

OPRACOWANIE

**Analiza potencjału wykorzystania  
amoniaku jako nośnika wodoru w celu  
redukcji śladu węglowego polskich  
jednostek wytwórczych energetyki  
przemysłowej i zawodowej**

w ramach programu priorytetowego nr 8.1.1  
„Wsparcie Ministra Klimatu i Środowiska w zakresie realizacji polityki  
klimatycznej i środowiskowej Część 1) Ekspertyzy, opracowania, realizacja  
zobowiązań międzynarodowych”

(Umowa nr 1871/2023/Wn50/NE-OA/D)



Ministerstwo  
Klimatu i Środowiska

---



NARODOWY FUNDUSZ  
OCHRONY ŚRODOWISKA  
i GOSPODARKI WODNEJ



## **Autorzy**

**(wg nazwisk w kolejności alfabetycznej)**

mgr inż. Maciej Boiski

mgr inż. Sławomir Chemicz

mgr inż. Ewa Chmiel

mgr inż. Beata Glot

dr inż. Piotr Józwiak

dr inż. Aleksandra Kiedrzyńska

mgr inż. Patrycja Kowalik

mgr inż. Andrzej Mrozik

dr inż. Grzegorz Nehring

dr inż. Krzysztof Pajączek

mgr inż. Sławomir Podsiadło

## Przedmowa

Głównym celem niniejszego opracowania pn. ***Analiza potencjału wykorzystania amoniaku jako nośnika wodoru w celu redukcji śladu węglowego polskich jednostek wytwórczych energetyki przemysłowej i zawodowej*** jest wsparcie działań ministra właściwego do spraw klimatu i środowiska, niezbędnych do realizacji polityki ekologicznej państwa oraz polityki klimatycznej. Przeprowadzone prace skupiły się na określeniu rzeczywistego potencjału technologii spalania/współspalania amoniaku w energetyce przemysłowej i zawodowej oraz doprowadziły do zdefiniowania rekomendacji w zakresie najbardziej efektywnego sposobu wdrożenia technologii współspalania zielonego amoniaku pod kątem technicznym, ekonomicznym i organizacyjnym.

Opracowanie zostało podzielone na trzy etapy. W etapie pierwszym zespół ekspertów dokonał wielowariantowej analizy numerycznej technicznych możliwości częściowego zastąpienia amoniakiem paliw kopalnych w istniejących reprezentatywnych urządzeniach wytwórczych. Analizie poddano m.in. wpływ ilości wprowadzanego amoniaku na stabilność oraz efektywność procesu spalania w referencyjnych jednostkach, sposób jego wprowadzania do komory spalania, związek pomiędzy współspalaniem amoniaku, a emisją zanieczyszczeń gazowych. Na tej podstawie opracowano wielowariantową koncepcję instalacji podawania amoniaku do zamodelowanych jednostek wytwórczych. Prace te pozwoliły na sformułowanie rekomendacji wdrożenia technologii amoniakalnych w zakresie technicznym. Najbardziej korzystne pod względem implementacji technicznej warianty z etapu pierwszego stanowiły podstawę do przeprowadzenia wielowariantowej analizy ekonomicznej w etapie drugim. Wycenie poddano m.in. główne elementy układu instalacji podawania amoniaku, koszty jego zakupu/wytworzenia oraz transportu do wybranych miejsc docelowych. W analizie ujęty został również aspekt środowiskowy związany z prognozowanymi kosztami: opłat za emisję dwutlenku węgla i tlenków azotu oraz zakupu paliw kopalnych. Na podstawie przeprowadzonych prac sporządzono rekomendacje dotyczące wyboru potencjalnie najkorzystniejszych ekonomicznie jednostek do implementacji spalania zielonego amoniaku. W etapie trzecim autorzy pracy dokonali pogłębionej analizy rynku zielonego amoniaku pod kątem dostępnych technologii jego produkcji, krajowego zapotrzebowania, korzyści środowiskowych wynikających z ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Przeprowadzono również dyskusję na temat możliwości produkcji amoniaku w oparciu o zasoby krajowe. Wyżej opisane działania stanowiły podstawę do wypracowania wniosków na temat rozwoju rynku zielonego amoniaku w Polsce.

Przedstawione w pracy dane bazują na przeglądzie literatury naukowej i branżowej, bazach cenowych oraz wiedzy technicznej i doświadczeniu zespołu ekspertów.

# Spis treści

<b>1</b>	<b>WSTĘP</b> .....	<b>15</b>
<b>2</b>	<b>ANALIZA TECHNICZNA WDROŻENIA TECHNOLOGII WSPÓŁSPALANIA AMONIAKU Z PALIWAMI KOPALNYMI W WYBRANYCH URZĄDZENIACH WYTWÓRCZYCH</b> .....	<b>18</b>
2.1	ANALIZA POTENCJAŁU KRAJOWEGO SEKTORA WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CIEPŁA – WYBÓR REFERENCYJNYCH JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH.....	19
2.2	ANALIZA NUMERYCZNA WYKORZYSTANIA AMONIAKU W REFERENCYJNYCH I REPREZENTATYWNYCH INSTALACJACH ENERGETYKI PRZEMYSŁOWEJ I ZAWODOWEJ.....	27
2.2.1	<i>Kocioł węglowy klasy 200MW</i> .....	27
2.2.1.1	Opis badanego obiektu.....	27
2.2.1.2	Opis cyklu pracy kotła węglowego typu OP-650 .....	28
2.2.1.3	Założenia modelu numerycznego .....	30
2.2.1.4	Model geometryczny kotła .....	32
2.2.1.5	Opis wariantów.....	33
2.2.1.6	Wyniki obliczeń.....	38
2.2.1.7	Wnioski i rekomendacje.....	60
2.2.2	<i>Kocioł płomienicowo-płomieniówkowy</i> .....	61
2.2.2.1	Wybór referencyjnego kotła płomienicowo-płomieniówkowego .....	62
2.2.2.2	Opis cyklu pracy kotła płomienicowo-płomieniówkowego.....	64
2.2.2.3	Model geometryczny kotła płomienicowo-płomieniówkowego .....	65
2.2.2.4	Założenia modelu numerycznego .....	66
2.2.2.5	Opis wariantów symulacji.....	67
2.2.2.6	Analiza wpływu wybranych parametrów pracy kotła na pracę płomieniówek .....	68
2.2.2.7	Analiza wpływu wybranych parametrów pracy kotła na pracę płomienicy .....	69
2.2.2.8	Wnioski i rekomendacje.....	71
2.2.3	<i>Modelowanie CFD procesu współspalania amoniaku w komorze turbiny gazowej</i> .....	72
2.2.3.1	Opis cyklu pracy przykładowej turbiny gazowej .....	72
2.2.3.2	Opis wybranej turbiny gazowej.....	73
2.2.3.3	Model geometryczny komory spalania turbiny gazowej.....	74
2.2.3.4	Założenia modelu numerycznego .....	76
2.2.3.5	Warunki brzegowe.....	76
2.2.3.6	Analiza wyników współspalania amoniaku w komorze turbiny .....	77
2.2.3.7	Wnioski i rekomendacje.....	85
2.2.4	<i>Koncepcja instalacji energetycznej zasilanej amoniakiem</i> .....	87
2.2.4.1	Technologie magazynowania ciekłego amoniaku .....	87
2.2.4.2	Metody transportu ciekłego amoniaku .....	91
2.2.4.3	Kocioł energetyki zawodowej klasy 200MW .....	99
2.2.4.4	Kocioł ciepłowniczy typu płomienicowo-płomieniówkowego .....	107
2.2.4.5	Turbina gazowa 400 MWe .....	109
2.2.5	<i>Ryzyka związane z magazynowaniem, transportem i wykorzystaniem amoniaku na terenie zakładów przemysłowych</i> .....	114
2.2.6	<i>Ocena wpływu zastosowania technologii spalania amoniaku na żywotność instalacji oraz gospodarkę remontową</i> .....	122
2.3	PODSUMOWANIE ZADANIA 1 .....	124
2.4	REKOMENDACJE TECHNICZNE DOTYCZĄCE ZASTOSOWANIA TECHNOLOGII SPALANIA AMONIAKU W REFERENCYJNYCH JEDNOSTKACH WYTWÓRCZYCH.....	125
<b>3</b>	<b>ANALIZA EKONOMICZNA WDROŻENIA TECHNOLOGII ZASTĄPIENIA AMONIAKIEM PALIW KOPALNYCH NA PRZYKŁADZIE REFERENCYJNYCH OBIEKTÓW ENERGETYKI PRZEMYSŁOWEJ I ZAWODOWEJ</b> .....	<b>127</b>
3.1	PROGNOZY CEN WYKORZYSTANE W ANALIZIE EKONOMICZNEJ .....	129
3.1.1	<i>Prognoza cen węgla</i> .....	129
3.1.2	<i>Prognoza cen gazu ziemnego</i> .....	130
3.1.3	<i>Prognoza ceny energii cieplnej</i> .....	130
3.1.4	<i>Prognoza cen energii elektrycznej</i> .....	131

