsteczki o wyższej wartości dodanej (hydrokraking);
- Usuwania zanieczyszczeń, takich jak siarka, azot i metale z frakcji ropy naftowej (hydorafinacja);
- Stabilizacja niektórych produktów chemicznych (uwodornienie).

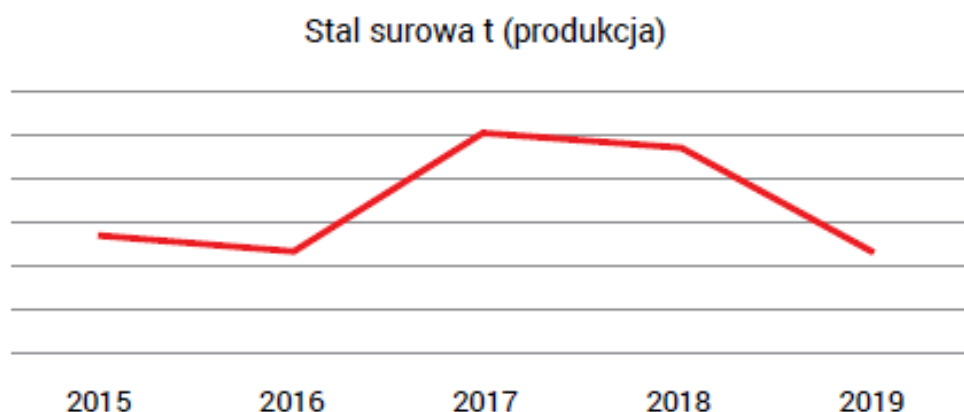
Porównując wolumeny produkcji wodoru, drugim sektorem po przemyśle azotowym w Polsce jest przemysł rafineryjny. W sektorze petrochemicznym wodór wykorzystywany jest do produkcji paliw ciekłych i surowców rafineryjnych. Na potrzeby procesu wytwarzany jest głównie z gazu ziemnego z zastosowaniem procesu reformingu parowego metanu (wodór szary) (Kupecki i in., 2020). Wodór może być także wykorzystywany do produkcji tzw. paliw syntetycznych jako nowych produktów rafineryjnych (TRL = 8 – 9). Obecnie przemysł petrochemiczny bazuje na wykorzystaniu węglowodorów w procesach produkcji chemikaliów organicznych i polimerów (m.in. nafta, etan, LPG, gaz ziemny). Wodór może być wykorzystany w petrochemii jako wsad surowcowy do krakerów parowych lub nośnik energii w procesach wysokotemperaturowych (np. palnik krakera) (Tchorek i in., 2023).

### **Przemysł stalowy**

Węgiel i koks są obecnie wykorzystywane do redukcji rudy żelaza w technologii „wielkiego pieca” do produkcji stali. W przyszłości wykorzystanie wodoru jest obiecującą opcją redukcji rudy żelaza oraz wysokotemperaturowej produkcji ciepła oferującą ogromny



potencjał dla wzrostu zapotrzebowania na wodór (Brodacki, D i in., 2021) . Oczekuje się, że poziom gotowości technologicznej TRL wynoszący 9, zostanie osiągnięty około 2035 r., w oparciu o odpowiednie projekty (Deutsche Energie-Agentur, 2022). W sektorze stalowym, który odpowiada za 22 % emisji CO<sub>2</sub> wskazane jest zastosowanie wodoru w procesie bezpośredniej redukcji rudy żelaza w wielkich piecach i piecach łukowych (Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r., 2021). W 2019 r. produkcja stali w Polsce wyniosła 9,1 mln ton. Opierała się na technologii „wielkiego pieca” (4,8 mln ton) oraz produkcji z wykorzystaniem pieców elektrycznych (4,3 mln ton) (Brodacki, D i in., 2021). Poniżej przedstawiono wykres produkcji stali surowej (w tonach) w Polsce w latach 2015 – 2019:



Rysunek 2.47. Produkcja stali w Polsce w latach 2015-2019. Źródło: (Brodacki, D i in., 2021).

Przy założeniu stałego poziomu produkcji, w celu dekarbonizacji tej części przemysłu, technologię „wielkiego pieca” będzie możliwa do zastąpienia technologiami DRI (ang. *Direct Reduced Iron*) oraz IBRSR (ang. *Iron Bath Reactor Smelting Reduction*). Oznacza to, że dla 4,8 mln ton produkcji, konieczna będzie zmiana procesu poprzez zastosowanie technologii niskoemisyjnych paliw gazowych (wodoru i biometanu) (Brodacki, D i in., 2021). Zastosowanie wodoru w sektorze przemysłu stalowego mogłoby znacząco obniżyć jego (Tchorek i in., 2023).

### 2.10.3. Sektor energetyczny

Aktualnie energia elektryczna produkowana z wodoru stanowi ułamek (< 0,2%) produkcji energii elektrycznej na świecie. Powszechnie stosowane obecnie turbiny gazowe

mogą pracować na niewielkich udziałach molowych wodoru w gazie. Dopuszczalna zawartość nie przekracza zazwyczaj 5 %, poza nielicznymi wyjątkami (Kupecki i in., 2020). Zastosowanie wodoru w energetyce może nastąpić w szczególności w modelu dekarbonizacji jednostek gazowych, a następnie poprzez wykorzystanie wodoru jako sezonowego i wielkoskalowego magazynu energii, na potrzeby bilansowania sieciowego (Tchorek i in., 2023). Zielony wodór może odgrywać rolę znaczącą w integracji rosnącej ilości zmiennych ilości energii odnawialnej i długotrwałego magazynowania jej na dużą skalę w obszarze, w którym istnieje niewiele alternatywnych technologii (Stori, 2021). W przypadku wystąpienia nadwyżek produkcji energii wiatrowej, może być ona magazynowana w formie wodoru. Z kolei w okresach zwiększonego zapotrzebowania, zmagazynowany wodór może być wykorzystywany w ogniwach paliwowych lub turbinach do produkcji energii (Stori, 2021), (Brodacki, D i in., 2021).

Spalanie wodoru nie powoduje emisji dwutlenku węgla, a zatem może prowadzić do redukcji emisji CO<sub>2</sub> w porównaniu ze spalaniem gazu ziemnego, innych węglowodorów lub węgla w elektrowniach. Domieszki wodoru i paliw wodorowych są w większości ograniczone do 3 – 5 % mieszanek w systemach energetycznych z konwencjonalnymi turbinami gazowymi, a bezpośrednie spalanie 100 % wodoru jest ograniczone do kilku małych projektów. Istnieje kilka wyjątków, w których dozwolone są wyższe domieszki wodoru, a domieszki powyżej 20 % są obecnie testowane. Producenci turbin gazowych w Europie opracowują obecnie turbiny działające przy wyższych stężeniach wodoru i całkowicie na paliwie wodorowym (Stori, 2021). Również technologia współspalania amoniaku produkowanego z wodoru razem z paliwem węglowym w konwencjonalnych elektrowniach jest kolejnym sposobem aby zredukować emisje z sektora energetycznego. Szacuje się, że udział do 20 % amoniaku może być realizowany w blokach, po niewielkich adaptacjach technologicznych (Kupecki i in., 2020), (Brodacki, D i in., 2021).

#### **2.10.4. Sektor transportu**

Wodór lub jego pochodne mogą służyć jako zrównoważone paliwa w tych sektorach transportu, w których elektryfikacja jest trudniejsza (Deloitte, 2021). Zarówno transport morski jak i lotniczy są sektorami trudnymi do elektryfikacji. W perspektywie średnio i długoterminowej pełna dekarbonizacja transportu morskiego i lotniczego może zostać zrealizowana z wykorzystaniem pochodnych wodoru m.in. odnawialnego amoniaku, odnawialnego metanolu i paliw syntetycznych (Tchorek i in., 2023). W przypadku transportu

morskiego jedną z obiecujących technologii jest wykorzystanie zielonego amoniaku ( $\text{NH}_3$ ) do napędu tankowców i innych statków przewożących towary (Kupecki i in., 2020). W przypadku ciężkiego transportu kołowego wykorzystanie wodoru i jego pochodnych jako paliwa okazać się korzystniejszym rozwiązaniem ekonomicznym i logistycznym w wybranych przypadkach. Napędy bazujące na wodorze lub pochodnych mogą być korzystniejsze w przypadku długich dystansów, konieczności ciągłej pracy (krótkie tankowanie), a także maksymalizacji dopuszczalnej masy przewożonego towaru (Tchorek i in., 2023). Lekkie pojazdy kołowe zasilane wodorem (m.in. samochody osobowe, małe samochody dostawcze) są technologicznie opanowane i stopniowo komercjalizowane. Ten rodzaj transportu będzie bezpośrednio konkutował z napędami bateryjnymi w szczególności w Unii Europejskiej (Tchorek i in., 2023). Opracowywana jest szeroka gama pojazdów wodorowych różnych producentów, a pierwsze pojazdy są już dostępne na rynku. Dostępne - lub wkrótce dostępne - pojazdy to autobusy, pociągi, pojazdy ciężkie (HDV) o ładowności brutto powyżej 3,5 tony, pojazdy lekkie (LDV) o ładowności brutto poniżej 3,5 tony oraz samochody osobowe (Deutsche Energie-Agentur, 2022). Pojazdy te wykorzystują zelektryfikowany układ napędowy, w którym bardzo czysty wodór (> 99,999 %) jest przekształcany w energię elektryczną w ogniwie paliwowym wyposażonym w system o sprawności ponad 60 % ze względu na zalety wydajności. Powstała w ten sposób energia elektryczna zasila następnie silnik elektryczny (Deutsche Energie-Agentur, 2022). Kluczowym aspektem wpływającym na zastosowanie wodoru jako paliwa w sektorze transportu będzie rozwój i szeroki dostęp do infrastruktury tankowania (Tchorek i in., 2023).

#### **2.10.5. Sektor ciepłowniczy**

Szacuje się, że w 2030 r. zużycie wodoru do celów ogrzewania budynków wyniesie do 4 Mt (134 TWh) w skali światowej. Długoterminowe perspektywy w obszarze ogrzewania mogłyby obejmować bezpośrednie wykorzystanie wodoru w kotłach wodorowych lub w ogniwach paliwowych. Rozwiązania te uzależnione są od modernizacji infrastruktury oraz dostępności środków związanych z zapewnieniem bezpieczeństwa publicznego (Brodacki, D i in., 2021).

### 3. Cel i tezy pracy

Celem niniejszej rozprawy doktorskiej jest zbadanie możliwości oraz opracowanie modelu produkcji i magazynowania zielonego wodoru w Polsce. W tym celu zostaną zbadane możliwości produkcji zielonego wodoru przy wykorzystaniu energii pochodzącej z projektowanych morskich farm wiatrowych na Morzu Bałtyckim. Następnie zostaną poddane analizie dwie metody wielkoskalowego magazynowania zielonego wodoru, tj. magazynowanie gazowego wodoru w kawernach solnych oraz magazynowanie wodoru w formie ciekłego amoniaku. W końcowym etapie zostanie przedstawiona propozycja modelu produkcji i magazynowania wodoru, wykorzystująca optymalne technologie pod względem wydajności i ciągłości poszczególnych procesów.

W pracy przyjęto następujące tezy:

1. Produkcja wodoru z wykorzystaniem dedykowanych farm wiatrowych na Morzu Bałtyckim pozwala na optymalne wykorzystanie potencjału energii wiatrowej pod kątem maksymalizacji wydajności procesu wytwarzania wodoru w celu pokrycia zapotrzebowania na ten surowiec w przyszłości.
2. Magazynowanie zielonego wodoru w formie amoniaku jest efektywną i opłacalną ekonomicznie metodą jego składowania ze względu na ugruntowaną sieć dystrybucji i magazynów, istniejące regulacje dotyczące jego użytkowania, przechowywania i transportu, a także możliwość jego bezpośredniego wykorzystania w procesie dekarbonizacji polskiego przemysłu chemicznego.

## **4. Część badawcza – metodologia**

### **4.1. Modelowanie systemu produkcji wodoru**

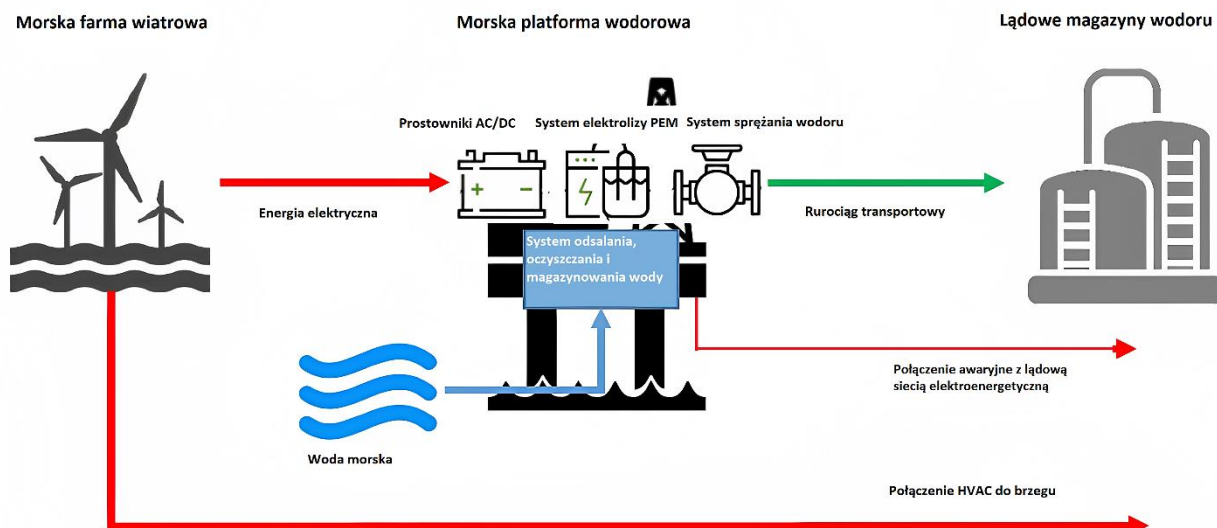
W niniejszej rozprawie doktorskiej zaproponowano koncepcję scentralizowanego systemu produkcji wodoru na Morzu Bałtyckim dla trzech wybranych lokalizacji, w celu porównania możliwości produkcyjnych poszczególnych obszarów Bałtyku.

#### **4.1.1. Ogólna charakterystyka systemu produkcji wodoru**

Zaprojektowany system scentralizowanej produkcji wodoru składa się z dedykowanej farmy wiatrowej, będącej źródłem energii elektrycznej, docelowo przeznaczonej na produkcję wodoru, platformy produkcyjnej oraz rurociągu transportującego wytworzony wodór na ląd. Systemy produkcji wodoru dla każdej rozpatrywanej lokalizacji będą zbudowane w sposób analogiczny. Główne elementy scentralizowanego systemu elektrolizy na platformie morskiej obejmują:

- Prstowniki AC/DC;
- Połączenie kablowe z lądem jako zapasowe źródło zasilania;
- System elektrolizerów PEM wraz z systemem elektronicznym;
- Jednostka odsalania wody morskiej i zbiorniki odsolonej wody;
- System pompowania wody morskiej;
- System sprężania wodoru;
- System kontrolno-pomiarowy i sterujący.

Schemat zaprojektowanego w niniejszej pracy modelu scentralizowanego systemu produkcji wodoru na morzu przedstawiono na rysunku 4.1.:



Rysunek 4.1. Model scentralizowanej morskiej produkcji wodoru na Morzu Bałtyckim.  
Źródło: opracowanie własne (Ligęza i in., 2023).

Zgodnie z (Calado & Castro, 2021), (Sæbø i in., 2021), instalacja poszczególnych turbin wiatrowych w systemie scentralizowanym jest taka sama jak dla zwykłej morskiej farmy wiatrowej, z turbinami umiejscowionymi w strategicznych pozycjach, w celu zmniejszenia strat spowodowanych uderzeniami fal. Moc każdej turbiny jest dostarczana do centralnej platformy za pośrednictwem podmorskich kabli; chociaż napięcia są różne, nowsze turbiny o większej mocy pracują przy napięciu 66 kV. Większość energii może być rektyfikowana na prąd stały po dotarciu do centralnej platformy. Pozostała część jest wykorzystywana do zasilania pomp wody morskiej i systemu sprężania wodoru (Ligęza i in., 2023). Prąd stały jest wykorzystywany głównie do wytwarzania wodoru, ale służy również do zasilania systemów pomocniczych i aparatury kontrolno-pomiarowej. W okresach wyłączenia produkcji elektrolizer zużywa niewielką ilość energii, aby pozostać w trybie czuwania, w związku z czym musi mieć zapewnione zasilanie. Ze względu na zdolność elektrolizerów typu PEM do rozpoczęcia pracy przy 1 % mocy nominalnej, pomimo niskiej wydajności, czasy ich całkowitego wyłączenia są rzadkie i krótkie. W procesie elektrolizy woda jest rozdzielana na wodór i tlen podczas, dlatego dla ciągłości tego procesu niezbędne jest źródło odpowiednio oczyszczonej słodkiej wody. Wodór wytwarzany jest przez elektrolizer pod ciśnieniem 30 barów oraz charakteryzuje się wysoką czystością. Kolejnym krokiem jest sprężenie go do wymaganego ciśnienia wejściowego rurociągu transportującego. Po sprężeniu wodór jest pompowany do rurociągu eksportowego i wysyłany na ląd, do instalacji

magazynowych. W rozpatrywanym przypadku zarówno farma wiatrowa, jak i platforma produkcyjna jest podłączona do lądowej sieci elektroenergetycznej za pomocą przewodów HVAC. Platforma wodorowa docelowo będzie otrzymywać energię z morskiej farmy wiatrowej, podczas okresów jej pracy. Dzięki zainstalowanemu połączeniu HVAC, w okresach o zmniejszonej wietrzności, gdy farma wiatrowa nie będzie wytwarzała energii elektrycznej, będzie istniała możliwość importu energii z lądu w celu podtrzymania zasilania podstawowych systemów platformy. Jednocześnie produkcja wodoru będzie wtedy wyłączona. W przypadku zwiększonej produkcji energii elektrycznej w farmie wiatrowej, część energii nie wykorzystanej na platformie produkcyjnej będzie przesyłana do lądowej sieci elektroenergetycznej. Zakłada się, że moc zainstalowana farmy wiatrowej jest stała, podczas gdy ilość przesyłanej energii na ląd zmienia się w zależności od optymalnego wykorzystania mocy systemu elektrolizy. Model godzinowej produkcji wodoru został zbudowany w MS Excel.

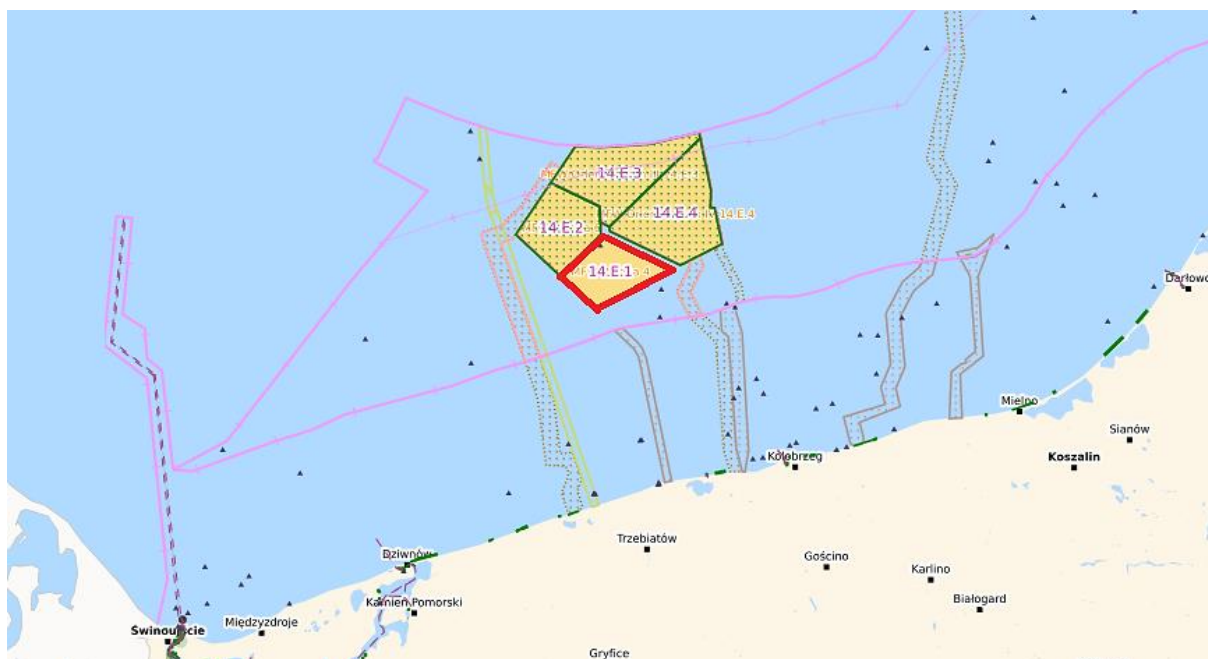
#### **4.1.2. Wybrane lokalizacje morskich farm wiatrowych**

W celu zbadania możliwości produkcyjnych wodoru dla różnych obszarów Morza Bałtyckiego dokonano wyboru trzech lokalizacji farm wiatrowych odpowiednio dla obszaru zachodniego, centralnego oraz wschodniego. Przy wyborze ich lokalizacji posłużono się danymi dla obszarów przeznaczonych pod budowę farm wiatrowych dla Fazy I, II i III rozwoju MEW, określonych w Ustawie Offshore (Ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, 2020), w (Pogorzelski i in., 2022) oraz przedstawionych w Systemie Informacji Przestrzennej Administracji Morskiej - SIPAM (*Morskie farmy wiatrowe na Morzu Bałtyckim*, b.d.). Wszystkie wyznaczone obszary farm wiatrowych będą miały taką samą powierzchnię zabudowy dla turbin wiatrowych. Pozwoli to na dokładne porównanie możliwości produkcyjnych każdego z wytypowanych obszarów.

#### **Obszar Zachodni**

Dla obszaru zachodniego Morza Bałtyckiego wykorzystano dane dotyczące obszaru 14.E.1. wyznaczonego dla Fazy II rozwoju MEW i ujętego w PZPPOM (Ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych,

2020), (Pogorzelski i in., 2022). Rozpatrywany obszar zlokalizowany jest w Polskiej Wyłącznej Strefie Ekonomicznej, w południo-zachodniej części Morza Bałtyckiego, na obszarze Ławicy Odrzanej, około 27 km w linii prostej od brzegu, na wysokości gminy Trzebiatów i gminy Kołobrzeg (województwo zachodniopomorskie). Całkowita powierzchnia obszaru wynosi około 83 km<sup>2</sup>, natomiast zakładana powierzchnia, na której zlokalizowana zostanie elektrownia wiatrowa, wynosi około 78 km<sup>2</sup>. Położenie obszaru 14.E.1. dla projektowanej farmy wiatrowej na Morzu Bałtyckim przedstawia Rysunek 4.2:



Rysunek 4.2. Lokalizacja obszaru 14.E.1. na Morzu Bałtyckim. Źródło: (Morskie farmy wiatrowe na Morzu Bałtyckim, b.d.).

Współrzędne geograficzne punktów wyznaczających obszar 14.E.1. zostały zebrane w Tabeli 4.1.:



Tabela 4.1. Współrzędne geograficzne obszaru 14.E.1. projektowanej farmy wiatrowej

| <b>Układ współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych GRS80h</b> |                                                |                                                  |
|----------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|--------------------------------------------------|
| <b>Numer punktu</b>                                            | <b><math>\lambda</math>—długość geodezyjna</b> | <b><math>\varphi</math>—szerokość geodezyjna</b> |
| 1                                                              | 15°17'22.724" E                                | 54°25'04.473" N                                  |
| 2                                                              | 15°10'01.757" E                                | 54°22'35.969" N                                  |
| 3                                                              | 15°10'01.514" E                                | 54°22'35.887" N                                  |
| 4                                                              | 15°09'10.930" E                                | 54°22'18.852" N                                  |
| 5                                                              | 15°09'10.674" E                                | 54°22'18.766" N                                  |
| 6                                                              | 15°07'36.331" E                                | 54°21'46.994" N                                  |
| 7                                                              | 15°02'43.279" E                                | 54°24'09.333" N                                  |
| 8                                                              | 15°07'48.495" E                                | 54°27'23.856" N                                  |

Źródło: (Ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, 2020).

Obszar 14.E.1. charakteryzuje się dobrymi parametrami lokalizacyjnymi: położeniem w bliskiej odległości od brzegu i na stosunkowo płytkich wodach, gdzie głębokość nie przekracza 60 m. Dzięki temu możliwe jest posadowienie turbin wiatrowych na fundamentach monopalowych, które są optymalnym rozwiązaniem od strony kosztowej. Przewidywany okres eksploatacji projektowanej farmy wiatrowej wynosi 25 – 30 lat (Grupa Doradcza SMDI, 2015). Najważniejsze parametry technologiczne, które przyjęto dla projektowanej farmy wiatrowej dla obszaru 14.E.1. zebrano w poniższej tabeli:

Tabela 4.2. Najważniejsze parametry projektowanej farmy wiatrowej na obszarze 14.E.1

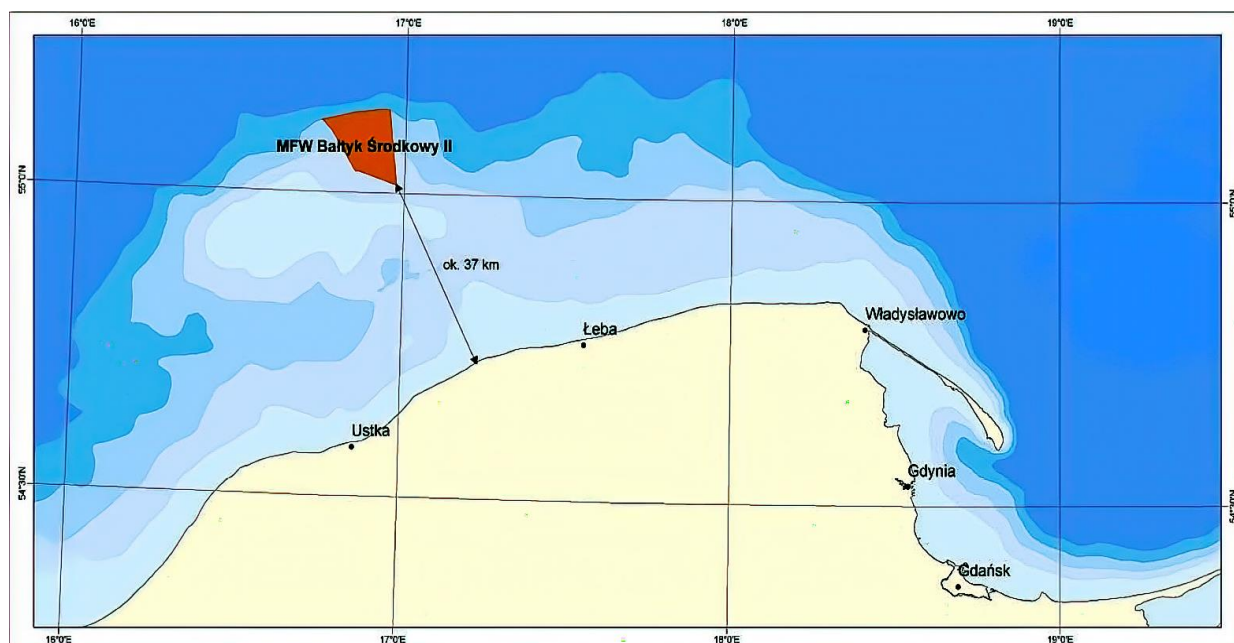
| <b>Parametr</b>                                                             | <b>Wartość</b>     |
|-----------------------------------------------------------------------------|--------------------|
| Całkowity obszar                                                            | 83 km <sup>2</sup> |
| Obszar przeznaczony pod zabudowę                                            | 78 km <sup>2</sup> |
| Głębokość                                                                   | 20 – 40 m          |
| Odległość od brzegu w linii prostej                                         | 27 km              |
| Planowana moc pojedynczej turbiny wiatrowej                                 | 15 MW              |
| Liczba turbin wiatrowych                                                    | 48                 |
| Maksymalna średnica rotora                                                  | 250 m              |
| Typ fundamentów pod turbiny wiatrowe                                        | monopale           |
| Napięcie przesyłu dla kabli wewnętrznych                                    | 66 kV              |
| Napięcie przesyłu —kable od morskiej do lądowej stacji elektroenergetycznej | 220 kV             |
| Technologia przesyłu energii elektrycznej                                   | prąd zmienny       |

Źródło: opracowanie własne na podstawie (Morskie farmy wiatrowe na Morzu Bałtyckim, b.d.), (MFW Bałtyk II. Plan łańcucha dostaw., 2022).

Dla obszaru 14.E.1. przyjęto współczynnik wykorzystania mocy turbin wiatrowych na poziomie 43 %. Przyjęto, że maksymalna moc zainstalowana morskiej farmy wiatrowej wyniesie 720 MW. Założono, że praca farmy wiatrowej na obszarze 14.E.1. będzie sterowana za pomocą systemu informatycznego SCADA (ang. *Supervisory Control and Data Acquisition*).

## Obszar Centralny

W przypadku obszaru centralnego wykorzystano dane dotyczące projektowanej morskiej farmy wiatrowej Bałtyk II (*MFW Bałtyk II. Plan łańcucha dostaw.*, 2022), (Grupa Doradcza SMDI, 2015), (*Przyszłość Morskiej Energetyki Wiatrowej w Polsce*, 2019). Planowana lokalizacja farmy wiatrowej znajduje się w Polskiej Wyłącznej Strefie Ekonomicznej, w południowej części Morza Bałtyckiego, na obszarze Ławicy Słupskiej, około 37 km w linii prostej od brzegu, na wysokości gminy Smołdzino i gminy Łeba (województwo pomorskie). Całkowita powierzchnia wyznaczonego obszaru wynosi około 122 km<sup>2</sup>, natomiast powierzchnia, na której może zostać zlokalizowana elektrownia wiatrowa, wynosi około 78 km<sup>2</sup>, ze względu na wymagane obszary buforowe. Położenie projektowanej farmy wiatrowej na Morzu Bałtyckim przedstawia Rysunek 4.3.:



Rysunek 4.3. Lokalizacja obszaru projektowanej farmy wiatrowej Bałtyk II. Źródło: (Grupa Doradcza SMDI, 2015).

Współrzędne geograficzne punktów wyznaczających obszar farmy Bałtyk II zostały zebrane w Tabeli 4.3.:

Tabela 4.3. Współrzędne geograficzne obszaru projektowanej farmy wiatrowej Bałtyk II

| <b>Układ współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych GRS80h</b> |                                                |                                               |
|----------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|-----------------------------------------------|
| <b>Numer punktu</b>                                            | <b><math>\lambda</math>—długość geodezyjna</b> | <b><math>\phi</math>—szerokość geodezyjna</b> |
| 1                                                              | 16°58'30.687" E                                | 55°00'50.524" N                               |
| 2                                                              | 16°51'35.533" E                                | 55°02'06.260" N                               |
| 3                                                              | 16°50'52.962" E                                | 55°02'07.171" N                               |
| 4                                                              | 16°46'23.733" E                                | 55°06'08.711" N                               |
| 5                                                              | 16°46'19.179" E                                | 55°06'11.836" N                               |
| 6                                                              | 16°44'36.995" E                                | 55°07'06.218" N                               |
| 7                                                              | 16°47'08.284" E                                | 55°07'25.002" N                               |
| 8                                                              | 16°50'28.666" E                                | 55°07'54.264" N                               |
| 9                                                              | 16°53'34.432" E                                | 55°08'05.318" N                               |
| 10                                                             | 16°55'19.642" E                                | 55°08'17.668" N                               |
| 11                                                             | 16°56'59.967" E                                | 55°08'12.077" N                               |

Źródło:(MFW Bałtyk II. Plan łańcucha dostaw., 2022).

Obszar farmy wiatrowej Bałtyk II charakteryzuje się dobrymi parametrami lokalizacyjnymi: położeniem w bliskiej odległości od brzegu i na stosunkowo płytkich wodach, gdzie głębokość nie przekracza 60 m. W rezultacie możliwe jest posadowienie turbin wiatrowych na fundamentach monopalcowych, które są optymalnym rozwiązaniem od strony kosztowej. Przewidywany okres eksploatacji farmy wiatrowej wynosi 25 – 30 lat (Grupa Doradcza SMDI, 2015), (Pogorzelski i in., 2022). Najważniejsze parametry technologiczne farmy Bałtyk II zebrano w poniższej tabeli:

Tabela 4.4. Najważniejsze parametry projektowanej farmy wiatrowej Bałtyk II

| <b>Parametr</b>                                                             | <b>Wartość</b>      |
|-----------------------------------------------------------------------------|---------------------|
| Całkowity obszar                                                            | 122 km <sup>2</sup> |
| Obszar przeznaczony pod zabudowę                                            | 78 km <sup>2</sup>  |
| Głębokość                                                                   | 23 – 41 m           |
| Odległość od brzegu w linii prostej                                         | 37 km               |
| Planowana moc pojedynczej turbiny wiatrowej                                 | 15 MW               |
| Liczba turbin wiatrowych                                                    | 48                  |
| Maksymalna średnica rotora                                                  | 250 m               |
| Typ fundamentów pod turbiny wiatrowe                                        | monopale            |
| Długość morskiego kabla eksportowego                                        | 65 km               |
| Napięcie przesyłu dla kabli wewnętrznych                                    | 66 kV               |
| Napięcie przesyłu —kable od morskiej do lądowej stacji elektroenergetycznej | 220 kV              |
| Technologia przesyłu energii elektrycznej                                   | prąd zmienny        |

Źródło: (MFW Bałtyk II. Plan łańcucha dostaw., 2022).

Dla obszaru farmy Bałtyk II przyjęto współczynnik wykorzystania mocy turbin wiatrowych na poziomie 45 %. Maksymalna moc zainstalowana morskiej farmy wiatrowej wyniesie 720 MW (*MFW Bałtyk II. Plan łańcucha dostaw.*, 2022). Założono, że praca farmy wiatrowej Bałtyk II będzie sterowana za pomocą systemu informatycznego SCADA (ang. *Supervisory Control and Data Acquisition*).

### **Obszar Wschodni**

W przypadku obszaru wschodniego Morza Bałtyckiego wykorzystano dane dotyczące perspektywicznego obszaru W3, wyznaczonego dla Fazy III rozwoju MEW (Pogorzelski i in., 2022). Rozpatrywany obszar zlokalizowany jest w Polskiej Wyłącznej Strefie Ekonomicznej, w południo-wschodniej części Morza Bałtyckiego, na północ od Basenu Gdańskiego, w niedalekim sąsiedztwie platformy Petrobaltic Beta, około 74 km w linii prostej od brzegu, na wysokości gminy Władysławowo (województwo pomorskie). Całkowita powierzchnia obszaru wynosi około 153,6 km<sup>2</sup>, natomiast zakładana powierzchnia, na której zlokalizowana zostanie elektrownia wiatrowa, wynosi około 78 km<sup>2</sup>. Położenie obszaru W3 dla projektowanej farmy wiatrowej na Morzu Bałtyckim przedstawia Rysunek 4.4.:



Rysunek 4.4. Lokalizacja obszaru W3 na Morzu Bałtyckim. Źródło:(Pogorzelski i in., 2022).

Obszar W3 dla projektowanej farmy wiatrowej jest położony w prawie dwukrotnie większej odległości od brzegu, w porównaniu do dwóch pozostałych obszarów. Również głębokość dla obszaru W3 przekracza 60 m, co powoduje konieczność posadowienia turbin wiatrowych na fundamentach pływających. Jest to obecnie rozwiązanie bardziej kosztowne od stosowanych fundamentów monopalcowych. Zakładany przewidywany okres eksploatacji farmy wiatrowej wynosi 25 – 30 lat (Grupa Doradcza SMDI, 2015), (Pogorzelski i in., 2022). Najważniejsze parametry technologiczne, które przyjęto dla projektowanej farmy wiatrowej dla obszaru W3 zebrano w poniższej tabeli:

Tabela 4.5. Najważniejsze parametry projektowanej farmy wiatrowej na obszarze W3

| Parametr                         | Wartość               |
|----------------------------------|-----------------------|
| Całkowity obszar                 | 153,6 km <sup>2</sup> |
| Obszar przeznaczony pod zabudowę | 78 km <sup>2</sup>    |

|                                                                              |              |
|------------------------------------------------------------------------------|--------------|
| Głębokość                                                                    | 80 – 90 m    |
| Odległość od brzegu w linii prostej                                          | 74 km        |
| Planowana moc pojedynczej turbiny wiatrowej                                  | 15 MW        |
| Liczba turbin wiatrowych                                                     | 48           |
| Maksymalna średnica rotora                                                   | 250 m        |
| Typ fundamentów pod turbiny wiatrowe                                         | pływające    |
| Długość morskiego kabla eksportowego                                         | 101 km       |
| Napięcie przesyłu dla kabli wewnętrznych                                     | 66 kV        |
| Napięcie przesyłu — kable od morskiej do lądowej stacji elektroenergetycznej | 220 kV       |
| Technologia przesyłu energii elektrycznej                                    | prąd zmienny |

Źródło: opracowanie własne na podstawie (Pogorzelski i in., 2022), (MFW Bałtyk II. Plan łańcucha dostaw., 2022).

Dla obszaru W3 przyjęto współczynnik wykorzystania mocy turbin wiatrowych na poziomie 50 %. Przyjęto, że maksymalna moc zainstalowana morskiej farmy wiatrowej wyniesie 720 MW. Założono, że praca farmy wiatrowej na obszarze W3, podobnie jak w przypadku dwóch pozostałych farm, będzie sterowana za pomocą systemu informatycznego SCADA.

#### 4.1.3. Dane wietrzności

W celu wykonania obliczeń rzeczywistej mocy możliwej do uzyskania przez projektowane farmy wiatrowe w trzech wybranych lokalizacjach, zebrano i przeanalizowano dane dotyczące warunków wietrzności z lat 2020 – 2022. Ze względu na brak dostępności danych pomiarowych z planowanej lokalizacji farmy wiatrowych dla obszaru 14.E.1. oraz dla obszaru farmy Bałtyk II, wybrano odpowiednie stacje lądowe, znajdujące się najbliżej rozważanego obszaru. Dane godzinowe dotyczące prędkości wiatru uzyskano z serwisu ogimet.com , odpowiednio: dla obszaru 14.E.1. ze stacji lądowej nr 12100 Kołobrzeg (*Stacja pomiarowa 12100 Kołobrzeg*, b.d.), dla obszaru farmy Bałtyk II ze stacji lądowej nr 12120 Łeba (*Stacja pomiarowa 12120 Łeba*, b.d.). Wysokość pomiaru n.p.m. dla stacji Kołobrzeg wynosi 13 m, natomiast dla stacji Łeba – 12 m. W przypadku obszaru W3 uzyskano dane pomiarowe z sąsiadującej platformy Petrobaltic Beta, gdzie znajduje się stacja pomiarowa nr 12001 Petrobaltic Beta (*Stacja pomiarowa 12001 Petrobaltic Beta*, b.d.). Uzyskane dane godzinowej prędkości wiatru z powyższej stacji odzwierciedlają rzeczywiste warunki wietrzności bezpośrednio na morzu. Wysokość pomiaru n.p.m. dla stacji Petrobaltic Beta wynosi 46 m.

Ze względu na różnicę wysokości pomiaru prędkości wiatru oraz wysokości turbiny wiatrowej, konieczne jest obliczenie prędkości wiatru na wysokości piasty turbiny. W tym celu w przeprowadzonych obliczeniach wykorzystano następujące równanie (Bordbar Gaskare, 2021):

$$v_{hub} = v_{pom} \cdot \left( \frac{H_{hub}}{H_{pom}} \right)^{\alpha} \quad (4.1)$$

W powyższym równaniu  $v_{hub}$  oznacza prędkość wiatru na wysokości piasty turbiny wiatrowej (m/s),  $v_{pom}$  to prędkość wiatru na wysokości pomiaru danej stacji pomiarowej (m/s),  $H_{hub}$  to wysokość piasty turbiny (m),  $H_{pom}$  to wysokość pomiaru prędkości wiatru (m), natomiast  $\alpha$  to wykładnik Hellmana, który wynosi 0,2 dla wszystkich rozpatrywanych obszarów. Na podstawie skorygowanych prędkości wiatru na wysokości piasty turbiny obliczono następnie moc wyjściową dla pojedynczej turbiny wiatrowej.

#### 4.1.4. Turbiny wiatrowe

Aby dokładnie obliczyć godzinową moc turbiny wiatrowej, zwykle wykorzystuje się do tego celu krzywą mocy turbiny. Każda turbina ma własną, unikalną krzywą mocy, opartą na danych parametrach projektowych. Jednak można zastosować bardziej uproszczoną metodę obliczenia mocy turbiny wiatrowej dla danej prędkości wiatru (Eikeng, 2023). Równanie 4.2 wykorzystano do przeprowadzenia modelowania mocy wyjściowej turbiny wiatrowej dla różnych prędkości wiatru w danym przedziale czasowym (Bordbar Gaskare, 2021):

$$P(x) = \begin{cases} 0, & \text{jeśli } v < v_{in} \\ P(v), & \text{jeśli } v_{in} < v < v_{out} \\ P_r, & \text{jeśli } v_r < v < v_{out} \\ 0, & \text{jeśli } v_{out} < v \end{cases} \quad (4.2)$$

gdzie  $P(v)$  oblicza się z następującego wzoru:

$$P(v) = 0.5 \cdot \rho \cdot A \cdot C_{tot} \cdot v_{hub}^3 \quad (4.3)$$

W równaniu (3)  $\rho$  reprezentuje gęstość powietrza na wysokości piasty, która wynosi 1,29 (kg/m<sup>3</sup>),  $A$  to powierzchnia wirnika (m<sup>2</sup>),  $v_{hub}$  odpowiada prędkości wiatru na wysokości piasty turbiny (m/s), a  $C_{tot}$  to ogólny współczynnik sprawności (współczynnik mocy), który zmienia się zarówno z prędkością wiatru, jak i prędkością obrotową turbiny. Oprócz powyższych danych, do modelowania produkcji energii z turbiny wiatrowej niezbędne są

następujące parametry turbiny: graniczna prędkość wiatru włączająca pracę turbiny (ang. *cut-in wind speed*):  $v_{in}$  (m/s), prędkość wiatru, przy której turbina pracuje z mocą znamionową:  $v_r$  (m/s), graniczna prędkość wiatru wyłączająca pracę turbiny (ang. *cut-out wind speed*):  $v_{out}$  (m/s) oraz moc znamionowa pojedynczej turbiny:  $P_r$  (MW).

Podczas wykonywania obliczeń dokonano następujących założeń:

- Każda turbina wykorzystuje tę samą krzywą mocy wiatru;
- Wpływ innych turbin na ścinanie wiatru, zmiany gęstości powietrza i turbulencje są pomijane;
- Farma wiatrowa działa przez minimum 95 % roku.

Dla wszystkich projektowanych farm wiatrowych wybrano turbinę firmy Vestas typu V236-15.0 MW. Jej parametry zostaną wykorzystane w celu oszacowania rzeczywistej mocy każdej z trzech farm wiatrowych. Jak wspomniano w rozdziale 4.1.1. liczba turbin dla wszystkich farm wiatrowych będzie jednakowa i wynosząca 48 sztuk. Tabela 4.6. zawiera szczegółową specyfikację techniczną turbiny:

Tabela 4.6. Specyfikacja techniczna turbiny Vestas V236-15.0 MW

| Parametr                                            | Wartość               |
|-----------------------------------------------------|-----------------------|
| Moc nominalna                                       | 15 MW                 |
| Graniczna prędkość wiatru włączająca pracę turbiny  | 3 m/s                 |
| Graniczna prędkość wiatru wyłączająca pracę turbiny | 25 m/s                |
| Średnica rotora                                     | 236 m                 |
| Powierzchnia wirnika                                | 43,742 m <sup>2</sup> |
| Częstotliwość                                       | 50/60 Hz              |
| Wysokość piasty                                     | 150 m                 |
| Liczba turbin dla farmy wiatrowej                   | 48                    |

Źródło: (Turbina wiatrowa Vestas V236-15.0 MW, b.d.).

Profil wiatru na danym obszarze i profil mocy turbiny wykorzystano do określenia dostępności energii odnawialnej dla danej lokalizacji. Jak wspomniano wcześniej, współczynnik sprawności turbiny  $C_{tot}$  pozwala na określenie mocy danej turbiny dla różnych prędkości wiatru. Dla turbiny o mocy nominalnej 15 MW, przyjęto odpowiednie wartości współczynnika sprawności, zebrane w poniższej tabeli:



Tabela 4.7. Wartości współczynnika sprawności dla turbiny 15 MW

| $v_{hub}$        | < 3 | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9   | 10   | 11   | 12   | 13   | 14   | 15   | 16   | 17   | 18  | 19   | 20   | 21   | 22   | 23   | 24   | > 25 |
|------------------|-----|------|------|------|------|------|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|-----|------|------|------|------|------|------|------|
| C <sub>tot</sub> | 0   | 0,12 | 0,29 | 0,34 | 0,43 | 0,43 | 0,4 | 0,37 | 0,33 | 0,32 | 0,27 | 0,21 | 0,17 | 0,14 | 0,12 | 0,1 | 0,09 | 0,07 | 0,06 | 0,06 | 0,05 | 0,04 | 0    |

Źródło: (Walavalkar, 2021).

#### 4.1.5. Konwersja prądu elektrycznego oraz straty energii

Straty energii elektrycznej spowodowane są koniecznością konwersji prądu oraz przesyłem wytworzonej energii do wodorowej platformy produkcyjnej i lądowej sieci elektroenergetycznej. Aby przesyłać energię z farmy wiatrowej na platformę, a także na ląd, za pośrednictwem kabli przesyłowych, należy przeprowadzić następujące procesy konwersji prądu elektrycznego (Walavalkar, 2021), (Nilsson, 2022), (Sæbø i in., 2021), (Teien, 2022):

1. Każda turbina wiatrowa generuje prąd stały, który następnie jest przekształcany na prąd przemienny, w celu zasilania kabli wewnętrznych (w tym przypadku są to kable wewnętrzne 66 kV AC, dla każdej farmy wiatrowej).
2. Energia elektryczna jest następnie przesyłana kablami przesyłowymi z farmy wiatrowej do przekształtników znajdujących się na wodorowej platformie morskiej. Prąd przemienny jest następnie przekształcany na prąd stały i dostarczany do elektrolizera. Straty powstałe podczas przesyłu przyjęto na poziomie 3 %, zaś straty w procesie konwersji AC/DC przyjęto na poziomie 4 %.

Część energii elektrycznej wytwarzanej przez morską farmę wiatrową, która nie jest wykorzystywana do produkcji wodoru, jest dostarczana na ląd za pośrednictwem połączeń typu HVAC. Połączenia HVAC są preferowanym rozwiązaniem przy przesyłaniu energii na krótkie odległości.

#### 4.1.6. Morska wodorowa platforma produkcyjna

Dla każdej z projektowanych farm wiatrowych założono budowę morskiej platformy produkcyjnej, połączonej przewodami zasilającymi z dedykowaną farmą wiatrową oraz połączonej awaryjnie z lądową siecią elektroenergetyczną. Każda z platform będzie miała swoją nazwę, która będzie odtąd używana w dalszej części pracy. Dla farmy wiatrowej projektowanej na obszarze 14.E.1. założono budowę platformy wodorowej Kołobrzeg\_H<sub>2</sub>, dla

farmy wiatrowej Bałtyk II – platformy wodorowej Łeba\_H<sub>2</sub>, zaś dla farmy wiatrowej projektowej na obszarze W3 – platformy wodorowej Petrobaltic\_H<sub>2</sub>.

W oparciu o obecnie dostępną technologię oraz dane literaturowe przyjęto, że każda z zaprojektowanych platform będzie zawierała następujące systemy:

- System konwersji energii elektrycznej (prstowniki AC/DC);
- Zespół elektrolizerów typu PEM;
- System suszenia i separacji produktów elektrolizy;
- System chłodzenia;
- Kompensatory;
- Pompy wody morskiej;
- System odsalania, uzdatniania i magazynowania wody;
- System sprężania wodoru;
- System kontrolno – pomiarowy i sterujący;
- Strefy bezpieczeństwa;
- Pomieszczenia mieszkalne (do wykonania prac konserwacyjnych).

Ponadto na każdej platformie należy zainstalować jednostkę rekuperatora, który będzie dostarczać powietrze do pomieszczeń elektrycznych i mieszkalnych. Wodór wytwarzany na platformach po sprężeniu jest przesyłany na ląd podmorskim rurociągiem wodorowym. W pracy nie uwzględniono powierzchni oraz wagi wymaganej do przechowywania, sprężania i obróbki wodoru w celu uproszczenia modelu morskiej platformy produkcyjnej. W oparciu o dane literaturowe zawarte w (Sæbø i in., 2021) i (North Sea Wind Power Hub, 2022), w niniejszej pracy zaproponowano podstawowy schemat budowy oraz wymiary dla każdej projektowanej wodorowej platformy morskiej. Schemat budowy platformy wodorowej został zaczerpnięty z (North Sea Wind Power Hub, 2022). Przyjęto, że platforma produkcyjna podzielona będzie na trzy poziomy, z przetwarzaniem wody i gazu na dolnym i środkowym poziomie oraz systemem elektrolizy na poziomie środkowym i górnym. Aby utrzymać idealne temperatury robocze w elektrolizerach, konieczne jest duże obciążenie chłodnicze. Z tego względu do procesu wybrano podmorski system chłodzenia wodą morską, wykorzystujący chłodzenie konwekcyjne, co zmniejsza zużycie wody. Znamionowa moc produkcyjna każdej platformy wodorowej zostanie dobrana na podstawie średniej rocznej mocy uzyskanej z dedykowanej farmy wiatrowej.

#### 4.1.7. System elektrolizy

Najważniejszym elementem platformy produkcyjnej jest wydajny system elektrolizy, stąd kluczową kwestią jest wybór optymalnych urządzeń. Systemy elektrolizerów typu PEM oferują o około 50 % niższą masę oraz wymagania przestrzenne w porównaniu z systemem elektrolizy alkalicznej (Sæbø i in., 2021). Według danych literaturowych, powierzchnia instalacji dla technologii elektrolizera typu PEM wynosi ok. 48 m<sup>2</sup>/MW (Baardsen Høines, 2022). Z tego względu system elektrolizerów typu PEM został wybrany w niniejszej pracy. Wybrany w pracy model elektrolizera, który najlepiej spełnia wymagania w zakresie wielkoskalowej produkcji wodoru to elektrolizer MC500 Proton Exchange Membrane (PEM), produkowany przez firmę NEL Hydrogen. Elektrolizer PEM, dzięki zakresowi roboczemu 10 – 100 % i krótkiemu czasowi reakcji, może w stosunkowo krótkim czasie dostosować się do zmian mocy wejściowej. Jest to szczególnie istotne w przypadku, gdy źródłem zasilania jest energia wiatrowa z wahaniami mocy, spowodowanymi zmiennymi warunkami wietrzności. Ciśnienie robocze elektrolizera, wynoszące 30 barów jest szczególnie korzystne, ponieważ zmniejsza zużycie energii podczas sprężania gazu. Wybrane urządzenia charakteryzują się budową modułową, co umożliwia dopasowanie mocy systemu elektrolizy do ilości energii elektrycznej wytworzonej przez dedykowaną farmę wiatrową. Dodatkową zaletą wybranego modelu jest możliwość zabudowania modułów w specjalne kontenery. Rozwiązanie takie zostało zaproponowane w celu ochrony podstawowych i kosztownych elementów elektrolizera przed trudnymi czynnikami atmosferycznymi, które występują w środowisku morskim (Sæbø i in., 2021). Kolejną kwestią, mającą wpływ na wybór elektrolizera Nel Hydrogen jest wbudowany system uzdatniania wody, co pozwala na optymalne wykorzystanie ograniczonego miejsca platformy morskiej. Tabela 4.8. podsumowuje najważniejsze parametry techniczne dla pojedynczego modułu wybranego modelu elektrolizera:

Tabela 4.8. Specyfikacja techniczna elektrolizera NEL MC500

| Parametr                                                                                                     | Wartość                                            |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|
| Klasa elektrolizera                                                                                          | 2,5 MW                                             |
| Elektrolit                                                                                                   | membrana wymiany protonów (PEM)                    |
| Produkcja nominalna                                                                                          | 492 m <sub>N</sub> <sup>3</sup> /h<br>1062 kg/24 h |
| Ciśnienie wyjściowe produktu                                                                                 | 30 bar                                             |
| Zużycie energii przez system na jednostkę objętości H <sub>2</sub><br>(Gaz produkowany przy 100% wydajności) | 5,1 kWh/m <sub>N</sub> <sup>3</sup>                |
| Czystość produktu (system suszenia o wysokiej czystości)                                                     | 99,9995 %                                          |

|                                                    |                                                                                           |
|----------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|
| Czas rozruchu (z trybu czuwania)                   | < 8 min                                                                                   |
| Czas rampowania (od zera do pełnego obciążenia)    | < 15 s                                                                                    |
| Zużycie wody zasilającej                           | 0,9 l/m <sup>3</sup>                                                                      |
| Jakość wody zasilającej                            | Zdatna do picia, w zależności od analizy jakościowej wody w miejscu produkcji             |
| System oczyszczania wody (dołączony do urządzenia) | odwrócona osmoza (RO)                                                                     |
| Wymagania elektryczne                              | Średnie napięcie: 6,6 – 35 kV, 3 fazy, 50/60 Hz                                           |
| Wymiary W × D × H                                  | 6,1 m × 2,5 m × 2,6 m – obudowa zasilacza<br>12,2 m × 2,5 m × 3 m – obudowa elektrolizera |
| Standardowa lokalizacja urządzenia                 | Na zewnątrz, montaż na podkładce                                                          |

Źródło: (Elektrolizer M Series Containerized PEM - karta charakterystyki, b.d.), (Hydrogen generators for high purity industrial applications, b.d.).

W zależności od mocy dostarczanej do systemu elektrolizera, odpowiednia liczba jego modułów będzie aktywowana w celu produkcji wodoru. W krótkich okresach, gdy energia z farmy wiatrowej nie będzie produkowana, elektrolizery przejdą w tryb czuwania (ang. *standby*). W przypadku dłuższych przerw w zasilaniu elektrolizery będą wyłączane. Liczba zainstalowanych modułów elektrolizera zostanie dobrana po uwzględnieniu średniej rocznej mocy przeznaczonej na proces elektrolizy (Ligęza i in., 2023). Ilość wyprodukowanego wodoru przez system elektrolizerów obliczono według następującego wzoru (Teien, 2022), (Odongo, 2021):

$$H_{2prod} = \frac{P_{elec} [MW]}{\eta_{elec} [MWh/kg H_2]} \cdot N_{mod} \quad (4.4)$$

W powyższym równaniu  $H_{2prod}$  to ilość wyprodukowanego wodoru w jednostce czasu [kg/h],  $P_{elec}$  to moc dostarczona do systemu elektrolizy [MW],  $\eta_{elec}$  odpowiada wydajności elektrolizera, natomiast  $N_{mod}$  to liczba aktywnych modułów elektrolizera, produkujących wodór w danej jednostce czasu. Wydajność produkcyjna pojedynczego modułu wybranego modelu elektrolizera wynosi 44,25 kgH<sub>2</sub>/h.

Idealny stosunek wielkości instalacji elektrolizy do przewidywanej mocy farmy wiatrowej wynosi od 80 % do 90 % (Bordbar Gaskare, 2021). W obliczeniach stosunek wielkości systemu elektrolizy do produkowanej mocy przyjęto na stałym poziomie, wynoszącym 90 %.

#### 4.1.8. System odsalania wody morskiej oraz magazyn wody do elektrolizy

Źródłem wody zasilającej dla systemu produkcji wodoru będzie woda morska, poddawana następnie procesom odsalania, oczyszczania i uzdatniania. System odsalania wody jest niezbędny ze względu na konieczność dostarczenia słodkiej, oczyszczonej i uzdatnionej wody na potrzeby procesu elektrolizy. Znaczna ilość pobranej wody słonej jest następnie zwracana do morza w postaci solanki, przy przewidywanym wskaźniku odzysku wynoszącym około 40% (Teien, 2022). W niniejszej pracy wykorzystano system odsalania oparty na procesie odwróconej osmozy (RO). Aby poprawić jakość wody zasilającej, proces odsalania można przeprowadzić etapami. 1 – stopniowe odsalanie metodą odwróconej osmozy pozwala uzyskać wodę o czystości 200 – 500 ppm, natomiast 2 – stopniowe odsalanie metodą RO pozwala uzyskać wodę o czystości 10 ppm (Vestheim, 2022). Elektrolizery wodoru Nel Hydrogen MC500 zawierają wbudowany system odsalania i uzdatniania wody, który będzie wykorzystywany na projektowanych platformach wodorowych. Godzinowe zapotrzebowanie na wodę, która zostanie uzdatniona do procesu elektrolizy jest określona wzorem (Alvestad, 2022):

$$H_2O(h) = H_2(h) \cdot w_{des} \quad (4.5)$$

gdzie  $w_{des}$  to ilość zużytej słonej wody, przypadającej na każdy kilogram wodoru, którą przyjmuje się na poziomie 15 l słonej wody na kilogram wyprodukowanego wodoru.

Zużycie energii przez system odsalania (MWh) zostało obliczone za pomocą następującego wzoru (Giampieri i in., 2023), (Alvestad, 2022):

$$E_{water}(h) = H_2O(h) \cdot e_{des} \quad (4.6)$$

gdzie  $e_{des}$  oznacza zużycie energii na każdy 1 m<sup>3</sup> wody i wynosi 3,5 kWh/m<sup>3</sup>.

System magazynowania oczyszczonej wody, składający się ze zbiorników o określonej pojemności, został dobrany zgodnie z obliczonym, maksymalnym godzinowym zużyciem wody przez system elektrolizera.

#### 4.1.9. System sprężania wodoru

Elektrolizery typu PEM wytwarzają wysokiej jakości wodór pod ciśnieniem od 2 do 6 MPa, co wymaga sprężenia wytworzonego wodoru do 10 – 20 MPa na wejściu do rurociągu

transportującego wodór do lądowych instalacji magazynowych (Ligęza i in., 2023). Wybrany system elektrolizerów PEM wytwarza wodór pod ciśnieniem 3 MPa. Ze względu na konieczność sprężenia wodoru przed wprowadzeniem do rurociągu, w niniejszej pracy zaproponowano system sprężarek odśrodkowych. W celu sprężenia wytworzonego przez elektrolizer wodoru, konieczne jest dostarczenie energia wejściowej, wymaganej do działania systemu sprężania. Energia potrzebna do procesu sprężania jest znacznie niższa niż całkowita energia dostarczona na platformę produkcyjną. Z tego względu straty związane ze sprężaniem wodoru są nieznaczne. System sprężania powinien być dobrany w taki sposób, aby obsłużyć najwyższe możliwe natężenie przepływu wyprodukowanego wodoru.

Za pomocą równanie (7) obliczono godzinowe zapotrzebowanie na moc systemu sprężania wodoru (Walavalkar, 2021), (Alvestad, 2022):

$$P = Q \cdot \left( \frac{1}{3600} \right) \cdot \frac{ZTR}{M_{H_2} \cdot \eta} \cdot \left( \left( \frac{P_{out}}{P_{in}} \right)^{\frac{\kappa-1}{N \cdot \kappa}} - 1 \right) \quad (4.7)$$

gdzie:

$Q$  – natężenie przepływu wodoru [kg H<sub>2</sub>/h];

$Z$  – współczynnik ściśliwości wodoru; przyjęto wartość: 1,03198;

$T$  – temperatura na wlocie sprężarki; przyjęto wartość: 310,95 K;

$R$  – stała gazowa: 8,314 J/K·mol;

$M_{H_2}$  – masa cząsteczkowa wodoru: 2,15 g/mol;

$\eta$  – sprawność system sprężania; przyjęto wartość: 75 %;

$\kappa$  – współczynnik izentropy; przyjęto wartość: 1,4;

$N$  – liczba stopni sprężania; ; przyjęto wartość: 1;

$p_{in}$  – ciśnienie na wlocie do sprężarki; przyjęto wartość: 3 MPa;

$p_{out}$  – ciśnienie wylotowe ze sprężarki; przyjęto wartość: 10 MPa;

$P$  – moc systemu sprężania [kW].

Równanie (8) określa zużycie energii przez system sprężania (Walavalkar, 2021), (Alvestad, 2022):

$$E_{\text{consum}} \text{ (MWh)} = \left( \frac{t}{\text{DTE}} \right) \cdot P \quad (4.8)$$

W powyższym wzorze:  $E_{\text{consum}}$  oznacza zużycie energii przez system sprężania (MWh),  $t$  oznacza czas w [h], DTE oznacza sprawność cieplną, przyjęta na poziomie 90 %, natomiast  $P$  to moc systemu sprężania [MW].

#### **4.1.10. System sterujący i aparatura kontrolno – pomiarowa**

Przyjęto, że wszystkie produkcyjne platformy wodorowe będą obsługiwane przez system SCADA (ang. *Supervisory Control and Data Acquisition*). System ten wykorzystuje podstawowe przełączniki logiczne i operatory relacyjne w celu określenia, kiedy różne komponenty systemu powinny otrzymywać energię elektryczną z farmy wiatrowej. W tym celu wykorzystywana jest prędkość wiatru i wstępne ustawienia operacyjne poszczególnych komponentów platformy wodorowej. Gdy prędkość wiatru zawiera się w przedziale od 3 do 25 m/s, aktywowany zostaje system elektrolizy oraz wszystkie współpracujące z nim systemy. Jeżeli prędkość wiatru spada poniżej 3 m/s, elektrolizery przechodzą w tryb czuwania, co ma na celu uniknięcie nadmiernego ich włączania i wyłączania, a w rezultacie ich szybszej degradacji (Egeland-Eriksen i in., 2023). Gdy prędkość wiatru utrzymuje się na poziomie poniżej 3 m/s przez dłuższy okres czasu, system elektrolizy oraz współpracujące z nim systemy są wyłączane. W takim przypadku pozostałe systemy platformy wodorowej są zasilane przez kable elektryczne podłączone do sieci lądowej. Gdy energia jest ponownie dostarczana do platformy, system sterowania przełącza się w tryb pracy w celu dalszej produkcji wodoru (Cho i in., 2022). Jeśli natomiast energia elektryczna generowana przez farmę wiatrową przekracza całkowitą moc znamionową systemu elektrolizy, systemu odsalania i sprężania wodoru, nadmiarowa energia elektryczna jest dostarczana do sieci lądowej przez połączenie typu HVAC.

#### **4.1.11. Modelowanie rurociągu transportowego**

Rurociąg transportowy jest wykorzystywany do przesyłania wytworzonego wodoru z platformy produkcyjnej do lądowych instalacji magazynowych. W pracy przyjęto założenie,

że do transportu wodoru wykorzystany zostanie nowo wybudowany rurociąg wodorowy, wykonany ze stali nierdzewnej lub austenitycznej, w celu minimalizacji ryzyka korozji wodorowej oraz zapewnienia jego stabilnej, długoletniej eksploatacji (Włodek i in., 2016). Straty wodoru podczas jego transportu rurociągiem są niskie. Po sprężeniu wodoru, ciśnienie wlotowe w rurociągu zostało założone na poziomie 10 MPa bar, natomiast ciśnienie wylotowe przyjęto na poziomie 9,9 MPa. Ciśnienie wylotowe z elektrolizera wynosi 3 MPa. Do obliczenia średnicy rurociągu transportowego wykorzystano przekształcone równanie hydrauliczne Renouarda (Włodek i in., 2016):

$$D = \left[ \frac{18.872 \cdot Z \cdot T \cdot L \cdot d \cdot Q^{1.82}}{p_1^2 - p_2^2} \right]^{\frac{1}{4.82}} \quad (4.9)$$

gdzie:

D – średnica rurociągu [m];

Q – natężenie przepływu wodoru [m<sup>3</sup>/s];

Z – współczynnik ściśliwości wodoru; przyjęto wartość: 1,03198;

L – długość rurociągu transportowego [m];

T – temperatura przepływającego gazu; przyjęto wartość: 298 K;

d – gęstość względna wodoru; przyjęto wartość: 0,07;

p<sub>1</sub> – ciśnienie wlotowe do rurociągu; przyjęto wartość: 10 · 10<sup>5</sup> Pa;

p<sub>2</sub> – ciśnienie wylotowe z rurociągu; przyjęto wartość: 9,9 · 10<sup>5</sup> Pa.

Po obliczeniu wymaganej średnicy rurociągu wybrano odpowiednią, dostępną średnicę rur dla każdej z platform produkcyjnych, korzystając z katalogu rur stalowych, przeznaczonych do transportu wodoru (*Seamless Steel Pipe Sizes*, b.d.).

## 4.2. Modelowanie systemu magazynowania wodoru

W pracy doktorskiej przeanalizowano i zaprojektowano system magazynowania zielonego wodoru wykorzystujący dwie metody wielkoskalowe, tj. magazynowania w kawernach



solnych i magazynowania w formie amoniaku. W poniższych podrozdziałach szczegółowo opisano każdą z metod magazynowania i zebrano najważniejsze założenia dotyczące obu procesów.

#### **4.2.1. Magazynowanie sprężonego wodoru w kawernach solnych**

Celem zaprezentowanego studium przypadku jest zaprezentowanie możliwości magazynowania zielonego wodoru w kawernach solnych projektowanego podziemnego magazynu wodoru Damasławek. W dalszych podrozdziałach przedstawiono najważniejsze informacje i założenia dotyczące projektowanego magazynu oraz samego wysadu solnego Damasławek. Przedstawiono także proces modelowania indywidualnej kawerny solnej w analizowanym wysadzie solnym.

##### **4.2.1.1. Lokalizacja projektowanego magazynu kawernowego**

Przyjęto, że projektowany magazyn kawernowy zlokalizowany będzie na terenie wysadu Damasławek, gdzie znajduje się projektowany przez Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ – SYSTEM S.A., PMG Damasławek. Wysad solny Damasławek położony jest na terenie województwa kujawsko-pomorskiego, na terenie gmin Janowiec Wielkopolski oraz Żnin. Lokalizację projektowanego magazynu przedstawiono na rysunku 4.5.:



Rysunek 4.5. Lokalizacja projektowanego kawernowego magazynu Damasławek. Źródło: (GAZ-SYSTEM, 2018).

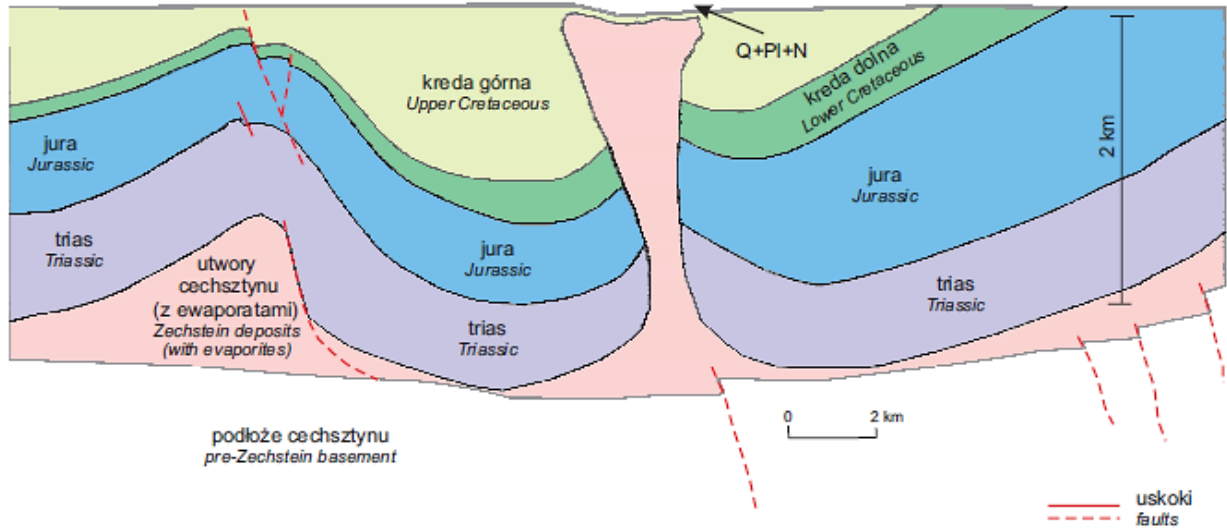
Wybór powyższej lokalizacji został podyktowany przede wszystkim trwającymi pracami nad budową kawernowego magazynu gazu, w którym przewiduje się także magazynowanie wodoru. Oprócz tego magazyn Damasławek będzie znajdował się w bliskim sąsiedztwie planowego europejskiego systemu przesyłowego wodoru (EHB). Zakłada się więc transport zielonego wodoru z morskich platform produkcyjnych poprzez dedykowane rurociągi wodorowe.

#### 4.2.1.2. Budowa geologiczna wybranego złoża soli

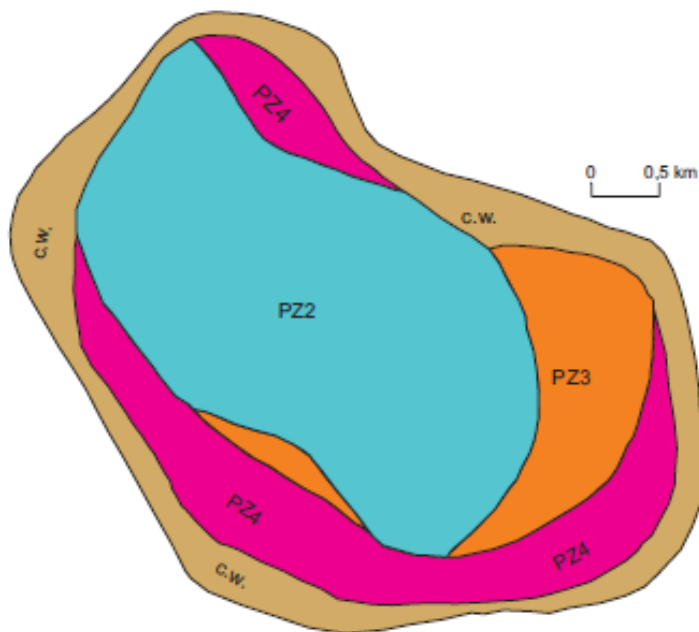
Wysad solny Damasławek położony jest na obszarze województwa kujawsko-pomorskiego, w północnej części niecki mogileńsko – łódzkiej i należy do ciągu struktur

solnych Piła – Wapno – Damasławek – Mogilno o przebiegu z NW na SE (Ślizowski & Urbańczyk, 2011). Wysad Damasławek razem z położonym ku NW wysadem Wapna wyrasta z częściowo przebijającej się antykliny solnej, która stanowi prawdopodobnie południowo-wschodnią kontynuację poduszki solnej Piły (Czapowski & Tarkowski, 2018). Wysad Damasławek, jest jednym z największych w Polsce i został odkryty w roku 1958 dzięki badaniom sejsmicznym (Ślizowski & Urbańczyk, 2011). Wiercenia wykonane w latach 1960 – 1961 oraz szereg badań geofizycznych umożliwiły wstępne rozpoznanie złoża oraz opracowanie dokumentacji geologicznych zasobów soli (Ślizowski & Urbańczyk, 2011). Firma Gaz-System S.A. w latach 2014 – 2015 wykonała osiem przekrojów sejsmicznych, służących zidentyfikowaniu i zbadaniu wysadu solnego Damasławek. W 2018 r. zakończono prace odwiertowe, polegające na wykonaniu dwóch otworów badawczych o głębokości kolejno 1979 oraz 1625 m p.p.t. (GAZ-SYSTEM, 2018). Zasoby soli kamiennej w wydzie solnym określono w kategorii C2 w ilości 17,69 mld ton (Czapowski & Tarkowski, 2018).

Wysad Damasławek ma formę rozszerzającego się ku górze słupa solnego, którego strop jest położony dość blisko powierzchni. W planie poziomym, na głębokości zwierciadła solnego (średnio ok. 475 m p.p.t.) ma on kształt nieregularnej elipsy, natomiast w przekroju pionowym ma formę słupa, przechylonego w kierunku południowo – zachodnim, otoczonego utworami jury, kredy górnej i trzeciorzędu (Ślizowski & Urbańczyk, 2011). Pień solny zbudowany jest z ewaporatów cyklotemów PZ2, PZ3 i PZ4. Czapa gipsowo – iłowa wysadu została nawiercona na głębokość 184 – 245 m, jej miąższość zaś waha się od 84 do 294 m. Zwierciadło solne stwierdzono na głębokości 446 – 538,8m, natomiast grubość nawierconej serii solnej wynosi powyżej 154,0 m (Ślizowski & Urbańczyk, 2011). Wysokość wysadu Damasławek waha się od 4,5 do 5,5 km, licząc od podłoża cechsztynu do spągu utworów paleogenu–neogenu (Czapowski & Tarkowski, 2018). Nad strukturą występują kolejno utwory czwartorzędu (29,0 – 58,0 m) i trzeciorzędu (109,6 – 154,0 m) (Ślizowski & Urbańczyk, 2011). Schemat przekroju pionowego i poziomego przez wysad solny Damasławek przedstawiono kolejno na rysunku 4.6. i 4.7.:



Rysunek 4.6. Przekrój pionowy przez wysad solny Damasławek. Źródło: (Czapowski & Tarkowski, 2018).



Rysunek 4.7. Przekrój poziomy na głębokości 400 m przez wysad solny Damasławek. Źródło: (Czapowski & Tarkowski, 2018).

Na profil ewaporatów, które budując pień solny składają się następujące wydzielienia cechsztynu (Ślizowski & Urbańczyk, 2011), (Czapowski & Tarkowski, 2018):

- najmłodsza sól kamienna (Na4): 0 – 77,7 m,

- zuber brunatny (Na3t): 0 – 52,1 m,
- młodsza sól kamienna (Na3): 0 – 106,0 m,
- anhydryt główny (A3): 0 – 9,0 m,
- starsza sól kamienna (Na2): > 154,0 m.

Największy zasięg na powierzchni zwierciadła solnego pod czapą wysadu mają sole cyklotemu PZ2, zaś najmniejszy – PZ3. Biorąc pod uwagę dotychczasowe badania i uzyskane dane, słup solny Damasławka charakteryzuje się prostą budową. Jego środkową część zajmuje starsza sól kamienna (Na2), natomiast otulinę stanowią kolejno ku zewnątrz wydzielienia solne cyklotemów PZ3 (młodsza sól kamienna (Na3), młodsza sól potasowa (K3) oraz zubry) i PZ4 (najmłodsza sól kamienna (Na4)) (Czapowski & Tarkowski, 2018). Utwory czapy wysadu Damasławek osiągają największą grubość rzędu 300 m w centrum struktury. W odróżnieniu od innych wysadów na Niżu Polskim nie występuje tu wyraźna przewieszka czapy nad pniem solnym (Ślizowski & Urbańczyk, 2011). Czapą wysadu otula pień stopniowo, zmniejszając swą miąższość ku brzegom struktury i zalegając coraz głębiej. Zbudowana jest z gipsów, anhydrytów, iłów, iłowców szarych i szaro – niebieskich. Lokalnie występują piaskowce szare, brunatno – szare, brązowe oraz mułowce. Sporadycznie spotyka się wapienie i margle (Czapowski & Tarkowski, 2018).

Podstawowe dane dotyczące wysadu solnego Damasławek zebrano w tabeli 4.9.:

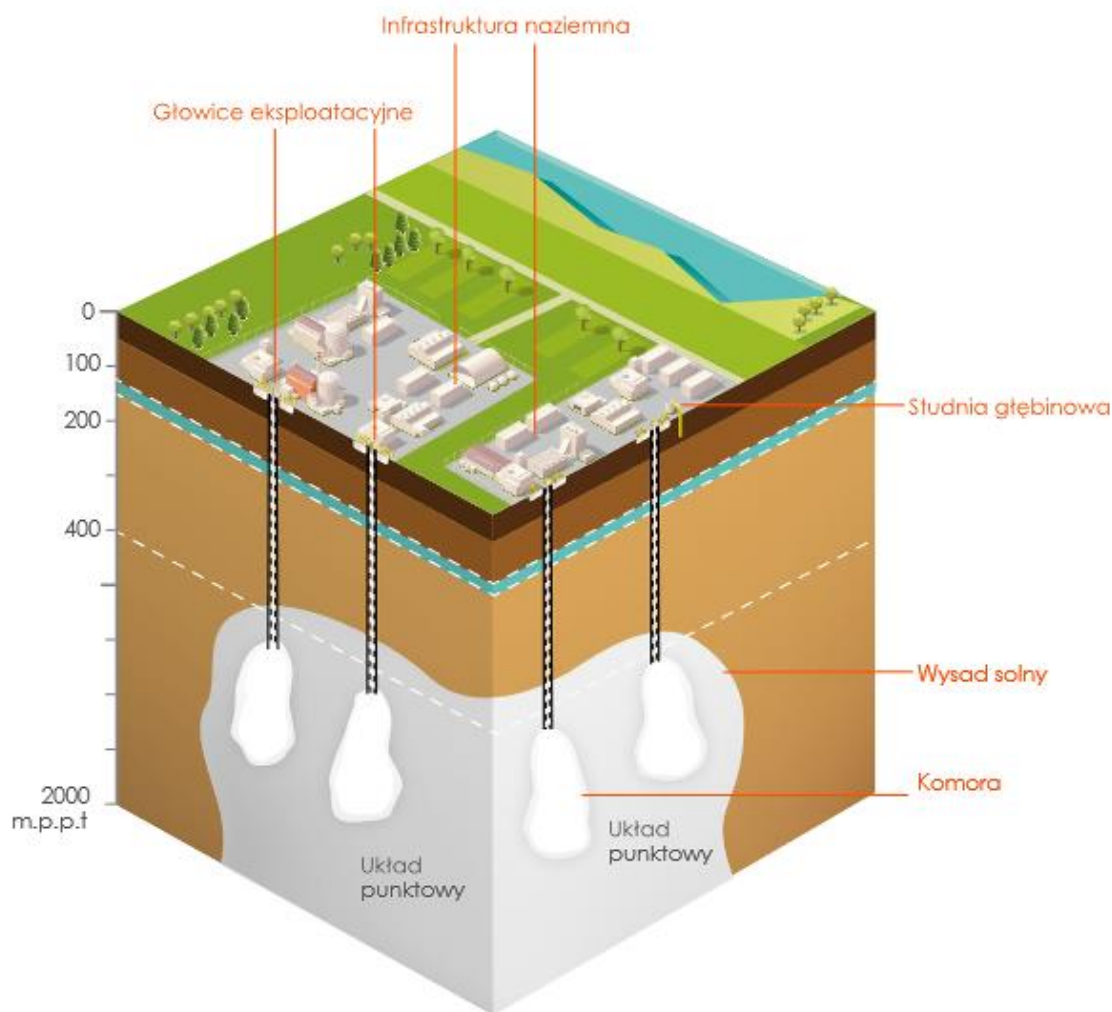
Tabela 4.9. Podstawowe dane wysadu solnego Damasławek

| Wysad solny | Długość<br>[km] | Szerokość<br>[km] | Powierzchnia<br>[km <sup>2</sup> ] | Minimalna<br>głębokość<br>lustra soli<br>[m p.p.t.] | Średnia<br>głębokość<br>stropu wysadu<br>[m p.p.t.] | Średnia<br>miąższość<br>wysadu [m] | Zasoby<br>geologiczne<br>bilansowe<br>[ mln t] |
|-------------|-----------------|-------------------|------------------------------------|-----------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------------------|
| Damasławek  | 4,9             | 2,8               | 12,3                               | 446                                                 | 475                                                 | > 154                              | 17690,43                                       |

Źródło: opracowanie własne na podstawie (Czapowski & Tarkowski, 2018), (Wilkosz & Grzybowski, 2023).

#### 4.2.1.3. Charakterystyka magazynu kawernowego

Projekt budowy PMG Damasławek podzielony jest na inwestycje realizowane w części podziemnej (kawerny solne z otworami wiertniczymi i głowicami eksploatacyjnymi) oraz w części naziemnej tj. z zakładem ługowniczym, budynkami administracyjno – techniczno – socjalnymi, infrastrukturą techniczną, rurociągową (rurociągi gazu, wody i solanki) oraz linią energetyczną (GAZ-SYSTEM, 2018). Poglądowy schemat zagospodarowania magazynu Damasławek przedstawiono na poniższym rysunku:



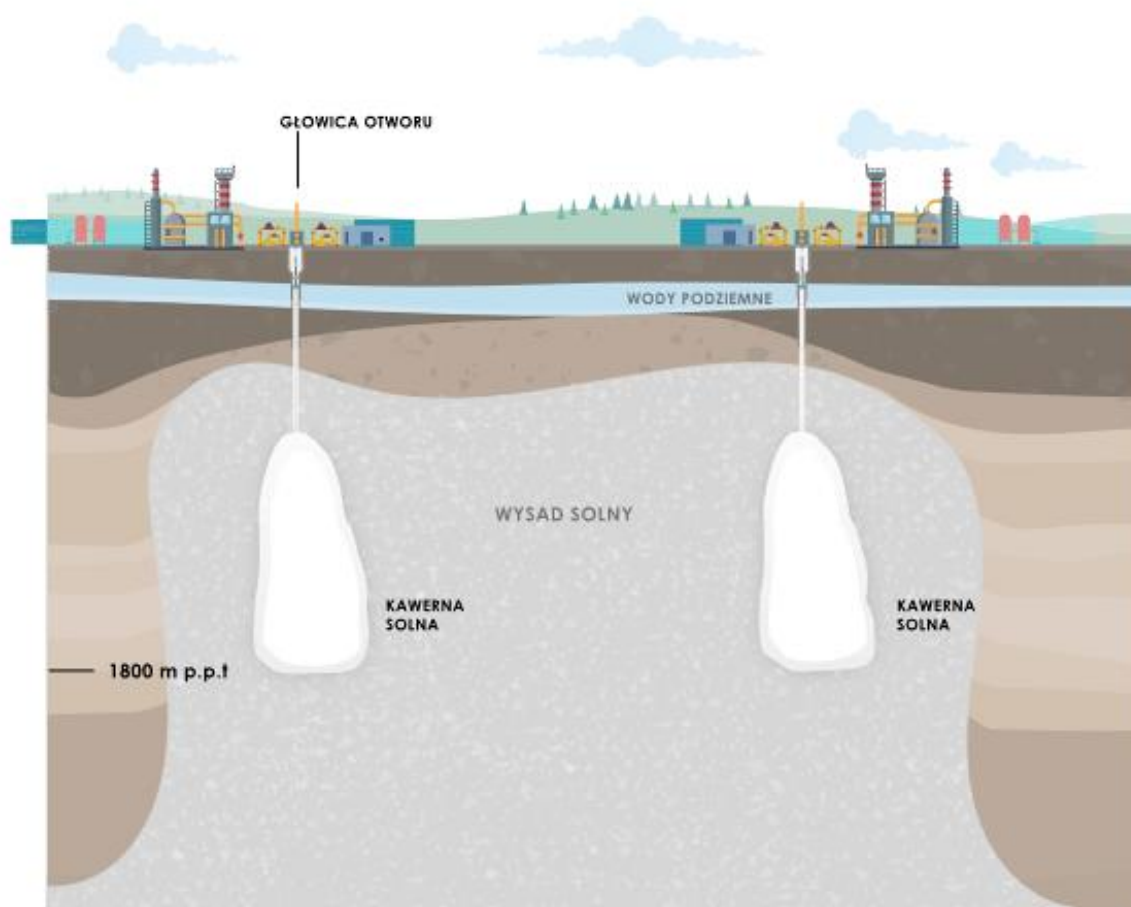
Rysunek 4.8. Schemat zagospodarowania części naziemnej i podziemnej magazynu kawernowego Damasławek. Źródło: (GAZ-SYSTEM, 2018).

Projekt wykonania kawern magazynowych podzielony został na 3 główne etapy (GAZ-SYSTEM, 2018):

- I etap: wykonanie 6 kawern o łącznej objętości 250 mln m<sup>3</sup>,
- II etap: wykonanie 14 kawern (w sumie 20) o łącznej objętości 800 mln m<sup>3</sup>,
- III etap: wykonanie 16 kawern (w sumie 36) o łącznej objętości 1440 mln m<sup>3</sup>.

Łącznie magazyn kawernowy Damasławek będzie składał się z 36 kawern solnych o łącznej pojemności 1440 mln m<sup>3</sup>. W ramach projektu przewidziane jest również wykonanie 150 km rurociągów dla wody i solanki oraz wykonanie rurociągów dla dostawy gazu oraz wodoru.

Schemat poglądowy, obrazujący zagospodarowanie wysadu solnego przedstawiono na rysunku poniżej:



Rysunek 4.9. Zagospodarowanie wysadu solnego Damasławek pod budowę magazynu kawernowego. Źródło: (GAZ-SYSTEM, 2018).

W dalszych obliczeniach magazynu kawernowego przyjęto, że magazyn Damasławek będzie składał się z 36 identycznych kawern solnych, których parametry zostaną omówione w kolejnym podrozdziale pracy.

#### **4.2.1.4. Parametry indywidualnej kawerny solnej**

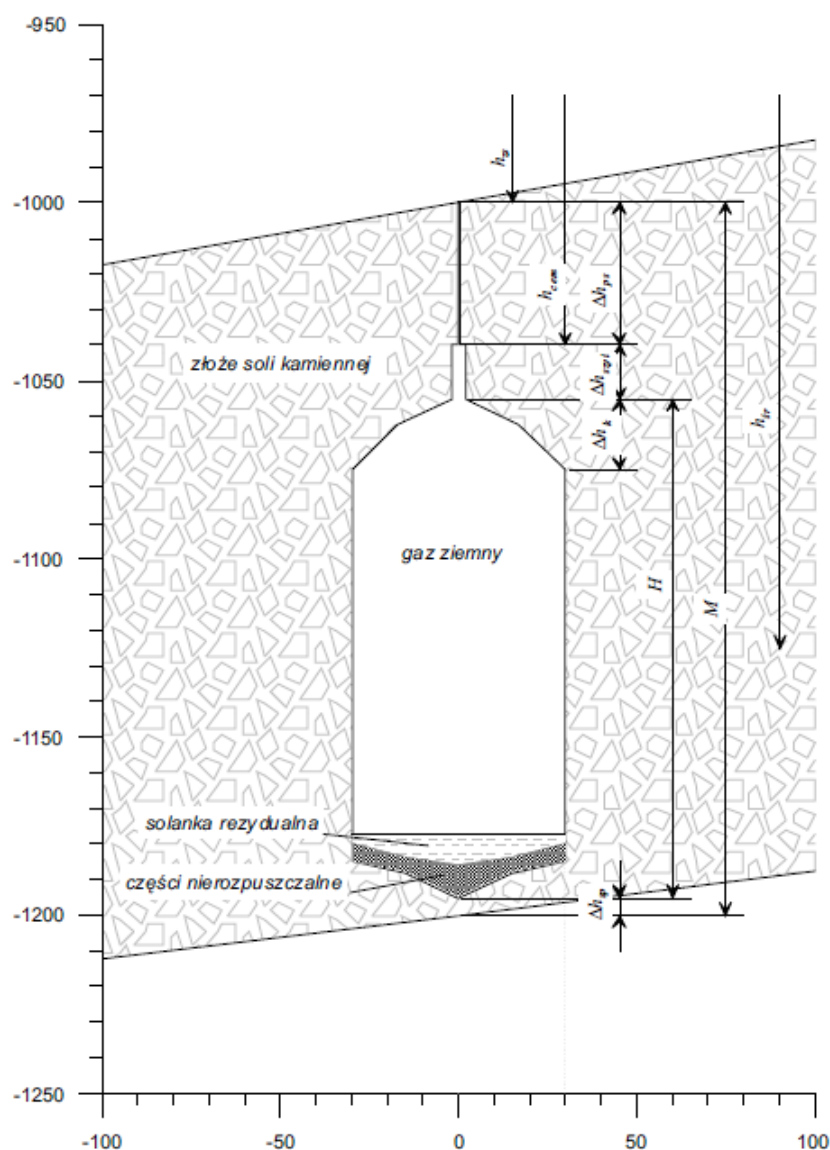
Do najważniejszych parametrów kawerny solnej należą: objętość kawerny, zakres ciśnień w kawernie, zdolność magazynowa kawerny, konwergencja kawerny oraz rozmieszczenie poszczególnych kawern w złożu soli. Ze względu na przyjęte uproszczenia w

dalszych obliczeniach pominięto konwergencję kawerny solnej. Modelowanie kawerny solnej wykonano z wykorzystaniem MS Excel.

Typowy kształt kawerny można opisać następująco (Ślizowski & Urbańczyk, 2011):

- główną część kawerny stanowi walec o średnicy  $D_{\max}$ ,
- dolną część kawerny zajmuje stożkowy wręb o wysokości  $1/6 D_{\max}$ ,
- górną część kawerny zajmuje kopuła o wysokości około  $1/3 D_{\max}$ ,
- pomiędzy butem ostatniej cementowanej kolumny rur (kolumny eksploatacyjnej), a stropem kawerny znajduje się tzw. szyja, czyli odcinek bosego otworu poszerzonego krótkotrwałym ługowaniem do średnicy rzędu 2 m.