3.1.5	Prognoza cen amoniaku .....	132
3.1.6	Prognoza cen emisji dwutlenku węgla .....	133
3.2	KOSZTY TRANSPORTU ZIELONEGO AMONIAKU .....	133
3.2.1	Transport amoniaku rurociągiem .....	134
3.2.2	Transport amoniaku barką .....	134
3.2.3	Transport amoniaku koleją .....	135
3.2.4	Transport amoniaku transportem drogowym .....	135
3.3	NAKŁADY FINANSOWE ZWIĄZANE Z MODERNIZACJĄ ISTNIEJĄCYCH JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH .....	136
3.3.1	Nakłady inwestycyjne na modernizację bloku z kotłem energetycznym .....	136
3.3.2	Nakłady inwestycyjne na modernizację bloku z turbiną gazową .....	139
3.3.3	Nakłady finansowe na modernizację bloku z kotłem płomienicowo-płomieniówkowym .....	141
3.4	ANALIZA EKONOMICZNA ORAZ JEJ WYNIKI DLA WSPÓŁSPALANIA AMONIAKU .....	142
3.4.1	Wyniki analizy ekonomicznej w kotle węglowym bloku o mocy elektrycznej 200 MW .....	143
3.4.2	Wyniki analizy ekonomicznej współspalania amoniaku w turbinie gazowej bloku o mocy elektrycznej 400 oraz 463 MW .....	153
3.4.3	Wyniki analizy ekonomicznej współspalania amoniaku w kotle węglowym przemysłowym o mocy cieplnej 5 MW .....	163
3.4.	ANALIZA WRAŻLIWOŚCI ORAZ JEJ WYNIKI DLA WSPÓŁSPALANIA AMONIAKU .....	170
3.5.1.	WYNIKI ANALIZY WRAŻLIWOŚCI DLA KOTŁA ENERGETYCZNEGO .....	170
3.5.2.	WYNIKI ANALIZY WRAŻLIWOŚCI DLA TURBINY GAZOWEJ .....	180
3.5.3.	WYNIKI ANALIZY WRAŻLIWOŚCI DLA KOTŁA PŁOMIENICOWO-PŁOMIENIÓWKOWEGO .....	190
3.6.	REKOMENDACJE DOTYCZĄCE WYBORU JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH .....	200
<b>4</b>	<b>OKREŚLENIE POTENCJAŁU RYNKOWEGO I TECHNOLOGICZNEGO DEKARBONIZACJI ENERGETYKI PRZEMYSŁOWEJ I ZAWODOWEJ W SKALI KRAJU ORAZ MOŻLIWOŚCI POZYSKANIA AMONIAKU NA TEN CEL 205</b>	
4.1	ANALIZA TEMPA I MOŻLIWEGO ZAKRESU DEKARBONIZACJI POLSKICH JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH ENERGETYKI PRZEMYSŁOWEJ I ZAWODOWEJ .....	207
4.2	KORZYŚCI ŚRODOWISKOWE WYNIKAJĄCE Z OGRANICZENIA EMISJI GAZÓW CIEPLARNIANYCH I INNYCH ZANIECZYSZCZEŃ POWIETRZA .....	215
4.3	OKREŚLENIE POTENCJAŁU WYTWÓRCZEGO ZIELONEGO AMONIAKU W OPARCIU O ZASOBY KRAJOWE .....	220
4.4	POTENCJAŁ, PERSPEKTYWY I KIERUNKI IMPORTU ZIELONEGO AMONIAKU .....	230
4.5	OCENA SZANS I ZAGROŻEŃ BUDOWY RYNKU PALIW WODORONOŚNYCH ZE WZGLĘDU NA OTOCZENIE LEGISLACYJNE I STRATEGICZNE UE .....	241
4.6	WNIOSKI .....	244
4.7	REKOMENDACJE DLA ROZWOJU RYNKU PALIW WODORONOŚNYCH TJ. ZIELONEGO AMONIAKU W POLSCE .....	245
<b>5</b>	<b>PODSUMOWANIE, WNIOSKI I REKOMENDACJE .....</b>	<b>247</b>
5.1	PODSUMOWANIE ANALIZY TECHNICZNEJ WDROŻENIA TECHNOLOGII WSPÓŁSPALANIA AMONIAKU W JEDNOSTKACH WYTWÓRCZYCH (ZADANIE 1) .....	247
5.1.1	Wnioski analizy technicznej wdrożenia technologii współspalania amoniaku w jednostkach wytwórczych .....	248
5.1.2	Rekomendacje techniczne dotyczące zastosowania technologii spalania amoniaku .....	250
5.2	PODSUMOWANIE ANALIZY EKONOMICZNEJ (ZADANIE 2) .....	250
5.2.1	Wnioski i rekomendacje płynące z analizy ekonomicznej .....	251
5.3	PODSUMOWANIE ANALIZY POTENCJAŁU TECHNOLOGII WYKORZYSTANIA AMONIAKU JAKO PALIWA ALTERNATYWNEGO W POLSCE (ZADANIE 3) .....	252
5.3.1	Wnioski z analizy potencjału technologii wykorzystania amoniaku jako paliwa alternatywnego w Polsce .....	252
5.3.2	Rekomendacje dla rozwoju potencjału technologii wykorzystania amoniaku jako paliwa alternatywnego w Polsce .....	253
	<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>255</b>