Schemat kształtu typowej kawerny magazynowej w złożu soli przedstawiono na poniższym rysunku:



Rysunek 4.10. Schemat budowy kawerny solnej. Źródło: (Ślizowski & Urbańczyk, 2011).



### Objętość kawerny solnej:

Objętość kawern zależy od ich kształtu, wysokości i średnicy. Wysokość kawerny zależy od miąższości złoży oraz sumy wysokości obszarów ochronnych i długości szyi. W poniższej tabeli zebrano wartości poszczególnych parametrów niezbędnych do obliczenia objętości kawerny magazynowej:

Tabela 4.10. Parametry kawerny magazynowej

| Parametr                                  | Symbol            | Wartość | Jednostka  |
|-------------------------------------------|-------------------|---------|------------|
| Miąższość złoży                           | M                 | 320     | [m]        |
| Głębokość stropu                          | $\Delta h_{zs}$   | 475     | [m p.p.t.] |
| Miąższość półki ochronnej w stropie złoży | $\Delta h_{ps}$   | 45      | [m]        |
| Długość szyi                              | $\Delta h_{szyi}$ | 15      | [m]        |
| Miąższość półki ochronnej w spągu złoży   | $\Delta h_{sp}$   | 5       | [m]        |
| Średnica głównej części kawerny           | $D_{max}$         | 65      | [m]        |

Źródło: opracowanie własne w oparciu o (Ślizowski & Urbańczyk, 2011), (Tarkowski i in., 2024).

Sumę długości obszarów ochronnych i szyi kawerny określa wzór:

$$\Delta h_{suma} = \Delta h_{ps} + \Delta h_{szyi} + \Delta h_{sp} \quad (4.10)$$

Wysokość efektywna kawerny dla danej miąższości złoży wyraża wzór:

$$H = M - \Delta h_{suma} \quad (4.11)$$

Głębokość zalegania środka kawerny określa wzór:

$$h_{\dot{s}r} = str + \Delta h_{ps} + \Delta h_{szyi} + 0.5 \cdot H \quad (4.12)$$

Głębokość cementacji określa się wzorem:

$$h_{cem} = h_{zs} + \Delta h_{ps} \quad (4.13)$$

Objętość komory magazynowej oblicza się z wykorzystaniem wzoru:

$$V = \frac{\pi}{12} D_{max}^2 (3H - D_{max}) \quad (4.14)$$

Mając na uwadze, iż zazwyczaj w soli kamiennej występują części nierozpuszczalne, które opadają na dno i wypełniają dolną część kawerny należy uznać, że objętość czynna kawerny wyniesie najwyżej 80 % objętości wyługowanej (Ślizowski & Urbańczyk, 2011). Efektywną objętość komory obliczono następująco:

$$V_e = 0.8 \cdot V \quad (4.15)$$

### Temperatura pierwotna górotworu:

W świetle pomiarów in-situ temperatura pierwotna górotworu solnego zmienia się liniowo wraz z jego głębokością (Ślizowski & Urbańczyk, 2011). Temperaturę określa się według wzoru:

$$T = \alpha \cdot h_{sr} + \beta \quad (4.16)$$

gdzie:

$\alpha$  – gradient termiczny, równy 0,03 K/m;

$\beta$  – stały współczynnik, równy 285;

$h_{sr}$  – głębokość zalegania środka kawerny [m p.p.t].

### Zakres ciśnień:

Zakres ciśnień w kawernie zależy od głębokości jej posadowienia. Ciśnienie maksymalne określa się dla głębokości buta rur kolumny eksploatacyjnej. Jest ono proporcjonalne do głębokości, z uwzględnieniem bezpiecznego gradientu szczelinowania. Wartość ciśnienia minimalnego zależy od głębokości posadowienia, wytrzymałości i szybkości pełzania danej soli oraz od wielkości i kształtu kawerny (Ślizowski & Urbańczyk, 2011).

Ciśnienie maksymalne wyraża się wzorem:

$$p_{max} = g_{sz} h_{cem} \quad (4.17)$$

gdzie:

$g_{sz}$  – bezpieczny gradient szczelinowania, zależny od rodzaju złoża; przyjęto wartość 0,018 MPa/m;

Ciśnienie minimalne określa wzór:

$$p_{min} = g_{wytrz}(h_{sr} - h_0) \quad (4.18)$$

gdzie:

$g_{wytr}$  – gradient wytrzymałości; dla wyładów solnych wynosi ok. 0,00812 MPa/m,

$h_0$  – głębokość, na której ciśnienie minimalne może wynosić 0; przyjęto wartość równą 454,4 m (Ślizowski & Urbańczyk, 2011);

### **Zdolność magazynowa:**

Pojemność robocza zmagazynowanego wodoru  $C_w$  ( $m_N^3$ ), wyrażona jako różnica pojemności kawerny pomiędzy ciśnieniem maksymalnym i minimalnym, jest obliczana według wzoru (Tarkowski i in., 2024):

$$C_w = \frac{m(p_{max}) - m(p_{min})}{\rho_N} \quad (4.19)$$

gdzie:

$\rho_N$  – gęstość wodoru w warunkach normalnych; wynosi 0,089 kg/m<sup>3</sup>,

$m$  – ilość wodoru zmagazynowanego w kawernie [kg]. Wyraża się ją wzorem:

$$m = \frac{pV_e}{RT} \quad (4.20)$$

gdzie:

$p$  – ciśnienie w kawernie wypełnionej wodorem [Pa],

$V_e$  – efektywna objętość komory magazynowej [m<sup>3</sup>],

$T$  – temperaturą przechowywanego gazu [K],

$R$  – indywidualna stała gazowa; dla wodoru równa 4121,73 J/kg·K.

### **Rozmieszczenie kawern:**

Z punktu widzenia pojemności magazynowej optymalne jest rozmieszczenie komór magazynowych w siatce trójkątnej (Ślizowski & Urbańczyk, 2011). Przy takiej siatce powierzchnia sześciokąta przypisanego pojedynczej komorze jest opisany wzorem:

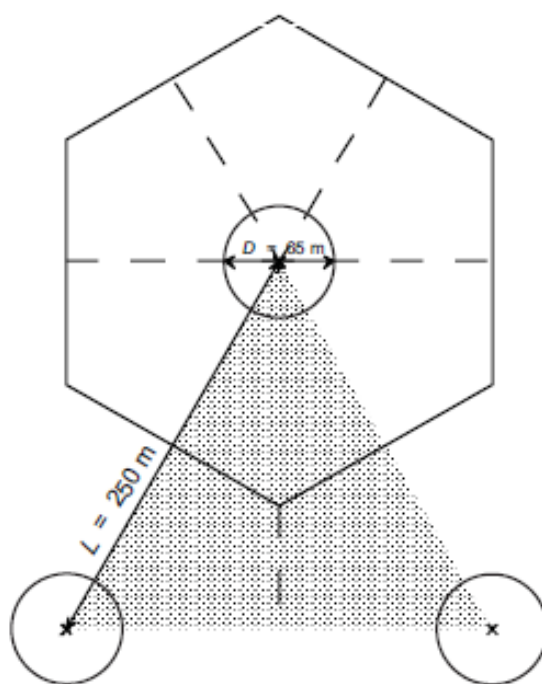
$$S = L^2 \frac{\sqrt{3}}{2} \quad (4.21)$$

Rozstaw siatki L zależy od głębokości złoża i od średnic kawern. Zalecenia SMRI (ang. *Solution Mining Research Institute*) dla poszczególnych typów kawern solnych są następujące (Ślizowski & Urbańczyk, 2011):

- dla kawern płytkich (strop na ok. 600 m p.p.t.) – rozstaw co najmniej  $3,5 D_{\max}$ ,
- dla kawern średnio głębokich (strop ok. 1000 m p.p.t.) – co najmniej  $4,0 D_{\max}$ ,
- dla kawern głębokich (strop ok. 1400 m p.p.t.) – co najmniej  $4,5 D_{\max}$ .

W praktyce nie spotyka się kawern magazynowych gazu rozmieszczonych gęściej niż w rozstawie 250 m (Ślizowski & Urbańczyk, 2011). W związku z tym dla projektowanego magazynu przyjęto ostateczny rozstaw równy 250 m.

Rozmieszczenie kawern magazynowych w siatce trójkątnej przedstawiono na poniższym rysunku:

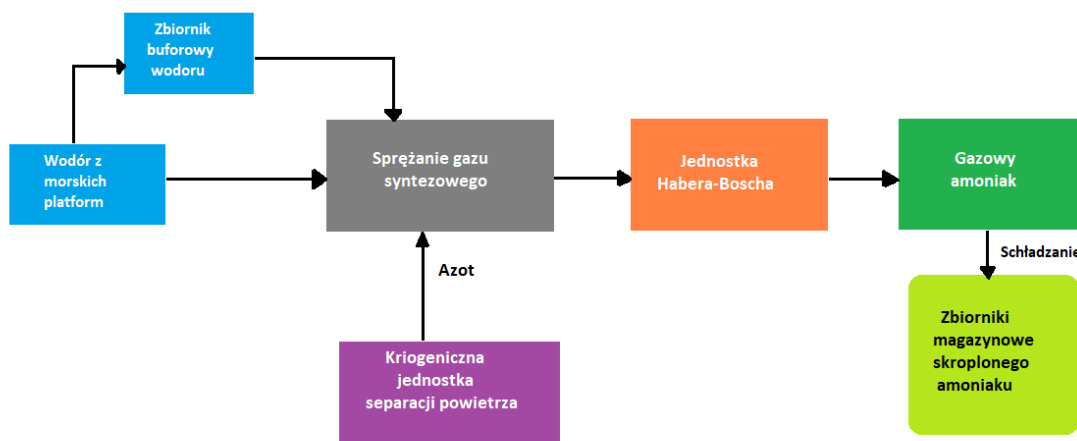


Rysunek 4.11. Rozmieszczenie komór magazynowych w siatce trójkątnej. Źródło: (Ślizowski & Urbańczyk, 2011).

#### 4.2.2. Magazynowanie wodoru w formie amoniaku

Celem przedstawionego studium przypadku jest zaprezentowanie możliwości magazynowania zielonego wodoru w formie amoniaku. Zbadane zostaną możliwości

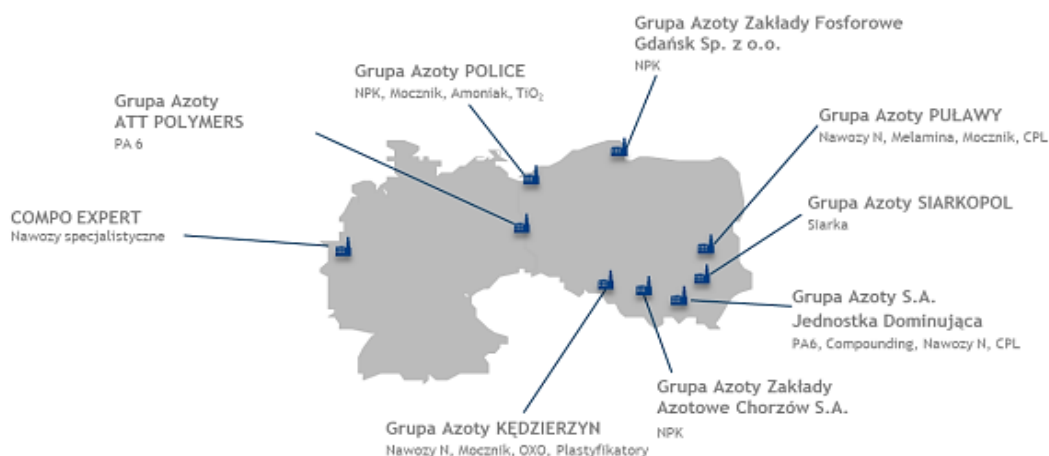
produkcji amoniaku na przykładzie realistycznej instalacji w świetle dostępnej technologii. W tej części pracy wybrano oraz przeanalizowano poszczególne elementy instalacji amoniakalnej, pracującej na skalę przemysłową. Szczególna uwaga zostanie zwrócona na proces Habera – Boscha oraz jego integrację z systemem produkcji odnawialnego wodoru. Zaprezentowany system będzie składał się ze zbiorników buforowych wodoru, kriogenicznej jednostki separacji powietrza (ASU), systemu sprężania gazu syntezowego, jednostki syntezy Habera-Boscha oraz zbiorników magazynowych amoniaku. Zbiorniki buforowe wodoru są dodawane w celu magazynowania wodoru w okresach nadmiaru zasobów i dostarczania go do systemu w okresach deficytu produkcji na platformach produkcyjnych (Eikeng, 2023). Model dziennej produkcji amoniaku został zrealizowany z wykorzystaniem MS Excel. Na rysunku 4.12. zaprezentowano schemat poglądowy instalacji do produkcji amoniaku:



Rysunek 4.12. Schemat instalacji produkcji zielonego amoniaku - opracowanie własne.

#### 4.2.2.1. Lokalizacja instalacji produkcji amoniaku

Przyjęto, że zakład produkcji zielonego amoniaku zostanie zlokalizowany w Policach, ze względu na istniejący obecnie zakład produkcji amoniaku wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną, należący do Grupy Azoty Zakłady Chemiczne „Police”. Lokalizację zakładu produkcyjnego przedstawiono na poniższej mapie:



Rysunek 4.13. Lokalizacja instalacji amoniakalnej. Źródło: (Grupa Azoty, 2022).

Do produkcji amoniaku wykorzystywany jest gaz ziemny, tak więc w celu wykorzystania zielonego wodoru do procesu syntezy konieczne będą pewne modyfikacje instalacji technologicznej. Wybór powyższej lokalizacji został podyktowany nie tylko odpowiednim zapleczem technicznym, ale przede wszystkim bliską odległością od morskich platform produkcyjnych, zwłaszcza platform Kołobrzeg\_H<sub>2</sub> oraz Łeba\_H<sub>2</sub> oraz istniejącym terminalem amoniaku. Zielony wodór zostanie dostarczony do zakładu dedykowanymi dla wodoru rurociągami.

#### 4.2.2.2. Źródło energii dla zasilania instalacji amoniakalnej

Ze względu na duże zapotrzebowanie energetyczne dla instalacji przemysłowej produkcji amoniaku oraz w celu zapewnienia niezawodności w działaniu całego systemu przyjęto system zasilania sieciowego z lądowej sieci elektroenergetycznej. Przyjmuje się, że w miarę przyłączania kolejnych źródeł OZE do KSE, udział odnawialnej energii elektrycznej w sieci lądowej będzie odpowiednio wzrastał.

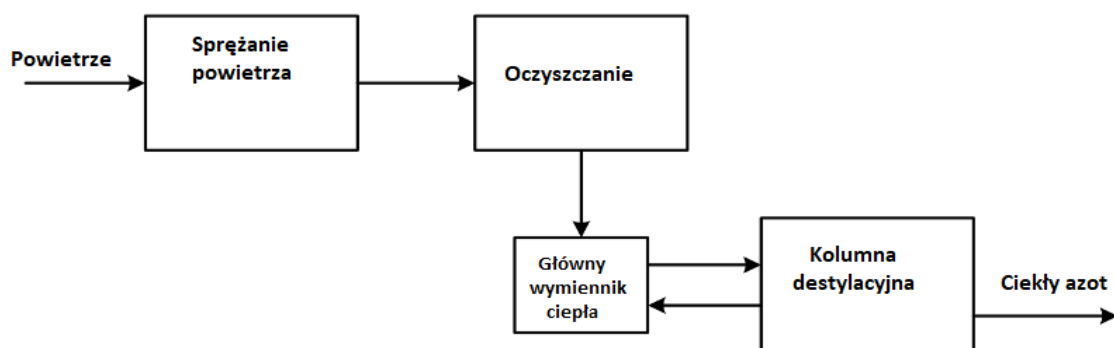
#### 4.2.2.3. Zbiornik buforowy wodoru

Jak wspomniano wcześniej, dostawy zielonego wodoru do instalacji produkcji amoniaku będą odbywały się za pomocą sieci dedykowanych rurociągów z morskich platform produkcyjnych. Ze względu na zmienną godzinową produkcję wodoru, dla zapewnienia ciągłości procesu syntezy amoniaku, niezbędne są zbiorniki do pośredniego przechowywania wodoru. Zbiornik buforowy wodoru dostarcza wodór do jednostki syntezy amoniaku w

okresach niedoboru produkcji z elektrolizerów i przechowuje wodór w okresach nadwyżki produkcji na morskich platformach (Nicolas, 2022), (Eikeng, 2023). Środowisko, w którym zachodzą reakcje syntezy amoniaku, wymaga niemal ciągłego dostarczania reaktywnych składników (wodoru i azotu), a także energii elektrycznej, aby nie uszkodzić katalizatorów obecnych w reaktorze i nie obniżyć wydajności procesu konwersji. Zbiornik buforowy wodoru uwzględnia się więc w celu zapewnienia dodatkowej niezawodności działania instalacji produkcyjnej. W pracy założono w pełni naładowane zbiorniki buforowe wodoru na dzień rozpoczęcia obliczeń, tj. 1 stycznia, o łącznej pojemności 3501567,493 m<sup>3</sup>, odpowiadającej średniej godzinowej produkcji wodoru.

#### 4.2.2.4. Jednostka separacji azotu z powietrza

Najczęściej stosowaną techniką separacji azotu z powietrza dla instalacji przemysłowych jest kriogeniczna separacja powietrza. Po usunięciu pyłu powietrze jest sprężane i oczyszczane w celu usunięcia wody i dwutlenku węgla. Oczyszczone powietrze trafia do głównego wymiennika ciepła, gdzie jest schładzane i częściowo skraplane. Następnie przechodzi do bloku kolumny destylacyjnej składającego się z dwóch kolumn: wysokociśnieniowej (5 – 6 barów) i niskociśnieniowej (około 1 bar). Na koniec gazowy azot jest skraplany w skraplaczu. Azot z kolei ma temperaturę wyjściową – 172 °C. Z drugiej strony temperatura wewnątrz reaktora amoniaku wynosi ok. 400 – 450 °C, co determinuje potrzeby wstępnego podgrzania wodoru i azotu przed wejściem do reaktora (Grodzinskiy, 2021). Na poniższym rysunku przedstawiono ogólny schemat jednostki kriogenicznej separacji powietrza:



Rysunek 4.14. Schemat jednostki kriogenicznej separacji powietrza. Źródło: opracowanie własne na podstawie (Grodzinskiy, 2021).

Inną techniką separacji azotu z powietrza jest adsorpcja zmiennociśnieniowa (PSA), jednak instalacja kriogeniczna zużywa mniej energii niż adsorpcja zmiennociśnieniowa, odpowiednio 0,12 kWh/kg wobec 0,22 – 0,31 kWh/kg N<sub>2</sub>. W związku z tym instalacja kriogeniczna jest bardziej odpowiednia dla instalacji powyżej 300 tNH<sub>3</sub>/dzień (Sánchez & Martín, 2018), (Nicolas, 2022). W pracy wybrano jednostkę kriogenicznej separację powietrza w celu pokrycia zapotrzebowania na azot w instalacji produkcyjnej amoniaku. Wydajność jednostki separacji azotu z powietrza przyjęto na poziomie 79 %.

#### **4.2.2.5. System sprężania gazu syntezowego**

Przed wejściem do reaktora Habera-Boscha konieczny jest etap obejmujący wielostopniowe sprężanie gazu syntezowego (wodór i azot w stosunku 1:3) na wlocie, zazwyczaj do ciśnienia między 100 – 400 barów. Sprężony gaz syntezowy jest następnie podawany do pętli syntezy amoniaku, gdzie jest podgrzewany do wymaganej temperatury reaktora (Grodzinskiy, 2021). Te wysokie temperatury i ciśnienia są wymagane w celu oddzielenia azotu od jego silnego potrójnego wiązania i umożliwienia syntezy w komorze reaktora w obecności katalizatora. Do sprężania gazu syntezowego zostały wybrane sprężarki odśrodkowe (Cunanan i in., 2022).

#### **4.2.2.6. Pętla Habera-Boscha**

Głównym etapem zachodzącym w instalacji produkcyjnej jest synteza amoniaku w pętli Habera – Boscha (HB). Tradycyjnie pętla syntezy amoniaku składa się z reaktora z katalizatorem żelazowym (Fe) (Nicolas, 2022). Wchodząc do reaktora adiabatycznego o temperaturze roboczej 400 – 450 °C i ciśnieniu roboczym 150 bar, czysty wodór i azot, po uprzednim sprężeniu i podgrzaniu, reagują ze sobą, tworząc amoniak. Skroplony azot jest usuwany, a nieprzereagowane wodór i azot są kierowane do sprężarki w celu odzyskania stanu początkowego (400 °C i 150 bar) w celu ponownego wtrysku, równolegle z nowymi gazami wlotowymi, do reaktora HB (Grodzinskiy, 2021), (Nicolas, 2022). Zakres konwersji amoniaku wynoszący 20 – 30 % jest podawany w literaturze jako przybliżenie jakości produktu końcowego, wynoszącego 99,5 %. W przypadku instalacji zielonego amoniaku, czystość poszczególnych reagentów jest nieco inna niż w przypadku konwencjonalnej produkcji amoniaku. Mieszanina wodoru i azotu ma mniejszą liczbę zanieczyszczeń obojętnych, co z kolei może prowadzić do dłuższego użytkowania katalizatora, w porównaniu



z konwencjonalnym procesem produkcji amoniaku (Grodzinskiy, 2021). W pracy założono, że reaktor HB działa z katalizatorem wustytowo – żelazowym.

W celu oszacowania masowego natężenia przepływu dla każdego komponentu w instalacji produkcji amoniaku, należy wziąć pod uwagę wartości stechiometryczne komponentów produkcyjnych. Korzystając z tych wartości, można określić masowe natężenia przepływu azotu, wodoru, wody i amoniaku na każdym etapie procesu. Zgodnie z reakcją chemiczną (Nicolas, 2022):



aby wyprodukować 1 kg amoniaku, wymagane jest 0,82 kg azotu i 0,18 kg wodoru. Dostosowując te wartości do pożądanej wydajności instalacji (tj. produkcji ton amoniaku dziennie), można obliczyć wymagane przepływy masowe w całym systemie. Wartości stechiometryczne poszczególnych reagentów zebrano w tabeli 4.11.:

Tabela 4.11. Współczynniki stechiometryczne poszczególnych komponentów syntezy amoniaku

| Nazwa   | Symbol          | Współczynnik stechiometryczny |
|---------|-----------------|-------------------------------|
| Wodór   | H <sub>2</sub>  | 0,18                          |
| Azot    | N <sub>2</sub>  | 0,82                          |
| Amoniak | NH <sub>3</sub> | 1,00                          |

Źródło: (Eikeng, 2023).

Zakłada się, że jednostka syntezy amoniaku może zostać natychmiast wyłączona/uruchomiona oraz będzie pracować w trybie elastycznym, w zależności od ilości dostarczonego wodoru, niezbędnego do przebiegu reakcji. Według badań (Fasihi i in., 2021) oraz (Armijo & Philibert, 2020), możliwe jest wdrożenie elastycznej jednostki Habera – Boscha, zdolnej do dostosowania swojej pracy w zależności od dostaw energii lub wodoru produkowanego przy wykorzystaniu nieciągłych źródeł odnawialnych. Na podstawie danych literaturowych (Hill, 2014), (El-Shafie, 2023a), (Saygin i in., 2023), przyjęto wydajność procesu HB na poziomie 70 %. Ponadto założono, że pętla syntezy amoniaku wymaga 0,45 kWh energii na 1 kg wyprodukowanego amoniaku.

#### 4.2.2.7. Zbiornik magazynowy amoniaku

W zakładzie produkcyjnym niezbędne są zbiorniki do końcowego magazynowania  $\text{NH}_3$ . Ciekły amoniak może być przechowywany pod stosunkowo niskim ciśnieniem (0,99 MPa w temperaturze 25 °C), które jest znacznie niższe niż w przypadku sprężonego wodoru (Aziz i in., 2020). Przy ciśnieniu atmosferycznym, do przechowywania amoniaku jako cieczy kriogenicznej wymagana jest temperatura ok. – 33 °C. Dane literaturowe wskazują, że szacowany okres przechowywania amoniaku wynosi ok. 30 dni (Grodzinskiy, 2021).

#### 4.2.2.8. Zużycie energii przez elementy instalacji produkcyjnej

Zużycie energii elektrycznej przez poszczególne jednostki instalacji produkcyjnej amoniaku zostało podsumowane w poniższej tabeli:

Tabela 4.12. Zapotrzebowanie na energię poszczególnych komponentów systemu produkcji amoniaku.

| Proces                                          | Wartość | Jednostka               |
|-------------------------------------------------|---------|-------------------------|
| Kriogeniczna separacja $\text{N}_2$ z powietrza | 0,12    | [kWh/kg $\text{NH}_3$ ] |
| Sprężanie gazu syntezy                          | 0,16    | [kWh/kg $\text{NH}_3$ ] |
| Pętla Habera-Boschaa                            | 0,45    | [kWh/kg $\text{NH}_3$ ] |

Źródło: (Nicolas, 2022), (Eikeng, 2023).

Całkowite zapotrzebowanie na energię w systemie jest sumą indywidualnego zużycia wszystkich komponentów wymagających energii: jednostki kriogenicznej separacji powietrza (do produkcji azotu), systemu sprężania gazu syntezy i jednostki syntezy amoniaku (HB).

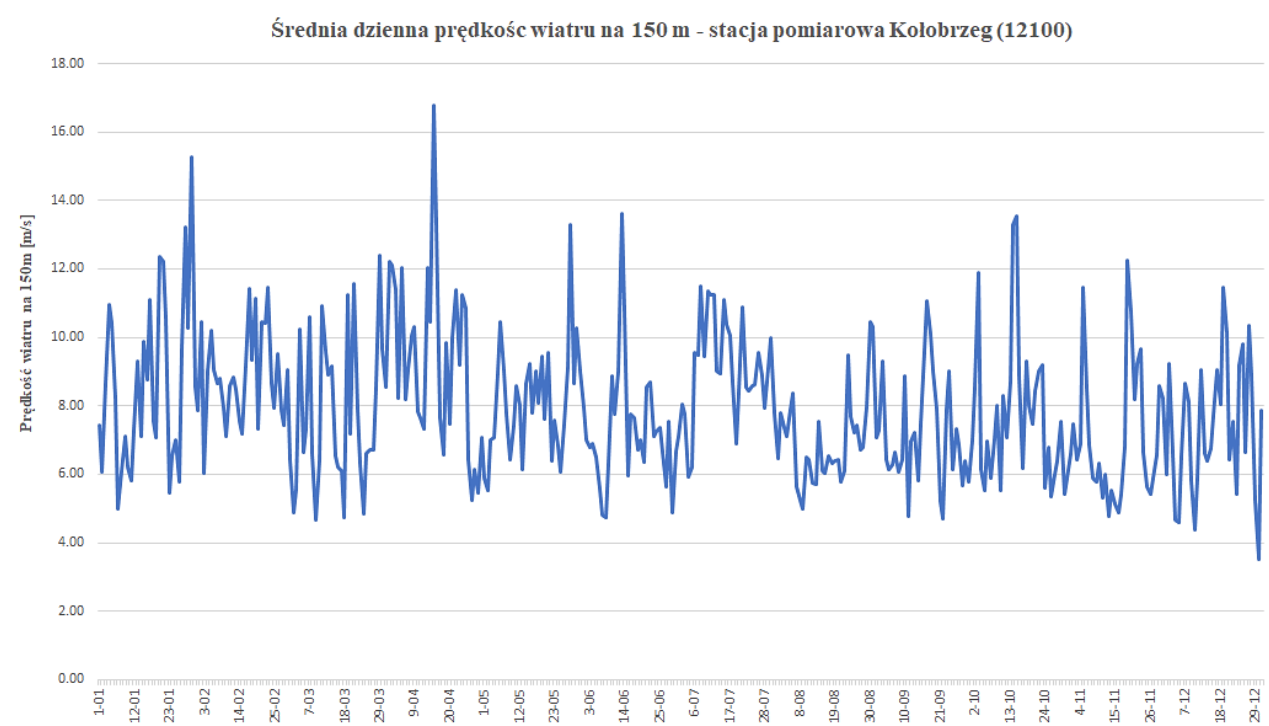
## 5. Wyniki i dyskusja

### 5.1. Produkcja wodoru

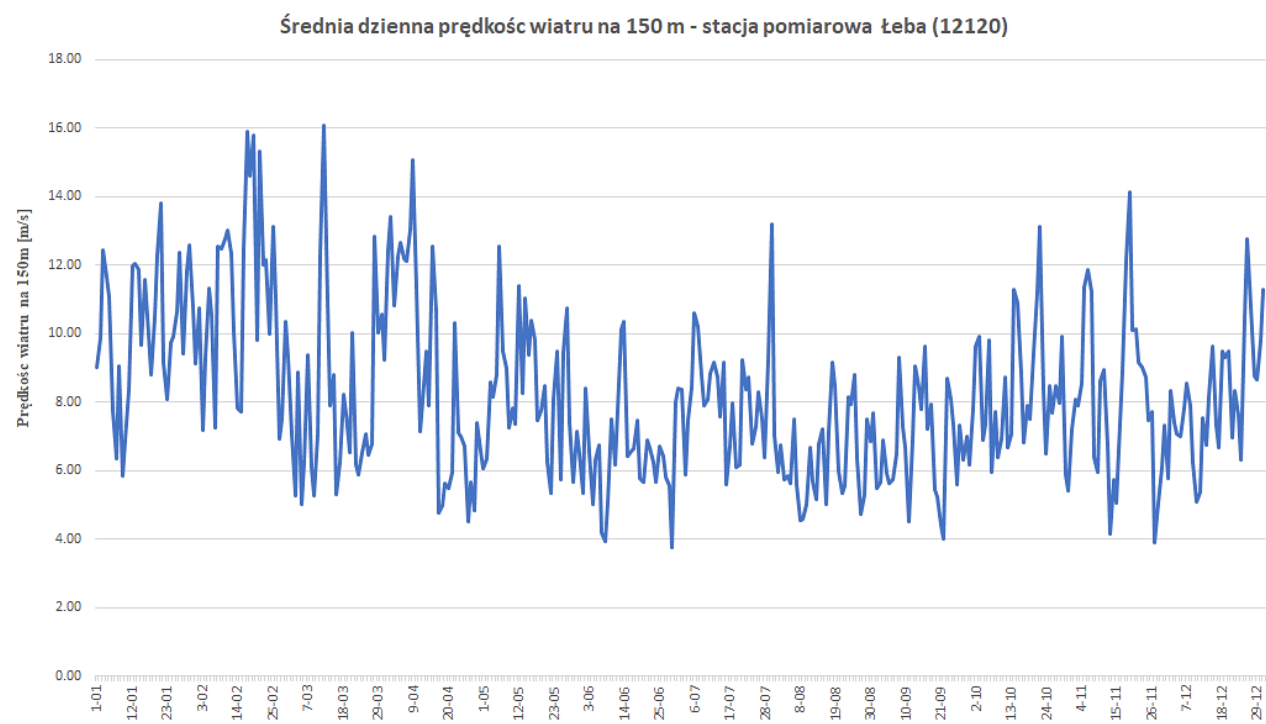
Korzystając z pozyskanych danych dotyczących warunków wietrzności na badanych obszarach Morza Bałtyckiego w latach 2020 – 2022 oraz parametrów poszczególnych systemów i urządzeń morskich platform produkcyjnych, a także mając na uwadze przedstawione w rozdziale 4.1 założenia, uzyskano wyniki produkcji wodoru z dedykowanych farm wiatrowych, które przedstawiono w poniższych podrozdziałach.

#### 5.1.1. Warunki wietrzności dla poszczególnych obszarów farm wiatrowych

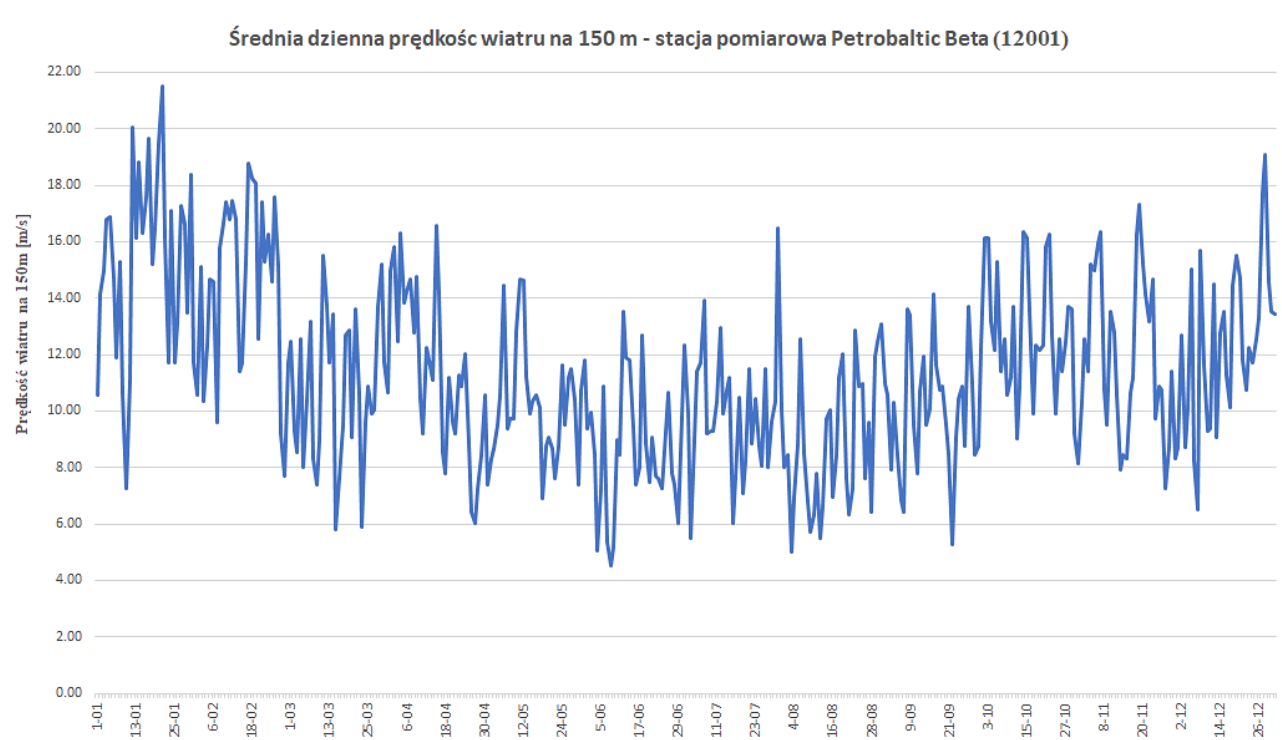
Na podstawie trzyletnich, godzinowych danych wietrzności dla stacji pomiarowych Kołobrzeg, Łeba i Petrobaltic Beta oraz korzystając ze wzoru (4.1), obliczono godzinowe prędkości wiatru na wysokości turbiny wiatrowej dla poszczególnych obszarów Bałtyku. Dane w postaci średnich dziennych prędkości wiatru przedstawiono na poniższych wykresach, odpowiednio dla obszaru 14.E.1., Bałtyk II oraz W3:



Rysunek 5.1. Średnia dzienna prędkość wiatru dla obszaru 14.E.1. – stacja pomiarowa Kołobrzeg (12100).



Rysunek 5.2. Średnia dzienna prędkość wiatru dla obszaru Bałtyk II – stacja pomiarowa Łeba (12120).



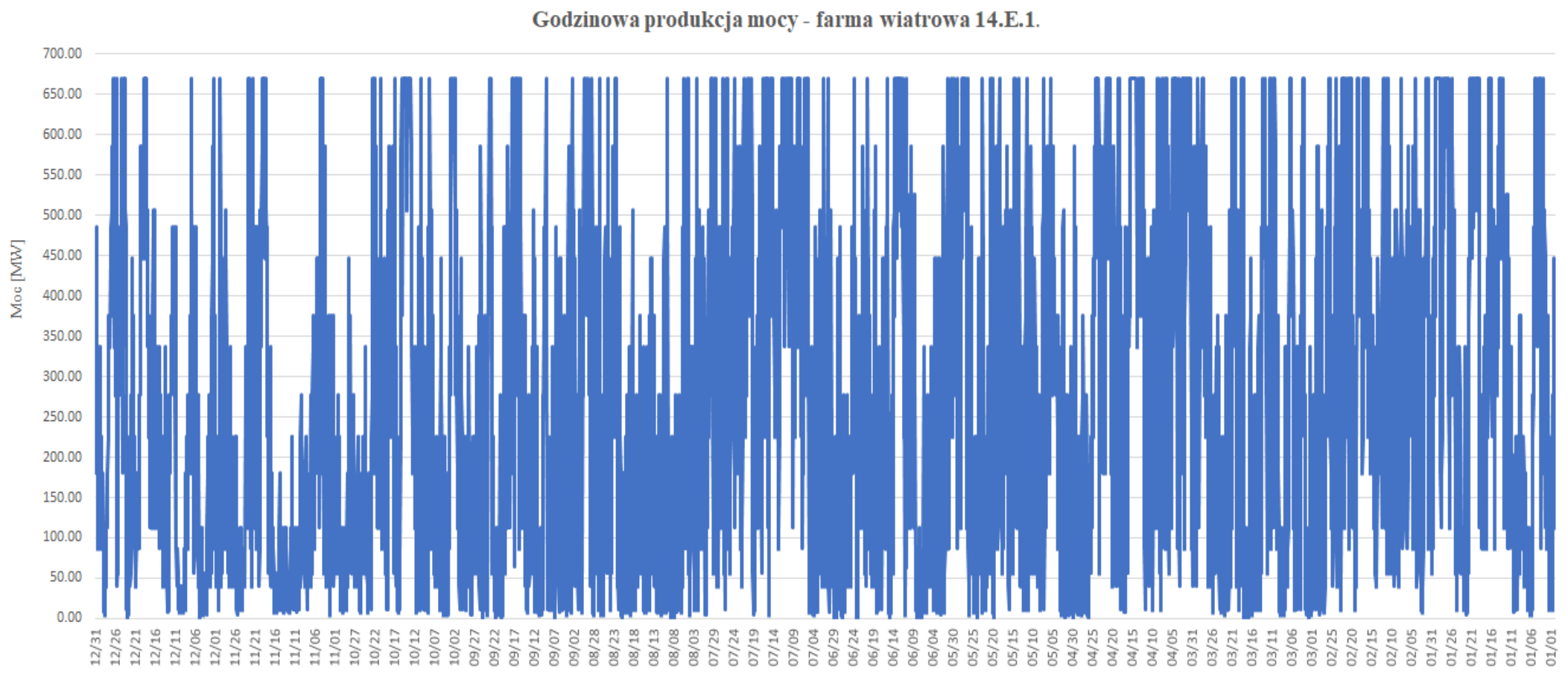
Rysunek 5.3. Średnia dzienna prędkość wiatru dla obszaru W3 – stacja pomiarowa Petrobaltic Beta (12001).

## Dyskusja:

Uzyskane wyniki średnich prędkości wiatru na rozpatrywanych obszarach pod budowę farm wiatrowych obrazują warunki panujące w polskiej strefie Morza Bałtyckiego. Istotną kwestią jest fakt, iż jedynie pomiary uzyskane ze stacji pomiarowej Petrobaltic Beta przedstawiają faktyczne warunki wietrzności na obszarze morskim. Ze względu na brak danych pomiarowych z obszarów 14.E.1. oraz Bałtyk II, dla zobrazowania warunków wietrzności w tych rejonach wykorzystano dane pomiarowe ze stacji lądowych, znajdujących się jak najbliżej brzegu. Stanowi to oczywiście duże uproszczenie w prognozowaniu warunków wietrzności dla wymienionych lokalizacji farm wiatrowych. Jednak przeprowadzone pomiary wskazują na wyraźną różnicę warunków wietrzności na lądzie i na morzu. Zgodnie z danymi literaturowymi, daje się zauważyć wyraźna przewaga morskiej energii wiatrowej. W porównaniu z energią wiatrową na lądzie, morska energia wiatrowa charakteryzuje się bowiem wyższymi prędkościami wiatru i jest bardziej spójna, co czyni ją bardziej atrakcyjnym zasobem do wytwarzania energii elektrycznej (Calado & Castro, 2021), (Walavalkar, 2021), (Pierozzi i in., 2022). Z tego względu wybór morskiej energii wiatrowej, jako źródła energii do systemu produkcji wodoru wydaje się najbardziej korzystny. Zgodnie z informacjami zawartymi w rozdziale 2.4, daje się zauważyć wyraźną zmianę prędkości wiatru w zależności od pory roku oraz pory dnia. We wszystkich trzech lokalizacjach najwyższe prędkości wiatru odnotowano w porach wieczorno – nocnych. W przypadku stacji pomiarowych Petrobaltic Beta oraz Łeba najlepsze warunki wietrzności panowały w miesiącach jesienno-zimowych, natomiast w miesiącach letnich dało się zauważyć wyraźny spadek prędkości wiatru. Najwyższe średnie prędkości dla stacji Petrobaltic Beta odnotowano dla miesiąca stycznia i lutego, odpowiednio 15,25 oraz 14,42 m/s, natomiast najniższe prędkości – w miesiącu czerwcu, wynoszące średnio 8,53 m/s. W przypadku stacji pomiarowej Łeba najwyższe średnie prędkości odnotowano również dla stycznia i lutego, odpowiednio 10,18 m/s i 11,08 m/s, zaś najniższe w czerwcu i sierpniu – odpowiednio 6,47 m/s oraz 6,42 m/s. Dla stacji pomiarowej Kołobrzeg miesiące o najwyższych prędkościach wiatru to także styczeń i luty oraz wyjątkowo miesiąc kwiecień, ze średnimi prędkościami odpowiednio 8,88 m/s, 8,86 m/s oraz 9,45 m/s. Najniższe średnie prędkości wiatru odnotowano natomiast w miesiącu sierpniu i wrześniu – odpowiednio 6,99 m/s i 7,18 m/s. W przypadku stacji Kołobrzeg, w latach 2020 – 2022 wysokie średnie prędkości wiatru uzyskano wyjątkowo w miesiącu lipcu – aż 9,06 m/s, co stanowi jedyny wyjątek pod względem korzystnych prędkości wiatru w okresie letnim.