## Spis rysunków

Rys. 1. Światowa produkcja amoniaku z podziałem na technologie na lata 2020-2050 dla trzech scenariuszy: 1. Scenariusz zgodny z obecnym kierunkiem rozwoju systemu energetycznego; 2. Scenariusz Zrównoważonego Rozwoju; 3. Scenariuszu zerowej emisji netto do 2050 roku. [7].....	17
Rys. 2. Źródła wytwórcze w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Dane dla punktów 1, 4, 5 stan na dzień 14.04.2024. Dane dla punktu 2 stan na dzień 30.04.2024. Dane dla punktu 3 stan na dzień 01.06.2024. Dane dla punktu 6 stan na dzień 01.09.2021. Na podstawie [10].....	20
Rys. 3. Mapa stanu i rozwoju systemu elektroenergetycznego Polski. Na podstawie [2]. ....	21
Rys. 4. Struktura mocy uzyskiwanych z jednostek węglowych w podziale na rodzaj węgla oraz klasę bloków [13]. ....	22
Rys. 5. Zestawienie podmiotów posiadających kotły klasy 200MW. Opracowanie własne. ....	23
Rys. 6. Struktura wieku bloków 200MW. Źródło [11]. Dane na rok 2022.....	23
Rys. 7. Sylwetka kotła OP-650 [45]. ....	27
Rys. 8. Geometria wraz z siatką obszaru obliczeniowego. ....	33
Rys. 9. Geometria kotła wraz z zaznaczonymi miejscami wtrysku NH <sub>3</sub> . ....	35
Rys. 10. Profile temperatur w komorze paleniskowej przy podawaniu NH <sub>3</sub> do I, II, III rzędu palników (praca na 5ZM). ....	40
Rys. 11. Profile temperatur (K) i prędkości (m/s) w wybranych przekrojach kotła dla wariantu referencyjnego bez wtrysku amoniaku (W01005ZM).....	44
Rys. 12. Profile temperatur (K) w wybranych przekrojach kotła przy wtrysku od 10 do 40% amoniaku. ....	45
Rys. 13. Profile temperatur (K) w wybranych przekrojach kotła przy wtrysku od 10% do 40% amoniaku. ....	46
Rys. 14. Profile prędkości (m/s) w wybranych przekrojach kotła przy wtrysku od 10% do 40% amoniaku. ....	46
Rys. 15. Profile prędkości (m/s) w wybranych przekrojach kotła przy wtrysku od 10% do 40% amoniaku. ....	47
Rys. 16. Udział molowy NH <sub>3</sub> w wybranym przekroju kotła (I rząd palników) przy wtrysku od 10 do 40% amoniaku. ....	48
Rys. 17. Profile temperatur (w K) wzdłuż osi kotła dla wariantu referencyjnego (W01005ZM) oraz dla wariantów współspalania 10-40% NH <sub>3</sub> (W14, W15, W16, W1). ....	49
Rys. 18. Profile temperatur wzdłuż osi kotła dla wariantów udziału cieplnego 40% i 50% NH <sub>3</sub> do kotła. ....	51
Rys. 19. Wyniki obliczeń wtrysku NH <sub>3</sub> do palników rzędów 1, 2, 3 przy pracy 5ZM (100% WMT).....	53
Rys. 20. Wyniki obliczeń wtrysku NH <sub>3</sub> do dysz dedykowanych przy pracy 5ZM (100% WMT). ....	55
Rys. 21. Wyniki obliczeń wtrysku NH <sub>3</sub> do palników rzędów 1, 2, 3, 4 przy pracy 4ZM (100% WMT), lambda przy palniku 0.8. ....	57
Rys. 22. Wyniki obliczeń wtrysku NH <sub>3</sub> do palników rzędów 1 i 2 przy pracy 4ZM (70% WMT). ....	59
Rys. 23. Przekrój podłużny kotła RPW 7700 FAKO Rumia.....	62
Rys. 24. Widok przedniej i tylnej części kotła RPW 7700 FAKO Rumia. ....	62
Rys. 25. Zdjęcie poglądowe kotła parowego RPW bez osprzętu [46]. ....	63
Rys. 26. Zdjęcie poglądowe kotła parowego RPW z osprzętem [46]. ....	63
Rys. 27. Model geometryczny kotła RPW 7700 FAKO Rumia. ....	66
Rys. 28. Siatka numeryczna na uproszczonym modelu obliczeniowym kotła. ....	66
Rys. 29. Profile temperatur w przekroju płomienicy przy różnych udziałach NH <sub>3</sub> . ....	70

Rys. 30. Profile CO <sub>2</sub> w przekroju płomienicy przy różnych udziałach NH <sub>3</sub> .....	70
Rys. 31. Profile H <sub>2</sub> O w przekroju płomienicy przy różnych udziałach NH <sub>3</sub> .....	71
Rys. 32. Przekrój turbozespołu gazowego Siemens SGT5-8000H. Źródło: Materiały reklamowe firmy Siemens [50]. .....	74
Rys. 33. Przekrój turbozespołu gazowego GE 9HA. Źródło: Materiały reklamowe firmy GE [51] .....	74
Rys. 34. Geometria komory spalania turbiny gazowej. ....	75
Rys. 35. Siatka polihedralna na powierzchni komory spalania turbiny gazowej. ....	75
Rys. 36. Profil temperatury w przekroju poprzecznym komory spalania turbiny (dla wariantów 0,2,4). ....	79
Rys. 37. Profil stężenia tlenu (ułamek molowy) w przekroju poprzecznym komory spalania turbiny (dla wariantów 0,2,4). ....	80
Rys. 38. Profil temperatury w przekroju poprzecznym komory spalania turbiny (dla wariantów 1,5-8). ....	83
Rys. 39. Profil stężenia tlenu (ułamek molowy) w przekroju poprzecznym komory spalania turbiny (dla wariantów 1,5-8). ....	85
Rys. 40. Schemat zbiornika magazynowego NH <sub>3</sub> z systemem półchłodniczym [53]. ....	88
Rys. 41. Schemat zbiorników do magazynowania ciekłego amoniaku. Opracowano na podstawie [54]. ....	88
Rys. 42. Schemat zbiorników do magazynowania ciekłego amoniaku. Opracowano na podstawie [54]. ....	89
Rys. 43. Schemat ideowy zbiornika z agregatem chłodniczym [56]. ....	90
Rys. 44. Wpływ zawartości tlenu i wody w amoniaku na powstawanie korozji naprężeniowej [57]. ...	91
Rys. 45. Przebieg rurociągu amoniaku (kolor pomarańczowy) przez terytorium USA [59]. ....	92
Rys. 46. Rurociąg amoniaku przebiegający przez terytorium Rosji i Ukrainy [61]. ....	92
Rys. 47. Rurociągi ciekłego amoniaku w Europie. Stan na 2012r. Opracowano na podstawie [62]. ....	93
Rys. 48. Kompatybilność bezwodnego amoniaku z różnymi materiałami [63]. ....	94
Rys. 49. Barka transportująca bezwodny NH <sub>3</sub> , USA [64]. ....	95
Rys. 50. Cysterny kolejowe do transportu ciekłego NH <sub>3</sub> , Finlandia [65]. ....	96
Rys. 51. <i>Koncepcja instalacji uniwersalnej NH<sub>3</sub> dla kotła klasy 200 MW.</i> ....	98
Rys. 52. Koncepcja instalacji NH <sub>3</sub> dla kotła klasy 200 MW – dostawy transportem kolejowym. ....	103
Rys. 53. Koncepcja instalacji NH <sub>3</sub> dla kotła klasy 200 MW – dostawy transportem wodnym. ....	105
Rys. 54. <i>Koncepcja instalacji NH<sub>3</sub> dla kotła klasy 200 MW – dostawy rurociągiem</i> .....	106
Rys. 55. Koncepcja instalacji NH <sub>3</sub> dla kotła płomienicowo-płomieniówkowego o mocy 5MW – dostawy samochodowe. ....	108
Rys. 56. Koncepcja instalacji zasilania amoniakiem turbiny gazowej o mocy 400 MWe – dostawy kolejowe. ....	111
Rys. 57. Koncepcja instalacji zasilania amoniakiem turbiny gazowej o mocy 400 MWe – dostawy transportem wodnym. ....	112
Rys. 58. Koncepcja instalacji zasilania amoniakiem turbiny gazowej o mocy 400 MWe – dostawy rurociągiem. ....	113
Rys. 59. Następstwa rozszczelnienia zbiornika ciekłego amoniaku [66]. ....	114
Rys. 60. Oddziaływanie amoniaku na ludzi w zależności od odległości od miejsca wycieku [55]. ....	114
Rys. 61. Indeks RF dla wybranych paliw. Opracowanie własne. ....	115
Rys. 62. Kwantyfikacja kategorii ryzyk. ....	117
Rys. 63. Macierz ryzyka dla wykorzystywania instalacji amoniakalnej do celów energetycznych. ....	118
Rys. 64. Przykładowy łańcuch wartości dla wykorzystania zielonego amoniaku w zastosowaniach energetycznych jako paliwo wodoronośne. ....	128

Rys. 65. Prognoza cen węgla.....	129
Rys. 66. Prognoza cen gazu ziemnego. ....	130
Rys. 67. Prognoza ceny energii cieplnej.....	131
Rys. 68. Prognoza ceny energii elektrycznej.....	131
Rys. 69. Prognoza ceny zielonego amoniaku.....	132
Rys. 70. Prognoza ceny emisji dwutlenku węgla. ....	133
Rys. 71. Wyniki NPV omówionych wariantów modernizacji dla kotła węglowego. ....	152
Rys. 72. Wyniki NPV omówionych wariantów modernizacji dla bloku gazowo-parowego. ....	162
Rys. 73. Wyniki NPV omówionych wariantów modernizacji kotła przemysłowego. ....	169
Rys. 74. Zmiana ceny amoniaku w czasie zapewniająca NPV=0 dla analizowanych wariantów.....	171
Rys. 75. Zmiana ceny amoniaku w ciągu 10 lat osiągająca wartość stałą i zapewniająca NPV=0 dla analizowanych wariantów. ....	172
Rys. 76. Zmiana ceny amoniaku w ciągu 5 lat osiągająca wartość stałą i zapewniająca NPV=0 dla analizowanych wariantów. ....	173
Rys. 77. Wpływ dwukrotnie szybszego obniżania się cen amoniaku na NPV analizowanych wariantów. ....	173
Rys. 78. Zmiana ceny emisji CO2 w czasie zapewniająca NPV=0 dla analizowanych wariantów.....	174
Rys. 79. Zmiana ceny emisji CO2 w ciągu 10 lat osiągająca wartość stałą i zapewniająca NPV=0 dla analizowanych wariantów. ....	175
Rys. 80. Wpływ niższej ceny amoniaku oraz wyższej ceny emisji CO2 na wartość NPV poszczególnych wariantów. ....	176
Rys. 81. Zmiana ceny amoniaku przy równoczesnej zmianie ceny emisji dwutlenku węgla zapewniająca NPV=0 dla analizowanych wariantów.....	176
Rys. 82. Zmiana ceny emisji dwutlenku węgla przy równoczesnej zmianie ceny amoniaku zapewniająca NPV=0 dla analizowanych wariantów.....	177
Rys. 83. Wpływ dwukrotnie szybszego obniżania się cen amoniaku i wzrostu cen emisji CO2 na NPV analizowanych wariantów. ....	177
Rys. 84. Wyniki finansowe dla udziału amoniaku w paliwie wynoszącego 50%. ....	178
Rys. 85. Wyniki finansowe dla udziału amoniaku w paliwie wynoszącego 20%. ....	178
Rys. 86. Przepływ finansowy dla Elektrowni Dolna Odra z zakupem amoniaku rurociągiem. ....	179
Rys. 87. Wynik NPV oraz DCF dla bloku węglowego Dolnej Odry przy 50% dofinansowaniu na zakup amoniaku. ....	180
Rys. 88. Zmiana ceny amoniaku w ciągu 5 lat osiągająca wartość stałą i zapewniająca NPV=0 w piątym roku eksploatacji dla analizowanych wariantów. ....	181
Rys. 89. Zmiana ceny amoniaku w ciągu 10 lat osiągająca wartość stałą i zapewniająca NPV=0 w dziesiątym roku eksploatacji dla analizowanych wariantów. ....	182
Rys. 90. Wpływ dwukrotnie szybszego obniżania się cen amoniaku na NPV analizowanych wariantów. ....	182
Rys. 91. Wykres cen amoniaku dla pesymistycznego wariantu wolniej obniżającej się ceny amoniaku. ....	183
Rys. 92. Zmiana ceny emisji dwutlenku węgla w ciągu 5 lat osiągająca wartość stałą i zapewniająca NPV=0 w piątym roku eksploatacji dla analizowanych wariantów. ....	184
Rys. 93. Zmiana ceny emisji dwutlenku węgla w ciągu 10 lat osiągająca wartość stałą i zapewniająca NPV=0 w dziesiątym roku eksploatacji dla analizowanych wariantów. ....	184
Rys. 94. Wykres cen emisji dwutlenku węgla dla pesymistycznego wariantu wolniejszego wzrostu. ....	185
Rys. 95. Wpływ niższej ceny amoniaku oraz wyższej ceny emisji CO2 na wartość NPV poszczególnych wariantów. ....	186