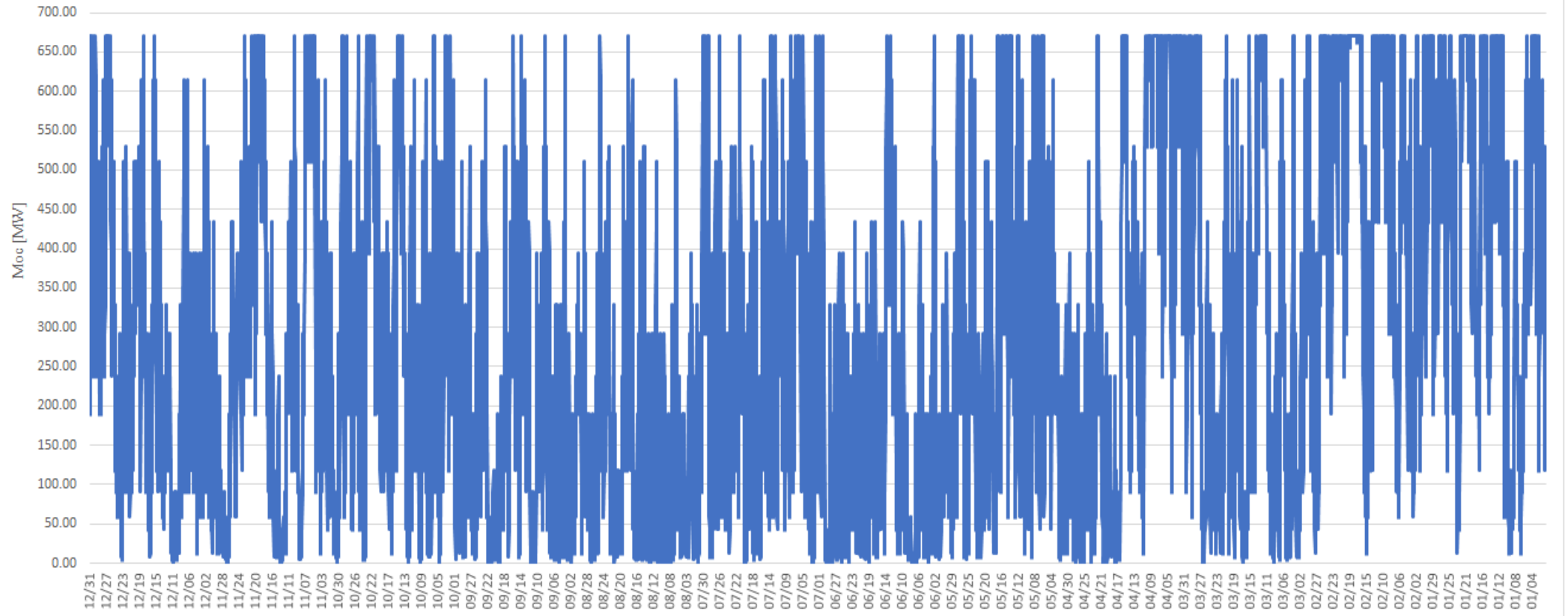
### **5.1.2. Przewidywana moc projektowanych farm wiatrowych**

Biorąc pod uwagę założoną dla poszczególnych farm liczbę turbin wiatrowych, parametry ich pracy, a także straty energii elektrycznej przedstawione w rozdziale 4.1.4, uzyskano oczekiwaną godzinową moc wytwarzaną przez farmę wiatrową korzystając ze wzorów (4.2) i (4.3). Na poniższych wykresach przedstawiono godzinową produkcję mocy dla farm wiatrowych kolejno z obszaru 14.E.1, Bałtyk II oraz W3:



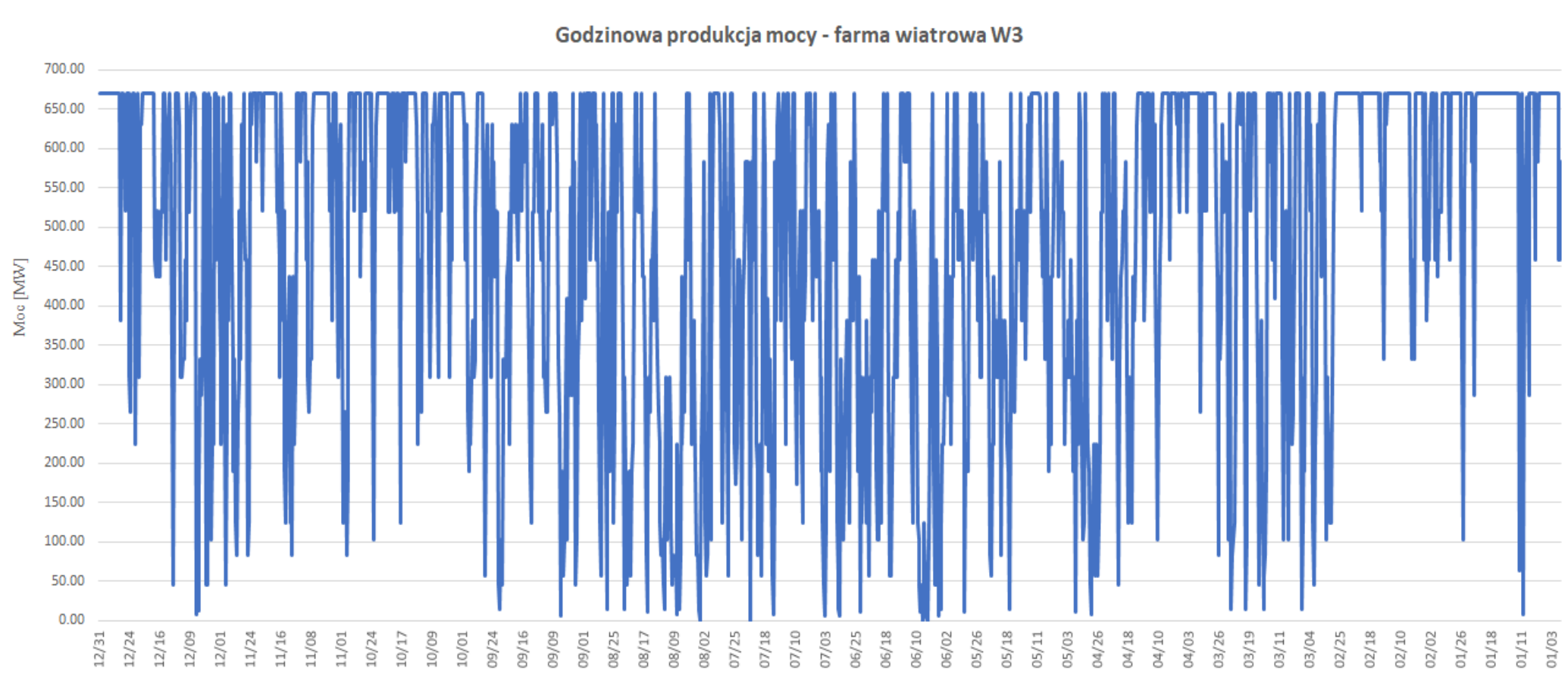
Rysunek 5.4. Godzinowa produkcja mocy dla farmy wiatrowej na obszarze 14.E.1.

### Godzinowa produkcja mocy - farma wiatrowa Bałtyk II



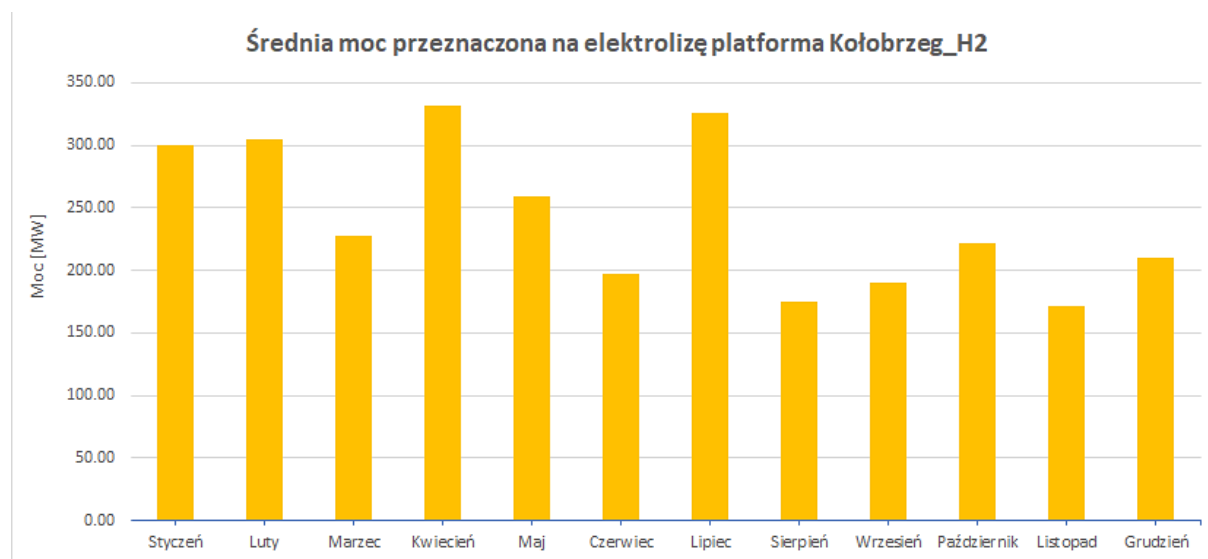
Rysunek 5.5. Godzinowa produkcja mocy dla farmy wiatrowej na obszarze Bałtyk II.



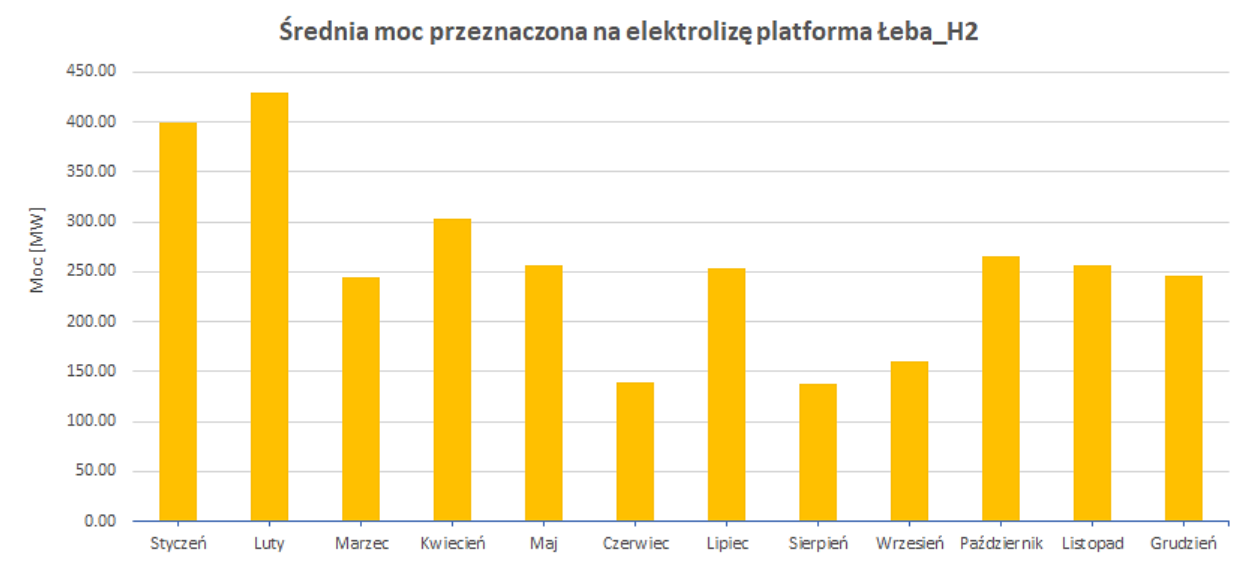


Rysunek 5.6. Godzinowa produkcja mocy dla farmy wiatrowej na obszarze W3.

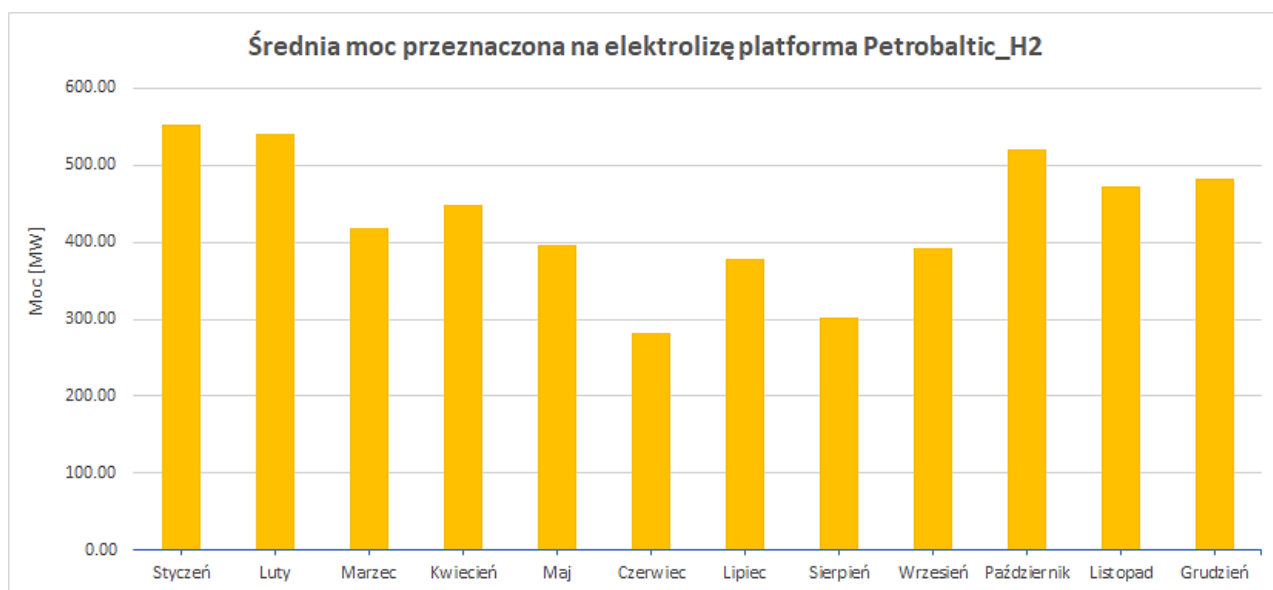
Kluczową kwestią w doborze odpowiedniej wielkości platform produkcyjnych jest określenie mocy przeznaczonej na proces elektrolizy wody. Zgodnie z założeniami przedstawionymi w rozdziale 4.1.6., 90 % produkowanej mocy zostanie przeznaczone na produkcję wodoru. Średnia miesięczna moc, przeznaczona na proces elektrolizy, została przedstawiona kolejno dla platform Kołobrzeg\_H2, Łeba\_H2 i Petrobaltic\_H2:



Rysunek 5.7. Średnia moc przeznaczona na proces elektrolizy w poszczególnych miesiącach – platforma Kołobrzeg\_H2.



Rysunek 5.8. Średnia moc przeznaczona na proces elektrolizy w poszczególnych miesiącach – platforma Łeba\_H2.



Rysunek 5.9. Średnia moc przeznaczona na proces elektrolizy w poszczególnych miesiącach – platforma Petrobaltic\_H2.

Moc poszczególnych platform produkcyjnych oszacowano na podstawie średniej rocznej mocy przeznaczonej na elektrolizę. Wyniki zebrano w poniższej tabeli:

Tabela 5.1. Charakterystyka mocy poszczególnych platform produkcyjnych

| Platforma produkcyjna | Średnia roczna moc przeznaczona na elektrolizę [MW] | Moc platformy produkcyjnej [MW] |
|-----------------------|-----------------------------------------------------|---------------------------------|
| Kołobrzeg_H2          | 242,80                                              | 300                             |
| Łeba_H2               | 257,23                                              | 300                             |
| Petrobaltic_H2        | 432,02                                              | 500                             |

Źródło: opracowanie własne.

## Dyskusja:

Analizując uzyskane wyniki produkcji mocy dla poszczególnych obszarów wytypowanych pod budowę farm wiatrowych, można zauważyć bezpośredni wpływ warunków wietrzności na danym obszarze do uzyskanych mocy godzinowych z poszczególnych farm wiatrowych. Najlepsze wyniki uzyskano dla obszaru W3, ze średnią roczną produkcją mocy 480,02 MW. Następne w kolejności są obszary Bałtyk II oraz 14.E.1., ze średnią roczną produkcją mocy odpowiednio 285,81 MW oraz 269,77 MW. Widać tutaj

wyraźnie przewagę morskich farm wiatrowych nad systemami lądowymi. Morskie farmy wiatrowe charakteryzują się stosunkowo wysokim współczynnikiem efektywności działania w ciągu roku (tzw. *Capacity Factor*), która w polskiej strefie Morza Bałtyckiego oscyluje w granicach 45 – 50 % (Kupecki i in., 2020). Dzięki temu turbiny wiatrowe są bardziej niezawodnym i wydajnym źródłem energii elektrycznej. Morskie turbiny wiatrowe mają lepszą ekspozycję na wiatr, co przyczynia się do mniejszej nieregularności produkcji energii elektrycznej w porównaniu z lądowymi turbinami wiatrowymi, zapewniając dobrą wydajność produkcji energii (Walavalkar, 2021). Pomimo wyższych kosztów budowy morskich farm wiatrowych, szczególnie tych położonych na większych głębokościach (obszar W3), możliwość uzyskania wysokiej generacji mocy na stabilnym poziomie, rekompensuje konieczność poniesienia większych nakładów inwestycyjnych.

W rozprawie doktorskiej przyjęto, że energia generowana przez morskie farmy wiatrowe będzie stanowić źródło energii do produkcji wodoru. W literaturze coraz częściej pojawia się idea bezpośredniej integracji farm wiatrowych z urządzeniami do wytwarzania wodoru. Ze względu na przewidywane wysokie zapotrzebowanie na produkcję wodoru, przedstawione w rozdziale 2.10 oraz dużą nieregularność występowania dni z wyraźnymi nadwyżkami produkcji mocy, zdecydowano się na system dedykowanych farm wiatrowych, gdzie wytworzona moc przeznaczona będzie stricte do produkcji zielonego wodoru. Dedykowane morskie farmy wiatrowe do produkcji wodoru są obiecującą opcją odblokowania pełnego potencjału morskiej energii wiatrowej, osiągnięcia celów w zakresie dekarbonizacji i bezpieczeństwa energetycznego w sektorze energii elektrycznej i innych sektorach oraz radzenia sobie z ograniczeniami związanymi z rozbudową sieci (Dinh i in., 2021).

Zgodnie z założeniami z rozdziału 4.1, moc poszczególnych systemów produkcji wodoru oszacowano na podstawie średniej rocznej mocy przewidzianej na elektrolizę wody w danej lokalizacji. Istotną kwestią związaną z wykorzystaniem systemów turbin wiatrowych i elektrolizerów są wahania prędkości wiatru, które skutkują wahaniami mocy wyjściowej. Może to prowadzić do pogorszenia stanu elektrolizera i zmniejszenia jego wydajności (Mosca, 2023). Aby złagodzić te problemy, zaproponowano stosowanie mniejszych systemów elektrolizy, które działają przy pełnym obciążeniu, aby produkować więcej wodoru. Ponadto system oparty o średnią roczną moc przewidzianą na produkcję wodoru umożliwia minimalizowanie przestojów elektrolizerów podczas dni bezwietrznych lub dni ze słabymi prędkościami wiatru.

Podczas wymiarowania instalacji produkcji wodoru oraz przewidzianej do tego celu mocy należy wziąć pod uwagę fakt, że farma wiatrowa nie będzie produkowała energii przez długie okresy czasu przy swojej mocy nominalnej. Dlatego też moc nominalna platformy produkcyjnej nie musi być taka sama jak moc nominalna farmy wiatrowej, mocniejszego elektrolizera. Dodatkowo, energia zużywana do sprężania wodoru, uzdatniania wody oraz straty w przesyle i konwersji energii elektrycznej obniżą rzeczywistą dostępną moc dla instalacji elektrolizera (Alvestad, 2022). Uzyskana średnia miesięczna moc na poszczególnych obszarach jest wprost proporcjonalna do warunków wietrzności w danym okresie roku. Na podstawie dostępnej mocy przyjęto również moc poszczególnych platform produkcyjnych, a wyniki zamieszczono w tabeli 5.1.

### 5.1.3. Wymiarowanie morskich wodorowych platform produkcyjnych

Po oszacowaniu mocy produkcyjnej morskich platform wodorowych określono ich wymiary oraz powierzchnię wymaganą przez poszczególne systemy. Korzystając z danych zawartych w (Sæbø i in., 2021) i (North Sea Wind Power Hub, 2022) dla projektów wodorowych platform morskich o mocy 200 MW, 400 MW i 500 MW, wykorzystując metodę aproksymacji liniowej dokonano oszacowania wartości wymiarów dla poszczególnych systemów platform produkcyjnych. W przypadku platform o mocy produkcyjnej 300 MW przyjęto takie same wartości dla poszczególnych systemów. Uzyskane wyniki zebrano w poniższych tabelach:

- platforma 300 MW Kołobrzeg\_H2:

Tabela 5.2. Wymiarowanie platformy wodorowej Kołobrzeg\_H2

| <b>Sektor platformy Kołobrzeg_H2</b>         | <b>Wartość</b>        |
|----------------------------------------------|-----------------------|
| Maksymalne wymiary (LxWxH)                   | 75 x 45 x 30 m        |
| Maksymalna powierzchnia całkowita            | 10 125 m <sup>2</sup> |
| System odsalania i elektrolizy wody          | 13 770 m <sup>2</sup> |
| System magazynowania wody                    | 140 m <sup>2</sup>    |
| Transformatory i prostowniki                 | 291 m <sup>2</sup>    |
| Pomieszczenia aparatury kontrolno-pomiarowej | 292 m <sup>2</sup>    |
| Wyznaczone obszary bezpieczeństwa            | 300 m <sup>2</sup>    |
| Maksymalna sucha masa urządzeń               | 11 800 t              |
| Maksymalny ciężar operacyjny                 | 25 450 t              |

Źródło: opracowanie własne.

- platforma 300 MW Łeba\_H2:

Tabela 5.3. Wymiarowanie platformy wodorowej Łeba\_H2

| <b>Sektor platformy Łeba_H2</b>              | <b>Wartość</b>        |
|----------------------------------------------|-----------------------|
| Maksymalne wymiary (LxWxH)                   | 75 x 45 x 30 m        |
| Maksymalna powierzchnia całkowita            | 10 125 m <sup>2</sup> |
| System odsalania i elektrolizy wody          | 13 770 m <sup>2</sup> |
| System magazynowania wody                    | 140 m <sup>2</sup>    |
| Transformatory i prostowniki                 | 291 m <sup>2</sup>    |
| Pomieszczenia aparatury kontrolno-pomiarowej | 292 m <sup>2</sup>    |
| Wyznaczone obszary bezpieczeństwa            | 300 m <sup>2</sup>    |
| Maksymalna sucha masa urządzeń               | 11 800 t              |
| Maksymalny ciężar operacyjny                 | 25 450 t              |

Źródło: opracowanie własne.

- platforma 500 MW Petrobaltic\_H2:

Tabela 5.4. Wymiarowanie platformy wodorowej Petrobaltic\_H2

| <b>Sektor platformy Petrobaltic_H2</b>       | <b>Wartość</b>          |
|----------------------------------------------|-------------------------|
| Maksymalne wymiary (LxWxH)                   | 115 x 70 x 45 m         |
| Maksymalna powierzchnia całkowita            | 24 150 m <sup>2</sup>   |
| System odsalania i elektrolizy wody          | 21 468,3 m <sup>2</sup> |
| System magazynowania wody                    | 234 m <sup>2</sup>      |
| Transformatory i prostowniki                 | 485,2 m <sup>2</sup>    |
| Pomieszczenia aparatury kontrolno-pomiarowej | 488 m <sup>2</sup>      |
| Wyznaczone obszary bezpieczeństwa            | 300 m <sup>2</sup>      |
| Maksymalna sucha masa urządzeń               | 19 500 t                |
| Maksymalny ciężar operacyjny                 | 38 000 t                |

Źródło: opracowanie własne.

## Dyskusja:

Poszczególne morskie platformy produkcyjne oraz rozmiary niezbędnych systemów zostały zaprojektowane na podstawie przyjętej mocy platformy oraz wspomnianych danych literaturowych. W celu uproszczenia modelowania platformy produkcyjnej pominięto wymiarowanie podmorskiego systemu chłodzenia. Wybrany model produkcji wodoru na morskich platformach produkcyjnych połączonych z dedykowanymi farmami wiatrowymi

został zaproponowany z kilku powodów. Po pierwsze różne technologie przesyłu energii mają różne straty, przy czym systemy przesyłowe wysokiego napięcia prądu przemiennego (HVAC) powodują straty w zakresie od 1 % do 5 % dla farm wiatrowych o mocy od 500 do 1000 MW, a systemy wysokiego napięcia prądu stałego (HVDC) od 2 % do 4 % strat w zależności od mocy nominalnej i odległości (Mosca, 2023). Jednak transport wodoru rurociągiem ma znacznie niższe straty (poniżej 0,1 %), co sprawia, że zwłaszcza przy większych odległościach produkcja wodoru na morzu pozwala na wydajniejsze magazynowanie energii wiatru, przy minimalizacji strat przesyłu. Drugą kwestią są koszty budowy kabli podmorskich, gdzie zwłaszcza w przypadku połączenia HVDC koszty te znacznie przewyższają koszt budowy rurociągu przesyłowego. Kolejnym czynnikiem jest pozyskanie terenów pod budowę instalacji elektrolizy. W przypadku lokalizacji morskich nie tylko dysponuje się większą powierzchnią terenu dostępną pod zabudowę, ale także instalacje morskie spotykają się z większą akceptacją społeczną niż instalacje lądowe, wymagające dużych powierzchni. Ważną kwestią jest także dostęp do zasobów wody – w przypadku morskich platform produkcyjnych wykorzystuje się do celów elektrolizy odsolona i uzdatnioną wodę morską. Dla instalacji lądowych optymalne byłoby wykorzystanie wody wodociągowej, ze względu na koszty przesyłu wody morskiej na ląd, a następnie ponownego przesyłu solanki do morza. Innym czynnikiem przemawiającym za umieszczeniem systemów produkcji wodoru w lokalizacjach morskich może być możliwość wykorzystania w przyszłości platform wydobywczych, w momencie wyłączenia ich z eksploatacji złóż węglowodorów. W przypadku obszaru W3 taką szansą może być wykorzystanie platformy produkcyjnej Petrobaltic Beta, z uwzględnieniem koniecznych modyfikacji. Głównymi wadami scentralizowanego systemu wodorowego na platformach morskich są wyższe koszty dodatkowego połączenia HVAC, przesyłającego niewykorzystaną energię do sieci lądowej oraz stanowiący awaryjne połączenie platformy z lądowym systemem elektroenergetycznym. Jednak porównując scentralizowany system z systemem rozproszonym (w turbinie) produkcji wodoru, w którym należy wziąć pod uwagę koszt zakupu i utrzymania sprzętu dla każdej turbiny wiatrowej oraz budowy sieci rurociągów doprowadzających wodór do platformy zbiorczej, scentralizowany system wydaje się znacznie bardziej opłacalny. Kolejną kwestią, którą należy wziąć pod uwagę, jest koncentracja wytwarzania energii elektrycznej w północnej Polsce. Istnieje duże ryzyko przeciążenia linii wysokiego napięcia podczas przesyłania energii do systemu elektroenergetycznego z dużych skupisk farm morskich i lądowych, dlatego rozwiązaniem w tej sytuacji może być magazynowanie energii w formie wodoru. Istnieje również wiele problemów związanych z podłączeniem farm wiatrowych do

sieci energetycznej. W niektórych przypadkach łączność jest całkowicie zablokowana z powodu braku wystarczającej infrastruktury energetycznej. W takim przypadku rozwiązaniem może być przekształcenie energii elektrycznej w wodór i następnie przesłanie go na ląd za pomocą rurociągów.

#### 5.1.4. Produkcja wodoru

W oparciu o szacowaną moc platform produkcyjnych dobrano maksymalną liczbę modułów systemu elektrolizy, które zostaną zainstalowane na każdej platformie. Wyniki zebrano w poniższej tabeli:

Tabela 5.5. Liczba modułów systemu elektrolizy na poszczególnych platformach wodorowych

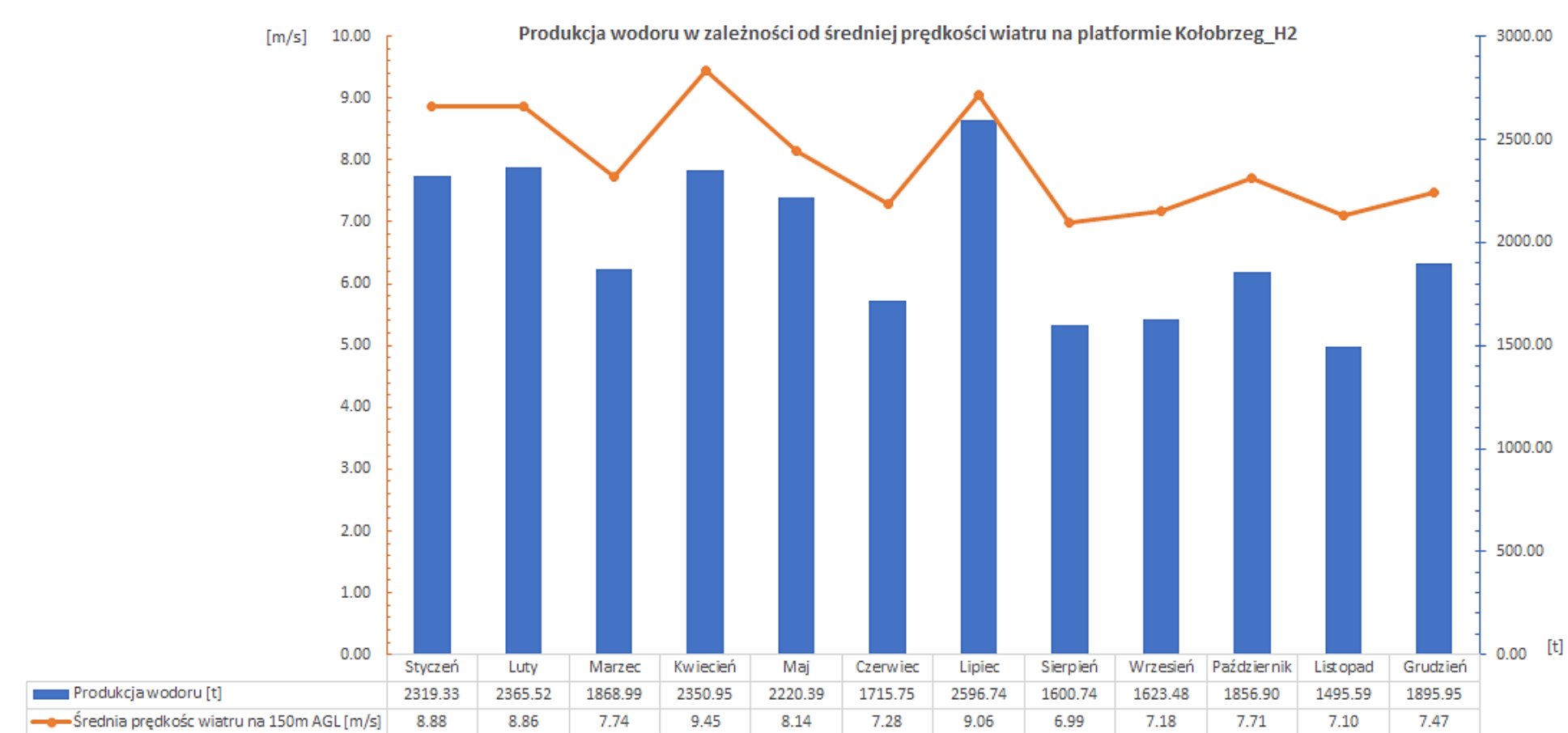
| <b>Platforma produkcyjna</b>        | <b>Kołobrzeg_H2</b> | <b>Łeba_H2</b> | <b>Petrobaltic_H2</b> |
|-------------------------------------|---------------------|----------------|-----------------------|
| <b>Liczba modułów elektrolizera</b> | 120                 | 120            | 200                   |

Źródło: opracowanie własne.

Na podstawie obliczonej godzinowej mocy przeznaczonej na produkcję wodoru i w oparciu o dane systemu elektrolizerów, przedstawione w rozdziale 4.1.6, obliczono godzinową produkcję wodoru na każdej platformie na podstawie wzoru (4.4). Skumulowaną roczną produkcję wodoru na poszczególnych platformach przedstawiono na poniższych wykresach:

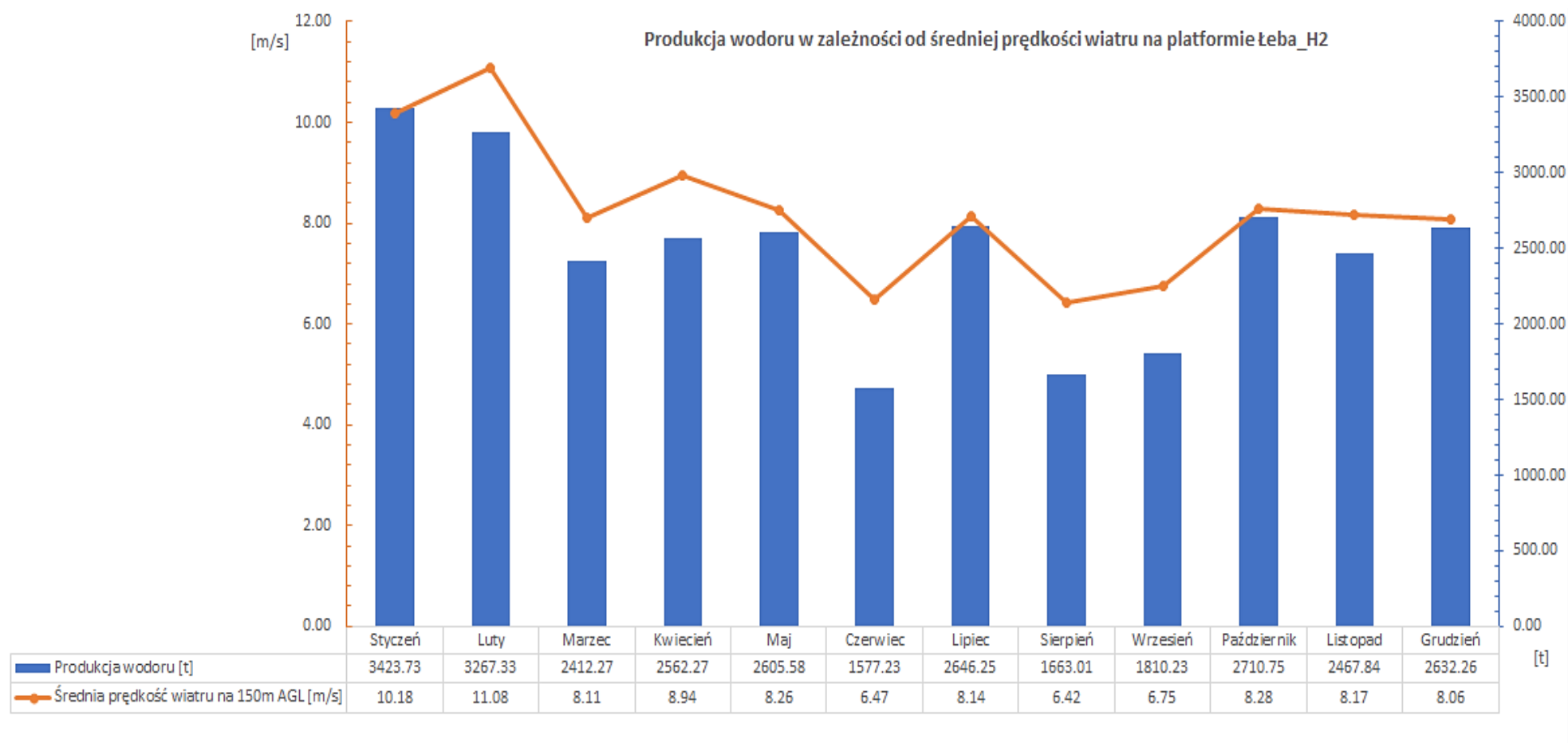
- produkcja na platformie Kołobrzeg\_H2:





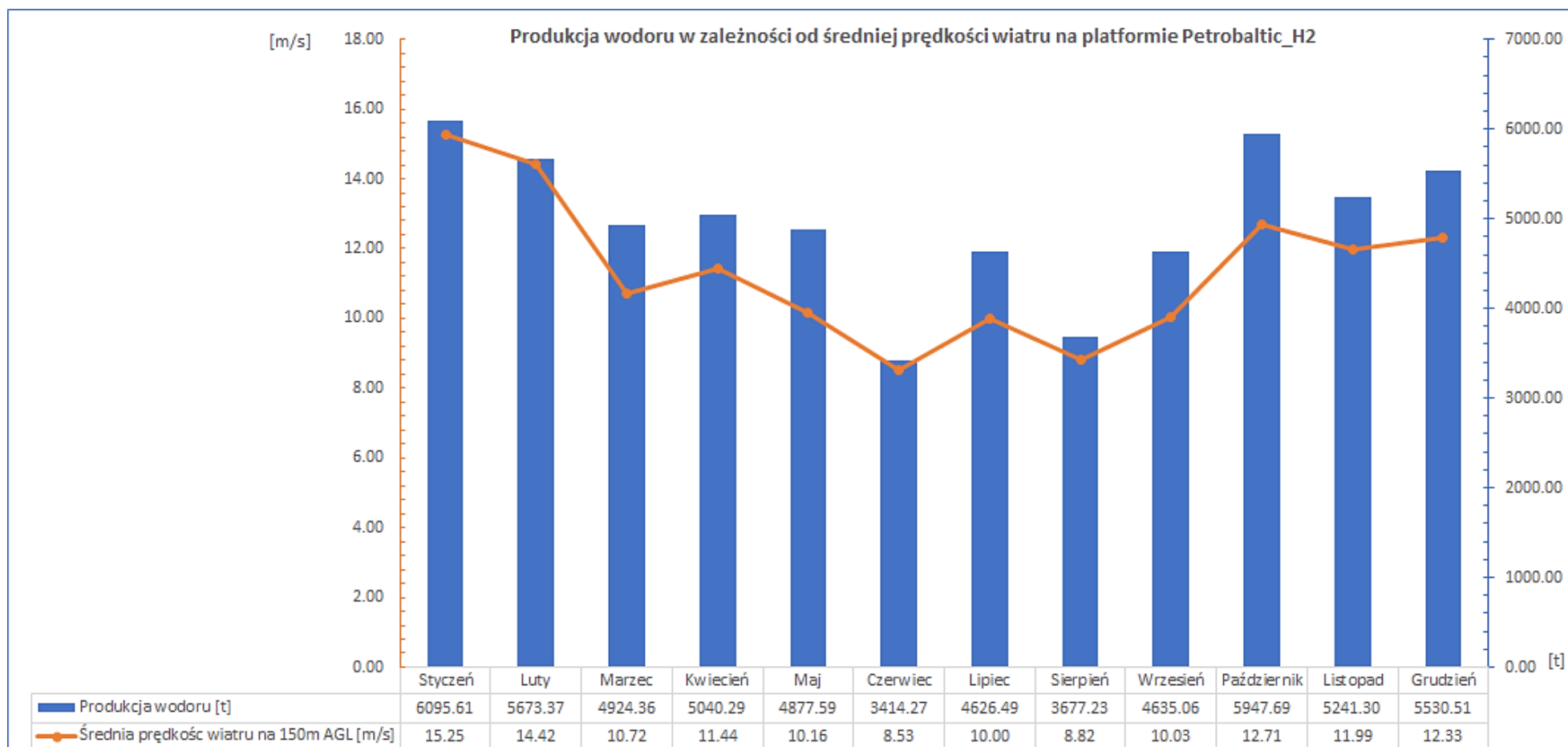
Rysunek 5.10. Produkcja wodoru w poszczególnych miesiącach – platforma Kołobrzeg\_H2.

- produkcja na platformie Łeba\_H2:



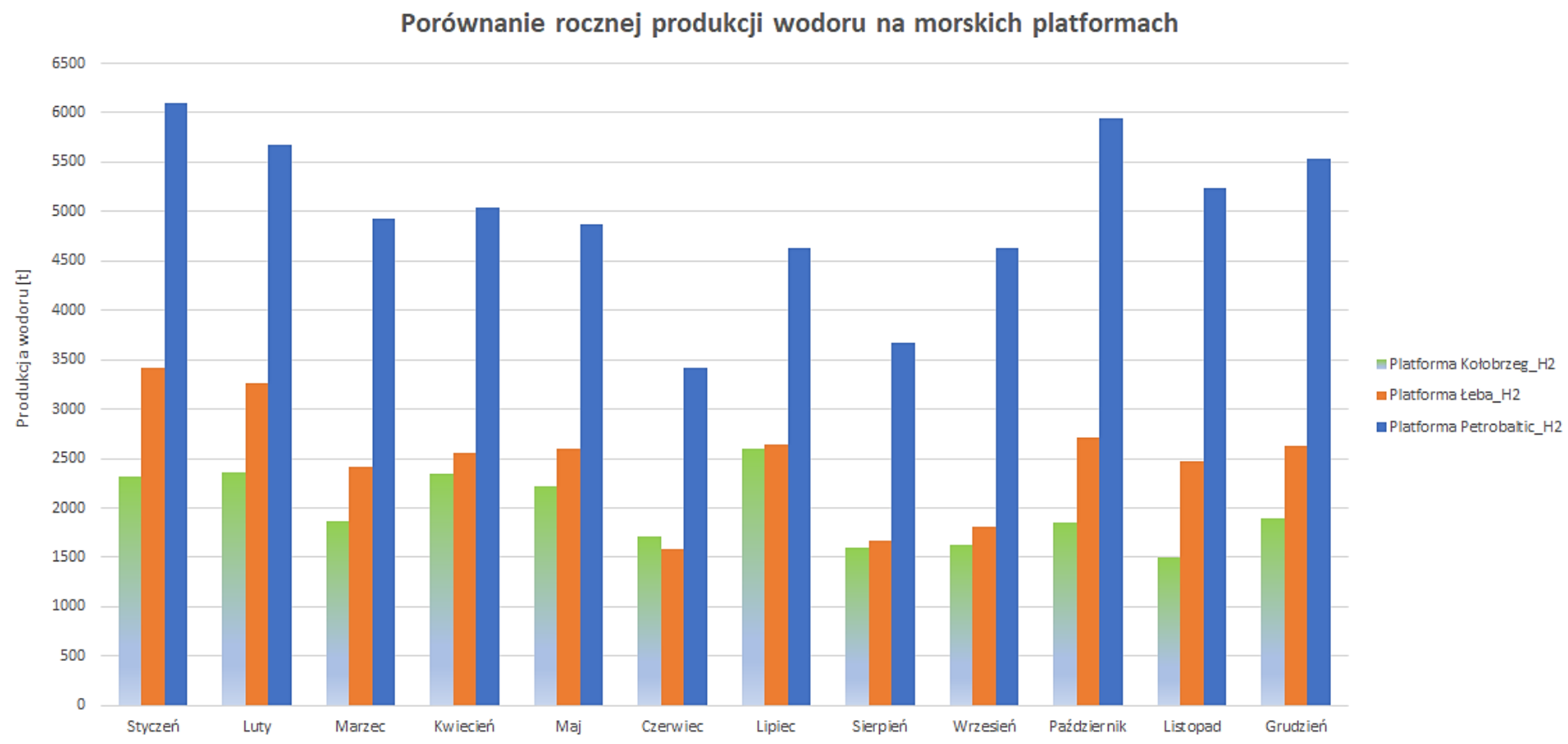
Rysunek 5.11. Produkcja wodoru w poszczególnych miesiącach – platforma Łeba\_H2.

- produkcja na platformie Petrobaltic\_H2:



Rysunek 5.12. Produkcja wodoru w poszczególnych miesiącach – platforma Petrobaltic\_H2.

- wykres porównawczy skumulowanej produkcji wodoru na 3 platformach produkcyjnych:



Rysunek 5.13. Wykres porównawczy skumulowanej produkcji wodoru na Morzu Bałtyckim.

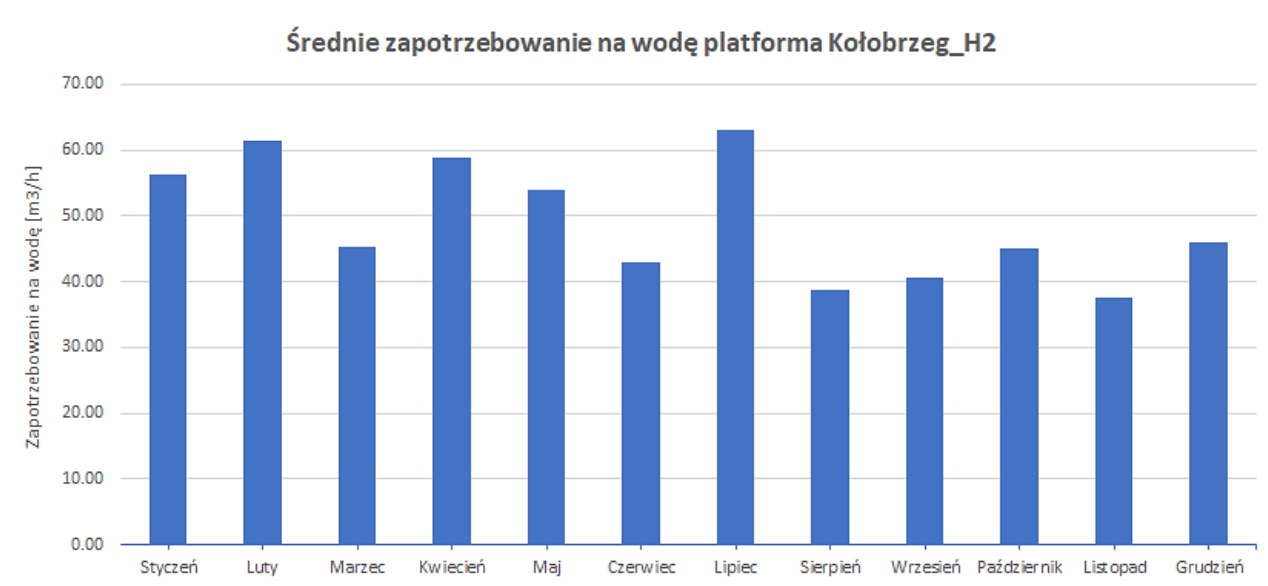
## Dyskusja:

Uwzględniając założenia procesu produkcji wodoru, zawarte w rozdziale 4.1, uzyskano wyniki dla poszczególnych platform produkcyjnych. Najwyższą produkcję wodoru uzyskano w miesiącach jesienno – zimowych na wszystkich trzech platformach produkcyjnych. Pod względem wydajności produkcji zdecydowanie wyróżnia się platforma Petrobaltic\_H2 ze skumulowaną roczną produkcją na poziomie 59683,78 ton wodoru. Następna pod względem wielkości produkcji jest platforma Łeba\_H2, ze skumulowaną roczną produkcją wodoru wynoszącą 29778,76 ton. Platforma Kołobrzeg\_H2 uzyskała najmniejszy wskaźnik produkcji wodoru, wynoszący 23910,33 ton wodoru. Łącznie ze wszystkich trzech platform produkcyjnych, po uwzględnieniu przewidzianych strat, uzyskano 113372,88 ton zielonego wodoru. Należy jednak mieć na uwadze, że wyniki dla platform Łeba\_H2 oraz Kołobrzeg\_H2 są zaniżone, ze względu na pozyskane dane wietrzności ze stacji lądowych, co miało bezpośredni wpływ na niższe wskaźniki produkcji wodoru w tych lokalizacjach.