Rys. 96. Wpływ dwukrotnie szybszego obniżania się cen amoniaku i wzrostu cen emisji CO <sub>2</sub> na NPV analizowanych wariantów. ....	187
Rys. 97. Wyniki finansowe dla udziału amoniaku w paliwie wynoszącego 20%. ....	187
Rys. 98. Wyniki finansowe dla udziału amoniaku w paliwie wynoszącego 5%. ....	188
Rys. 99. Zdyskontowane przepływy finansowe dla wariantu Dolna Odra, transport amoniaku rurociągiem dla turbiny gazowej.....	189
Rys. 100. Wynik NPV oraz DCF dla bloku gazowo-parowego Dolnej Odry przy 50% dofinansowaniu na zakup amoniaku. ....	189
Rys. 101. Zmiana ceny amoniaku w ciągu 5 lat osiągająca wartość stałą i zapewniająca NPV=0 w piątym roku eksploatacji dla analizowanych wariantów. ....	191
Rys. 102. Zmiana ceny amoniaku w ciągu 10 lat osiągająca wartość stałą i zapewniająca NPV=0 w dziesiątym roku eksploatacji dla analizowanych wariantów. ....	192
Rys. 103. Wpływ dwukrotnie szybszego obniżania się cen amoniaku na NPV analizowanych wariantów. ....	192
Rys. 104. Wykres cen amoniaku dla pesymistycznego wariantu wolniej obniżającej się ceny amoniaku. ....	193
Rys. 105. Zmiana ceny emisji dwutlenku węgla w ciągu 5 lat osiągająca wartość stałą i zapewniająca NPV=0 w piątym roku eksploatacji dla analizowanych wariantów. ....	194
Rys. 106. Zmiana ceny emisji dwutlenku węgla w ciągu 10 lat osiągająca wartość stałą i zapewniająca NPV=0 w dziesiątym roku eksploatacji dla analizowanych wariantów. ....	194
Rys. 107. Wykres cen emisji dwutlenku węgla dla pesymistycznego wariantu wolniejszego wzrostu.....	195
Rys. 108. Wpływ niższej ceny amoniaku oraz wyższej ceny emisji CO <sub>2</sub> na wartość NPV poszczególnych wariantów. ....	196
Rys. 109. Wpływ dwukrotnie szybszego obniżania się cen amoniaku i wzrostu cen emisji CO <sub>2</sub> na NPV analizowanych wariantów. ....	197
Rys. 110. Wyniki finansowe dla udziału amoniaku w paliwie wynoszącego 20%. ....	197
Rys. 111. Wyniki finansowe dla udziału amoniaku w paliwie wynoszącego 5%. ....	198
Rys. 112. Zdyskontowane przepływy finansowe dla kotła przemysłowego w Gdańsku.....	199
Rys. 113. Wynik NPV oraz DCF dla kotła przemysłowego w Gdańsku z 50% dofinansowania na zakup amoniaku. ....	199
Rys. 114. Wynik NPV oraz DCF dla kotła przemysłowego w Gdańsku, 20% udziału amoniaku oraz 50% dofinansowania na zakup amoniaku.....	200
Rys. 115. Metody pozyskiwania wodoru do produkcji amoniaku. Na podstawie [93]. ....	205
Rys. 116. Schemat wielkoskalowej i rozproszonej produkcji amoniaku. Źródło: [94]. ....	206
Rys. 117. Potencjalny ubytek mocy elektrycznej wytwarzanej z kotłów na węgiel kamienny klasy 200MW. Opracowanie własne na podstawie raportów INSTRAT oraz prasy branżowej.....	208
Rys. 118. Wpływ sprawności wytwarzania energii elektrycznej na emisyjność produkcji energii elektrycznej podczas spalania mieszanki 40% amoniak – 60% węgiel. ....	208
Rys. 119. Harmonogram uruchomień jednostek wytwórczych w latach 2022-2030 [100]. ....	212
Rys. 120. Szacowany wolumen mocy zainstalowanej w elektrowniach gazowych. Opracowanie własne. ....	213
Rys. 121. Udział wybranych gałęzi przemysłu przetwórstwa przemysłowego w produkcji ciepła dla tego sektora. Na podstawie [102]. ....	214
Rys. 122. Udział zużycia paliw w wybranych gałęziach przemysłu w 2022r. Na podstawie [97]. ....	214
Rys. 123. Procentowy udział w krajowej produkcji energii elektrycznej poszczególnych grup elektrowni według rodzaju paliw w roku 2023 [103]. ....	217

Rys. 124. Produkcja bezwodnego amoniaku w Polsce w latach 2005-2022. Opracowano na podstawie [107]. .....	220
Rys. 125. Dynamika wzrostu mocy zainstalowanej w KSE w latach 1960-2023 w Polsce [109]. .....	222
Rys. 126. Moc zainstalowana, osiągalna oraz produkcja energii w sektorze OZE w 2023r.. Opracowano na podstawie danych z [110]. .....	222
Rys. 127. Energia elektryczna wygenerowana przez elektrownie a) wiatrowe oraz b) fotowoltaiczne w Polsce w 2023r. zarejestrowane w KSE. Opracowanie własne na podstawie danych z [112]. .....	223
Rys. 128. Moc zainstalowana OZE wg technologii w 2030r. ....	224
Rys. 129. Produkcja energii elektrycznej z OZE wg technologii w 2030r. ....	224
Rys. 130. Godzinowa i dzienna zmienność produkcji energii elektrycznej ze źródeł wiatrowych zarejestrowanych w KSE w styczniu 2023r. Opracowanie własne na podstawie danych z [112]. .....	225
Rys. 131. Godzinowa i dzienna zmienność produkcji energii elektrycznej ze źródeł solarnych zarejestrowanych w KSE w lipcu 2023r. Opracowanie własne na podstawie danych z [112]. .....	225
Rys. 132. Schemat ideowy instalacji produkującej zielony amoniak [126]. .....	229
Rys. 133. Plany Grupy Azoty dotyczące produkcji zielonego wodoru [127]. .....	230
Rys. 134. Międzynarodowe trasy żeglugowe dla transportu amoniaku oraz istniejące porty obsługujące transport amoniaku. Opracowano na podstawie [131], [132]. .....	232
Rys. 135. Przykładowe lokalizacje planowanych zakładów produkujących zielony amoniak. Opracowanie własne. ....	232
Rys. 136. Prognoza dodatkowych zdolności produkcyjnych zielonego amoniaku na lata 2024-2030 [148]. .....	236
Rys. 137. Terminal NH <sub>3</sub> w Antwerpii [149]. .....	237
Rys. 138. ACE Terminal [152]. .....	238
Rys. 139. Koncepcja terminalu w Wilhelmshaven [156]. .....	238
Rys. 140. Projekt RWE i VTG [159]. .....	239
Rys. 141. Planowany terminal NH <sub>3</sub> w Chorwacji [160]. .....	239
Rys. 142. Koncepcja terminala w Dunkierce [161]. .....	239
Rys. 143. Terminal NH <sub>3</sub> w Liverpoolu. ....	240
Rys. 144. Planowany wolumen produkcji zielonego amoniaku na świecie. Opracowanie własne na podstawie danych opisanych w rozdziale 4.4. ....	245

## Spis tabel

Tab. 1. Krótka charakterystyka źródeł wytwórczych w KSE [10].	20
Tab. 2. Przykłady turbin gazowych istniejących bądź planowanych do uruchomienia.	26
Tab. 3. Podstawowe parametry eksploatacyjne pracy kotła OP-650 przyjęte do obliczeń.	28
Tab. 4. Analiza techniczna i pierwiastkowa węgla, stan roboczy.	31
Tab. 5. Bilans rozptyłów powietrza i paliwa.	36
Tab. 6. Wyniki obliczeń wtrysku NH <sub>3</sub> do palników rzędów 1, 2, 3 przy pracy 5ZM (100% WMT).	38
Tab. 7. Wyniki obliczeń wtrysku NH <sub>3</sub> do dysz dedykowanych przy pracy 5ZM (100% WMT).	39
Tab. 8. Wyniki obliczeń wtrysku NH <sub>3</sub> do palników rzędów 1, 2, 3, 4 przy pracy 4ZM (100% WMT).	39
Tab. 9. Wyniki obliczeń wtrysku NH <sub>3</sub> do palników rzędów 1 i 2 przy pracy 4ZM (70% WMT).	40
Tab. 10. Wyniki obliczeń wtrysku NH <sub>3</sub> w ilości 10-40% do palników I rzędu przy pracy 5ZM (100% WMT).	42
Tab. 11. Wyniki obliczeń CO <sub>2</sub> przy wtrysku NH <sub>3</sub> w ilości 10%-40% do palników I rzędu przy pracy 5ZM (100% WMT).	43
Tab. 12. Wyniki obliczeń wtrysku NH <sub>3</sub> w ilości 40-50% do palników I i II rzędu przy pracy 5ZM.	50
Tab. 13. Bilans paliwa i powietrza przy różnych udziałach NH <sub>3</sub> .	68
Tab. 14. Wyniki symulacji kotła płomienicowo-płomieniówkowego przy różnych udziałach NH <sub>3</sub> .	69
Tab. 15. Standardy emisyjne w mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , przy zawartości 15% tlenu w gazach odlotowych.	73
Tab. 16. Zestawienie głównych parametrów dla obliczonych wariantów współspalania gazu ziemnego i NH <sub>3</sub> w komorze turbiny gazowej.	76
Tab. 17. Prędkości na wlocie gazów do komory turbiny gazowej (warianty 0-4).	77
Tab. 18. Prędkości na wlocie gazów do komory turbiny gazowej (warianty 1,5-8).	77
Tab. 19. Parametry na wylocie z komory turbiny gazowej (warianty 0-4).	77
Tab. 20. Parametry na wylocie z komory turbiny gazowej (warianty 1,5-8).	81
Tab. 21. Porównanie metod magazynowania ciekłego amoniaku [53].	87
Tab. 22. Porównanie zbiorników z izolacją: na zbiorniku zewnętrznym i w przestrzeni pierścieniowej.	89
Tab. 23. Proponowane rozwiązania technologii magazynowania ciekłego amoniaku na terenie obiektu energetycznego.	97
Tab. 24. Najważniejsze elementy koncepcji instalacji energetycznego wykorzystania amoniaku.	102
Tab. 25. Wpływ NH <sub>3</sub> na ludzkie zdrowie [67].	114
Tab. 26. Przykładowe środki bezpieczeństwa dla zbiorników magazynujących ciekły amoniak [55].	115
Tab. 27. Skala oceny prawdopodobieństwa wystąpienia ryzyka.	117
Tab. 28. Analiza przykładowych ryzyk mogących wystąpić podczas magazynowania amoniaku w stanie ciekłym.	119
Tab. 29. Analiza przykładowych ryzyk mogących wystąpić podczas transportu ciekłego amoniaku za pomocą rurociągów, pomp i zaworów z magazynu do instalacji użytkowych.	120
Tab. 30. Analiza przykładowych ryzyk mogących wystąpić podczas użytkowania instalacji.	121
Tab. 31. Wyniki finansowe dla stanu referencyjnego	144
Tab. 32. Koszt węgla oraz emisji dwutlenku węgla dla współspalania węgla z amoniakiem w mln PLN.	146
Tab. 33. Wyniki finansowe dla lokacji Dolna Odra i transportu amoniaku rurociągiem w mln PLN.	146
Tab. 34. Wyniki finansowe dla lokacji Dolna Odra i transportu amoniaku drogą wodną w mln PLN.	147
Tab. 35. Wyniki finansowe dla lokacji Dolna Odra i transportu amoniaku cysternami kolejowymi w mln PLN.	147

Tab. 36. Wyniki finansowe dla lokacji Dolna Odra i lokalnej produkcji amoniaku w mln PLN.....	148
Tab. 37. Wyniki finansowe dla lokalizacji Kozienice i transportu amoniaku rurociągiem w mln PLN. ....	148
Tab. 38. Wyniki finansowe dla lokalizacji Kozienice i transportu amoniaku drogą wodną w mln PLN. ....	149
Tab. 39. Wyniki finansowe dla lokalizacji Kozienice i transportu amoniaku cysterną kolejową w mln PLN. ....	149
Tab. 40. Wyniki finansowe dla lokalizacji Rybnik i transportu amoniaku rurociągiem w mln PLN. ....	150
Tab. 41. Wyniki finansowe dla lokalizacji Rybnik i transportu amoniaku cysterną kolejową w mln PLN. ....	150
Tab. 42. Wyniki finansowe dla stanu referencyjnego w elektrowni Dolna Odra w mln PLN. ....	154
Tab. 43. Wyniki finansowe dla stanu referencyjnego w elektrociepłowni Włocławek w mln PLN. ....	155
Tab. 44. Koszt gazu ziemnego oraz emisji dwutlenku węgla dla współspalania gazu ziemnego z amoniakiem dla elektrowni Dolna Odra w mln PLN. ....	157
Tab. 45. Koszt gazu ziemnego oraz emisji dwutlenku węgla dla współspalania gazu ziemnego wraz z amoniakiem dla elektrociepłowni Włocławek w mln PLN. ....	157
Tab. 46. Wyniki finansowe dla lokalizacji Dolna Odra i transportu amoniaku rurociągiem w mln PLN. ....	158
Tab. 47. Wyniki finansowe dla lokalizacji Dolna Odra i transportu amoniaku drogą wodną w mln PLN. ....	158
Tab. 48. Wyniki finansowe dla lokalizacji Dolna Odra i transportu amoniaku drogą kolejową w mln PLN. ....	159
Tab. 49. Wyniki finansowe dla lokalizacji Włocławek i transportu amoniaku rurociągiem w mln PLN. ....	159
Tab. 50. Wyniki finansowe dla lokalizacji Włocławek i lokalnego odbioru amoniaku w mln PLN. ....	160
Tab. 51. Wyniki finansowe dla lokalizacji Włocławek i transportu amoniaku drogą wodną w mln PLN. ....	160
Tab. 52. Wyniki finansowe dla lokalizacji Włocławek i transportu amoniaku drogą kolejową w mln PLN. ....	161
Tab. 53. Wyniki finansowe dla stanu referencyjnego kotła przemysłowego w mln PLN. ....	165
Tab. 54. Koszt gazu ziemnego oraz emisji dwutlenku węgla dla współspalania gazu ziemnego z amoniakiem dla kotła przemysłowego w mln PLN. ....	167
Tab. 55. Wyniki finansowe dla lokacji Gdańsk w mln PLN. ....	167
Tab. 56. Wyniki finansowe dla lokacji Warszawa w mln PLN. ....	168
Tab. 57. Wyniki finansowe dla lokacji Kraków w mln PLN. ....	168
Tab. 58. Wartość stała ceny amoniaku wyrażona w zł/kg dla NPV=0 dla kotła węglowego współspalającego amoniak. ....	170
Tab. 59. Wartość stała ceny amoniaku wyrażona w zł/kg dla czasu zwrotu 5 lat dla kotła węglowego współspalającego amoniak. ....	170
Tab. 60. Wartość stała ceny emisji dwutlenku węgla wyrażona w zł/kg dla NPV=0 dla kotła węglowego współspalającego amoniak. ....	174
Tab. 61. Wartość stała ceny amoniaku wyrażona w zł/kg dla czasu zwrotu równego 5 lat. ....	180
Tab. 62. Wartość stała ceny emisji dwutlenku węgla wyrażona w zł/kg dla NPV=0 w piątym roku eksploatacji. ....	183
Tab. 63. Wartość stała ceny amoniaku wyrażona w zł/kg dla czasu zwrotu równego 5 lat. ....	190
Tab. 64. Wartość stała ceny emisji dwutlenku węgla wyrażona w zł/kg dla NPV=0 w piątym roku eksploatacji. ....	193
Tab. 65. Jednostkowe koszty transportu amoniaku. ....	202