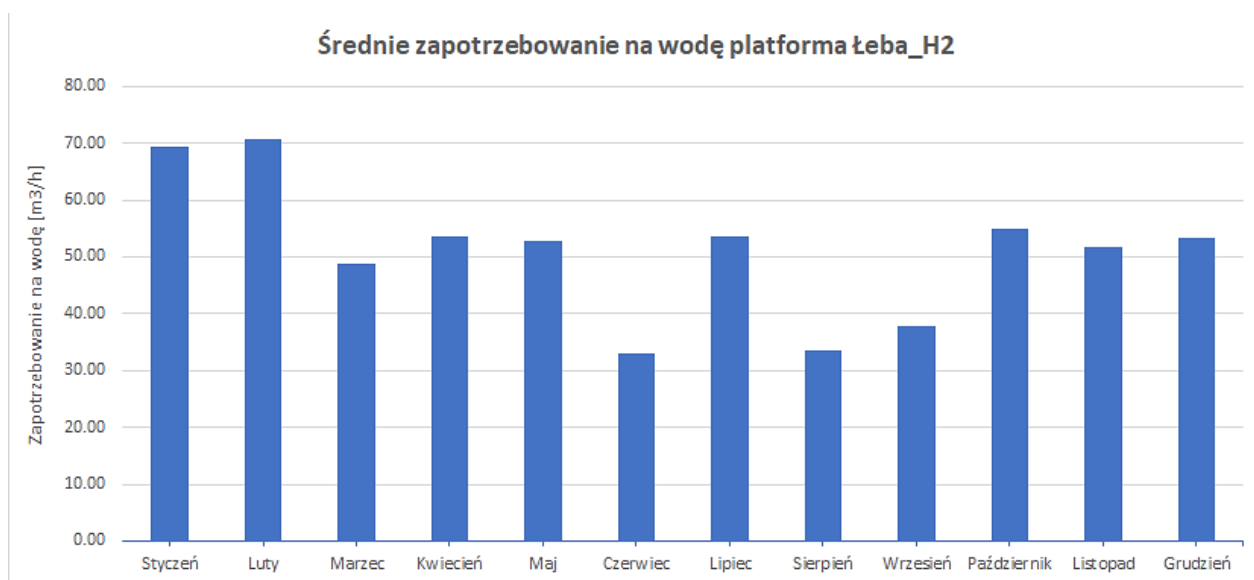
Na wszystkich trzech platformach wybraną metodą elektrolizy była elektroliza PEM. Wyboru tego dokonano z kilku powodów. Po pierwsze elektrolizery PEM, choć droższe niż elektrolizery alkaliczne, zapewniają lepszą adaptację do zmiennych prędkości wiatru na morzu, krótszy czas rozruchu, szybsze reakcje i lepszą wydajność przy częściowym obciążeniu. Co więcej, wodór jest produkowany z wyższym stopniem czystości (bez dodatkowego sprzętu do oczyszczania). Elektrolizery PEM charakteryzują się również kompaktową konstrukcją (zazwyczaj jedna trzecia objętości w porównaniu do ogniw alkalicznych), mniejszą zajmowaną powierzchnią oraz brakiem ciekłego elektrolitu, co znacznie zmniejsza ich ciężar. Jest to szczególnie istotne w przypadku instalacji systemu elektrolizy na platformie morskiej, gdzie istnieją ograniczenia zarówno pod względem dopuszczalnej wagi urządzeń, jak i dostępnej powierzchni. Ponadto zabudowa kontenerowa wybranego modelu elektrolizera oraz możliwość skalowania systemu pod wymagania platformy produkcyjnej, są dodatkowymi atutami w przypadku lokalizacji instalacji na platformie morskiej. Ponadto, w porównaniu do AEL, elektrolizer PEM jest prostszy w produkcji i obsłudze oraz ma mniejsze problemy z korozją, co jest szczególnie istotne w warunkach morskich. W okresach wyłączenia produkcji należy zapewnić zapasowe źródło zasilania, aby zapewnić ilość energii wymaganą do utrzymania systemu elektrolizy w stanie gotowości. Zasilanie awaryjne jest realizowane za pomocą połączenia z lądową siecią energetyczną.

### 5.1.5. System odsalania, uzdatniania i magazynowania wody

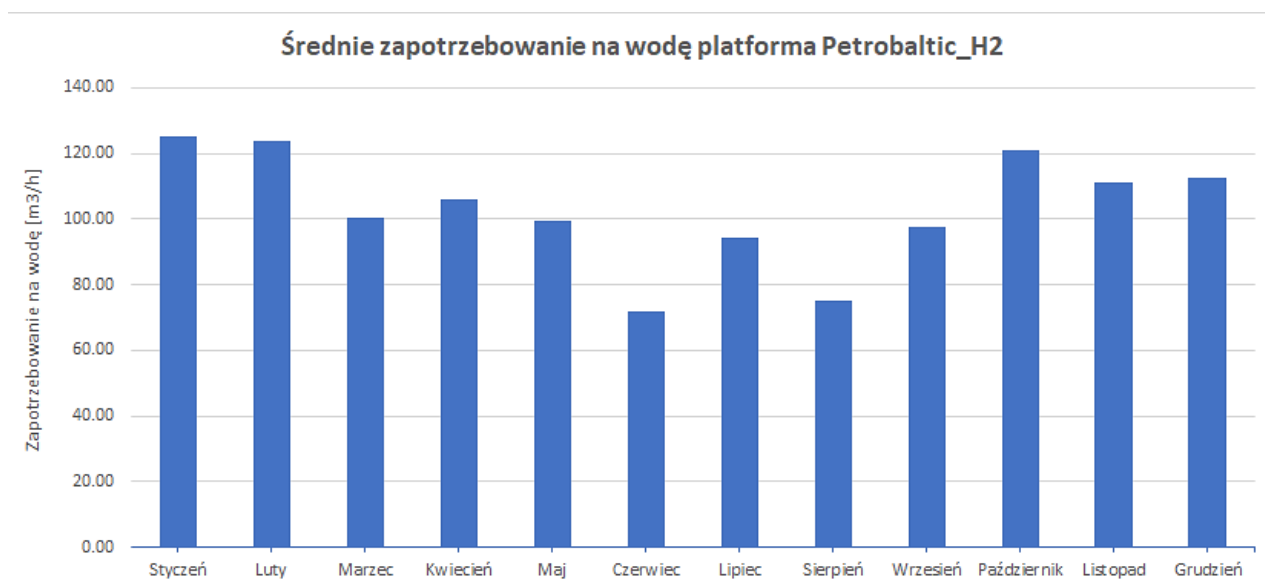
Po uzyskaniu godzinowej produkcji wodoru obliczono zapotrzebowanie na wodę niezbędną do przeprowadzenia procesu elektrolizy. Uzyskane wyniki średniego zapotrzebowania na wodę, w zależności od produkcji wodoru w danym miesiącu przedstawiono na wykresach, kolejno dla platformy Kołobrzeg\_H2, Łeba\_H2 oraz Petrobaltic\_H2:



Rysunek 5.14. Średnie zapotrzebowanie na wodę do procesu elektrolizy – platforma Kołobrzeg\_H2.



Rysunek 5.15. Średnie zapotrzebowanie na wodę do procesu elektrolizy – platforma Łeba\_H2.



Rysunek 5.16. Średnie zapotrzebowanie na wodę do procesu elektrolizy – platforma Petrobaltic\_H2.

W celu oszacowania rozmiarów zbiorników magazynowych, wykorzystano wartości maksymalnego zapotrzebowania godzinowego dla każdej z platform. Wyniki zebrano w poniższej tabeli:

Tabela 5.6. Maksymalne godzinowe zapotrzebowanie na wodę do procesu elektrolizy

| Platforma produkcyjna             | Kołobrzeg_H2 | Łeba_H2 | Petrobaltic_H2 |
|-----------------------------------|--------------|---------|----------------|
| <b>Max zapotrzebowanie [m³/h]</b> | 79,89        | 79,89   | 133,15         |

Źródło: opracowanie własne.

## Dyskusja:

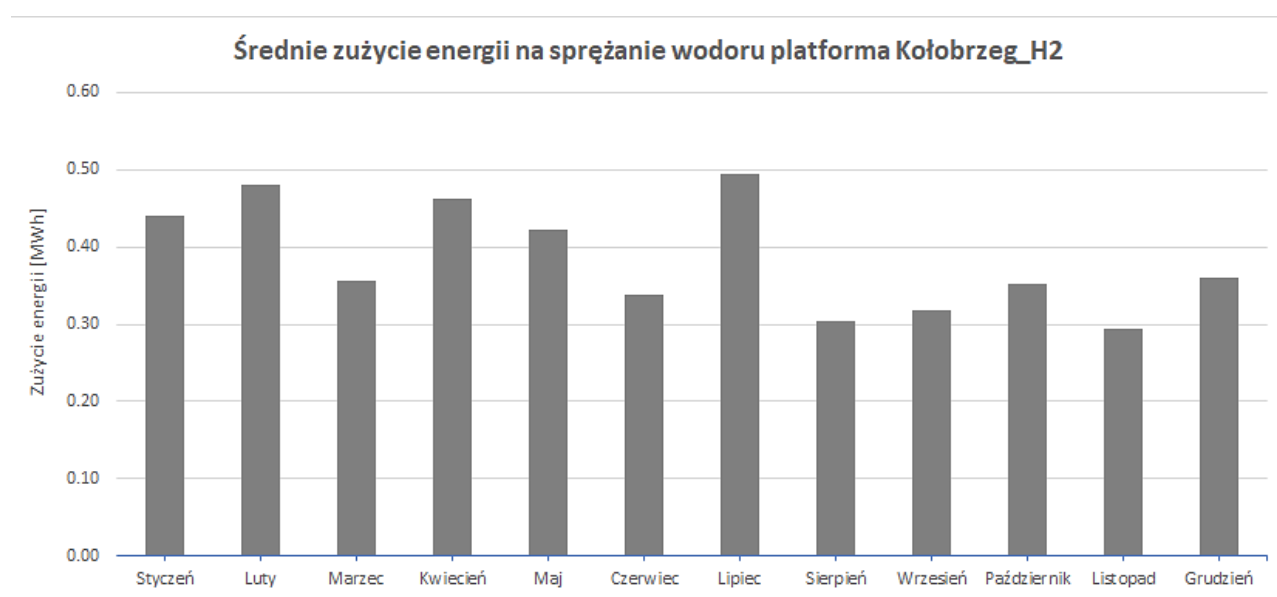
System dostarczania i uzdatniania wody morskiej został zwymiarowany w oparciu o maksymalną godziną produkcję wodoru. Ze względu na uproszczenia modelu produkcji wodoru, nie uwzględniono w systemie pomp wody morskiej oraz ich zapotrzebowania na moc. W zaproponowanym systemie produkcji wodoru istnieje możliwość integracji systemu uzdatniania wody z systemem elektrolizera, w celu zminimalizowania wymaganej powierzchni zabudowy. W celu zapewnienia niezbędnej ilości wody do produkcji wodoru konieczne jest zainstalowanie zbiorników uzdatnionej wody morskiej, których pojemność

zapewnia pokrycie zapotrzebowania na wodę dla maksymalnej godzinowej produkcji wodoru przez elektrolizery. Maksymalne godzinowe zapotrzebowanie na wodę przedstawiono w tabeli 5.6, dla każdej z trzech platform produkcyjnych. W oparciu o uzyskane wartości, minimalna pojemność zbiorników wynosić będzie odpowiednio dla platformy Kołobrzeg\_H2 i Łeba\_H2 – 80 m<sup>3</sup>, natomiast dla platformy Petrobaltic\_H2 będzie wynosić 134 m<sup>3</sup>.

#### 5.1.6. System sprężania wodoru przed transportem do magazynów

Dla każdej z platform produkcyjnych obliczono godzinowe zapotrzebowania na moc oraz zużycie energii dla systemu sprężania wodoru, celem jego późniejszego transportu do systemów magazynowych. Średnie zużycie energii przez system sprężania w poszczególnych miesiącach, przedstawiono na poniższych wykresach:

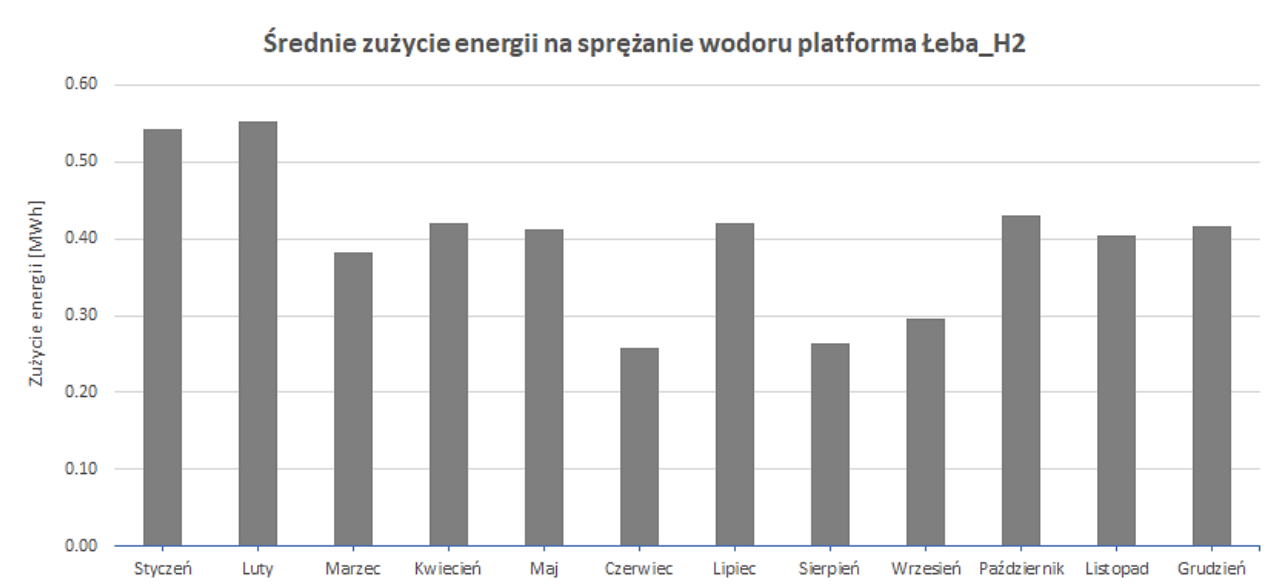
- platforma Kołobrzeg\_H2:



Rysunek 5.17. Średnie zużycie energii przez system sprężania wodoru na platformie Kołobrzeg\_H2.

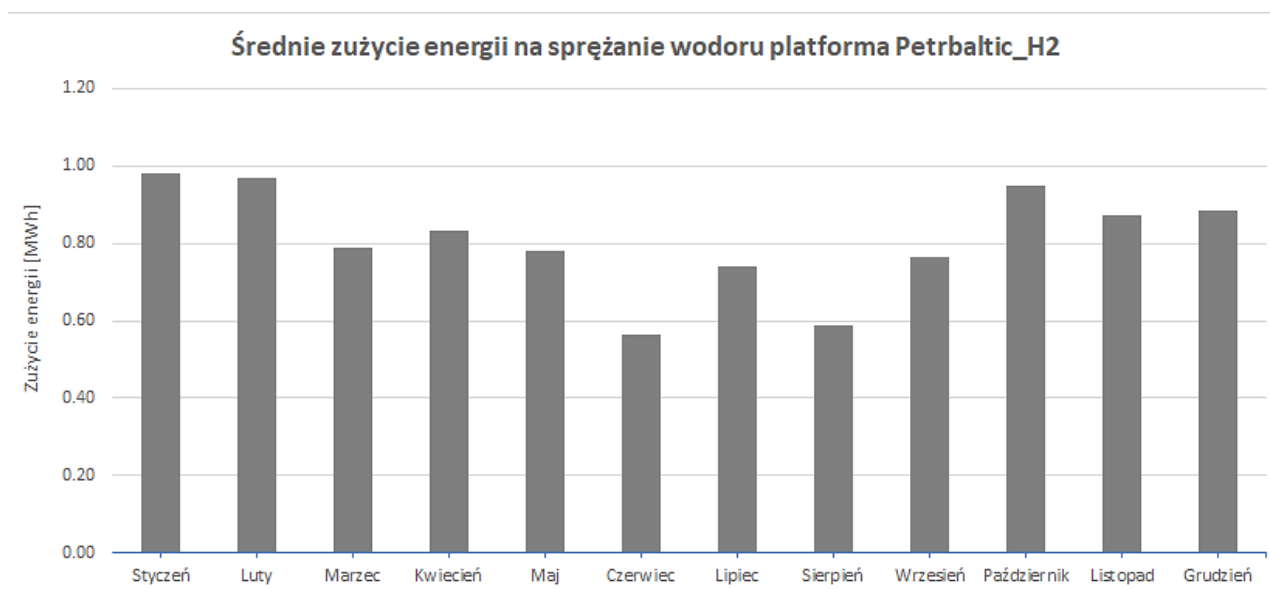
- platforma Łeba\_H2:





Rysunek 5.18. Średnie zużycie energii przez system sprężania wodoru na platformie Łeba\_H2.

- platforma Petrobaltic\_H2:



Rysunek 5.19. Średnie zużycie energii przez system sprężania wodoru na platformie Petrobaltic\_H2.

### Dyskusja:

System sprężania wodoru został zainstalowany na każdej z trzech platform produkcyjnych w celu podniesienie ciśnienia przepływu wodoru po wyjściu z instalacji

elektrolizy, do ciśnienia wymaganego do jego przesyłu na ląd, do instalacji magazynowych. Energia niezbędna do sprężania wodoru zmienia się proporcjonalnie, w zależności od wolumenu produkcji wodoru w danym przedziale czasowym, a co za tym idzie natężeniem przepływu wodoru. Jak można zauważyć na zaprezentowanych wykresach, największe skumulowane zużycie energii występuje w miesiącach największej produkcji wodoru, czyli w okresie jesienno – zimowym.

#### 5.1.7. Rurociągi transportowe wodoru

Uwzględniając maksymalne godzinowe natężenie przepływu wodoru, obliczono średnicę rurociągu transportowego dla każdej z platform produkcyjnych. Wyniki zebrano w poniższej tabeli:

Tabela 5.7. Średnice rurociągów przesyłowych wodoru dla poszczególnych platform produkcyjnych

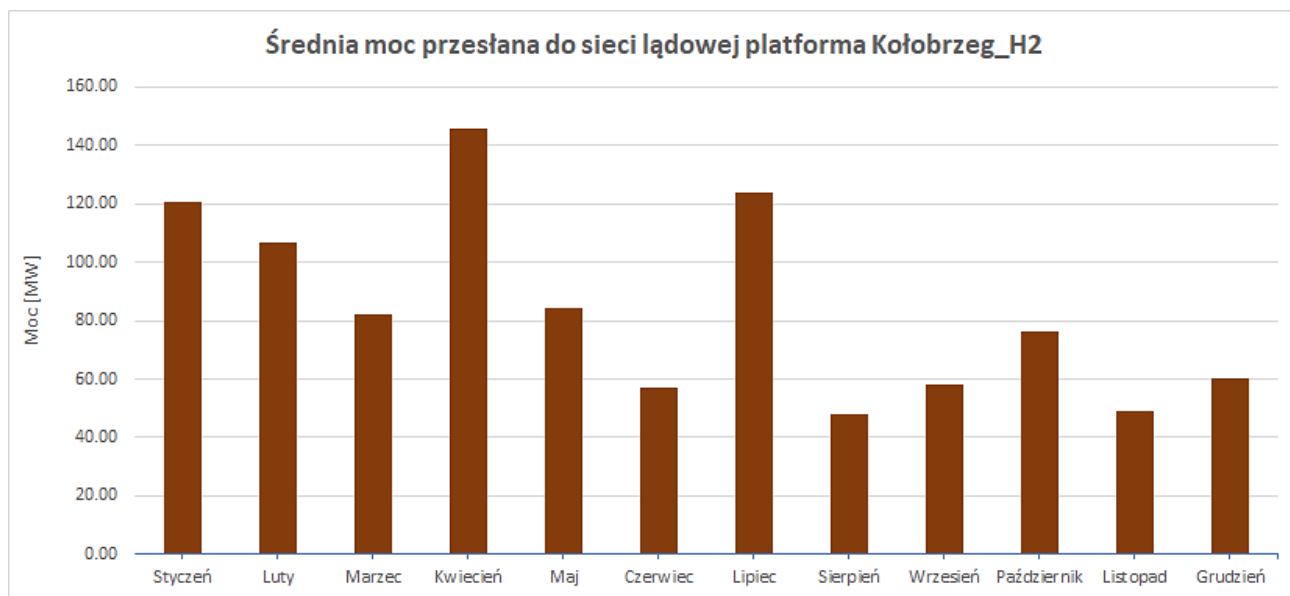
| <b>Platforma produkcyjna</b>   | <b>Kołobrzeg_H2</b> | <b>Łeba_H2</b> | <b>Petrobaltic_H2</b> |
|--------------------------------|---------------------|----------------|-----------------------|
| <b>Średnica rurociągu [mm]</b> | DN 300              | DN 300         | DN 350                |

Źródło: opracowanie własne na podstawie (Seamless Steel Pipe Sizes, b.d.).

#### 5.1.8. Moc przesłana do sieci lądowej

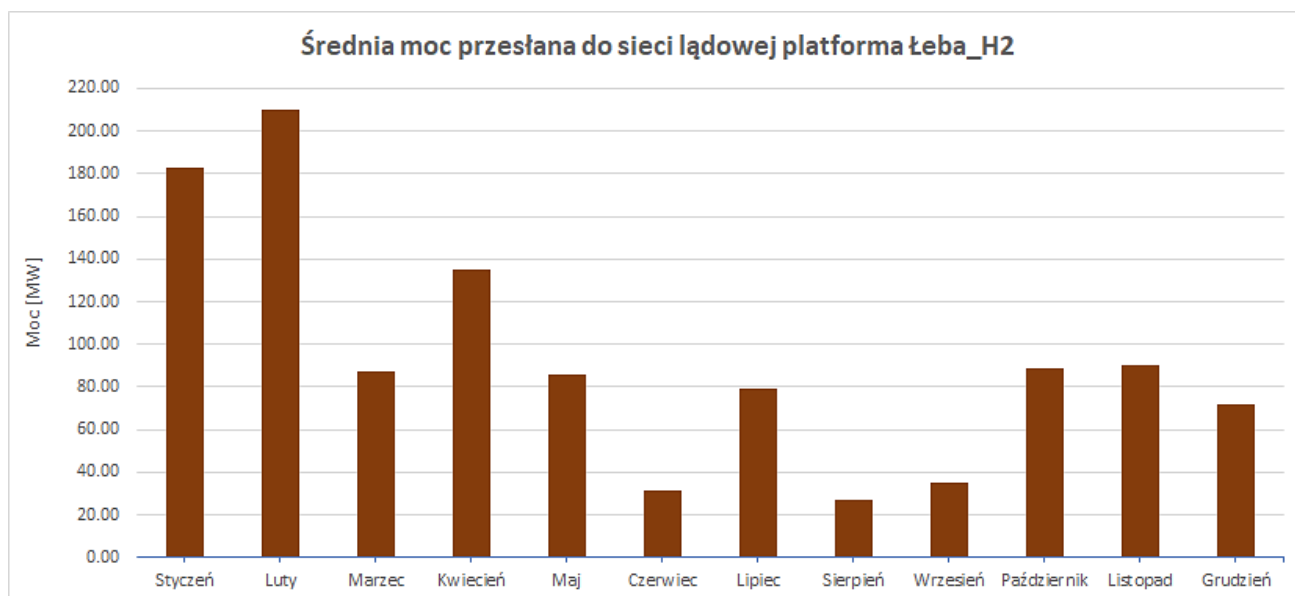
Przyjmując moc platform produkcyjnych na podstawie średniej rocznej mocy przeznaczonej na proces elektrolizy wody, oraz uwzględniając straty energii, energię przeznaczoną na system uzdatniania wody i sprężania wodoru, obliczono pozostałą moc produkowaną przez farmy wiatrowe, którą przesłano do lądowej sieci elektroenergetycznej. Uzyskane wyniki średniej mocy przesłanej do sieci lądowej zaprezentowano na poniższych wykresach:

- farma wiatrowa 14.E.1.:



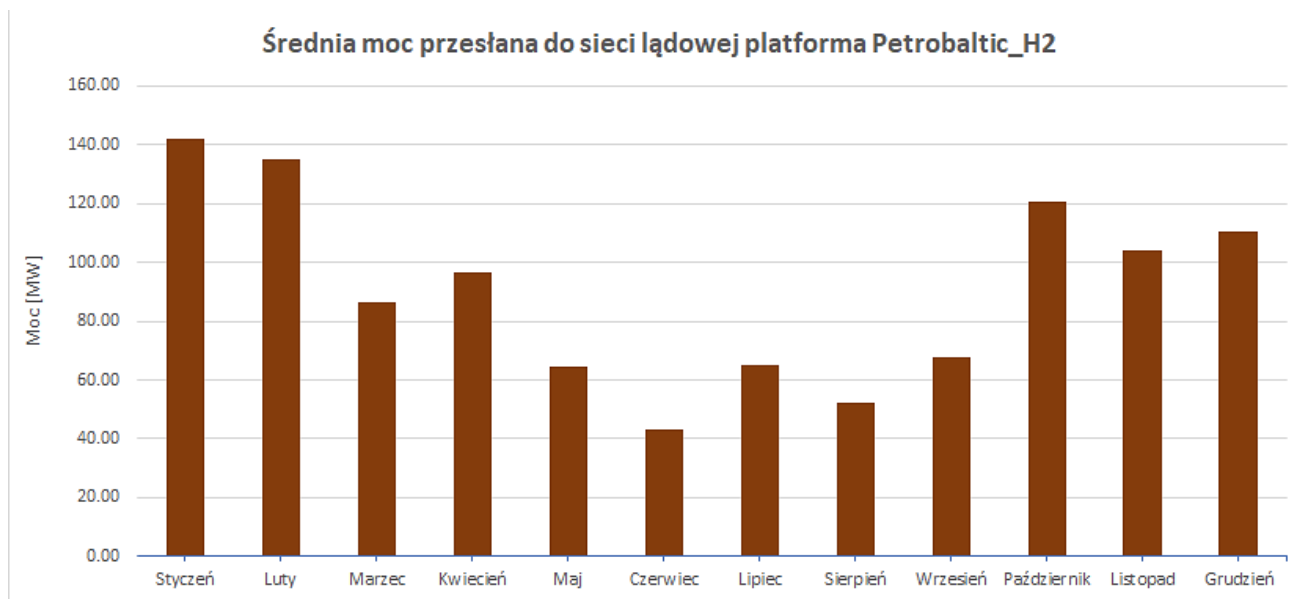
Rysunek 5.20. Moc przesłane do lądowej sieci elektroenergetycznej z farmy wiatrowej 14.E.1.

- farma wiatrowa Bałtyk II:



Rysunek 5.21. Moc przesłane do lądowej sieci elektroenergetycznej z farmy wiatrowej Bałtyk II.

- farma wiatrowa W3:



Rysunek 5.22. Moc przesłane do lądowej sieci elektroenergetycznej z farmy wiatrowej W3.

### Dyskusja:

Obliczona moc produkowana przez poszczególne farmy wiatrowe, która nie została wykorzystana przez system elektrolizerów, jest uzależniona od stopnia zużycia energii przez system elektrolizy oraz systemy wspomagające, takiej jak odsalanie wody, sprężanie, itp. Obliczone wartości dla poszczególnych miesięcy mogą być zawyżone ze względu na zastosowane wcześniej uproszczenia budowy systemu produkcji wodoru. Przede wszystkim należy mieć na uwadze brak uwzględnienia energii wymaganej przez system pomp wody morskiej oraz system chłodzenia platformy. Po uwzględnieniu zapotrzebowania na moc dla tych systemów, moc przeznaczona do sieci lądowej byłaby znacznie niższa. Nie uwzględniono również energii pobieranej przez urządzenia w trybie czuwania, w okresach o mniejszych prędkościach wiatru. Uwzględnienie wielkości pobranej energii również przyczyniłoby się do zmniejszenia wielkości mocy przeznaczonej do sieci lądowej. Dla uproszczenia pominięto także straty przesyłu od farm wiatrowych do stacji lądowych.

## 5.2. Magazynowanie wodoru

Wykorzystując otrzymane dane dotyczące przewidywanej godzinowej produkcji zielonego wodoru z morskich platform produkcyjnych oraz po uwzględnieniu

przedstawionych wcześniej założeń procesów magazynowania wodoru, przeprowadzono obliczenia oraz uzyskano wyniki dla obu rozpatrywanych metod wielkoskalowego magazynowania zielonego wodoru, które przedstawiono w poniższych podrozdziałach.

### 5.2.1. Kawernowy magazyn wodoru

W oparciu o zaproponowaną metodologię badawczą oraz uwzględniając dane geologiczne i złożowe, obliczono pojemność roboczą dla wodoru w zaprojektowanej, indywidualnej kawernie solnej. Zgodnie z założeniami przedstawionymi w rozdziale 4.2.1.3, magazyn wodoru w wysadzie solnym Damasławek będzie składał się z 36 kawern solnych o łącznej pojemności nie mniejszej niż 1440 mln m<sup>3</sup>. Obliczone parametry dla indywidualnej kawerny solnej zebrano w poniższej tabeli:

Tabela 5.8. Najważniejsze parametry indywidualnej kawerny solnej

| Parametr                                         | Symbol            | Wartość     | Jednostka         |
|--------------------------------------------------|-------------------|-------------|-------------------|
| Suma długości obszarów ochronnych i szyi kawerny | $\Delta h_{suma}$ | 65          | [m]               |
| Miąższość                                        |                   | 320         | [m]               |
| Wysokość efektywna kawerny                       | H                 | 255         | [m]               |
| Głębokość zalegania środka kawerny               | $h_{sr}$          | 662,5       | [m p.p.t.]        |
| Głębokość cementacji                             | $h_{cem}$         | 520         | [m p.p.t.]        |
| Efektywna objętość komory magazynowej            | $V_e$             | 619417,35   | [m <sup>3</sup> ] |
| Temperatura pierwotna górotworu                  | T                 | 305         | [K]               |
| Ciśnienie maksymalne w kawernie                  | $p_{max}$         | 9,36        | [MPa]             |
| Ciśnienie minimalne w kawernie                   | $p_{min}$         | 1,7         | [MPa]             |
| Ilość wodoru zmagazynowanego w kawernie          | m                 | 351426,02   | [kg]              |
| Pojemność robocza dla zmagazynowanego wodoru     | C <sub>w</sub>    | 30286715,76 | [m <sup>3</sup> ] |
| Rozstaw kawern magazynowych                      | L                 | 250         | [m]               |

Źródło: opracowanie własne.

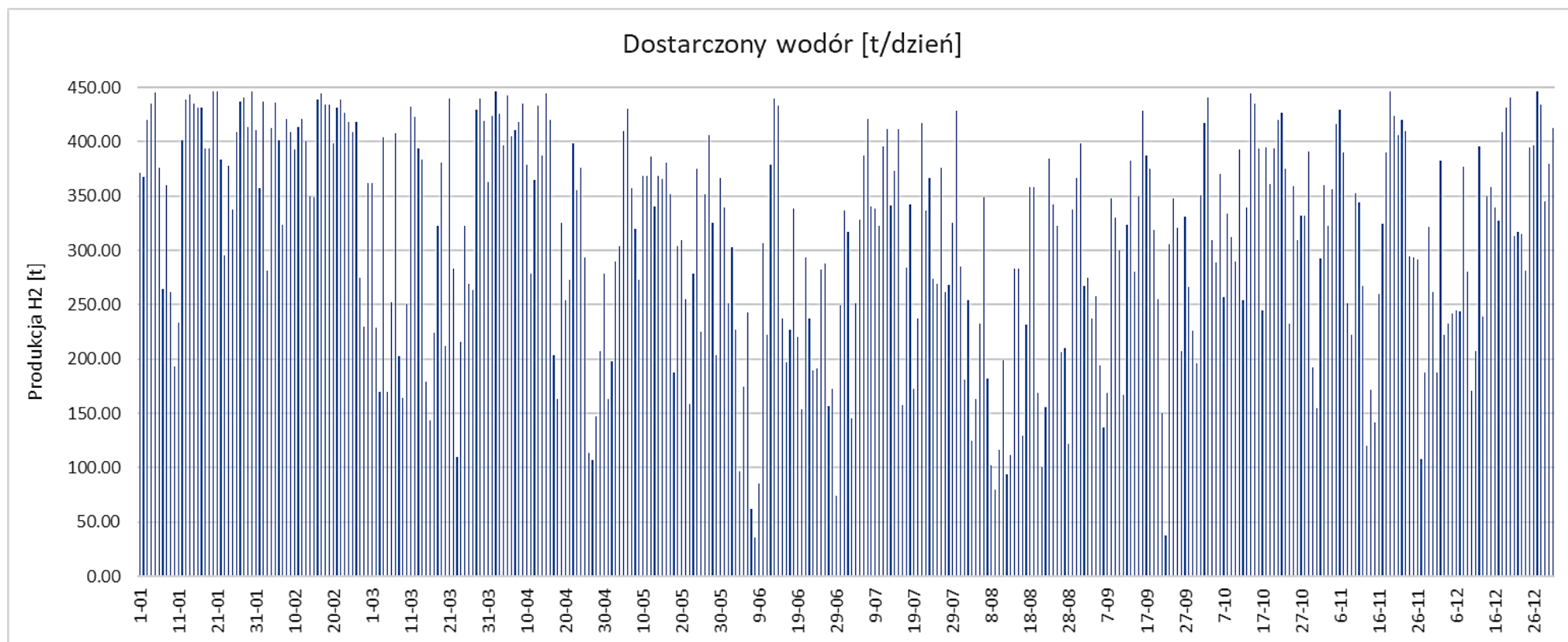
## Dyskusja:

Na podstawie przeprowadzonych obliczeń, uzyskano pojemność magazynową pojedynczej kawerny solnej równą 30,29 mln m<sup>3</sup>, co po przeliczeniu na jednostko magazynowania energii daje 0,09 TWh zmagazynowanego wodoru. Uzyskane wyniki pokrywają się z danymi literaturowymi, gdzie obliczona pojemność pojedynczej kawerny solnej dla wysadu Damasławek wyniosła również 0,09 TWh (Tarkowski i in., 2024). Objętość dla pojedynczej kawerny solnej jest nieznacznie mniejsza niż założona w projekcie GAZ – SYSTEM, która wynosi ok. 40 mln m<sup>3</sup>. Biorąc pod uwagę obliczoną skumulowaną produkcję wodoru, uzyskaną z zaprojektowanych w rozdziale 4.1 platform produkcyjnych, obliczono wymaganą liczbę kawern magazynowych. Uzyskana skumulowana produkcja wodoru wyniosła 1273,85 mln m<sup>3</sup> wodoru, co w przeliczeniu na jednostki energii daje wielkość równą 3,82 TWh. Na podstawie aktualnych badań złożowych wykonanych przez Gaz-System, planowanych jest wykonanie 36 kawern o pojemności 1440 mln m<sup>3</sup>, co w zupełności pokryłoby zapotrzebowanie na objętość magazynową dla wyprodukowanego wodoru z morskich farm wiatrowych. Nieznaczne rozbieżności w uzyskanych wynikach pojemności pojedynczej kawerny solnej mogą wynikać z niekompletnych danych złożowych, zaczerpniętych z literatury.

Wybrany w niniejszej rozprawie wysad solny Damasławek jest optymalną lokalizacją do budowy kawernowego magazynu wodoru, co znajduje zarówno odzwierciedlenie w literaturze (Czapowski & Tarkowski, 2018), (Wilkoś & Grzybowski, 2023), (Tarkowski i in., 2024), jak i w prowadzonych aktualnie projektach budowy podziemnego magazynu. Kawerny solne są najbardziej obiecującą i najtańszą opcją magazynowania na dużą skalę (Takach i in., 2022). Jednak biorąc pod uwagę bardzo dużą pojemność wymaganą do zmagazynowania energii w formie wodoru, sam proces budowy wielkoskalowego magazynu będzie bardzo kosztowny. Koszty budowy podziemnego magazynu wodoru można również oszacować przez analogię do kosztów budowy podziemnych magazynów gazu ziemnego, według danych literaturowych. Przykładowo koszt budowy magazynu gazu ziemnego w kawernach solnych w Kosakowie to około 970 mln zł, a jego całkowita objętość wynosi ok. 1 700 000 m<sup>3</sup> (Kupecki i in., 2020). W tych okolicznościach znacznie bardziej efektywna pod względem kosztów i czasu jest przebudowa istniejących kawern gazu ziemnego na kawerny wodoru lub budowa dodatkowych kawern w już zbadanym polu kawernowym z istniejącą infrastrukturą i pozwoleniami (Michalski i in., 2017).

### **5.2.2. Instalacja produkcji amoniaku**

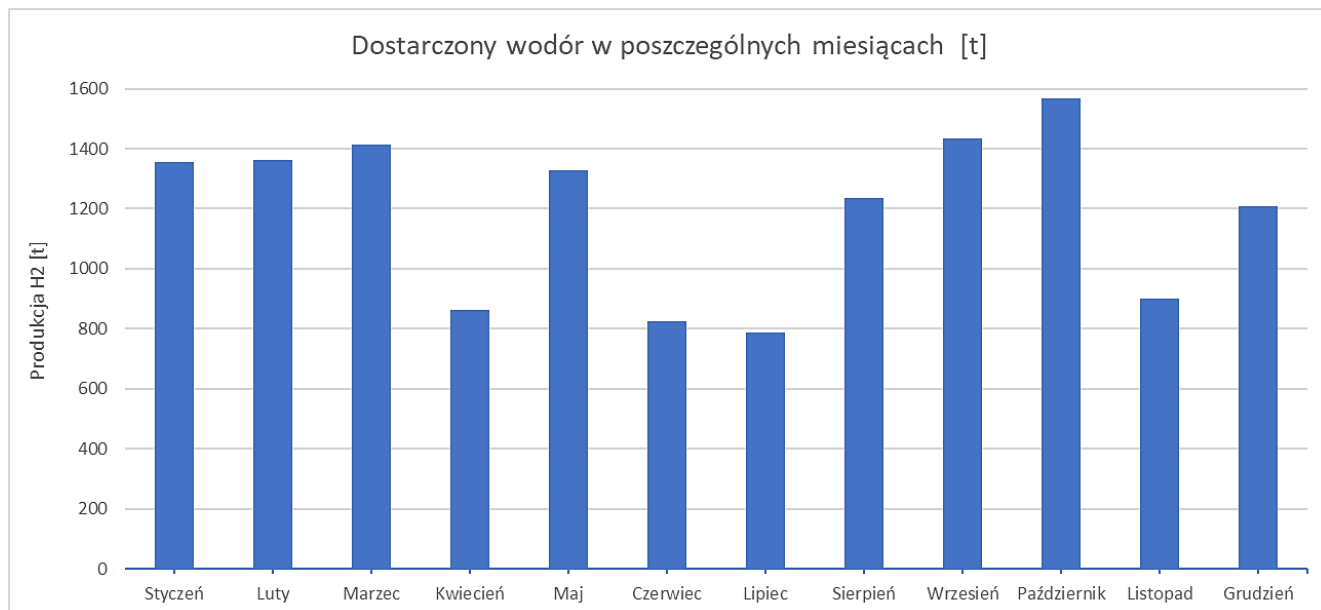
Uwzględniając założenia procesu produkcji wodoru, przedstawione w rozdziale 4.2.2., do zaprojektowanej instalacji produkcyjnej amoniaku dostarczono zielony wodór wyprodukowany na platformach produkcyjnych Kołobrzeg\_H<sub>2</sub>, Łeba\_H<sub>2</sub> oraz Petrobaltic\_H<sub>2</sub>. Na rysunku 5.23. przedstawiono skumulowaną dzienną produkcję wodoru z trzech platform produkcyjnych:



Rysunek 5.23. Skumulowana dzienna produkcja wodoru z morskich platform produkcyjnych.

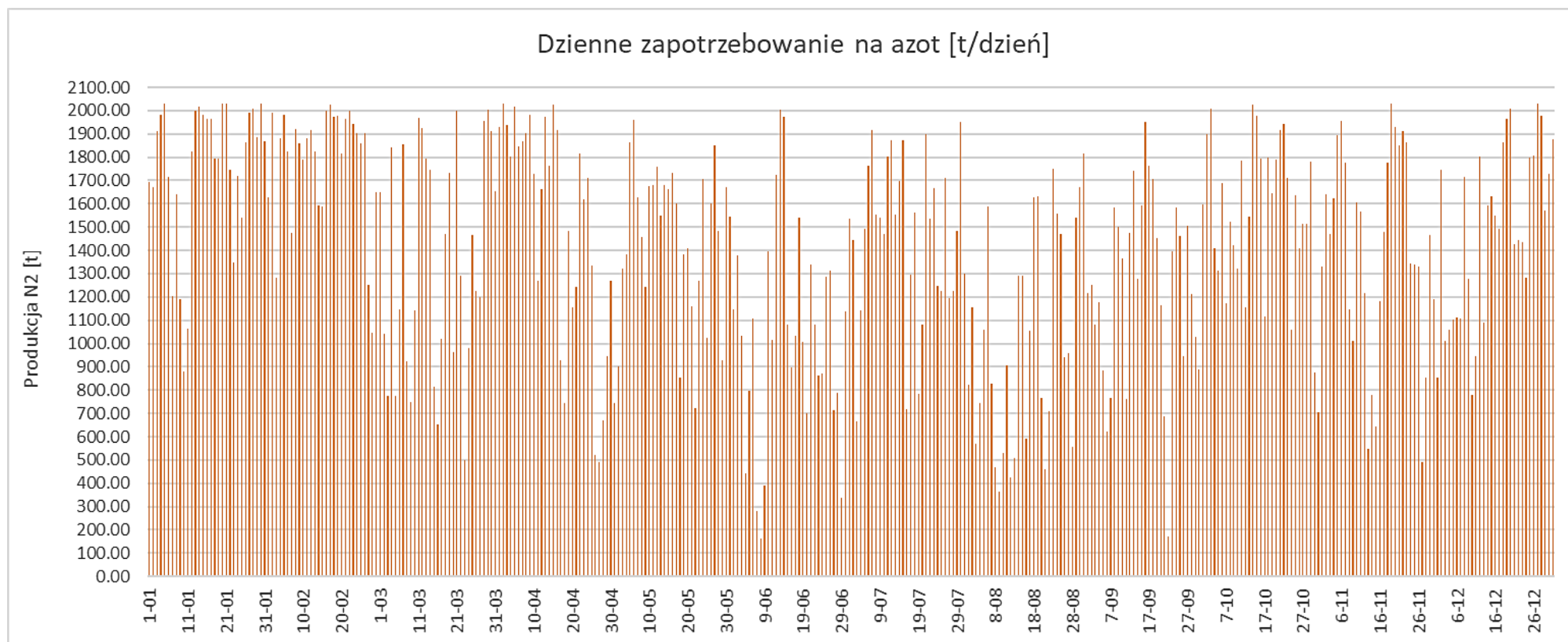


Łączna ilość dostarczonego wodoru do instalacji produkcyjnej amoniaku na przestrzeni roku została przedstawiona na poniższym wykresie:



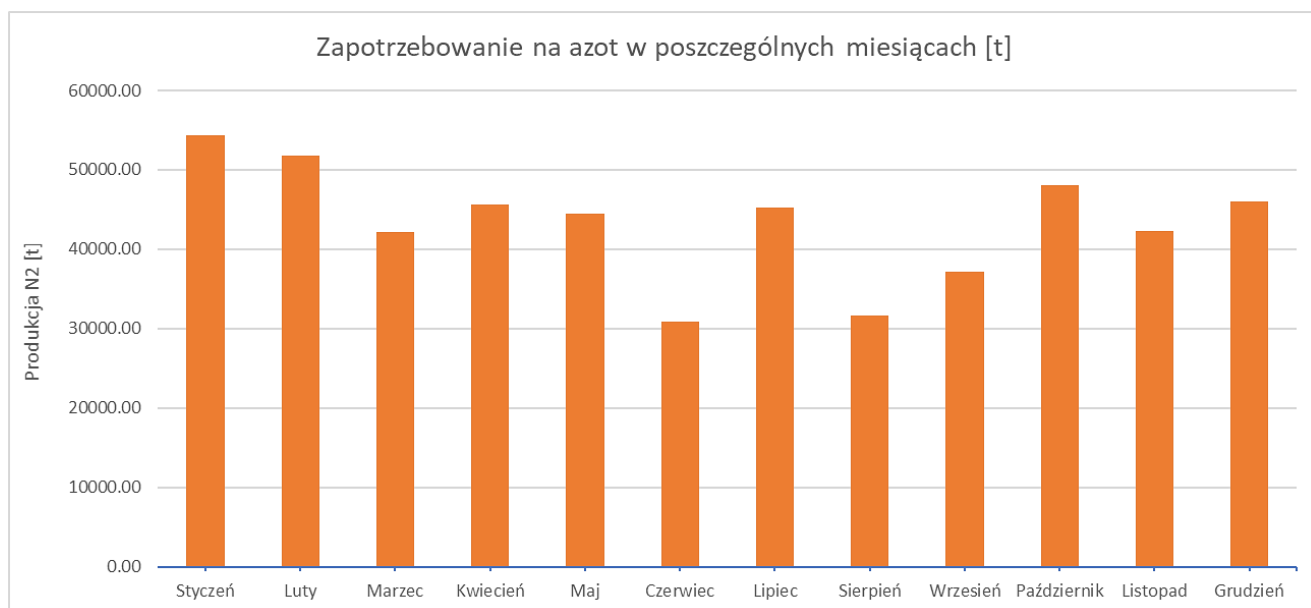
Rysunek 5.24. Łączna ilość dostarczonego wodoru w poszczególnych miesiącach.