Tab. 66. Porównanie emisji dwutlenku węgla z kotłów energetyki zawodowej: stan obecny oraz po zastosowaniu technologii współspalania amoniaku o 40% udziale w mieszance paliwowej. Bloki klasy 200MW. Paliwo: węgiel kamienny. ....	209
Tab. 67. Porównanie emisyjności z kotłów energetyki zawodowej: stan obecny oraz po zastosowaniu technologii współspalania amoniaku o 40% udziale w mieszance paliwowej. Bloki klasy 200MW. Paliwo: węgiel brunatny. ....	209
Tab. 68. Porównanie emisyjności z kotłów energetyki zawodowej: stan obecny oraz po zastosowaniu technologii współspalania amoniaku o 40% udziale w mieszance paliwowej. Bloki klasy powyżej 200MW. Paliwo: węgiel kamienny. ....	210
Tab. 69. Porównanie emisyjności z kotłów energetyki zawodowej: stan obecny oraz po zastosowaniu technologii współspalania amoniaku o 40% udziale w mieszance paliwowej. Bloki klasy powyżej 200MW. Paliwo: węgiel brunatny. ....	210
Tab. 70. Prognoza mocy osiągalnej netto dla źródeł gazowych. ....	211
Tab. 71. Porównanie emisyjności z kotłów energetyki zawodowej: stan obecny oraz po zastosowaniu technologii współspalania amoniaku o 10% udziale w mieszance paliwowej. Bloki parowo-gazowe. ....	213
Tab. 72. Zmapowane szacowane zapotrzebowanie na zielony amoniak jako nośnika wodoru w celu redukcji śladu węglowego polskich jednostek wytwórczych energetyki przemysłowej i zawodowej. ....	215
Tab. 73. Wpływ współspalania amoniaku z paliwem kopalnym na emisje dwutlenku węgla w blokach energetyki zawodowej oraz zakładach przemysłowych. ....	216
Tab. 74. Struktura produkcji energii elektrycznej w elektrowniach krajowych w roku 2023 na podstawie danych uzyskanych z PSE. ....	217
Tab. 75. Jednostkowy wskaźnik oszczędności dla wyprodukowania jednego MWh energii elektrycznej lub ciepłej dla układów współspalających amoniak. ....	218
Tab. 76. Produkcja wodoru w Polsce w 2022r. w wybranych zakładach na potrzeby syntezy amoniaku [108]. ....	220
Tab. 77. Szacowane zapotrzebowanie na zielony wodór i energię elektryczną z OZE do jego produkcji w podziale na obszary zastosowania w 2030r. i 2035r. ....	221
Tab. 78. Przykładowe projekty planowanych do wybudowania terminali dla zielonego amoniaku. ...	237
Tab. 79. Szanse oraz potencjalne zagrożenia dla budowy rynku paliw wodoronośnych ze względu na otoczenie legislacyjne i strategiczne UE. ....	242

## 1 Wstęp

Wraz z rozwojem społeczeństwa zapotrzebowanie na energię w różnych gałęziach przemysłu stale wzrasta, a szereg problemów energetycznych i środowiskowych staje się coraz bardziej widoczny. Poszukiwanie nowych paliw zastępujących paliwa kopalne oraz rozwój technologii ich spalania stały się kluczowymi tematami badawczymi naukowców na całym świecie. Rozwój i wykorzystanie wydajnych i niskoemisyjnych technologii spalania może skutecznie pomóc zapobiegać problemom środowiskowym, takim jak niedobór energii z paliw kopalnych i efekt cieplarniany, co ma ogromne znaczenie dla zrównoważonego rozwoju społeczeństwa. Troska o środowisko naturalne wymusiła wprowadzenie działań regulacyjnych w polityce krajowej i międzynarodowej. Przykładem takich kroków są m.in. ratyfikacja w 2016 r. przez Unię Europejską (UE), w tym Polskę, porozumienia paryskiego, wdrożenie nowej strategii energetycznej UE do roku 2050 (europejski Zielony Ład) czy też określenie polskich celów w zakresie limitowania niskiej emisji. Ambitny cel dotyczący osiągnięcia neutralności klimatycznej do roku 2050 wymusza kompleksowe zmiany systemowe m.in. w energetyce. Największym emitentem CO<sub>2</sub> w Polsce jest energetyka zawodowa (81,2 mln t CO<sub>2</sub> w 2023 r.), a drugim co do wielkości są elektrociepłownie zawodowe (20 mln ton CO<sub>2</sub>) [1]. Dyrektywa UE 2019/944 oraz 2019/943 wprowadziła nowe limity dla elektrowni wynoszące 550 g CO<sub>2</sub>/kWh, aby móc się ubiegać o dotacje do mocy wytwórczych. Większość elektrowni węglowych w Polsce emituje obecnie ok 700-900 g CO<sub>2</sub>/kWh, co oznacza konieczność zastąpienia 30-65% paliw kopalnych innymi paliwami nieemitującymi CO<sub>2</sub>. Dekarbonizacja gospodarki, zgodnie z pakietem „Fit for 55” w ramach Europejskiego Zielonego Ładu, oznacza konieczność obniżenia do 2030 roku emisyjności gospodarki UE o 55% w stosunku do poziomu z 1990 roku, co następnie ma pozwolić na osiągnięcie neutralności klimatycznej do roku 2050. Spośród najistotniejszych dokumentów krajowych i międzynarodowych, z którymi opracowane przedsięwzięcie jest powiązane, wyróżnić można również następujące:

### 1) Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. [2]

„Część popytu na ropę i gaz ziemny zostanie zmniejszona przez wzrost znaczenia biopaliw i paliw alternatywnych (m.in. energia elektryczna, LNG, CNG, biometan, wodór)” (str. 8). „W bilansie elektroenergetycznym na znaczeniu zyskiwać będą jednostki wytwórcze oparte o gaz ziemny. (...) Ponadto na znaczeniu zyskiwać będą także moce wykorzystujące inne paliwa gazowe tj. biogaz, biometan, wodór, gazy syntezowe czy gaz syntetyczny. Pozytywny wpływ na wzrost wykorzystania w elektroenergetyce gazów innych niż ziemny może mieć także planowane zwiększenie możliwości transportu takich gazów sieciami aktualnie wykorzystywanymi do transportu gazu ziemnego” (str. 26). „Aktualny i perspektywiczny wzrost wykorzystania gazu ziemnego na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej, a także rosnące znaczenie gazów zdekarbonizowanych tj. gazy syntetyczne, biogaz, biometan, wodór, przyczynia się do łączenia sektora elektroenergetycznego i gazowego, a także ciepłowniczego (tzw. sector coupling)” (str. 50).