Po uwzględnieniu dziennej podaży wodoru oraz współczynników stechiometrycznych reakcji syntezy amoniaku, przyjętych w rozdziale 4.2.2.6., obliczono dzienne zapotrzebowanie na azot w instalacji produkcji amoniaku. Uzyskane wyniki przedstawiono na poniższym wykresie:



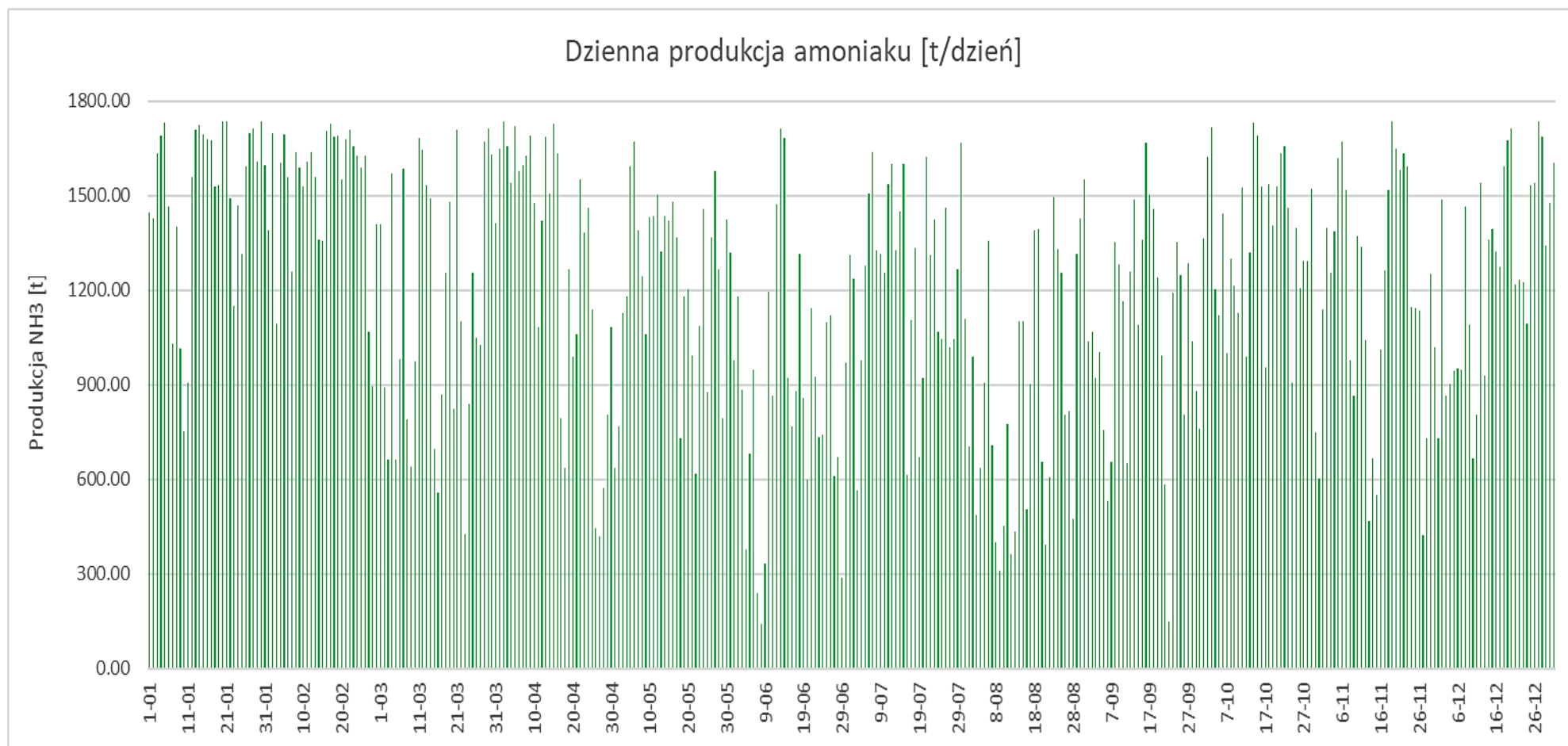
Rysunek 5.25. Dzienne zapotrzebowanie na azot w instalacji produkcyjnej amoniaku.

Zapotrzebowanie na azot do syntezy amoniaku na przestrzeni roku przedstawiono na poniższym wykresie:



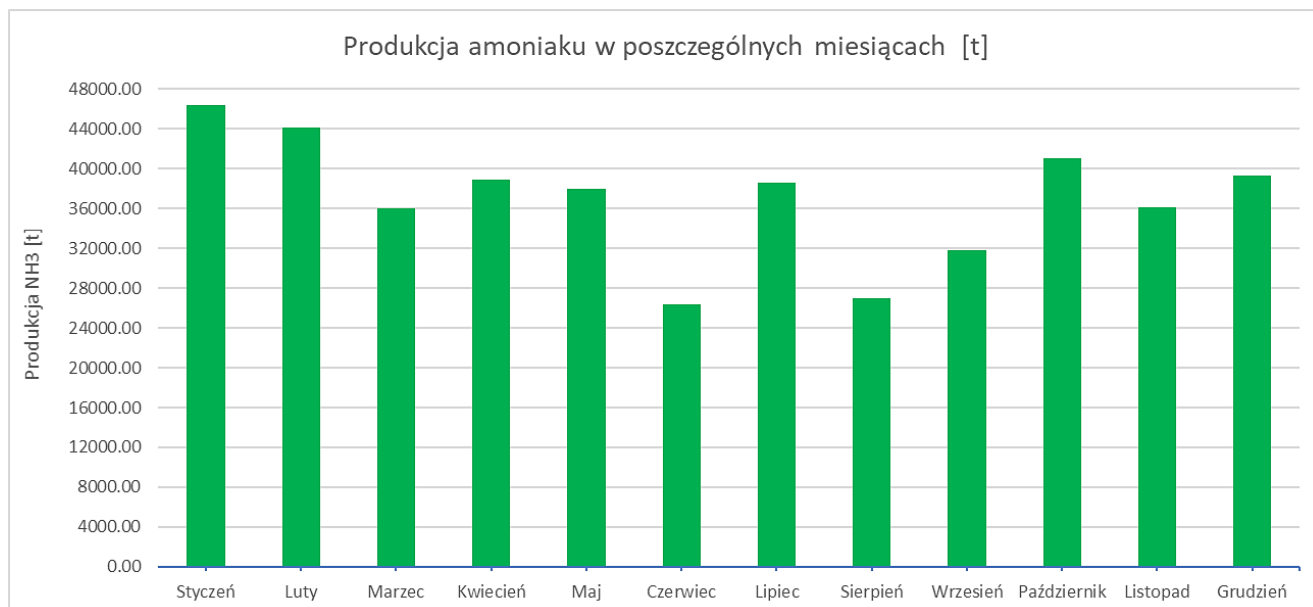
Rysunek 5.26. Zapotrzebowanie na azot w poszczególnych miesiącach.

Po uwzględnieniu dziennej podaży wodoru z morskich platform produkcyjnych oraz obliczeniu dziennego zapotrzebowania na azot, generowany przez system kriogenicznej separacji powietrza, obliczono dzienną produkcję amoniaku w zaprojektowanym zakładzie produkcyjnym. Uzyskane wyniki przedstawiono na rysunku 5.27.:



Rysunek 5.27. Dzienna produkcja amoniaku w zakładzie produkcyjnym.

Produkcję amoniaku w rozpatrywanym zakładzie produkcyjnym na przestrzeni roku przedstawiono na rysunku 5.28.:



Rysunek 5.28. Produkcja amoniaku w poszczególnych miesiącach.

W zależności od ilości wyprodukowanego amoniaku w danym miesiącu obliczono zapotrzebowanie energetyczne dla poszczególnych komponentów zakładu produkcji amoniaku. Zapotrzebowanie energetyczne w skali roku zebrano w poniższej tabeli:

Tabela 5.9. Roczne zapotrzebowanie na energię dla poszczególnych komponentów systemu produkcji amoniaku

| Proces                                            | Wartość | Jednostka |
|---------------------------------------------------|---------|-----------|
| Kriogeniczna separacja N <sub>2</sub> z powietrza | 53,23   | [GWh]     |
| Sprężanie gazu syntezowego                        | 70,97   | [GWh]     |
| Pętla Habera – Boscha                             | 199,61  | [GWh]     |

Źródło: opracowanie własne.

### Dyskusja:

Uwzględniając dzienną produkcję wodoru na morskich platformach produkcyjnych zaproponowano system jego magazynowania w postaci skroplonego amoniaku. W tym celu obliczono produkcję amoniaku zgodnie z założeniami, przedstawionymi w rozdziale 4.2.2.

Średnia dzienna produkcja amoniaku w projektowanym zakładzie wyniosła 1211,93 t, natomiast skumulowana roczna produkcja amoniaku wyniosła 443 566,90 t NH<sub>3</sub>. Uzyskane wyniki porównano z rzeczywistymi wartościami produkcji amoniaku dla zakładu w Policach w latach 2020 – 2022. Zgodnie z danymi literaturowymi (Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Azoty Zakłady Chemiczne „Police” S.A. oraz Grupy Kapitałowej Grupa Azoty Zakłady Chemiczne „Police” S.A. za okres 12 miesięcy zakończony 31 grudnia 2021 roku, 2022) oraz (Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Azoty Zakłady Chemiczne „Police” S.A. oraz Grupy Kapitałowej Grupa Azoty Zakłady Chemiczne „Police” S.A. za okres 12 miesięcy zakończony 31 grudnia 2022 roku, 2023), w zakładzie Police wyprodukowano kolejno 523 667 t w roku 2020, 447 439 t w roku 2021 oraz 300 952 t w 2022 r. Porównując uzyskane wartości z danymi historycznymi produkcji amoniaku stwierdzono, że możliwe jest efektywne wyprodukowanie wymaganych ilości amoniaku, w celu magazynowania wodoru. Potwierdzają to uzyskane wielkości produkcji amoniaku, bazujące na wodorze pozyskiwanym z gazu ziemnego.

Jako kluczowy surowiec mający zastosowanie w niemal każdej branży, amoniak będzie nadal niezbędny. Jednak globalna gospodarka musi jednocześnie ograniczyć emisje, aby uniknąć najgorszych zmian klimatycznych. W rezultacie globalne cele dekarbonizacji muszą również dotyczyć produkcji i wykorzystania amoniaku (Gulati, 2022). W Polsce magazynowanie i późniejsze wykorzystanie zielonego amoniaku w sektorze przemysłu chemicznego daje szansę na częściową dekarbonizację tego sektora gospodarki. Głównymi procesami w przemyśle podstawowych chemikaliów są synteza amoniaku i metanolu – magazynowanie wodoru w formie amoniaku jest więc znaczną szansą na stopniową dekarbonizację tej części sektora przemysłowego w Polsce. Obecnie amoniak ma dobrze rozwinięty łańcuch dostaw szczególnie szlakami morskimi, ugruntowanymi dzięki zbudowanej na całym świecie sieci portów, obsługujących handel amoniakiem na dużą skalę. Dzięki istniejącej już infrastrukturze istnieje możliwość szybkiego przystosowania wielkoskalowego transportu i magazynowania zielonego amoniaku w warunkach polskich (Kupecki i in., 2020). Ponadto, ze względu na sieć istniejących rozwiązań magazynowych konwencjonalnego amoniaku oraz perspektywiczną możliwość konwersji terminala LNG na potrzeby magazynowania tego nośnika energii, wykorzystanie amoniaku jawi się jako atrakcyjna opcja pod względem kosztów budowy i przystosowania magazynów. Biorąc pod uwagę ogromne zapotrzebowanie na wodór, sięgające 33 TWh dla sektora przemysłu

chemicznego 2030 r., niezbędnym staje się zwiększenie liczby i mocy centrów produkcji odnawialnego wodoru.

### **5.2.3. Porównanie systemów wielkoskalowego magazynowania wodoru**

Zaletą magazynowania wodoru w kawernach solnych w stosunku do innych form magazynowania energii jest pojemność magazynowania rzędu terawatogodzin. W przeciwieństwie do naziemnych systemów magazynowania, podziemne magazynowanie gazu ma kilka zalet: pozwala na magazynowanie gazu w dużych ilościach - obniża to koszty magazynowania; zapewnia bezpieczeństwo magazynowania - magazyn podziemny jest mniej narażony na pożar lub atak terrorystyczny; chroni powierzchnię ziemi - tradycyjne naziemne systemy magazynowania zajmują znaczne obszary; dostępność struktur geologicznych odpowiednich do magazynowania podziemnego; doświadczenie w podziemnym magazynowaniu gazu (Tarkowski & Uliasz-Misiak, 2022), (Małachowska i in., 2022). Znaczne ilości produkowanego wodoru będą wymagały bardzo dużych pojemności magazynowych, więc magazynowanie w kawernach uważa się za atrakcyjną opcję magazynowania wodoru na dużą skalę, czemu sprzyjają stosunkowo niskie koszty inwestycyjne, w porównaniu z innymi technologiami magazynowania, oraz późniejszy transport rurociągowy, który jest uważany za najbardziej ekonomiczną transportu (Tarkowski & Uliasz-Misiak, 2022). Inną zaletą kawernowych magazynów wodoru jest elastyczność ich pracy, możliwość pracy wielocyklowej, bardzo duże moce zatłaczania i odbioru (Wilkosz & Grzybowski, 2023). Ponadto podziemne magazynowanie wodoru jest niezwykle stabilne, ponieważ temperatura i ciśnienie są regulowane i utrzymywane tak, aby wodór pozostawał w stanie gazowym. W perspektywie budowy nowych magazynów wodoru istotne jest, że kawerny stanowią sprawdzoną i dojrzałą technologię do magazynowania wodoru (TRL = 8 – 9) (Wilkosz & Grzybowski, 2023). Polska posiada drugi, po Niemczech, największy potencjał w Europie w zakresie możliwości budowy kawern solnych zlokalizowanych na obszarach lądowych. Kawerny zlokalizowane w niedalekiej odległości od wybrzeża mogłyby być wykorzystywane jako magazyny na wodór pochodzący z importu lub z morskich systemów produkcji wodoru (Tchorek i in., 2023).

Jednak jednym z głównych wyzwań związanych z podziemnym magazynowaniem wodoru jest ich koszt, ponieważ sam proces budowy podziemnego magazynu jest wysoki. Ponadto proces ten wymaga poświęcenia znacznej ilości wodoru jako gazu buforowego, który

zajmuje do 50 % objętości magazynu na koniec cyklu rozładowania i może wynosić do kilkuset ton w zależności od pojemności podziemnego magazynu. Wymagana jest również złożona infrastruktura napowierzchniowa dostosowana do wymagań związanych z wodorem, co może utrudniać wdrożenie na dużą skalę. Kolejnym wyzwaniem związanym z podziemnym magazynowaniem wodoru jest ograniczona dostępność odpowiednich podziemnych magazynów, co może ograniczać skalowalność tego rozwiązania (Mosca, 2023). Narzucona przez warunki naturalne lokalizacja struktur geologicznych odpowiednich do magazynowania wodoru w złożach soli, zbiornikach węglowodorów i warstwach wodonośnych nie zawsze odpowiada optymalnym lokalizacjom podziemnego magazynowania poszukiwanym przez przemysł (Tarkowski & Uliasz-Misiak, 2022). Inną barierą jest ograniczone doświadczenia w zakresie podziemnego magazynowania wodoru, co wymaga badań i eksperymentów w skali laboratoryjnej i terenowej. Pozwoliłyby one na poszerzenie wiedzy na temat zachowania się składowanego gazu w górotworze. Wykorzystanie doświadczeń z podziemnego magazynowania gazu ziemnego nie zawsze jest możliwe ze względu na inne właściwości fizykochemiczne wodoru, w porównaniu z metanem (Tarkowski & Uliasz-Misiak, 2022). Struktury geologiczne uznawane za miejsca magazynowania wodoru różnią się od siebie i wymagają indywidualnych, szczegółowych analiz. Stopień rozpoznania warunków geologicznych i zbiornikowych dla magazynowania wodoru w poszczególnych strukturach jest różny, ale zwykle niewystarczający. Wymaga to wstępnych, kosztownych badań złożowych (Tarkowski & Uliasz-Misiak, 2022). Pośród istotnych problemów związanych z magazynowaniem wodoru jednym z ważniejszych zagadnień jest jego potencjalna interakcja ze skałą zbiornikową, uszczelniającą i podścielającą oraz wpływ takiego oddziaływania na własności petrofizyczne skał. Kolejne wyzwanie to odporność korozyjna względem wodoru elementów uzbrojenia i orurowania potencjalnych magazynów PMG (Siekierski i in., 2023). Właściwości wodoru mają bezpośredni wpływ na jego transport i integralność składowania wodoru w kawernach solnych. Głównymi miejscami wycieku w infrastrukturze do magazynowania wodoru będą punkty zatłaczania i odbioru. Ponadto istnieje możliwość, że wodór zatłoczony do podziemnych magazynów będzie oddziaływał ze skałami zbiornikowymi, skałami nadkładu oraz płynami złożowymi. Interakcje geochemiczne pomiędzy magazynowanym wodorem, skałami i płynem złożowym będą miały wpływ na efektywną, skuteczną i bezpieczną eksploatację podziemnego składowiska. Interakcje te są słabo poznane i wymagają dalszych badań w celu uzyskania wiarygodnych danych pozwalających ocenić zakres i tempo procesów geochemicznych zachodzących w podziemnych składowiskach (Tarkowski &



Uliasz-Misiak, 2022). Obecnie na poziomie UE brakuje regulacji prawnych dotyczących podziemnego magazynowania wodoru, począwszy od wyboru konstrukcji dla podziemnego magazynu, poprzez proces zatłaczania, w tym monitorowanie i plan działania po zamknięciu magazynu (Tarkowski & Uliasz-Misiak, 2022).

Wśród możliwych nośników wodoru amoniak wyróżnia się jako bezemisyjne i dyspozycyjne rozwiązanie pozwalające na magazynowanie dużych ilości odnawialnej energii elektrycznej. Jest on liderem w porównaniu z innymi opcjami, umożliwiając bezpieczne i czyste dostawy energii odnawialnej do różnych zastosowań stacjonarnych i mobilnych. Jako skuteczny nośnik wodoru, amoniak może polegać na solidnej infrastrukturze magazynowania i dystrybucji, ugruntowanych regulacjach i identyfikowalnej historii bezpieczeństwa w branży przez ostatnie 75 lat. przewaga amoniaku w przenoszeniu wodoru na jednostkę objętości przekłada się bezpośrednio na niższy koszt na jednostkę zmagazynowanej energii w porównaniu z innymi alternatywami (Makhloufi & Kezibri, 2021). Zalety amoniaku, zwłaszcza w porównaniu z innymi metodami przechowywania wodoru, obejmują dobrze ugruntowaną globalną sieć dystrybucji, metodę obsługi i przepisy dotyczące jego przechowywania i transportu (Tchorek, 2022). Amoniak ma wyższą temperaturę samozapłonu (650 °C) w porównaniu do wodoru (520 °C), metanu (630 °C) i propanu (450 °C), co zapewnia jego doskonałe bezpieczeństwo. W warunkach atmosferycznych amoniak jest gazem. Transport amoniaku w postaci ciekłej jest zwykle wykonywany ze względu na jego znacznie wyższą gęstość. Transport może odbywać się za pomocą rurociągów, cystern i zbiornikowców. W przypadku zbiornikowców amoniak jest zazwyczaj schładzany do temperatury około – 33 °C, co pozwala na wykorzystanie zbiorników bezciśnieniowych (Aziz i in., 2020). Zaletami amoniaku jest jego ciągle zapotrzebowanie, bycie bardziej wydajnym nośnikiem wodoru niż sam wodór, a także wytwarzanie zerowej emisji dwutlenku węgla, ponieważ jako paliwo jego unikalna struktura chemiczna nie zawiera węgla (Yüzbaşıoğlu i in., 2022). Dzięki temu przemysł chemiczny mógłby znacząco obniżyć emisje CO<sub>2</sub>, przechodząc na wykorzystanie mniej emisyjnych rodzajów wodoru w procesie produkcji amoniaku (Tchorek i in., 2023). Oprócz ważnej przyszłej roli zielonego amoniaku w dekarbonizacji przemysłu, już teraz jest on drugą najczęściej produkowaną substancją chemiczną z roczną produkcją w zakresie od 150 do 183 mln ton i zdolnością produkcyjną 243 mln ton. Od 80 % do 85 % amoniaku jest wykorzystywane w przemyśle nawozowym jako stałe źródło azotu. Dzięki temu możliwe jest jego bezpośrednie wykorzystanie w przemyśle nawozowym i chemicznym w Polsce. Inne zastosowania amoniaku to chłodnictwo

(amoniak jest powszechnym czynnikiem chłodniczym w dużych przemysłowych systemach chłodniczych) oraz surowiec do produkcji materiałów wybuchowych, tekstyliów i farmaceutyków (Chorowski i in., 2023). W porównaniu do wodoru, jest on łatwiejszy w przechowywaniu i transporcie. Amoniak jest ciekły w łagodnych warunkach w porównaniu do wodoru (przy ciśnieniu atmosferycznym temperatura wrzenia amoniaku wynosi ok.  $-33\text{ }^{\circ}\text{C}$ , w porównaniu do  $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$  dla wodoru), w których to warunkach może być tanio przechowywany przez długi czas (Salmon & Bañares-Alcántara, 2022). Chociaż konwersja wodoru do amoniaku i przekształcenie go z powrotem w wodór może być początkowo uważana za nieefektywną i kosztowną ze względu na etapy magazynowania, transportu i krakingu, jest to obecnie najbardziej opłacalny ekonomicznie sposób transportu wodoru (Saygin i in., 2023). W przypadku bezpośredniego wykorzystania amoniaku, zamiast rozkładu na wodór, amoniak staje się jeszcze bardziej konkurencyjny (IRENA & AEA, 2022). Istnieje również możliwość wykorzystania zielonego amoniaku jako paliwo, zwłaszcza w transporcie morskim. Jako potencjalna alternatywa dla LNG, amoniak jest obecnie przedmiotem dyskusji.  $\text{NH}_3$  jest paliwem bezemisyjnym, a zatem może być spalany bez wytwarzania  $\text{CO}_2$  (Schreiner i in., 2022).

Oprócz tych zalet, amoniak ma również pewne wady. Amoniak jest substancją toksyczną, co wymaga odpowiednich środków bezpieczeństwa podczas jego magazynowania. Samodzielne spalanie amoniaku ma pewne przeszkody techniczne związane z jego niską palnością i stosunkiem spalania  $\text{NH}_3$ /powietrze, co skutkuje emisją  $\text{NO}_x$ . W związku z tym wymagane są zaawansowane technologie, takie jak redukcja katalityczna, ale dodanie tych technologii spowoduje również wzrost kosztów (Yüzbaşıoğlu i in., 2022). Kolejnym wyzwaniem jest dość niski współczynnik konwersji wodoru w procesie Habera – Boscha, dlatego proces ten musi być poddany modyfikacjom, aby osiągnąć oczekiwane natężenie przepływu produkcji (Yüzbaşıoğlu i in., 2022). Porównanie najważniejszych parametrów dla poszczególnych metod magazynowania wodoru zebrano w poniższej tabeli:

Tabela 5.10. Porównanie metod magazynowania wodoru

| Czynnik                                           | Kawerny solne             | Amoniak                     |
|---------------------------------------------------|---------------------------|-----------------------------|
| Gotowość technologiczna (TRL)                     | 8 – 9                     | 9                           |
| Objętościowa gęstość magazynowania energii [MJ/l] | 4,5 – gazowy $\text{H}_2$ | 12,7 – ciekły $\text{NH}_3$ |
| Wydajność procesu magazynowania [%]               | 98                        | 99                          |

|                                                                               |             |                    |
|-------------------------------------------------------------------------------|-------------|--------------------|
| Koszt produkcji nośnika H <sub>2</sub>                                        | –           | 400 – 1670 [USD/t] |
| Koszt budowy magazynu<br>[USD/m <sup>3</sup> H <sub>2</sub> ]                 | 120         | 60                 |
| Jednostkowy koszt<br>magazynowania H <sub>2</sub><br>[USD/kg H <sub>2</sub> ] | 0,6 – 14,95 | 0,54               |

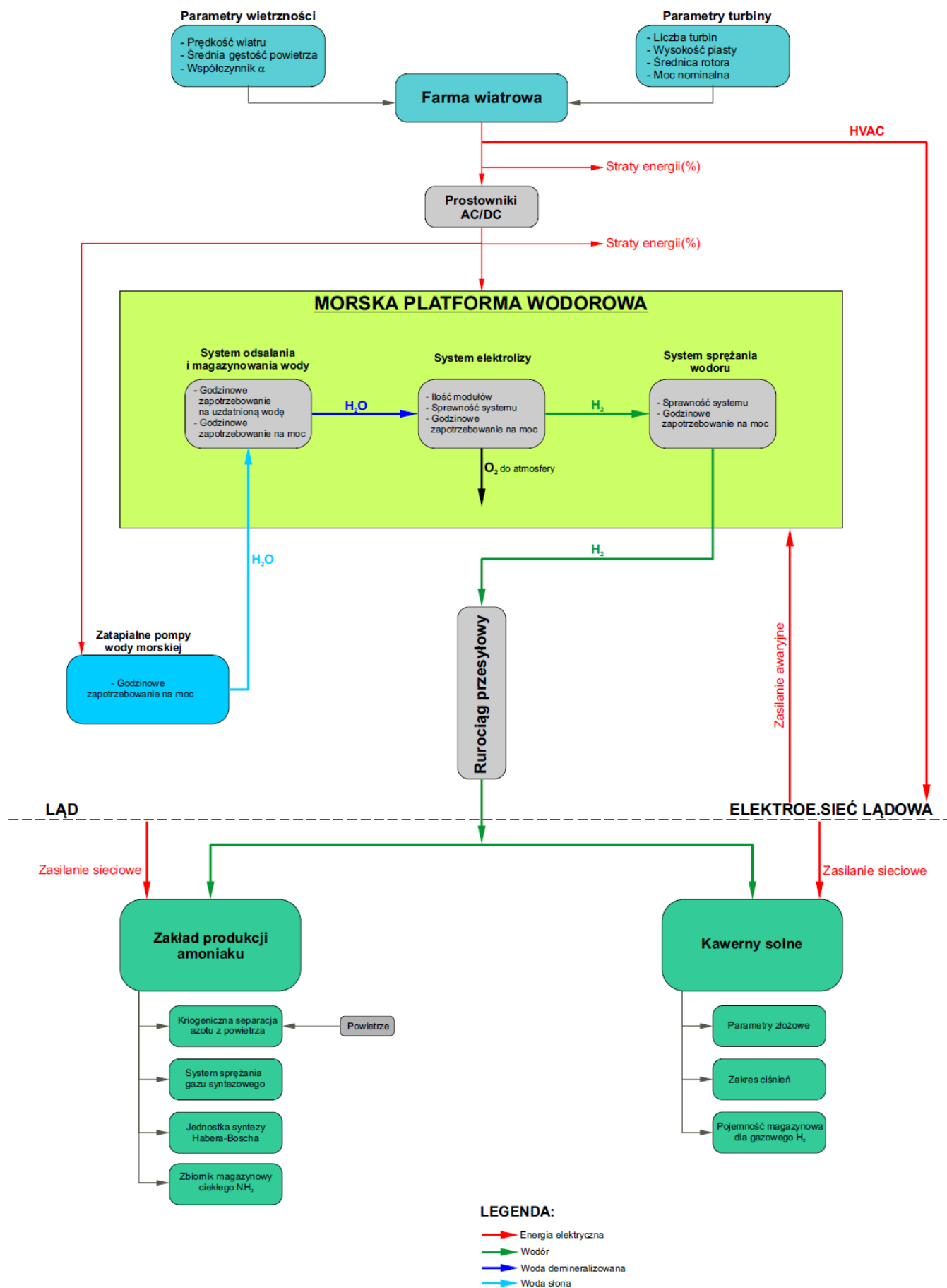
Źródło: opracowanie własne w oparciu o (Brodacki, D i in., 2021), (IRENA & AEA, 2022), (Tchorek i in., 2023), (Ulucan i in., 2023).

Podsumowując, nie jest możliwe wskazanie zwycięskiej technologii mającej zastosowanie w większości scenariuszy magazynowania zielonego wodoru. Najlepsze rozwiązanie powinno być wybierane indywidualnie dla każdego przypadku, biorąc pod uwagę skalę instalacji, dostępną przestrzeń, lokalizację i potrzeby związane z końcowym wykorzystaniem wodoru. Jednak biorąc pod uwagę zapotrzebowanie na wodór w sektorze chemicznym, krajowe doświadczenia w produkcji, magazynowaniu i transporcie amoniaku konwencjonalnego, a także istniejącą infrastrukturę magazynową i transportową, magazynowanie wodoru w formie amoniaku wydaje się optymalnym wyborem. Oczywiście, wraz z rozwojem produkcji wodoru i zwiększeniu zapotrzebowania na duże pojemności magazynowe, kawerny solne mogą stać się znacznie bardziej konkurencyjną opcją magazynowania. Jednak w początkowych latach wdrażania technologii wodorowych i niskich wskaźnikach produkcji zielonego wodoru, magazynowanie go w formie amoniaku oraz późniejsze wykorzystanie w sektorze przemysłu chemicznego jawi się jako najbardziej odpowiednia opcja pod względem technologicznym, ekonomicznym oraz pod względem istniejącego rynku zbytu.

### 5.3. Propozycja modelu produkcji i magazynowania zielonego wodoru w Polsce

Wykorzystując uzyskane wyniki obliczeń procesu produkcji wodoru oraz analizując metody jego magazynowania, stworzono algorytm modelu produkcji i magazynowania wodoru, który stanowi propozycję nowego rozwiązania w zakresie rozwoju technologii wodorowych w Polsce. Opracowany system produkcji wodoru oparty jest o produkcję typu *offshore*, wykorzystujący energię dedykowanych morskich farm wiatrowych i morskie platformy produkcyjne. System magazynowania, w zależności od wolumenu produkowanego wodoru, kosztów procesu oraz końcowego wykorzystania wodoru, podzielono na dwa warianty, tj. magazynowanie w kawernach solnych oraz w formie skroplonego amoniaku. Przedstawiony w niniejszej rozprawie model można wykorzystać do obliczeń systemu

produkcji i magazynowania wodoru w dowolnej lokalizacji, dla indywidualnie dobranych urządzeń, w zależności od specyfiki danej instalacji wytwarzania, czy magazynowania zielonego wodoru. Schemat ideowy modelu, zaproponowanego w niniejszej rozprawie, przedstawiono na rysunku poniżej:



Rysunek 5.29. Algorytm produkcji i magazynowania wodoru w Polsce - opracowanie własne.

W zaprezentowanym algorytmie można wyróżnić część produkcyjną, zlokalizowaną na morzu oraz część magazynową, położoną na lądzie.

W przypadku części produkcyjnej najbardziej istotnymi parametrami są:

- dane prędkości wiatru na wysokości turbiny wiatrowej,
- liczba i parametry techniczne turbin, ze szczególnym uwzględnieniem mocy nominalnej,
- założona moc przeznaczona na proces elektrolizy wody,
- wybór technologii elektrolizy wody, parametry wybranego elektrolizera i liczba jego modułów,
- godzinowe zapotrzebowanie na uzdatnioną wodę morską,
- wymagane ciśnienie sprężania wodoru do transportu na ląd,
- średnica i długość rurociągu transportowego.

Szczegółowa metodologia obliczeń produkcji zielonego wodoru została opisana w rozdziale 4.1.

Część magazynowa, w zależności od końcowego wykorzystania zielonego wodoru i wyboru metody magazynowania może być realizowana z wykorzystaniem kavern solnych lub instalacji produkcji i magazynowania zielonego amoniaku. W przypadku wyboru magazynowania gazowego wodoru w kavernach solnych najważniejszymi będą parametry danego złoża soli, wymagana pojemność magazynowa oraz liczba komór solnych. Natomiast w przypadku wyboru instalacji produkcji amoniaku najważniejsze parametry to przyjęty dzienny poziom produkcji amoniaku, zapotrzebowanie na wodór i azot, wydajność jednostki syntezy amoniaku oraz parametry zbiorników magazynowych. Szczegółowa metodologia obliczeń magazynowania zielonego wodoru dla obu metod została zaprezentowana w rozdziale 4.2.

## 6. Posumowanie i wnioski

Celem przedstawionej rozprawy doktorskiej było zbadanie możliwości produkcji i magazynowania zielonego wodoru w Polsce, a także opracowanie modelu obejmującego wytwarzanie wodoru z wykorzystaniem energii odnawialnej oraz jego magazynowanie. Aby zrealizować zaprezentowany cel, w części badawczej rozprawy przeprowadzono badania możliwości produkcji zielonego wodoru, z wykorzystaniem energii odnawialnej projektowanych, morskich farm wiatrowych na wybranych obszarach Morza Bałtyckiego, a także przeprowadzono badania możliwości magazynowania wytworzonego wodoru w kawernach solnych oraz w formie amoniaku.

W niniejszej rozprawie przyjęto dwie tezy, przedstawione w rozdziale trzecim. Pierwsza z nich dotyczyła produkcji wodoru z wykorzystaniem energii wytworzonej przez dedykowane morskie farmy wiatrowe, natomiast druga teza wskazywała metodę magazynowania wodoru w formie amoniaku jako metodę efektywną i opłacalną ekonomicznie.

Aby zrealizować przedstawiony cel rozprawy oraz udowodnić postawione tezy, w części badawczej niniejszej pracy opracowano systemy produkcji oraz magazynowania zielonego wodoru w Polsce. W części dotyczącej produkcji zielonego wodoru zaproponowano koncepcję systemu scentralizowanej produkcji wodoru na morskich platformach z wykorzystaniem energii odnawialnej dedykowanych morskich farm wiatrowych. Natomiast w części dotyczącej magazynowania zielonego wodoru zaproponowano i porównano dwa systemy magazynowe, tj. w kawernach solnych oraz w formie skroplonego amoniaku.

Bazując na otrzymanych oraz opisanych wynikach przeprowadzonych badań, sformułowano następujące wnioski:

- Na podstawie zebranych danych dotyczących warunków wietrzności w latach 2020 – 2022, na rozpatrywanych trzech obszarach Morza Bałtyckiego oraz uzyskanych wyników dotyczących średnich prędkości wiatru oraz przewidywanych mocy farm wiatrowych stwierdzono, iż w porównaniu z energią wiatrową na lądzie, morska energia wiatrowa charakteryzuje się wyższymi prędkościami wiatru i większą ciągłością na przestrzeni roku, co czyni ją bardziej atrakcyjnym zasobem do wytwarzania zarówno energii elektrycznej, jak i wodoru. Morskie farmy wiatrowe charakteryzują się stosunkowo wysokim współczynnikiem efektywności działania w ciągu roku, lepszą ekspozycją na wiatr i możliwością uzyskania wysokiej generacji mocy na stabilnym poziomie.
- Produkcja zielonego wodoru z wykorzystaniem morskiej energii wiatrowej, dzięki możliwości uzyskania wysokiej generacji mocy gwarantuje wysoką wydajność

produkcji przy jednoczesnym zminimalizowaniu strat przesyłu energii elektrycznej na ląd.

- Integracja dedykowanych farm wiatrowych z systemami elektrolizy wody, zlokalizowanymi na morskich platformach produkcyjnych pozwala na uzyskanie wysokich wskaźników produkcji wodoru w ciągu całego roku, umożliwiających pokrycie zapotrzebowania na ten surowiec w przyszłości oraz stanowi rozwiązanie problemów związanych ze stratami przesyłu energii oraz możliwym przeciążeniem sieci elektroenergetycznej podczas przyłączania nowych jednostek OZE.
- Na podstawie przyjętych parametrów poszczególnych systemów i urządzeń morskich platform produkcyjnych opracowano system scentralizowanych, morskich platform do produkcji zielonego wodoru, których moc przyjęto w oparciu o przewidywaną średnią moc farm wiatrowych, przeznaczoną na elektrolizę. System produkcji oparty o średnią roczną moc przewidzianą na produkcję wodoru umożliwia minimalizowanie przestojów elektrolizerów podczas dni bezwietrznych lub dni ze słabymi prędkościami wiatru.
- Produkcja wodoru w środowisku morskim, na scentralizowanych platformach produkcyjnych charakteryzuje się wieloma zaletami, takimi jak dostępnością wody do procesu elektrolizy (po odpowiednim jej uzdatnieniu), większą dostępnością terenu pod budowę platform oraz znacznie mniejszymi stratami przesyłu wodoru rurociągami, zwłaszcza przy większych odległościach od lądu, w porównaniu do przesyłu energii elektrycznej. Ważnym czynnikiem przemawiającym za umieszczeniem systemów produkcji wodoru w lokalizacjach morskich może być możliwość wykorzystania w przyszłości platform wydobywczych, w momencie wyłączenia ich z eksploatacji złóż węglowodorów.
- Produkcja wodoru z wykorzystaniem systemu elektrolizy PEM jest optymalną technologią w przypadku jej integracji z nieciągłymi źródłami energii odnawialnej oraz umiejscowieniu produkcji w środowisku morskim ze względu na bardzo dobrą adaptację systemów PEM do zmiennych warunków wietrzności panujących na morzu, krótszy czas rozruchu, szybsze reakcje i lepszą wydajność przy częściowym obciążeniu. Istotną zaletą jest także kompaktowa, modułowa, skalowalna konstrukcja elektrolizerów PEM oraz zabudowa kontenerowa, chroniąca przed niekorzystnymi warunkami panującymi na morskich platformach. Elektrolizery PEM zapewniają wysoką wydajność produkcji jak i wysoką czystość wodoru.



- Wykorzystując wyniki przewidywanej produkcji wodoru zaprojektowano system magazynowania wodoru w kawernach solnych, znajdujących się w wysadzie solnym Damasławek. Uzyskane wyniki dotyczące indywidualnej kawerny magazynowej wskazują, że wybrany wysad solny jest optymalną lokalizacją do budowy kawernowego magazynu wodoru.
- Drugim zaprojektowanym systemem magazynowania zielonego wodoru jest zakład produkcji i magazynowania ciekłego amoniaku, zlokalizowany w Policach. Wybrana lokalizacja została podyktowana istniejącym obecnie zakładem produkcji amoniaku wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną oraz funkcjonującym terminalem amoniaku. Na podstawie uzyskanych wyników produkcji zielonego amoniaku oraz w oparciu o dane historyczne produkcji amoniaku z gazu ziemnego stwierdzono, że możliwe jest efektywne wyprodukowanie wymaganych ilości amoniaku, w celu magazynowania wodoru. Ponadto, ze względu na sieć istniejących rozwiązań magazynowych konwencjonalnego amoniaku oraz perspektywiczną możliwość konwersji terminala LNG na potrzeby magazynowania tego nośnika energii, wykorzystanie amoniaku jako nośnika do magazynowania wodoru stanowi korzystną opcję pod względem kosztów budowy nowych zbiorników magazynowych oraz przystosowania już istniejących magazynów.
- Magazynowanie zielonego wodoru w kawernach solnych jest opłacalną technologią wielkoskalowego magazynowania wodoru ze względu na występowanie licznych złóż soli na terenie Polski, w którym możliwa jest budowa tego typu magazynów. Jednak metoda ta sprawdza się w przypadku produkcji znacznych ilości wodoru - przy małym wolumenie produkcji magazyny kawernowe są drogie w budowie i utrzymaniu. Istnieje możliwość magazynowania w kawernach solnych mieszanin wodoru z gazem ziemnym, jednak rozwiązanie to jest obecnie na etapie badań
- Magazynowanie wodoru w formie amoniaku jest korzystną formą magazynowania pod względem technologicznym i ekonomicznym, zwłaszcza w początkowych etapach rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce, ze względu na dostępność instalacji produkcyjnych, magazynowych oraz łańcuchów transportu amoniaku. Ponadto istotną kwestią jest istnienie rynku zbytu na zielony wodór w formie amoniaku, jakim jest przemysł chemiczny. Stwarza to szansę na częściową dekarbonizację sektora przemysłu w Polsce oraz potwierdza zasadność wyboru tej metody magazynowania zielonego wodoru.

- Biorąc pod uwagę uzyskane wyniki produkcji wodoru oraz po dokonaniu analizy porównawczej dwóch zaprojektowanych systemów magazynowania zielonego wodoru, opracowano algorytm modelu produkcji i magazynowania wodoru, który stanowi propozycję nowego rozwiązania w zakresie rozwoju technologii wodorowych w Polsce. Zaprezentowany model wykorzystuje energię dedykowanych morskich farm wiatrowych i scentralizowane, morskie platformy produkcyjne do produkcji zielonego wodoru. System magazynowania został podzielony na dwa warianty, tj. magazynowanie w kawernach solnych oraz w formie skroplonego amoniaku, w zależności od wolumenu produkcji wodoru i jego końcowego zastosowania. Przedstawiony w niniejszej rozprawie model można wykorzystać do obliczeń systemu produkcji i magazynowania wodoru w dowolnej lokalizacji, dla indywidualnie dobranych urządzeń.

Podsumowując, założony w rozprawie doktorskiej cel badawczy, polegający na zbadaniu możliwości produkcji i magazynowania zielonego wodoru w Polsce oraz opracowanie autorskiego modelu produkcji i magazynowania wodoru został osiągnięty. Na podstawie uzyskanych wyników oraz przedstawionych wniosków można przyjąć, że obie tezy rozprawy doktorskiej, wyszczególnione w rozdziale trzecim, zostały udowodnione.

## 7. Rekomendacje dalszych badań

Mając na uwadze dynamiczny rozwój technologii wodorowych oraz związaną z tym konieczność ciągłego doskonalenia modeli produkcji i magazynowania wodoru, zaproponowano następujące kierunki dalszych badań w rozpatrywanym obszarze:

- Określenie dokładnego zapotrzebowania na zielony wodór w poszczególnych sektorach gospodarki umożliwi dokładniejsze zwymiarowanie całego systemu, zwłaszcza mocy produkcyjnych platform wodorowych oraz rozmiar i lokalizację instalacji magazynowych;
- Stworzenie systemu produkcji typu *off-grid* na platformach morskich, gdzie zasilanie awaryjne systemu będzie zapewnione przez system baterii;
- Szczegółowy projekt morskiej platformy produkcyjnej, zwłaszcza z uwzględnieniem systemu odsalania, uzdatniania i magazynowania wody do procesu elektrolizy, materiałów i kosztów budowy platformy oraz opracowanie stosownych wytycznych związanych z bezpieczną eksploatacją morskich, wodorowych platform produkcyjnych;
- Analiza możliwości wykorzystania w przyszłości istniejącej platformy Petrobaltic Beta pod kątem produkcji wodoru na obszarze wschodnim Morza Bałtyckiego;
- Analiza możliwości wykorzystania tlenu produkowanego w procesie elektrolizy wody do zastosowań przemysłowych, medycznych, itp.;
- Szczegółowy projekt techniczny instalacji produkcji zielonego amoniaku pod kątem zwiększenia wydajności, doboru odpowiednich urządzeń oraz analiza możliwości wykorzystania zbiorników LNG do magazynowania ciekłego amoniaku;
- Przeprowadzenie analizy ekonomicznej na każdym etapie procesu produkcji i magazynowania wodoru w celu określenia dokładnych kosztów oraz wybrania optymalnego wariantu systemu produkcyjnego i magazynowego.

## Bibliografia

1. Abdin, Z., Tang, C., Liu, Y., & Catchpole, K. (2021). Large-scale stationary hydrogen storage via liquid organic hydrogen carriers. *iScience*, 24(9), 102966.  
<https://doi.org/10.1016/j.isci.2021.102966>
2. Abohamzeh, E., Salehi, F., Sheikholeslami, M., Abbassi, R., & Khan, F. (2021). Review of hydrogen safety during storage, transmission, and applications processes. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 72, 104569.  
<https://doi.org/10.1016/j.jlp.2021.104569>
3. Adeli, K., Nachtane, M., Faik, A., Saifaoui, D., & Boulezhar, A. (2023). How Green Hydrogen and Ammonia Are Revolutionizing the Future of Energy Production: A Comprehensive Review of the Latest Developments and Future Prospects. *Applied Sciences*, 13(15), 8711. <https://doi.org/10.3390/app13158711>
4. Akdağ, O. (2023). The operation and applicability to hydrogen fuel technology of green hydrogen production by water electrolysis using offshore wind power. *Journal of Cleaner Production*, 425, 138863. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.138863>
5. Al-Breiki, M., & Bicer, Y. (2023). Liquified hydrogen vs. liquified renewable methane: Evaluating energy consumption and infrastructure for sustainable fuels. *Fuel*, 350, 128779. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.128779>
6. Alvestad, K. (2022). *Combined hydrogen and offshore wind production. Design and market value*. [Master's thesis]. University of Oslo.
7. Apanel, A., Zalewska, T., Jakusik, E., Apanel, A. M., Biernacik, D., Chodubska, A., Danowska, B., Drgas, N., Grajewska, A., Maciak, J., Koszuta, V., Kowalska, B., Kraśniewski, W., Kusek, K., Marosz, M., Orlita, A., Piłczyński, K., Saniewski, M., Sapiega, P., ... Ostrowska, M. (2020). *Warunki meteorologiczne i hydrologiczne oraz charakterystyka elementów fizycznych, chemicznych i biologicznych południowego Bałtyku w 2018 roku*. Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej - Państwowy

Instytut Badawczy. [https://www.imgw.pl/sites/default/files/2020-08/imgw-baltyk-monografia\\_final.pdf](https://www.imgw.pl/sites/default/files/2020-08/imgw-baltyk-monografia_final.pdf)

8. Armijo, J., & Philibert, C. (2020). *Flexible production of green hydrogen and ammonia from variable solar and wind energy: Case study of Chile and Argentina*. 45(3), 1541–1558. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.11.028>
9. Arnaiz Del Pozo, C., & Cloete, S. (2022). Techno-economic assessment of blue and green ammonia as energy carriers in a low-carbon future. *Energy Conversion and Management*, 255, 115312. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115312>
10. Aziz, M., Wijayanta, A. T., & Nandiyanto, A. B. D. (2020). Ammonia as Effective Hydrogen Storage: A Review on Production, Storage and Utilization. *Energies*, 13(12), 3062. <https://doi.org/10.3390/en13123062>
11. Baardsen Høines, A. (2022). *A concept study on offshore floating hydrogen production, storage and offloading*. [Master's thesis]. University of Bergen.
12. Bacquart, T., Moore, N., Wilmot, R., Bartlett, S., Morris, A. S. O., Olden, J., Becker, H., Aarhaug, T. A., Germe, S., Riot, P., Murugan, A., & Mattelaer, V. (2021). Hydrogen for Maritime Application—Quality of Hydrogen Generated Onboard Ship by Electrolysis of Purified Seawater. *Processes*, 9(7), 1252. <https://doi.org/10.3390/pr9071252>
13. Baldi, F., Coraddu, A., Kalikatzarakis, M., Jeleňová, D., Collu, M., Race, J., & Maréchal, F. (2022). Optimisation-based system designs for deep offshore wind farms including power to gas technologies. *Applied Energy*, 310, 118540. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118540>
14. Bandzul, W. (2005). Energetyka wiatrowa w Polsce. *Elektroenergetyka*, 54(3), 1–28.
15. Bednarczyk, J. L., Brzozowska-Rup, K., & Luściński, S. (2022). Opportunities and Limitations of Hydrogen Energy in Poland against the Background of the European Union Energy Policy. *Energies*, 15(15), 5503. <https://doi.org/10.3390/en15155503>

16. Benalcazar, P., & Komorowska, A. (2022). Prospects of green hydrogen in Poland: A techno-economic analysis using a Monte Carlo approach. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(9), 5779–5796. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.12.001>
17. Bensalah, A., Barakat, G., & Amara, Y. (2022). Electrical Generators for Large Wind Turbine: Trends and Challenges. *Energies*, 15(18), 6700. <https://doi.org/10.3390/en15186700>
18. Beschkov, V., & Ganev, E. (2023). Perspectives on the Development of Technologies for Hydrogen as a Carrier of Sustainable Energy. *Energies*, 16(17), 6108. <https://doi.org/10.3390/en16176108>
19. Bonacina, C. N., Gaskare, N. B., & Valenti, G. (2022). Assessment of offshore liquid hydrogen production from wind power for ship refueling. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(2), 1279–1291. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.10.043>
20. Bordbar Gaskare, N. (2021). *Techno-economic analysis of the production of green liquid hydrogen on offshore platforms from wind energy to refuel ships*. [Master's thesis]. Politecnico di Milano.
21. Brodacki, D, Gajowiecki, J, Hajduk, R, & Kacejko, P. (2021). *Zielony Wodór z OZE w Polsce. Wykorzystanie Energetyki Wiatrowej i PV do Produkcji Zielonego Wodoru Jako Szansa na Realizację Założeń Polityki Klimatyczno-Energetycznej UE w Polsce*. DISE Energy. <https://www.psew.pl/wp-content/uploads/2021/12/Raport-Zielony-Wodor-z-OZE-77MB.pdf>
22. Budak, P., & Szpunar, T. (2020). Zmiany parametrów mieszaniny gazu ziemnego z wodorem w trakcie eksploatacji komory magazynowej w kawernie solnej. *Nafta-Gaz*, 76(11), 799–806. <https://doi.org/10.18668/NG.2020.11.05>
23. Burton, N. A., Padilla, R. V., Rose, A., & Habibullah, H. (2021). Increasing the efficiency of hydrogen production from solar powered water electrolysis. *Renewable*

and *Sustainable Energy Reviews*, 135, 110255.

<https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110255>

24. Buttlar, A., & Spliethoff, H. (2018). Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 2440–2454.  
<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.003>
25. Calado, G., & Castro, R. (2021). Hydrogen Production from Offshore Wind Parks: Current Situation and Future Perspectives. *Applied Sciences*, 11(12), 5561.  
<https://doi.org/10.3390/app11125561>
26. Calise, F. (2022). Recent Advances in Green Hydrogen Technology. *Energies*, 15(16), 5828. <https://doi.org/10.3390/en15165828>
27. Chaczykowski, M., & Osiadacz, A. (2017). Power-to-gas technologies in terms of the integration with gas networks. *Transactions of the Institute of Fluid-Flow Machinery*, 137, 85–103.
28. Chaczykowski, M., & Osiadacz, A. J. (2016). *Technologie POWER-TO-GAS w aspekcie współpracy z systemami gazowniczymi*. VI Konferencja Naukowo-Techniczna Energetyka Gazowa 2016, 33–46.
29. Chakik, F. E., Kaddami, M., & Mikou, M. (2017). Effect of operating parameters on hydrogen production by electrolysis of water. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(40), 25550–25557. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.07.015>
30. Chau, K., Djire, A., & Khan, F. (2022). Review and analysis of the hydrogen production technologies from a safety perspective. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(29), 13990–14007. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.02.127>
31. Cheng, C., & Hughes, L. (2023). The role for offshore wind power in renewable hydrogen production in Australia. *Journal of Cleaner Production*, 391, 136223.  
<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.136223>

32. Cho, Y., Lee, S., Lim, J., & Lee, J. (2022). Economic Analysis of P2G Green Hydrogen Generated by Existing Wind Turbines on Jeju Island. *Energies*, 15(24), 9317. <https://doi.org/10.3390/en15249317>
33. Chorowski, M., Lepszy, M., Machaj, K., Malecha, Z., Porwisiak, D., Porwisiak, P., Rogala, Z., & Stanclik, M. (2023). Challenges of Application of Green Ammonia as Fuel in Onshore Transportation. *Energies*, 16(13), 4898. <https://doi.org/10.3390/en16134898>
34. Clematis, D., Bellotti, D., Rivarolo, M., Magistri, L., & Barbucci, A. (2023). Hydrogen Carriers: Scientific Limits and Challenges for the Supply Chain, and Key Factors for Techno-Economic Analysis. *Energies*, 16(16), 6035. <https://doi.org/10.3390/en16166035>
35. Cunanan, C. J., Elorza Casas, C. A., Yorke, M., Fowler, M., & Wu, X.-Y. (2022). Design and Analysis of an Offshore Wind Power to Ammonia Production System in Nova Scotia. *Energies*, 15(24), 9558. <https://doi.org/10.3390/en15249558>
36. Czapowski, G., & Bukowski, K. (2013). Potencjał zasobowy soli kamiennej i soli potasowych w Polsce a perspektywy jego wykorzystania. *Górnictwo Odkrywkowe*, 2(54), 74–84.
37. Czapowski, G., & Tarkowski, R. (2018). Uwarunkowania geologiczne wybranych wysadów solnych w Polsce i ich przydatność do budowy kavern do magazynowania wodoru. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, 472, 53–81. <http://dx.doi.org/10.5604/01.3001.0012.6905>
38. Deloitte. (2021). *The potential of hydrogen for the chemical industry*. [https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/xs/Documents/energy-resources/me\\_pov-hydrogen-chemical-industry.pdf](https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/xs/Documents/energy-resources/me_pov-hydrogen-chemical-industry.pdf)
39. Deutsche Energie-Agentur. (2022). *Hy3 – Large-Scale Hydrogen Production from Offshore Wind to Decarbonise the Dutch and German Industry*. Deutsche Energie-



Agentur GmbH (dena).

[https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/Hy3\\_Large-scale\\_Hydrogen\\_Production\\_from\\_Offshore\\_Wind\\_to\\_Decarbonise\\_the\\_Dutch\\_and\\_German\\_Industry.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/Hy3_Large-scale_Hydrogen_Production_from_Offshore_Wind_to_Decarbonise_the_Dutch_and_German_Industry.pdf)

40. Dinh, V. N., Leahy, P., McKeogh, E., Murphy, J., & Cummins, V. (2021). Development of a viability assessment model for hydrogen production from dedicated offshore wind farms. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46 (48), 24620–24631. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.04.232>
41. Dokka, V. K. (2021). *Green hydrogen from stranded or soon to be stranded offshore oil and gas platforms* [Master's thesis]. School of Industrial Engineering of Barcelona ETSEIB.
42. Doumbia, M. L., Agbossou, K., & Granger, E. (2007). Simulink Modelling and Simulation of a Hydrogen Based Photovoltaic/Wind Energy System. *EUROCON 2007 - The International Conference on „Computer as a Tool”*, 2067–2072. <https://doi.org/10.1109/EURCON.2007.4400370>
43. Dragan, D. (2021). Prawo wodorowe – ocena wybranych planów legislacyjnych. *Internetowy Kwartalnik Antymonopolowy i Regulacyjny*, 10(2), 61–72. <https://doi.org/10.7172/2299-5749.IKAR.2.10.5>
44. Egeland-Eriksen, T., Jensen, J. F., Ulleberg, Ø., & Sartori, S. (2023). Simulating offshore hydrogen production via PEM electrolysis using real power production data from a 2.3 MW floating offshore wind turbine. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(74), 28712–28732. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.03.471>
45. Eikeng, E. (2023). *Power to Ammonia. A computational framework for optimizing green ammonia production from off-grid wind and solar energy* [Master's thesis]. Norwegian University of Science and Technology.

46. *Elektrolizer M Series Containerized PEM - karta charakterystyki*.  
<https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2021/01/M-Series- Containerized-Spec-Sheet-Rev-F.pdf>
47. El-Shafie, M. (2023a). A comprehensive assessment of ammonia synthesis reaction kinetics and rate equations. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(92), 35938–35952. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.06.011>
48. El-Shafie, M. (2023b). Hydrogen production by water electrolysis technologies: A review. *Results in Engineering*, 20, 101426.  
<https://doi.org/10.1016/j.rineng.2023.101426>
49. Emonts, B., Müller, M., Hehemann, M., Janßen, H., Keller, R., Stähler, M., Stähler, A., Hagenmeyer, V., Dittmeyer, R., Pfeifer, P., Waczowicz, S., Rubin, M., Munzke, N., & Kassmann, S. (2022). A Holistic Consideration of Megawatt Electrolysis as a Key Component of Sector Coupling. *Energies*, 15(10), 3656.  
<https://doi.org/10.3390/en15103656>
50. Erbach, G., & Jensen, L. (2021). *EU hydrogen policy. Hydrogen as an energy carrier for a climate-neutral economy*. European Parliament.  
[https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/689332/EPRS\\_BRI\(2021\)689332\\_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/689332/EPRS_BRI(2021)689332_EN.pdf)
51. Espinosa-López, M., Darras, C., Poggi, P., Glises, R., Baucour, P., Rakotondrainibe, A., Besse, S., & Serre-Combe, P. (2018). Modelling and experimental validation of a 46 kW PEM high pressure water electrolyzer. *Renewable Energy*, 119, 160–173.  
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.11.081>
52. Estevez, R., López-Tenllado, F. J., Aguado-Deblas, L., Bautista, F. M., Romero, A. A., & Luna, D. (2023). Current Research on Green Ammonia (NH<sub>3</sub>) as a Potential Vector Energy for Power Storage and Engine Fuels: A Review. *Energies*, 16(14), 5451. <https://doi.org/10.3390/en16145451>

53. Falcão, D. S. (2023). Green Hydrogen Production by Anion Exchange Membrane Water Electrolysis: Status and Future Perspectives. *Energies*, 16(2), 943.  
<https://doi.org/10.3390/en16020943>
54. Fasihi, M., Weiss, R., Savolainen, J., & Breyer, C. (2021). Global potential of green ammonia based on hybrid PV-wind power plants. *Applied Energy*, 294, 116170.  
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116170>
55. Frank, E., Gorre, J., Ruoss, F., & Friedl, M. J. (2018). Calculation and analysis of efficiencies and annual performances of Power-to-Gas systems. *Applied Energy*, 218, 217–231. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.105>
56. Futyma, K., Wołowicz, M., & Olesiejuk, P. (2019). Analiza efektywności energetycznej technologii Power-to-Gas-to-Power. *Nowa Energia*, 70(5–6), 28–31.
57. Gajowiecki, J., Kowalski, S., Czopek, P., Mróz-Malik, O., Matuszczak, K., Lasocki, K., Rogalska, W., Lesiak-Ćwikowska, M., Chylińska, A., Kierska, M., Stachura, P., Derlikiewicz, J., Bugnacki, P., Sztuba, W., Horodko, K., Krokosiński, M., Ratajczak, M., Manowiec, T., Pyszczyk, M., ... Kabala, N. (2023). *Energetyka wiatrowa w Polsce. Raport 2023*. TPA Poland. <https://windenergy-tpa.pl/#raports>
58. GAZ-SYSTEM. (2018). *Podziemny Magazyn Gazu Damasławek*. <https://www.gaz-system.pl/pl/system-przesylowy/inwestycje/pmg-damaslawek.html>
59. Gezerman, A. O. (2022). A Critical Assessment of Green Ammonia Production and Ammonia Production Technologies. *Kemija u Industriji*, 1–2, 57–66.  
<https://doi.org/10.15255/KUI.2021.013>
60. Ghasemi, M., & Iizuka, H. (2022). *Hybrid LNG & Ammonia Infrastructure: Key to a Green Economy*. Black & Veatch Holding Company.  
<https://www.bv.com/resources/hybrid-lng-ammonia-infrastructure-key-green-economy-ebook/>

61. Ghavam, S., Vahdati, M., Wilson, I. A. G., & Styring, P. (2021). Sustainable Ammonia Production Processes. *Frontiers in Energy Research*, 9, 1–19.  
<https://doi.org/10.3389/fenrg.2021.580808>
62. Giampieri, A., Ling-Chin, J., & Roskilly, A. P. (2023). Techno-economic assessment of offshore wind-to-hydrogen scenarios: A UK case study. *International Journal of Hydrogen Energy*, 52, 589–617. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.01.346>
63. Gomez Vidales, A., Millan, N. C., & Bock, C. (2023). Modeling of anion exchange membrane water electrolyzers: The influence of operating parameters. *Chemical Engineering Research and Design*, 194, 636–648.  
<https://doi.org/10.1016/j.cherd.2023.05.004>
64. Gondal, I. A. (2019). Hydrogen integration in power-to-gas networks. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(3), 1803–1815.  
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.11.164>
65. Götz, M., Lefebvre, J., Mörs, F., McDaniel Koch, A., Graf, F., Bajohr, S., Reimert, R., & Kolb, T. (2016). Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review. *Renewable Energy*, 85, 1371–1390. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.07.066>
66. Grigoriev, S. A., Fateev, V. N., Bessarabov, D. G., & Millet, P. (2020). Current status, research trends, and challenges in water electrolysis science and technology. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(49), 26036–26058.  
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.03.109>
67. Grodzinskiy, A. (2021). *Techno-economic assessment of low-carbon ammonia production* [Master's thesis, University of Stavanger]. <https://uis.brage.unit.no/uis-xmlui/bitstream/handle/11250/2786385/no.uis%3ainspera%3a78834591%3a57040062.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
68. Grupa Azoty. (2022). *Sprawozdanie Zarządu z działalności spółki Grupa Azoty Spółka Akcyjna oraz Grupy Kapitałowej Azoty za okres 12 miesięcy zakończony 31 grudnia*

2022. Grupa Azoty S.A.

[https://tarnow.grupaazoty.com/upload/2/files/2023/RI/Grupa\\_Azoty\\_Sprawozdanie\\_Zarzadu\\_2022.pdf](https://tarnow.grupaazoty.com/upload/2/files/2023/RI/Grupa_Azoty_Sprawozdanie_Zarzadu_2022.pdf)

69. Grupa Doradcza SMDI. (2015). *Morska Farma Wiatrowa Bałtyk Środkowy II. Raport o Oddziaływaniu na Środowisko. Tom IV.*

[https://portalgis.gdansk.rdos.gov.pl/morskafarmawiatrowa-](https://portalgis.gdansk.rdos.gov.pl/morskafarmawiatrowa-BaltykSrodkowyII/RAPORT/Tom%20)

[BałtykSrodkowyII/RAPORT/Tom%20](https://portalgis.gdansk.rdos.gov.pl/morskafarmawiatrowa-BaltykSrodkowyII/RAPORT/Tom%20)

[IV\\_Ocena%20oddziaływania/Sekcja%203\\_OOS%20bentos/BSII\\_TIV\\_S3\\_bentos\\_ost.pdf](https://portalgis.gdansk.rdos.gov.pl/morskafarmawiatrowa-BaltykSrodkowyII/RAPORT/Tom%20)

70. Gulati, A. (2022). *An analysis of green hydrogen to ammonia market opportunities*

[Master's project, Duke University]. <https://dukespace.lib.duke.edu/items/0a0e09dd-15a6-4b85-ac0c-ce9eb91935fd>

71. Guo, L., Su, J., Wang, Z., Shi, J., Guan, X., Cao, W., & Ou, Z. (2024). Hydrogen safety: An obstacle that must be overcome on the road towards future hydrogen economy. *International Journal of Hydrogen Energy*, 51, 1055–1078.

<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.08.248>

72. Gustafsson, J. (2022). *Hydrogen from offshore wind. The role of life cycle assessment in the optimal infrastructure design* [Master's thesis]. University of Oslo.

73. Gysels, E. (2018). *The role of green hydrogen in Belgium's future energy system* [Master's thesis]. Aalborg University.

74. H-BLIX. (2022). *Offshore wind vessel availability until 2030: Baltic Sea and Polish perspective*. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej. [http://psew.pl/wp-content/uploads/2022/06/Offshore\\_wind\\_vessel\\_availability\\_until-2030.pdf](http://psew.pl/wp-content/uploads/2022/06/Offshore_wind_vessel_availability_until-2030.pdf)

75. He, H., Huang, Y., Nakadomari, A., Masrur, H., Krishnan, N., Hemeida, A. M., Mikhaylov, A., & Senjyu, T. (2023). Potential and economic viability of green hydrogen production from seawater electrolysis using renewable energy in remote

Japanese islands. *Renewable Energy*, 202, 1436–1447.

<https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.12.046>

76. Henry, A., McCallum, C., McStay, D., Rooney, D., Robertson, P., & Foley, A. (2022). Analysis of wind to hydrogen production and carbon capture utilisation and storage systems for novel production of chemical energy carriers. *Journal of Cleaner Production*, 354, 131695. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.131695>
77. Hill, A. (2014). *Development of Low Temperature Catalysts for an Integrated Ammonia PEM Fuel Cell* [PhD Thesis]. University of Bath.
78. Høvik, M. H., Johnsen, B. T., & Wurschmidt, T. J. (2022). *Green Ammonia Production for maritime transport* [Bachelor's thesis]. Norwegian University of Science and Technology.
79. *Hydrogen generators for high purity industrial applications*. [Broszura informacyjna]. <https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2022/06/High-Purity-Brochure-Rev-J-Single-Pages.pdf>
80. Ibrahim, O. S., Singlitico, A., Proskovics, R., McDonagh, S., Desmond, C., & Murphy, J. D. (2022). Dedicated large-scale floating offshore wind to hydrogen: Assessing design variables in proposed typologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 160, 112310. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112310>
81. IRENA. (2022). *Green Hydrogen for Industry. A guide to policy making*. International Renewable Energy Agency. <https://www.irena.org/publications/2022/Mar/Green-Hydrogen-for-Industry>
82. IRENA, & AEA. (2022). *Innovation Outlook: Renewable Ammonia*. International Renewable Energy Agency. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/May/IRENA\\_Innovation\\_Outlook\\_Ammonia\\_2022.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/May/IRENA_Innovation_Outlook_Ammonia_2022.pdf)

83. Jakiel, M. (2011). Struktura przestrzenna elektrowni wiatrowych w Polsce i jej uwarunkowania. *Materiały XXXIV Zjazdu Studenckich Kół Naukowych Geografów, SKNG UG, Instytut Geografii UG, Wyd. Uniwersytetu Gdańskiego*, 50–66, ISBN 978-83-7326-871-5.
84. Jang, D., Kim, J., Kim, D., Han, W.-B., & Kang, S. (2022). Techno-economic analysis and Monte Carlo simulation of green hydrogen production technology through various water electrolysis technologies. *Energy Conversion and Management*, 258, 115499. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115499>
85. Jang, D., Kim, K., Kim, K.-H., & Kang, S. (2022). Techno-economic analysis and Monte Carlo simulation for green hydrogen production using offshore wind power plant. *Energy Conversion and Management*, 263, 115695. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115695>
86. Kimman, N. (2020). *Power-to-gas efficiency of a hydrogen back-up system governed by interruptible sources services* [Master's thesis]. Delft University of Technology.
87. Kotowicz, J., & Kwiatek, B. (2019). Analiza potencjału wytwórczego farmy wiatrowej. *Rynek Energii*, 4, 38–47.
88. Kupecki, J., Błesznowski, M., Motyliński, K., Wierzbicki, M., Jagielski, S., Boiski, M., Krauz, M., Bąkała, M., Razumkowa, K., & Skrzypkiewicz, M. (2020). *Analiza Potencjału Technologii Wodorowych w Polsce do Roku 2030 z Perspektywą do 2040 Roku*. Instytut Energetyki. [https://klasterwodorowy.pl/images/zdjecia/9\\_Analiza\\_potencjalu\\_tehnologii\\_wodorowych\\_opracowanie.pdf](https://klasterwodorowy.pl/images/zdjecia/9_Analiza_potencjalu_tehnologii_wodorowych_opracowanie.pdf)
89. Lee, B., Lim, D., Lee, H., & Lim, H. (2021). Which water electrolysis technology is appropriate?: Critical insights of potential water electrolysis for green ammonia production. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 143, 110963. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110963>

90. Lewandowska-Bernat, A., & Desideri, U. (2018). Opportunities of power-to-gas technology in different energy systems architectures. *Applied Energy*, 228, 57–67. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.06.001>
91. Ligęza, K. (2021). Zastosowanie metod elektrolizy wody PEM i SOEC do produkcji wodoru z wykorzystaniem energii z morskich farm wiatrowych. *Przemysł Chemiczny*, 100(8), 754–757. <https://doi.org/10.15199/62.2021.8.6>
92. Ligęza, K., Łaciak, M., & Ligęza, B. (2023). Centralized Offshore Hydrogen Production from Wind Farms in the Baltic Sea Area—A Study Case for Poland. *Energies*, 16(17), 6301. <https://doi.org/10.3390/en16176301>
93. Ligęza, K., & Narloch, P. (2023a). Perspektywy magazynowania wodoru z odnawialnych źródeł energii w Polsce. *Nowa Energia, Cz.1*. 87(1), 77–85.
94. Ligęza, K., & Narloch, P. (2023b). Perspektywy magazynowania wodoru z odnawialnych źródeł energii w Polsce. *Nowa Energia, Cz.2*. 88(2), 39–45.
95. Liu, J., Sun, W., & Harrison, G. P. (2020). The economic and environmental impact of power to hydrogen/power to methane facilities on hybrid power-natural gas energy systems. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(39), 20200–20209. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.11.177>
96. Liu, Z., Wang, H., Zhou, B., Yang, D., Li, G., Yang, B., Xi, C., & Hu, B. (2022). Optimal Operation Strategy for Wind–Hydrogen–Water Power Grids Facing Offshore Wind Power Accommodation. *Sustainability*, 14(11), 6871. <https://doi.org/10.3390/su14116871>
97. Lucas, T. R., Ferreira, A. F., Santos Pereira, R. B., & Alves, M. (2022). Hydrogen production from the WindFloat Atlantic offshore wind farm: A techno-economic analysis. *Applied Energy*, 310, 118481. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118481>



98. Lundvall, N. (2022). *Modelling hydrogen production from offshore wind parks. A techno-economic analysis of dedicated hydrogen production*. [Master's thesis]. Mälardalen University.
99. Lüth, A. (2022). *Offshore Energy Hubs as an Emerging Concept: Sector Integration at Sea*. Copenhagen Business School [Phd]. PhD Series No. 45.2022.
100. Ma, N., Zhao, W., Wang, W., Li, X., & Zhou, H. (2023). Large scale of green hydrogen storage: Opportunities and challenges. *International Journal of Hydrogen Energy*, 50, 379–396.
101. Ma, N., Zhao, W., Wang, W., Li, X., & Zhou, H. (2024). Large scale of green hydrogen storage: Opportunities and challenges. *International Journal of Hydrogen Energy*, 50, 379–396. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.09.021>
102. Machaj, K., Kupecki, J., Malecha, Z., Morawski, A. W., Skrzypkiewicz, M., Stanlik, M., & Chorowski, M. (2022). Ammonia as a potential marine fuel: A review. *Energy Strategy Reviews*, 44, 100926. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.100926>
103. Makhloufi, C., & Kezibri, N. (2021). Large-scale decomposition of green ammonia for pure hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(70), 34777–34787. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.07.188>
104. Mallouppas, G., Ioannou, C., & Yfantis, E. Ar. (2022). A Review of the Latest Trends in the Use of Green Ammonia as an Energy Carrier in Maritime Industry. *Energies*, 15(4), 1453. <https://doi.org/10.3390/en15041453>
105. Małachowska, A., Łukasik, N., Mioduska, J., & Gębicki, J. (2022). Hydrogen Storage in Geological Formations—The Potential of Salt Caverns. *Energies*, 15(14), 5038. <https://doi.org/10.3390/en15145038>
106. Matošec, M. (2022, marzec 31). *Offshore hydrogen production enables far-offshore wind deployment*. Hydrogen Tech World.

<https://hydrogentechworld.com/offshore-hydrogen-production-enables-far-offshore-wind-deployment>

107. *MFW Bałtyk II. Plan łańcucha dostaw.* (2022).  
<https://www.ure.gov.pl/pl/oze/mfw/plany/9458,MFW-Baltyk-II-Sp-z-oo.html>
108. Michalski, J., Bünger, U., Crotofino, F., Donadei, S., Schneider, G.-S., Pregger, T., Cao, K.-K., & Heide, D. (2017). Hydrogen generation by electrolysis and storage in salt caverns: Potentials, economics and systems aspects with regard to the German energy transition. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(19), 13427–13443. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.02.102>
109. Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r., (2021).  
<https://www.gov.pl/web/klimat/polska-strategia-wodorowa-do-roku-2030>
110. Miziołek, M., Filar, B., & Kwilosz, T. (2022). Magazynowanie wodoru w sczerpanych złożach gazu ziemnego. *Nafta-Gaz*, 78(3), 219–239.  
<https://doi.org/10.18668/NG.2022.03.06>
111. Möller, M. C., & Krauter, S. (2022). Hybrid Energy System Model in Matlab/Simulink Based on Solar Energy, Lithium-Ion Battery and Hydrogen. *Energies*, 15(6), 2201. <https://doi.org/10.3390/en15062201>
112. *Morskie farmy wiatrowe na Morzu Bałtyckim:* <https://sipam.gov.pl/geoportal>
113. Mosca, F. (2023). *Modelling and simulation of an Offshore Wind-Hydrogen combined system for hydrogen production using an anion exchange membrane electrolyzer* [Master's thesis]. Norwegian University of Science and Technology.
114. Muhammed, N. S., Gbadamosi, A. O., Epelle, E. I., Abdurashied, A. A., Haq, B., Patil, S., Al-Shehri, D., & Kamal, M. S. (2023). Hydrogen production, transportation, utilization, and storage: Recent advances towards sustainable energy. *Journal of Energy Storage*, 73, 109207. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.109207>

115. Muthukumar, P., Kumar, A., Afzal, M., Bhogilla, S., Sharma, P., Parida, A., Jana, S., Kumar, E. A., Pai, R. K., & Jain, I. P. (2023). Review on large-scale hydrogen storage systems for better sustainability. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(85), 33223–33259. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.04.304>
116. Nicita, A., Maggio, G., Andaloro, A. P. F., & Squadrito, G. (2020). Green hydrogen as feedstock: Financial analysis of a photovoltaic-powered electrolysis plant. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(20), 11395–11408. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.02.062>
117. Nicolas, P. (2022). *Technical, environmental and economic analysis of green ammonia as an energy vector in Spain*. [Master's thesis]. Escola Tècnica Superior d'Enginyeria Industrial de Barcelona.
118. Nilsson, M. (2022). *Offshore Wind Power Co-Operated Green Hydrogen and Sea-Water Oxygenation Plant: A Feasibility Case Study for Sweden*. [Master's thesis]. Uppsala University.
119. Noor Azam, A. M. I., Ragunathan, T., Zulkefli, N. N., Masdar, M. S., Majlan, E. H., Mohamad Yunus, R., Shamsul, N. S., Husaini, T., & Shaffee, S. N. A. (2023). Investigation of Performance of Anion Exchange Membrane (AEM) Electrolysis with Different Operating Conditions. *Polymers*, 15(5), 1301. <https://doi.org/10.3390/polym15051301>
120. North Sea Wind Power Hub. (2022). *Grid-integrated offshore Power-to-Gas. A feasibility review and discussion of power grid-integrated offshore Power-to-Gas*. North Sea Wind Power Hub. [https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/NSWPH\\_Grid-integrated%20offshore%20Power-to-Gas\\_Discussion%20paper%20%231.pdf](https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/NSWPH_Grid-integrated%20offshore%20Power-to-Gas_Discussion%20paper%20%231.pdf)

121. Noshervani, S. A., & Costa Neto, R. (2021). Techno-economic assessment of commercial ammonia synthesis methods in coastal areas of Germany. *Journal of Energy Storage*, 34, 102201. <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.102201>
122. Odongo, C. (2021). *Feasibility Study of Hydrogen Production from Wind Energy in Narvik*. [Master's thesis]. The Arctic University of Norway.
123. Oslo Economics. (2023). *Sammenhengende verdikjeder for hydrogen*. Oslo Economics.  
<https://www.regjeringen.no/contentassets/4e559e44877c4809a6ed6165b8cedcaf/verdikjeder-for-hydrogen.pdf>
124. Panić, I., Cuculić, A., & Čelić, J. (2022). Color-Coded Hydrogen: Production and Storage in Maritime Sector. *Journal of Marine Science and Engineering*, 10(12), 1995. <https://doi.org/10.3390/jmse10121995>
125. Pawłowski, A., Żelazna, A., & Żak, J. (2023). Is the Polish Solar-to-Hydrogen Pathway Green? A Carbon Footprint of AEM Electrolysis Hydrogen Based on an LCA. *Energies*, 16(9), 3702. <https://doi.org/10.3390/en16093702>
126. Peters, R., Vaessen, J., & Meer, R. V. D. (2020). *Offshore Hydrogen Production in the North Sea Enables Far Offshore Wind Development*. Offshore Technology Conference 2020. <https://doi.org/10.4043/30698-MS>
127. Pierozzi, N., De Bacco, P., Tascino, C., Arcangeletti, G., Tucceri, F., De Simone, G., Piazzzi, L., & Agogliati, P. (2022). *Emerging Solutions in Offshore Green Hydrogen Production and Storage*. Offshore Technology Conference 2022.  
<https://doi.org/10.4043/31727-MS>
128. Piskowska-Wasiak, J. (2017). Doświadczenia i perspektywy procesu Power to Gas. *Nafta-Gaz*, 73(8), 597–604. <https://doi.org/10.18668/NG.2017.08.07>
129. Pogorzelski, K., Mitraszewski, K., Matczak, M., Pardus, J., Szydłowski, Ł., Zaucha, J., Fisker Jensen, J., Brezgin, M., Scheffler, R., Foy, M., Schwarzkopf, M.-A.,

- rychodzen, J., Kamman, J., Wójcik, M., Wodecki, P., & Lasocki, K. (2022). *Potencjał Morskiej Energetyki Wiatrowej w Polsce. Kompleksowa Analiza Możliwości Rozwoju Morskiej Energetyki Wiatrowej w Polskich Obszarach Morskich*. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej. [https://konferencja-offshore.pl/wp-content/uploads/2022/11/FarmyMorskie\\_RaportShort\\_Prev.pdf](https://konferencja-offshore.pl/wp-content/uploads/2022/11/FarmyMorskie_RaportShort_Prev.pdf)
130. Polski Rejestr Statków S.A. (2021). *Publikacja 11/I – Bezpieczne wykorzystanie wodoru jako paliwa w komercyjnych zastosowaniach przemysłowych*. Polski Rejestr Statków S.A. [https://www.prs.pl/uploads/p11i\\_pl.pdf](https://www.prs.pl/uploads/p11i_pl.pdf).
131. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej. (2020). *Wizja dla Bałtyku. Wizja dla Polski. Rozwój morskiej energetyki wiatrowej w basenie morza Bałtyckiego*. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej. [http://psew.pl/wp-content/uploads/2020/12/psew\\_raport\\_pol\\_v20.pdf](http://psew.pl/wp-content/uploads/2020/12/psew_raport_pol_v20.pdf).
132. Portarapillo, M., & Di Benedetto, A. (2021). Risk Assessment of the Large-Scale Hydrogen Storage in Salt Caverns. *Energies*, 14(10), 2856. <https://doi.org/10.3390/en14102856>
133. Prause, G., Olaniyi, E. O., & Gerstlberger, W. (2023). Ammonia Production as Alternative Energy for the Baltic Sea Region. *Energies*, 16(4), 1831. <https://doi.org/10.3390/en16041831>
134. Preston, N., Maroufmashat, A., Riaz, H., Barbouti, S., Mukherjee, U., Tang, P., Wang, J., Haghi, E., Elkamel, A., & Fowler, M. (2020). How can the integration of renewable energy and power-to-gas benefit industrial facilities? From techno-economic, policy, and environmental assessment. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(51), 26559–26573. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.07.040>
135. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (2019). *Przyszłość Morskiej Energetyki Wiatrowej w Polsce*. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej.

<http://psew.pl/wp-content/uploads/2019/06/Przysz%C5%82o%C5%9B%C4%87-morskiej-energetyki-wiatrowej-w-Polsce-raport.pdf>

136. Sæbø, A. O., Trøen, T. L., Sydness, G. S., Lerøy Schaefer, J. M., Baardsen, A. H., Notkevich, L., Fosse, V., Guldbrandsen Frøysa, K., Solbrekke, I. M., & Oltedal, V. M. (2021). *Optimal utnyttelse av energi fra havvind i Sørliche Nordsjø II*. Greenstat. [https://www.uib.no/sites/w3.uib.no/files/attachments/optimal\\_utnyttelse\\_av\\_energi\\_fr\\_a\\_havvind\\_i\\_sorlige\\_nordsjo\\_ii-compressed.pdf](https://www.uib.no/sites/w3.uib.no/files/attachments/optimal_utnyttelse_av_energi_fr_a_havvind_i_sorlige_nordsjo_ii-compressed.pdf)
137. Salehi, F., Abbassi, R., Asadnia, M., Chan, B., & Chen, L. (2022). Overview of safety practices in sustainable hydrogen economy – An Australian perspective. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(81), 34689–34703. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.08.041>
138. Salmon, N., & Bañares-Alcántara, R. (2022). A global, spatially granular techno-economic analysis of offshore green ammonia production. *Journal of Cleaner Production*, 367, 133045. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.133045>
139. Sarrias-Mena, R., Fernández-Ramírez, L. M., García-Vázquez, C. A., & Jurado, F. (2015). Electrolyzer models for hydrogen production from wind energy systems. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(7), 2927–2938. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.12.125>
140. Saygin, D., Blanco, H., Boshell, F., Cordonnier, J., Rouwenhorst, K., Lathwal, P., & Gielen, D. (2023). Ammonia Production from Clean Hydrogen and the Implications for Global Natural Gas Demand. *Sustainability*, 15(2), 1623. <https://doi.org/10.3390/su15021623>
141. Schmidt, O., Gambhir, A., Staffell, I., Hawkes, A., Nelson, J., & Few, S. (2017). Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(52), 30470–30492. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.045>

142. Schreiner, F., Riemer, M., & Wachsmuth, J. (2022). *Conversion of LNG Terminals for Liquid Hydrogen or Ammonia*. Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI.  
[https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2022/Report\\_Conversion\\_of\\_LNG\\_Terminals\\_for\\_Liquid\\_Hydrogen\\_or\\_Ammonia.pdf](https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2022/Report_Conversion_of_LNG_Terminals_for_Liquid_Hydrogen_or_Ammonia.pdf)
143. Schrottenboer, A. H., Veenstra, A. A. T., Uit Het Broek, M. A. J., & Ursavas, E. (2022). A Green Hydrogen Energy System: Optimal control strategies for integrated hydrogen storage and power generation with wind energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 168, 112744. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112744>
144. *Seamless Steel Pipe Sizes*. [dataset]: <https://www.nansteel.com/news/seamless-steel-pipe-sizes.html>
145. Serna Cantero, Á. (2018). *Control systems of offshore hydrogen production by renewable energies*. [Doctoral thesis]. Universidad de Valladolid.  
<https://doi.org/10.35376/10324/29498>
146. Shepherd, J., Haider Ali Khan, M., Amal, R., Daiyan, R., & MacGill, I. (2022). Open-source project feasibility tools for supporting development of the green ammonia value chain. *Energy Conversion and Management*, 274, 116413.  
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116413>
147. Shiva Kumar, S., & Himabindu, V. (2019). Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review. *Materials Science for Energy Technologies*, 2(3), 442–454. <https://doi.org/10.1016/j.mset.2019.03.002>
148. Shiva Kumar, S., & Lim, H. (2022). An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production. *Energy Reports*, 8, 13793–13813.  
<https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.10.127>
149. Siekierski, M., Majewska, K., & Mroczkowska-Szerszeń, M. (2023). Metody efektywnego i bezpiecznego magazynowania wodoru jako warunek powszechnego

jego wykorzystania w transporcie i energetyce. *Nafta-Gaz*, 79(2), 114–130.

<https://doi.org/10.18668/NG.2023.02.06>

150. Siew Wan Cheng C. (2020). *The prospects of green and blue hydrogen production in Norway for energy export*. [Master's thesis]. University of Stavanger.
151. Singlitico, A., Østergaard, J., & Chatzivasileiadis, S. (2021). Onshore, offshore or in-turbine electrolysis? Techno-economic overview of alternative integration designs for green hydrogen production into Offshore Wind Power Hubs. *Renewable and Sustainable Energy Transition*, 1, 100005.  
<https://doi.org/10.1016/j.rset.2021.100005>
152. Smart, K. (2022). Review of Recent Progress in Green Ammonia Synthesis: Decarbonisation of fertiliser and fuels via green synthesis. *Johnson Matthey Technology Review*, 66(3), 230–244.  
<https://doi.org/10.1595/205651322X16334238659301>
153. Song, S., Lin, H., Sherman, P., Yang, X., Nielsen, C. P., Chen, X., & McElroy, M. B. (2021). Production of hydrogen from offshore wind in China and cost-competitive supply to Japan. *Nature Communications*, 12(1), 6953.  
<https://doi.org/10.1038/s41467-021-27214-7>
154. *Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Azoty Zakłady Chemiczne „Police” S.A. oraz Grupy Kapitałowej Grupa Azoty Zakłady Chemiczne „Police” S.A. za okres 12 miesięcy zakończony 31 grudnia 2021 roku.* (2022). Grupa Kapitałowa Grupa Azoty Zakłady Chemiczne „Police” Spółka Akcyjna.  
[https://zchpolice.grupaazoty.com/upload/4/files/2022/r2021/skondolidowany/GAPolic e\\_SprawozdanieZarzadu-2021-12-31-pl.xhtml](https://zchpolice.grupaazoty.com/upload/4/files/2022/r2021/skondolidowany/GAPolic e_SprawozdanieZarzadu-2021-12-31-pl.xhtml)
155. *Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Azoty Zakłady Chemiczne „Police” S.A. oraz Grupy Kapitałowej Grupa Azoty Zakłady Chemiczne „Police” S.A. za okres 12 miesięcy zakończony 31 grudnia 2022 roku.* (2023). Grupa



Kapitałowa Grupa Azoty Zakłady Chemiczne „Police” S.A.

[https://api.notoria.pl/news/content?type=espi&ref=20230330\\_225644\\_1212387867\\_Grupa\\_Azoty\\_Police\\_Sprawozdanie\\_Zarzadu\\_2022.xhtml](https://api.notoria.pl/news/content?type=espi&ref=20230330_225644_1212387867_Grupa_Azoty_Police_Sprawozdanie_Zarzadu_2022.xhtml)

156. *Stacja pomiarowa 12120 Łeba*. [dataset]:

[https://www.ogimet.com/display\\_synops.php?lang=en&tipo=ALL&ord=REV&nil=SI&fmt=html&anof=2023&mesf=11&dayf=13&horaf=21&minf=45&ano=2023&mes=11&day=12&hora=21&min=45&lugar=12120](https://www.ogimet.com/display_synops.php?lang=en&tipo=ALL&ord=REV&nil=SI&fmt=html&anof=2023&mesf=11&dayf=13&horaf=21&minf=45&ano=2023&mes=11&day=12&hora=21&min=45&lugar=12120)

157. *Stacja pomiarowa 12001 Petrobaltic Beta*. [dataset]:

[https://www.ogimet.com/display\\_synops.php?lang=en&tipo=ALL&ord=REV&nil=SI&fmt=html&anof=2023&mesf=11&dayf=13&horaf=21&minf=45&ano=2023&mes=11&day=12&hora=21&min=45&lugar=12001](https://www.ogimet.com/display_synops.php?lang=en&tipo=ALL&ord=REV&nil=SI&fmt=html&anof=2023&mesf=11&dayf=13&horaf=21&minf=45&ano=2023&mes=11&day=12&hora=21&min=45&lugar=12001)

158. *Stacja pomiarowa 12100 Kołobrzeg*. [dataset]:

[https://www.ogimet.com/display\\_synops.php?lang=en&tipo=ALL&ord=REV&nil=SI&fmt=html&anof=2023&mesf=11&dayf=13&horaf=21&minf=45&ano=2023&mes=11&day=12&hora=21&min=45&lugar=12100](https://www.ogimet.com/display_synops.php?lang=en&tipo=ALL&ord=REV&nil=SI&fmt=html&anof=2023&mesf=11&dayf=13&horaf=21&minf=45&ano=2023&mes=11&day=12&hora=21&min=45&lugar=12100)

159. Stolecka, K. (2018). Hazards of hydrogen transport in the existing natural gas pipeline network. *Journal of Power Technologies*, 4(98), 329–335.

160. Stori, V. (2021). *Offshore Wind to Green Hydrogen*. Clean Energy States Alliance. <https://www.cesa.org/wp-content/uploads/Offshore-Wind-to-Green-Hydrogen-Insights-from-Europe.pdf>.

161. Such, P. (2020). Magazynowanie wodoru w obiektach geologicznych. *Nafta-Gaz*, 76(11), 794–798. <https://doi.org/10.18668/NG.2020.11.04>

162. Sun, C., Fan, X., Li, Y., Han, H., Zhu, J., Liu, L., & Geng, X. (2022). Research on the offshore adaptability of new offshore ammonia-hydrogen coupling storage and transportation technology. *Renewable Energy*, 201, 700–711. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.11.017>

163. Szlęk, A., Adamczyk, W., Bijańska, J., & Wodarski, K. (2023). Amoniak jako nośnik energii. *Nowa Energia*, 88(2), 46–51.
164. Ślizowski, J., & Urbańczyk, K. (2011). *Możliwości magazynowania gazu ziemnego w Polskich złożach soli kamiennej w zależności od warunków geologiczno-górnictwowych*. Wydawnictwo IGSMiE PAN.
165. Takach, M., Sarajlić, M., Peters, D., Kroener, M., Schuldt, F., & Von Maydell, K. (2022). Review of Hydrogen Production Techniques from Water Using Renewable Energy Sources and Its Storage in Salt Caverns. *Energies*, 15(4), 1415.  
<https://doi.org/10.3390/en15041415>
166. Tarkowski, R. (2017). Wybrane aspekty podziemnego magazynowania wodoru. *Przegląd Geologiczny*, 65(5), 282–291.
167. Tarkowski, R., Lankof, L., Luboń, K., & Michalski, J. (2024). Hydrogen storage capacity of salt caverns and deep aquifers versus demand for hydrogen storage: A case study of Poland. *Applied Energy*, 355, 122268.  
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.122268>
168. Tarkowski, R., & Uliasz-Misiak, B. (2022). Towards underground hydrogen storage: A review of barriers. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 162, 112451. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112451>
169. Tchorek, G. (2022, październik 18). *Rewolucja wodorowa—Jak skorzystać?*  
[https://poir.parp.gov.pl/attachments/article/83293/webinarium\\_18102022\\_wodor.pdf](https://poir.parp.gov.pl/attachments/article/83293/webinarium_18102022_wodor.pdf)
170. Tchorek, G., Targowski, F., Mikusek, P., & Grzybowski, M. (2023). *Łańcuch wartości gospodarki wodorowej w Polsce*.  
<https://www.igg.pl/app/uploads/2023/08/Lancuch-wartosci-gospodarki-wodorowej-w-Polsce-2023-r.pdf>
171. Tebibel, H. (2018). Wind Turbine Power System for Hydrogen Production and Storage: Techno-economic Analysis. *2018 International Conference on Wind Energy*

*and Applications in Algeria (ICWEAA)*, 1–6.

<https://doi.org/10.1109/ICWEAA.2018.8605079>

172. Teien, M. A. (2022). *Combining offshore wind power and hydrogen production* [Master's thesis]. Norwegian University of Science and Technology.
173. Thema, M., Bauer, F., & Sterner, M. (2019). Power-to-Gas: Electrolysis and methanation status review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 112, 775–787. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.06.030>
174. Tiwari, P., Neupane, B. P., & Niraula, D. (2021). Prospects of green hydrogen production and supply from offshore renewable energy: Power-to-X pathways. *International Research Journal of Modernization in Engineering Technology and Science*, 03(08), 307–315.
175. *Turbina wiatrowa Vestas V236-15.0 MW*. [dataset]: <https://www.vestas.com/en/products/offshore/V236-15MW>
176. Uliasz-Misiak, B., Lewandowska-Śmierzchalska, J., Matuła, R., & Tarkowski, R. (2022). Prospects for the Implementation of Underground Hydrogen Storage in the EU. *Energies*, 15(24), 9535. <https://doi.org/10.3390/en15249535>
177. Ulucan, T. H., Akhade, S. A., Ambalakatte, A., Autrey, T., Cairns, A., Chen, P., Cho, Y. W., Gallucci, F., Gao, W., Grinderslev, J. B., Grubel, K., Jensen, T. R., De Jongh, P. E., Kothandaraman, J., Lamb, K. E., Lee, Y.-S., Makhoulfi, C., Ngene, P., Olivier, P., ... Weidenthaler, C. (2023). Hydrogen storage in liquid hydrogen carriers: Recent activities and new trends. *Progress in Energy*, 5(1), 012004. <https://doi.org/10.1088/2516-1083/acac5c>
178. UN Global Compact Network Poland. (2023). *Prawo wodorowe – środowisko regulacyjne wspierające rozwój gospodarki wodorowej*. UN Global Compact Network Poland. <https://ungc.org.pl/raport-prawo-wodorowe-srodowisko-regulacyjne-wspierajace-rozwoj-gospodarki-wodorowe/>

179. Ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. O promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, Dz. U. 2021 poz. 234 (2020).  
<https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20210000234/U/D20210234Lj.pdf>
180. Ustolin, F., Campari, A., & Taccani, R. (2022). An Extensive Review of Liquid Hydrogen in Transportation with Focus on the Maritime Sector. *Journal of Marine Science and Engineering*, 10(9), 1222. <https://doi.org/10.3390/jmse10091222>
181. Valle-Falcones, L. M., Grima-Olmedo, C., Mazadiego-Martínez, L. F., Hurtado-Bezoz, A., Egulior-Díaz, S., & Rodríguez-Pons, R. (2022). Green Hydrogen Storage in an Underground Cavern: A Case Study in Salt Diapir of Spain. *Applied Sciences*, 12(12), 6081. <https://doi.org/10.3390/app12126081>
182. van 't Noordende, H., & Ripson, P. (2022). *A One-GigaWatt Green-Hydrogen Plant. Advanced design and total installed-capital costs*. Institute for Sustainable Process Technology. <https://ispt.eu/projects/hydrohub-gigawatt/>
183. Veenstra, A. T., Schrottenboer, A. H., Broek, M. A. J. U. het, & Ursavas, E. (2021). Green Hydrogen Plant: Optimal control strategies for integrated hydrogen storage and power generation with wind energy. *Electrical Engineering and Systems Science*, 1-27, <http://arxiv.org/abs/2108.00530>
184. Vestrheim, M. (2022). *Offshore Hydrogen Production from Floating Offshore Wind—A Study of Unitech Zephyros* [Master's thesis]. University of Bergen.
185. Vindenes, C. (2022). *Safety review and risk study for hydrogen storage* [Master's thesis]. University of South-Eastern Norway.
186. Vinodh, R., Kalanur, S. S., Natarajan, S. K., & Pollet, B. G. (2023). Recent Advancements of Polymeric Membranes in Anion Exchange Membrane Water Electrolyzer (AEMWE): A Critical Review. *Polymers*, 15(9), 2144. <https://doi.org/10.3390/polym15092144>

187. Walavalkar, A. C. (2021). *A Comparative Study on Hydrogen Production and Storage Using an Offshore Wind Farm in The Netherlands* [Master's thesis]. Universiteit Utrecht.
188. Wang, B., Li, T., Gong, F., Othman, M. H. D., & Xiao, R. (2022). Ammonia as a green energy carrier: Electrochemical synthesis and direct ammonia fuel cell - a comprehensive review. *Fuel Processing Technology*, 235, 107380.  
<https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2022.107380>
189. Wang, C., Walsh, S. D. C., Longden, T., Palmer, G., Lutalo, I., & Dargaville, R. (2023). Optimising renewable generation configurations of off-grid green ammonia production systems considering Haber-Bosch flexibility. *Energy Conversion and Management*, 280, 116790. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.116790>
190. Wiącek, A., Ruszel, M., & Stec-Rusiecka, J. (2022). *Bezpieczeństwo energetyczne. Wybrane zagadnienia*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Rzeszowskiej.
191. Widera, B. (2020). Renewable hydrogen implementations for combined energy storage, transportation and stationary applications. *Thermal Science and Engineering Progress*, 16, 100460. <https://doi.org/10.1016/j.tsep.2019.100460>
192. Wilkosz, P., & Grzybowski, Ł. (2023). Możliwości budowy kawern solnych na obszarze Polski dla wielkoskalowego magazynowania wodoru. *Przegląd Gazowniczy*, 79(3), 8–12.
193. Włodek, T., Łaciak, M., Kurowska, K., & Węgrzyn, Ł. (2016). Thermodynamic analysis of hydrogen pipeline transportation - selected aspects. *AGH Drilling, Oil, Gas*, 33(2), 379–395. <http://dx.doi.org/10.7494/drill.2016.33.2.379>
194. Yan, H., Zhang, W., Kang, J., & Yuan, T. (2023). The Necessity and Feasibility of Hydrogen Storage for Large-Scale, Long-Term Energy Storage in the New Power System in China. *Energies*, 16(13), 4837.  
<https://doi.org/10.3390/en16134837>

195. Yassin, K., Kelm, S., Kampili, M., & Reinecke, E.-A. (2023). Validation and Verification of containmentFOAM CFD Simulations in Hydrogen Safety. *Energies*, 16(16), 5993. <https://doi.org/10.3390/en16165993>
196. Yüzbaşıoğlu, A. E., Avşar, C., & Gezerman, A. O. (2022). The current situation in the use of ammonia as a sustainable energy source and its industrial potential. *Current Research in Green and Sustainable Chemistry*, 5, 100307. <https://doi.org/10.1016/j.crgsc.2022.100307>
197. Zacharski, J., Wójcicki, A., & Czapowski, G. (2022). Wykorzystanie wybranych struktur geologicznych do podziemnego magazynowania substancji. Forum Innowacyjności. <https://www.pgi.gov.pl/dokumenty-przegladarka/aktualnosci-2022/9066-wykorzystanie-wybranych-struktur-geologicznych-do-podziemnego-magazynowania-substancji/file.html>
198. Zaik, K., & Werle, S. (2023). Solar and wind energy in Poland as power sources for electrolysis process—A review of studies and experimental methodology. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(31), 11628–11639. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.02.074>
199. Zhang, T., Uratani, J., Huang, Y., Xu, L., Griffiths, S., & Ding, Y. (2023). Hydrogen liquefaction and storage: Recent progress and perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 176, 113204. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113204>
200. Zhao, G., Kraglund, M. R., Frandsen, H. L., Wulff, A. C., Jensen, S. H., Chen, M., & Graves, C. R. (2020). Life cycle assessment of H<sub>2</sub>O electrolysis technologies. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(43), 23765–23781. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.05.282>

## Spis oznaczeń

AC – (ang. *Alternating Current*) prąd przemienny

AEL – (ang. *Alkaline Elektrolysis*) elektroliza alkaliczna

AEM – (ang. *Anion Exchange Membrane Electrolysis*) elektroliza z membraną anionowymienną

AGL – (ang. *Above Ground Level*) dot. wysokości nad powierzchnią terenu

ASU – (ang. *Air Separation Unit*) jednostka separacji azotu z powietrza

atm – atmosfera, jednostka ciśnienia

CCS – (ang. *Carbon Capture and Storage*) process sekwestracji i składowania dwutlenku węgla

CO<sub>2</sub> – dwutlenek węgla

DC – (ang. *Direct Current*) prąd stały

EHB – (ang. *European Hydrogen Backbone*) transeuropejski system przesyłowy wodoru

Faza I rozwoju MEW – Planowane MFW, o których mowa w Załączniku 1 do Ustawy Offshore

Faza II rozwoju MEW – Planowane MFW, o których mowa w Załączniku 2 do Ustawy Offshore

Faza III rozwoju MEW – Planowane MFW na nowych obszarach POM

GW – gigawat

H<sub>2</sub> – wodór

HB – proces Habera-Boscha

HVAC – (ang. *High-Voltage Alternating Current*) linia wysokiego napięcia prądu przemiennego

HVDC – (ang. *High-Voltage Direct Current*) linia wysokiego napięcia prądu stałego

km<sup>2</sup> – kilometr kwadratowy

KSE – Krajowy System Elektroenergetyczny

kWh – kilowatogodzina

LH<sub>2</sub> – (ang. *liquid hydrogen*) ciekły wodór

MEW – morska energetyka wiatrowa

MFW – morska farma wiatrowa

m<sub>N</sub><sup>3</sup> – normalny metr sześcienny

MPa – megapaskal

Mt – megatona

MW – megawat

MWh – megawatogodzina

NFPA – (ang. *The National Fire Protection Association*) Narodowy Związek Ochrony Przeciwpowodzi

n.p.m. – nad poziomem morza

Obszar Natura 2000 – specjalny obszar ochrony siedlisk lub obszar specjalnej ochrony ptaków

OZE – odnawialne źródła energii

PEM – (ang. *Proton Exchange Membrane Electrolysis*) elektroliza z polimerową membraną wymiany protonów

PEP2040 – Polityka Energetyczna Polski do 2040 r.

PMG – Podziemny Magazyn Gazu

POM – polskie obszary morskie w rozumieniu ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej

m p.p.t. – metry pod poziomem terenu

PSA – ( ang. *Pressure Swing Adsorption*) adsorpcja zmienne ciśnienia

PSE – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

PtG – (ang. *Power to Gas*) proces przekształcania energii w gaz

PtL – (ang. *Power to Liquid*) proces przekształcania energii w ciekły nośnik

PZPPOM – Plan zagospodarowania przestrzennego polskich obszarów morskich w skali 1: 200000

RFNBO – ( ang. *Renewable Fuels of Non-Biological Origin*) paliwa wytwarzane ze źródeł odnawialnych (innych niż biomasa i paliwa jądrowe)

RO – ( ang. *Reverse Osmosis*) odwrócona osmoza

SCADA – ( ang. *Supervisory Control and Data Acquisition*) system nadzoru, kontroli i gromadzenia danych

SIPAM – System Informacji Przestrzennej Administracji Morskiej

SMR – ( ang. *Steam Methane Reforming*) reforming parowy metanu

SNG – ( ang. *Synthetic Natural Gas*) metan wytworzony w procesie metanizacji wodoru

SOEC – (ang. *Solid Oxide Electrolysis Cell*) elektroliza stałotlenkowa



TWh – terawatogodzina

TRL – (ang. *Technology Readiness Level*) poziom gotowości technologicznej

UE – Unia Europejska

## Spis rysunków

|                                                                                                                                                                  |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| RYSUNEK 2.1. ZESTAWIENIE TECHNOLOGII POWER-TO-X. ŹRÓDŁO: (KUPECKI I IN., 2020). ....                                                                             | 29 |
| RYSUNEK 2.2. SCHEMAT TECHNOLOGII POWER-TO-GAS. ŹRÓDŁO: (BRODACKI, D I IN., 2021).                                                                                | 31 |
| RYSUNEK 2.3. SCHEMAT PROCESU POWER-TO-GAS WRAZ Z WYTWORZENIEM METANU ŹRÓDŁO:<br>(CHACZYKOWSKI & OSIADACZ, 2016).....                                             | 33 |
| RYSUNEK 2.4. SCHEMAT MORSKIEGO SYSTEMU POWER-TO-GAS NA ISTNIEJĄCEJ PLATFORMIE<br>WIERTNICZEJ. ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE (PETERS I IN., 2020). .... | 35 |
| RYSUNEK 2.5. SPRAWNOŚĆ POSZCZEGÓLNYCH PROCESÓW KONWERSJI ENERGII. ŹRÓDŁO:<br>(KUPECKI I IN., 2020). ....                                                         | 36 |
| RYSUNEK 2.6. MOŻLIWE UKŁADY ROZMIESZCZENIA TURBIN NA FARMIE WIATROWEJ. ŹRÓDŁO:<br>(MOSCA, 2023). ....                                                            | 40 |
| RYSUNEK 2.7. SCHEMAT BUDOWY TYPOWEJ MORSKIEJ TURBINY WIATROWEJ. ŹRÓDŁO: (GRUPA<br>DORADCZA SMDI, 2015). ....                                                     | 43 |
| RYSUNEK 2.8. MODELE STACJONARNYCH TURBIN MORSKICH. ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE<br>NA PODSTAWIE (MOSCA, 2023). ....                                                | 44 |
| RYSUNEK 2.9. SCHEMAT BUDOWY FUNDAMENTU MONOPALOWEGO. ŹRÓDŁO: (GRUPA<br>DORADCZA SMDI, 2015). ....                                                                | 45 |
| RYSUNEK 2.10. TURBINY MORSKIE Z FUNDAMENTAMI PŁYWAJĄCYMI. ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE<br>WŁASNE NA PODSTAWIE (GUSTAFSSON, 2022). ....                                    | 46 |
| RYSUNEK 2.11. KRZYWA MOCY TURBINY WIATROWEJ, ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA<br>PODSTAWIE (KIMMAN, 2020). ....                                                     | 49 |
| RYSUNEK 2.12. POTENCJALNE OBSZARY ZABUDOWY POD MFW DLA AKWENÓW<br>WYZNACZONYCH Z PZPPOM. ŹRÓDŁO: (POGORZELSKI I IN., 2022). ....                                 | 55 |
| RYSUNEK 2.13. NOWE PERSPEKTYWICZNE OBSZARY POD BUDOWĘ MFW NA MORZU<br>BAŁTYCKIM. ŹRÓDŁO: (POGORZELSKI I IN., 2022). ....                                         | 57 |
| RYSUNEK 2.14. WSPÓŁCZYNNIK WYKORZYSTANIA MOCY TURBIN WIATROWYCH NA<br>POSZCZEGÓLNYCH OBSZARACH POD BUDOWĘ MFW. ŹRÓDŁO: (POGORZELSKI I IN., 2022).<br>.....       | 58 |
| RYSUNEK 2.15. POROZUMIOWANA ŚREDNIA ROCZNA PRODUKTYWNOŚĆ OBSZARÓW<br>PRZEZNACZONYCH POD BUDOWĘ MFW. ŹRÓDŁO: (POGORZELSKI I IN., 2022). ....                      | 59 |
| RYSUNEK 2.16. SCHEMAT ELEKTROLIZERA ALKALICZNEGO. ŹRÓDŁO: (KUPECKI I IN., 2020)...                                                                               | 65 |
| RYSUNEK 2.17. SCHEMAT ELEKTROLIZERA TYPU PEM. ŹRÓDŁO: (KUPECKI I IN., 2020). ....                                                                                | 68 |
| RYSUNEK 2.18. SCHEMAT ELEKTROLIZERA TYPU AEM. ŹRÓDŁO: (KUPECKI I IN., 2020). ....                                                                                | 71 |
| RYSUNEK 2.19. SCHEMAT ELEKTROLIZERA TYPU SOEC. ŹRÓDŁO: (KUPECKI I IN., 2020). ....                                                                               | 74 |

|                                                                                                                                                                                                          |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| RYSUNEK 2.20. SCHEMAT SYSTEMU SCENTRALIZOWANEJ PRODUKCJI WODORU NA PLATFORMIE MORSKIEJ. ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE (CALADO & CASTRO, 2021).<br>.....                                        | 85  |
| RYSUNEK 2.21. SCENTRALIZOWANY SYSTEM PRODUKCJI WODORU NA PLATFORMIE MORSKIEJ PRZY WYKORZYSTANIU ENERGII Z DEDYKOWANYCH FARM WIATROWYCH. ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE (LUNDVALL, 2022). ....   | 86  |
| RYSUNEK 2.22. SCHEMAT SYSTEMU SCENTRALIZOWANEJ PRODUKCJI WODORU NA MORZU. ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE (ALVESTAD, 2022). ....                                                                 | 87  |
| RYSUNEK 2.23. SCENTRALIZOWANY SYSTEM PRODUKCJI WODORU OFFSHORE Z MAGAZYNOWANIEM PODWODNYM WODORU. ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE (TEIEN, 2022). ....                                            | 88  |
| RYSUNEK 2.24. WIZUALIZACJA MORSKIEJ, WODOROWEJ PLATFORMY PRODUKCYJNEJ. ŹRÓDŁO: (MOSCA, 2023). ....                                                                                                       | 89  |
| RYSUNEK 2.25. POZIOM I MORSKIEJ WODOROWEJ PLATFORMY PRODUKCYJNEJ. ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE (NORTH SEA WIND POWER HUB, 2022). ....                                                         | 90  |
| RYSUNEK 2.26. POZIOM II MORSKIEJ WODOROWEJ PLATFORMY PRODUKCYJNEJ. ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE (NORTH SEA WIND POWER HUB, 2022). ....                                                        | 90  |
| RYSUNEK 2.27. POZIOM III MORSKIEJ WODOROWEJ PLATFORMY PRODUKCYJNEJ. ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE (NORTH SEA WIND POWER HUB, 2022). ....                                                       | 91  |
| RYSUNEK 2.28. SCHEMAT PROJEKTU PRODUKCJI WODORU NA MORSKIEJ PLATFORMIE POSHYDON. ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE (MATOŠEC, 2022). ....                                                           | 92  |
| RYSUNEK 2.29. SYSTEM ZDECENTRALIZOWANEJ PRODUKCJI WODORU NA MORZU. ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE (ALVESTAD, 2022). ....                                                                        | 93  |
| RYSUNEK 2.30. KONCEPCJA ZDECENTRALIZOWANEJ PRODUKCJI WODORU – PROJEKT DOLPHYN. ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE (MOSCA, 2023). ....                                                               | 94  |
| RYSUNEK 2.31. RÓŻNICE W BUDOWIE SYSTEMU ZDECENTRALIZOWANEJ PRODUKCJI WODORU NA MORZU (PO LEWEJ), A PRODUKCJI NA SCENTRALIZOWANEJ PLATFORMIE MORSKIEJ (PO PRAWEJ). ŹRÓDŁO: (BAARDSSEN HØINES, 2022). .... | 95  |
| RYSUNEK 2.32. ŁAŃCUCH WARTOŚCI POSZCZEGÓLNYCH METOD TRANSPORTU WODORU. ŹRÓDŁO: (TCHOREK I IN., 2023). ....                                                                                               | 99  |
| RYSUNEK 2.33. MAPA EUROPEJSKIEJ SIECI WODOROWEJ W RAMACH PROJEKTU EUROPEAN HYDROGEN BACKBONE. ŹRÓDŁO: (DELOITTE, 2021). ....                                                                             | 102 |
| RYSUNEK 2.34. WYBRANE METODY MAGAZYNOWANIA WODORU. ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE (VESTRHEIM, 2022). ....                                                                                       | 108 |

|                                                                                                                                                                                 |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| RYSUNEK 2.35. SCHEMAT ZATŁACZANIA I ODBIORU WODORU Z KAWERNY SOLNEJ. ŹRÓDŁO:<br>OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE (VALLE-FALCONES I IN., 2022). .....                             | 112 |
| RYSUNEK 2.36. LOKALIZACJA KAWERN W ZŁOŻACH SOLI WYSADOWYM I POKŁADOWYM<br>ŹRÓDŁO: (BRODAKCI, D I IN., 2021). .....                                                              | 114 |
| RYSUNEK 2.37. LOKALIZACJA PODZIEMNYCH MAGAZYNÓW GAZU W POLSCE. ŹRÓDŁO: (SUCH,<br>2020). .....                                                                                   | 116 |
| RYSUNEK 2.38. MAPA WYSTĘPOWANIA STRUKTUR SOLNYCH W POLSCE, ŹRÓDŁO:<br>(MAŁACHOWSKA I IN., 2022). .....                                                                          | 118 |
| RYSUNEK 2.39. POTENCJALNE LOKALIZACJE PODZIEMNYCH MAGAZYNÓW WODORU W POLSCE.<br>ŹRÓDŁO: (KUPECKI I IN., 2020).....                                                              | 121 |
| RYSUNEK 2.40. PROCES SKRAPLANIA WODORU. ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA<br>PODSTAWIE (BAARDSSEN HØINES, 2022). .....                                                              | 123 |
| RYSUNEK 2.41. SCHEMAT PRODUKCJI ZIELONEGO AMONIAKU. ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE<br>NA PODSTAWIE (LEE I IN., 2021). .....                                                         | 132 |
| RYSUNEK 2.42. WYDAJNOŚĆ POSZCZEGÓLNYCH ETAPÓW KONWERSJI AMONIAKU. ŹRÓDŁO:<br>OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE (GULATI, 2022). .....                                              | 133 |
| RYSUNEK 2.43. SCHEMAT TERMINAŁA LNG WRAZ Z INFRASTRUKTURA MAGAZYNOWĄ.<br>ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE (GHASEMI & IIZUKA, 2022). .....                                | 136 |
| RYSUNEK 2.44. SCHEMAT TERMINAŁA LNG ZMODYFIKOWANEGO DO OBSŁUGI I<br>MAGAZYNOWANIA CIEKŁEGO AMONIAKU. ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE<br>(GHASEMI & IIZUKA, 2022). ..... | 138 |
| RYSUNEK 2.45. WYKRES PRODUKCJI AMONIAKU W POLSCE W LATACH 2015-2019. ŹRÓDŁO:<br>(BRODAKCI, D I IN., 2021). .....                                                                | 157 |
| RYSUNEK 2.46. PLANY ROZWOJU DLA TRANSPORTU ZIELONEGO WODORU W GRUPIE AZOTY.<br>ŹRÓDŁO: (KUPECKI I IN., 2020).....                                                               | 158 |
| RYSUNEK 2.47. PRODUKCJA STALI W POLSCE W LATACH 2015-2019. ŹRÓDŁO: (BRODAKCI, D I<br>IN., 2021). .....                                                                          | 161 |
| RYSUNEK 4.1. MODEL SCENTRALIZOWANEJ MORSKIEJ PRODUKCJI WODORU NA MORZU<br>BAŁTYCKIM. ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE (LIGĘZA I IN., 2023).....                                       | 166 |
| RYSUNEK 4.2. LOKALIZACJA OBSZARU 14.E.1. NA MORZU BAŁTYCKIM. ŹRÓDŁO: (MORSKIE<br>FARMY WIATROWE NA MORZU BAŁTYCKIM, B.D.). .....                                                | 168 |
| RYSUNEK 4.3. LOKALIZACJA OBSZARU PROJEKTOWANEJ FARMY WIATROWEJ BAŁTYK II.<br>ŹRÓDŁO: (GRUPA DORADCZA SMDI, 2015).....                                                           | 170 |
| RYSUNEK 4.4. LOKALIZACJA OBSZARU W3 NA MORZU BAŁTYCKIM. ŹRÓDŁO:(POGORZELSKI I<br>IN., 2022). .....                                                                              | 173 |

|                                                                                                                                         |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| RYSUNEK 4.5. LOKALIZACJA PROJEKTOWANEGO KAWERNOWEGO MAGAZYNU DAMASŁAWEK.<br>ŹRÓDŁO: (GAZ-SYSTEM, 2018).....                             | 186 |
| RYSUNEK 4.6. PRZEKRÓJ PIONOWY PRZES WYSAD SOLNY DAMASŁAWEK. ŹRÓDŁO: (CZAPOWSKI<br>& TARKOWSKI, 2018). ....                              | 188 |
| RYSUNEK 4.7. PRZEKRÓJ POZIOMY NA GŁĘBOKOŚCI 400 M PRZES WYSAD SOLNY DAMASŁAWEK.<br>ŹRÓDŁO: (CZAPOWSKI & TARKOWSKI, 2018).....           | 188 |
| RYSUNEK 4.8. SCHEMAT ZAGOSPODAROWANIA CZĘŚCI NAZIEMNEJ I PODZIEMNEJ MAGAZYNU<br>KAWERNOWEGO DAMASŁAWEK. ŹRÓDŁO: (GAZ-SYSTEM, 2018)..... | 190 |
| RYSUNEK 4.9. ZAGOSPODAROWANIE WYSADU SOLNEGO DAMASŁAWEK POD BUDOWĘ<br>MAGAZYNU KAWERNOWEGO. ŹRÓDŁO: (GAZ-SYSTEM, 2018).....             | 191 |
| RYSUNEK 4.10. SCHEMAT BUDOWY KAWERNY SOLNEJ. ŹRÓDŁO: (ŚLIZOWSKI & URBAŃCZYK,<br>2011). ....                                             | 192 |
| RYSUNEK 4.11. ROZMIESZCZENIE KOMÓR MAGAZYNOWYCH W SIATCE TRÓJKĄTNEJ. ŹRÓDŁO:<br>(ŚLIZOWSKI & URBAŃCZYK, 2011).....                      | 196 |
| RYSUNEK 4.12. SCHEMAT INSTALACJI PRODUKCJI ZIELONEGO AMONIAKU - OPRACOWANIE<br>WŁASNE. ....                                             | 197 |
| RYSUNEK 4.13. LOKALIZACJA INSTALACJI AMONIAKALNEJ. ŹRÓDŁO: (GRUPA AZOTY, 2022).<br>.....                                                | 198 |
| RYSUNEK 4.14. SCHEMAT JEDNOSTKI KRIOGENICZNEJ SEPARACJI POWIETRZA. ŹRÓDŁO:<br>OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE (GRODZINSKIY, 2021). .... | 199 |
| RYSUNEK 5.1. ŚREDNIA DZIENNA PRĘDKOŚĆ WIATRU DLA OBSZARU 14.E.1. – STACJA<br>POMIAROWA KOŁOBRZEG (12100).....                           | 203 |
| RYSUNEK 5.2. ŚREDNIA DZIENNA PRĘDKOŚĆ WIATRU DLA OBSZARU BAŁTYK II – STACJA<br>POMIAROWA ŁEBA (12120).....                              | 204 |
| RYSUNEK 5.3. ŚREDNIA DZIENNA PRĘDKOŚĆ WIATRU DLA OBSZARU W3 – STACJA POMIAROWA<br>PETROBALTIC BETA (12001).....                         | 204 |
| RYSUNEK 5.4. GODZINOWA PRODUKCJA MOCY DLA FARMY WIATROWEJ NA OBSZARZE 14.E.1.<br>.....                                                  | 207 |
| RYSUNEK 5.5. GODZINOWA PRODUKCJA MOCY DLA FARMY WIATROWEJ NA OBSZARZE BAŁTYK<br>II. ....                                                | 208 |
| RYSUNEK 5.6. GODZINOWA PRODUKCJA MOCY DLA FARMY WIATROWEJ NA OBSZARZE W3... 209                                                         |     |
| RYSUNEK 5.7. ŚREDNIA MOC PRZEZNACZONA NA PROCES ELEKTROLIZY W POSZCZEGÓLNYCH<br>MIESIĄCACH – PLATFORMA KOŁOBRZEG_H2.....                | 210 |
| RYSUNEK 5.8. ŚREDNIA MOC PRZEZNACZONA NA PROCES ELEKTROLIZY W POSZCZEGÓLNYCH<br>MIESIĄCACH – PLATFORMA ŁEBA_H2.....                     | 210 |

|                                                                                                                         |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| RYSUNEK 5.9. ŚREDNIA MOC PRZEZNACZONA NA PROCES ELEKTROLIZY W POSZCZEGÓLNYCH MIESIĄCACH – PLATFORMA PETROBALTIC_H2..... | 211 |
| RYSUNEK 5.10. PRODUKCJA WODORU W POSZCZEGÓLNYCH MIESIĄCACH – PLATFORMA KOŁOBRZEG_H2.....                                | 217 |
| RYSUNEK 5.11. PRODUKCJA WODORU W POSZCZEGÓLNYCH MIESIĄCACH – PLATFORMA ŁEBA_H2.....                                     | 218 |
| RYSUNEK 5.12. PRODUKCJA WODORU W POSZCZEGÓLNYCH MIESIĄCACH – PLATFORMA PETROBALTIC_H2.....                              | 219 |
| RYSUNEK 5.13. WYKRES PORÓWNAWCZY SKUMULOWANEJ PRODUKCJI WODORU NA MORZU BAŁTYCKIM. ....                                 | 220 |
| RYSUNEK 5.14. ŚREDNIE ZAPOTRZEBOWANIE NA WODĘ DO PROCESU ELEKTROLIZY – PLATFORMA KOŁOBRZEG_H2.....                      | 222 |
| RYSUNEK 5.15. ŚREDNIE ZAPOTRZEBOWANIE NA WODĘ DO PROCESU ELEKTROLIZY – PLATFORMA ŁEBA_H2.....                           | 222 |
| RYSUNEK 5.16. ŚREDNIE ZAPOTRZEBOWANIE NA WODĘ DO PROCESU ELEKTROLIZY – PLATFORMA PETROBALTIC_H2.....                    | 223 |
| RYSUNEK 5.17. ŚREDNIE ZUŻYCIE ENERGII PRZEZ SYSTEM SPRĘŻANIA WODORU NA PLATFORMIE KOŁOBRZEG_H2.....                     | 224 |
| RYSUNEK 5.18. ŚREDNIE ZUŻYCIE ENERGII PRZEZ SYSTEM SPRĘŻANIA WODORU NA PLATFORMIE ŁEBA_H2.....                          | 225 |
| RYSUNEK 5.19. ŚREDNIE ZUŻYCIE ENERGII PRZEZ SYSTEM SPRĘŻANIA WODORU NA PLATFORMIE PETROBALTIC_H2.....                   | 225 |
| RYSUNEK 5.20. MOC PRZESŁANE DO LĄDOWEJ SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ Z FARMY WIATROWEJ 14.E.1.....                         | 227 |
| RYSUNEK 5.21. MOC PRZESŁANE DO LĄDOWEJ SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ Z FARMY WIATROWEJ BAŁTYK II. ....                     | 227 |
| RYSUNEK 5.22. MOC PRZESŁANE DO LĄDOWEJ SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ Z FARMY WIATROWEJ W3. ....                            | 228 |
| RYSUNEK 5.23. SKUMULOWANA DZIENNA PRODUKCJA WODORU Z MORSKICH PLATFORM PRODUKCYJNYCH. ....                              | 232 |
| RYSUNEK 5.24. ŁĄCZNA ILOŚĆ DOSTARCZONEGO WODORU W POSZCZEGÓLNYCH MIESIĄCACH. ....                                       | 233 |
| RYSUNEK 5.25. DZIENNE ZAPOTRZEBOWANIE NA AZOT W INSTALACJI PRODUKCYJNEJ AMONIAKU. ....                                  | 234 |
| RYSUNEK 5.26. ZAPOTRZEBOWANIE NA AZOT W POSZCZEGÓLNYCH MIESIĄCACH. ....                                                 | 235 |

|                                                                                                |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| RYSUNEK 5.27. DZIENNA PRODUKCJA AMONIAKU W ZAKŁADZIE PRODUKCYJNYM. ....                        | 236 |
| RYSUNEK 5.28. PRODUKCJA AMONIAKU W POSZCZEGÓLNYCH MIESIĄCACH. ....                             | 237 |
| RYSUNEK 5.29. ALGORYTM PRODUKCJI I MAGAZYNOWANIA WODORU W POLSCE -<br>OPRACOWANIE WŁASNE. .... | 245 |

## Spis tabel

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| TABELA 2.1. WŁAŚCIWOŚCI FIZYKO-CHEMICZNE WODORU. ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE (BAARDSSEN HØINES, 2022), (NILSSON, 2022), (JANG I IN., 2022), (PANIĆ I IN., 2022), (MUHAMMED I IN., 2023).....                                                                                                                                                       | 13  |
| TABELA 2.2. PROJEKTY I FAZY ROZWOJU MORSKIEJ ENERGETYKI WIATROWEJ NA OBSZARZE MORZA BAŁTYCKIEGO. ŹRÓDŁO: (H-BLIX, 2022).....                                                                                                                                                                                                                                   | 53  |
| TABELA 2.3. PROJEKTY II FAZY ROZWOJU MORSKIEJ ENERGETYKI WIATROWEJ NA OBSZARZE MORZA BAŁTYCKIEGO. ŹRÓDŁO: (H-BLIX, 2022).....                                                                                                                                                                                                                                  | 54  |
| TABELA 2.4. CHARAKTERYSTYKA WYBRANYCH MODELI ELEKTROLIZERÓW PEM. ŹRÓDŁO: (EMONTS I IN., 2022). ....                                                                                                                                                                                                                                                            | 69  |
| TABELA 2.5. PORÓWNANIE POSZCZEGÓLNYCH TECHNOLOGII ELEKTROLIZERÓW. ŹRÓDŁO: (CHACZYKOWSKI & OSIADACZ, 2016), (SCHMIDT I IN., 2017), (BUTTLER & SPLIETHOFF, 2018), (GRIGORIEV I IN., 2020), (ZHAO I IN., 2020), (BURTON I IN., 2021), (PIEROZZI I IN., 2022), (SHIVA KUMAR & LIM, 2022), (EL-SHAFIE, 2023). ....                                                  | 76  |
| TABELA 2.6. PODSUMOWANIE WŁAŚCIWOŚCI POSZCZEGÓLNYCH METOD ELEKTROLIZY WODY. ŹRÓDŁO: (CHACZYKOWSKI & OSIADACZ, 2016), (SCHMIDT I IN., 2017), (BUTTLER & SPLIETHOFF, 2018), (GRIGORIEV I IN., 2020), (ZHAO I IN., 2020), (KUPECKI I IN., 2020), (BRODACKI, D I IN., 2021), (BURTON I IN., 2021), (EMONTS I IN., 2022), (VESTRHEIM, 2022), (EL-SHAFIE, 2023)..... | 78  |
| TABELA 2.7. PORÓWNANIE SYSTEMÓW PRODUKCJI WODORU. ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE (IBRAHIM I IN., 2022), (SINGLITICO I IN., 2021), (PIEROZZI I IN., 2022).....                                                                                                                                                                                         | 96  |
| TABELA 2.8. PORÓWNANIE TRANSPORTU WODORU Z WYKORZYSTANIEM RUROCIĄGÓW I STATKÓW. ŹRÓDŁO: (SÆBØ I IN., 2021), (MUHAMMED I IN., 2023).....                                                                                                                                                                                                                        | 105 |
| TABELA 2.9. ISTNIEJĄCE KAWERNOWE MAGAZYNY WODORU NA ŚWIECIE. ŹRÓDŁO: (KUPECKI I IN., 2020), (BRODACKI, D I IN., 2021). ....                                                                                                                                                                                                                                    | 115 |
| TABELA 2.10. PORÓWNANIE WŁAŚCIWOŚCI LNG, LH <sub>2</sub> I NH <sub>3</sub> . ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE (AZIZ I IN., 2020), (SCHREINER I IN., 2022), (ULUCAN I IN., 2023), (ESTEVEZ I IN., 2023).....                                                                                                                                             | 135 |
| TABELA 2.11. PRZEWIDYWANE ZAPOTRZEBOWANIE NA WODÓR W POLSCE DLA LAT 2030-2050. ŹRÓDŁO: (BRODACKI, D I IN., 2021).....                                                                                                                                                                                                                                          | 156 |
| TABELA 4.1. WSPÓŁRZĘDNE GEOGRAFICZNE OBSZARU 14.E.1. PROJEKTOWANEJ FARMY WIATROWEJ. ŹRÓDŁO: (USTAWA Z DNIA 17 GRUDNIA 2020 R. O PROMOWANIU WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W MORSKICH FARMACH WIATROWYCH, 2020). ....                                                                                                                                         | 169 |
| TABELA 4.2. NAJWAŻNIEJSZE PARAMETRY PROJEKTOWANEJ FARMY WIATROWEJ NA OBSZARZE 14.E.1. ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE (MORSKIE FARMY WIATROWE NA MORZU BAŁTYCKIM, B.D.), (MFW BAŁTYK II. PLAN ŁAŃCUCHA DOSTAW., 2022).....                                                                                                                             | 169 |



|                                                                                                                                                                                                                                                          |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| TABELA 4.3. WSPÓŁRZĘDNE GEOGRAFICZNE OBSZARU PROJEKTOWANEJ FARMY WIATROWEJ BAŁTYK II. ŹRÓDŁO:(MFW BAŁTYK II. PLAN ŁAŃCUCHA DOSTAW., 2022). .....                                                                                                         | 171 |
| TABELA 4.4. NAJWAŻNIEJSZE PARAMETRY PROJEKTOWANEJ FARMY WIATROWEJ BAŁTYK II. ŹRÓDŁO: (MFW BAŁTYK II. PLAN ŁAŃCUCHA DOSTAW., 2022).....                                                                                                                   | 171 |
| TABELA 4.5. NAJWAŻNIEJSZE PARAMETRY PROJEKTOWANEJ FARMY WIATROWEJ NA OBSZARZE W3. ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE (POGORZELSKI I IN., 2022), (MFW BAŁTYK II. PLAN ŁAŃCUCHA DOSTAW., 2022). .....                                                 | 173 |
| TABELA 4.6. SPECYFIKACJA TECHNICZNA TURBINY VESTAS V236-15.0 MW. ŹRÓDŁO: (TURBINA WIATROWA VESTAS V236-15.0 MW, B.D.). .....                                                                                                                             | 176 |
| TABELA 4.7. WARTOŚCI WSPÓŁCZYNNIKA SPRAWNOŚCI DLA TURBINY 15 MW. ŹRÓDŁO: (WALAVALKAR, 2021). .....                                                                                                                                                       | 177 |
| TABELA 4.8. SPECYFIKACJA TECHNICZNA ELEKTROLIZERA NEL MC500. ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE (ELEKTROLIZER M SERIES CONTAINERIZED PEM - KARTA CHARAKTERYSTYKI, B.D.), (HYDROGEN GENERATORS FOR HIGH PURITY INDUSTRIAL APPLICATIONS, B.D.). ..... | 179 |
| TABELA 4.9. PODSTAWOWE DANE WYSADU SOLNEGO DAMASŁAWEK. ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE (CZAPOWSKI & TARKOWSKI, 2018), (WILKOSZ & GRZYBOWSKI, 2023). .....                                                                                        | 189 |
| TABELA 4.10. PARAMETRY KAWERNY MAGAZYNOWEJ. ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE W OPARCIU O (ŚLIZOWSKI & URBAŃCZYK, 2011), (TARKOWSKI I IN., 2024). .....                                                                                                         | 193 |
| TABELA 4.11. WSPÓŁCZYNNIKI STECHIOMETRYCZNE POSZCZEGÓLNYCH KOMPONENTÓW SYNTEZY AMONIAKU ŹRÓDŁO: (EIKENG, 2023). .....                                                                                                                                    | 201 |
| TABELA 4.12. ZAPOTRZEBOWANIE NA ENERGIĘ POSZCZEGÓLNYCH KOMPONENTÓW SYSTEMU PRODUKCJI AMONIAKU. ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE (NICOLAS, 2022), (EIKENG, 2023).....                                                                              | 202 |
| TABELA 5.1. CHARAKTERYSTYKA MOCY POSZCZEGÓLNYCH PLATFORM PRODUKCYJNYCH. ....                                                                                                                                                                             | 211 |
| TABELA 5.2. WYMIAROWANIE PLATFORMY WODOROWEJ KOŁOBRZEG_H2 - OPRACOWANIE WŁASNE. ....                                                                                                                                                                     | 213 |
| TABELA 5.3. WYMIAROWANIE PLATFORMY WODOROWEJ ŁEBA_H2 - OPRACOWANIE WŁASNE.....                                                                                                                                                                           | 214 |
| TABELA 5.4. WYMIAROWANIE PLATFORMY WODOROWEJ PETROBALTIC_H2 - OPRACOWANIE WŁASNE. ....                                                                                                                                                                   | 214 |
| TABELA 5.5. LICZBA MODUŁÓW SYSTEMU ELEKTROLIZY NA POSZCZEGÓLNYCH PLATFORMACH WODOROWYCH. ....                                                                                                                                                            | 216 |
| TABELA 5.6. MAKSYMALNE GODZINOWE ZAPOTRZEBOWANIE NA WODĘ DO PROCESU ELEKTROLIZY. ....                                                                                                                                                                    | 223 |
| TABELA 5.7. ŚREDNICE RUROCIĄGÓW PRZESYŁOWYCH WODORU DLA POSZCZEGÓLNYCH PLATFORM PRODUKCYJNYCH – OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE (SEAMLESS STEEL PIPE SIZES, B.D.). ....                                                                                  | 226 |

|                                                                                                                                                                                            |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| TABELA 5.8. NAJWAŻNIEJSZE PARAMETRY INDYWIDUALNEJ KAWERNY SOLNEJ – OPRACOWANIE WŁASNE. ....                                                                                                | 229 |
| TABELA 5.9. ROCZNE ZAPOTRZEBOWANIE NA ENERGIĘ DLA POSZCZEGÓLNYCH KOMPONENTÓW SYSTEMU PRODUKCJI AMONIAKU. ....                                                                              | 237 |
| TABELA 5.10. PORÓWNANIE METOD MAGAZYNOWANIA WODORU. ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE W OPARCIU O (BRODAK, D I IN., 2021), (IRENA & AEA, 2022), (TCHOREK I IN., 2023), (ULUCAN I IN., 2023). .... | 243 |