### 2) Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu 2021 – 2030 [3]

„Dywersyfikacja struktury polskiego bilansu energetycznego przy jednoczesnym zwiększeniu roli nisko-, zeroemisyjnych i wysokoefektywnych technologii i rozwiązań we wszystkich sektorach gospodarki sprzyjać będzie osiągnięciu pozytywnych efektów w ramach wymiaru „obniżenie emisyjności”. W odniesieniu do celów redukcyjnych na 2020 r., tzw. Effort Sharing Decision określiła dla Polski „cel pozytywny”, w ramach którego sektory nieobjęte systemem ETS mają możliwość zwiększenia swoich emisji o 15% względem roku 2005” (str. 9).

„Podstawowym instrumentem jest wsparcie skierowane do przedsiębiorstw w celu podjęcia i rozwoju (kontynuacji) działalności B+R+I, dzięki której przedsiębiorstwa podniosą swoją konkurencyjność, która dotyczy m.in. obszarów tj.: wysokosprawne, niskoemisyjne, elastyczne oraz zintegrowane układy wytwarzania, magazynowania, przesyłu i dystrybucji energii, (...)” (str. 189).

3) Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 z perspektywą do roku 2030 [4]

„Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego wymaga dywersyfikacji źródeł, surowców oraz sposobu wytwarzania i dystrybucji energii. Szeroki rozwój ciepłownictwa oparty na gazie ziemnym, choć pozwala taniej osiągnąć wskaźniki środowiskowe, rodzi jednak uzależnienie od zagranicznych dostaw. We wprowadzaniu dywersyfikacji pomocne może być substytucyjne traktowanie nowych źródeł energii i wykorzystanie innowacyjnych rozwiązań” (str. 321).

4) An EU Strategy for Energy System Integration 2020 [5].

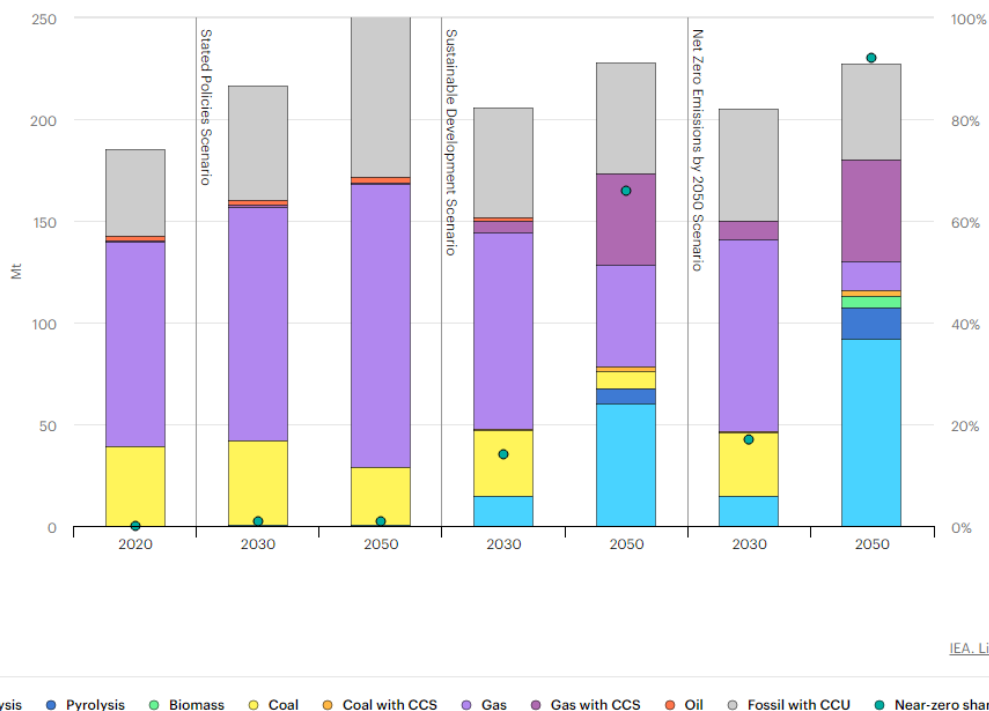
„Integracja systemu energetycznego – czyli skoordynowane planowanie i eksploatacja systemu energetycznego jako całości, z uwzględnieniem poszczególnych nośników energii, infrastruktur i sektorów zużycia energii – to droga do efektywnej, przystępnej cenowo i głębokiej dekarbonizacji europejskiej gospodarki zgodnie z porozumieniem paryskim i Agendą ONZ na rzecz zrównoważonego rozwoju 2030” (str.1). “Promowanie finansowania projektów przewodnich dotyczących zintegrowanych, neutralnych pod względem emisji dwutlenku węgla klastrów przemysłowych wytwarzających i zużywających paliwa odnawialne i niskoemisyjne, za pośrednictwem programu „Horyzont Europa”, InvestEU i programu LIFE oraz Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego (od 2021 r.)” (str. 17).

5) Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032 [6].

„Zgodnie z informacjami przekazanymi przez krajowy sektor wytwórczy w ramach ankietyzacji przeprowadzonej na przełomie lat 2020 i 2021, terminy odstawień wielu jednostek opalanych węglem będą uzależnione od ich prognozowanej rentowności po 1 lipca 2025 r., czyli dacie, po której zgodnie z obowiązującymi przepisami nie będą mogły uzyskiwać przychodów w ramach mechanizmu rynku mocy. Dotyczy to jednostek wytwórczych ciepłych emitujących więcej niż 550 g CO<sub>2</sub> na kWh oddanych do eksploatacji przed 4 lipca 2019 r. Powyższe przyczyny ekonomiczne mogą znacznie przyspieszyć trwałe wyłączenie jednostek węglowych w stosunku do możliwości ich technicznej eksploatacji. Co do zasady techniczny czas życia co najmniej części jednostek może być wydłużany w ramach kolejnych działań modernizacyjnych i utrzymaniowych.” (str. 27).

Ze względu na sytuację polityczną za naszą wschodnią granicą konieczna jest także dywersyfikacja źródeł paliw w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju. Wymusza to coraz szybsze działania dekarbonizacyjne, m.in. korzystanie z odnawialnych źródeł energii (OZE) lub paliw wytworzonych w oparciu o OZE takich jak “zielony wodór” (H<sub>2</sub>) czy “zielony amoniak” (NH<sub>3</sub>), które będą pełnić szczególną rolę w „zazielenianiu” sektora energetyki przemysłowej i zawodowej. Zastosowanie paliwa wodoronośnego w postaci tzw. zielonego amoniaku obniża emisję CO<sub>2</sub> z uwagi na brak atomu węgla w jego strukturze. W przeciwieństwie do wodoru, infrastruktura magazynowania i transportu NH<sub>3</sub> znana jest od lat. Aby zastąpienie paliw kopalnych przez amoniak miało sens, produkcja amoniaku powinna być co najmniej niskoemisyjna. Na świecie rozpowszechniona jest obecnie wysokoemisyjna produkcja szarego amoniaku, szeroko stosowanego w przemyśle chemicznym. Amoniak tradycyjnie wytwarza się z wodoru i azotu w procesie Habera-Boscha. Konwencjonalnym źródłem wodoru dla instalacji syntezy amoniaku jest reforming parowy metanu (gazu ziemnego), lecz wiąże się on z emisją CO<sub>2</sub> do atmosfery. Z tego względu, według raportu IEA [7] w najbliższych dekadach będzie następować

odchodzenie od tradycyjnych metod wytwarzania amoniaku na rzecz technologii nisko- i zero-emisyjnych wykorzystujących elektrolizery lub technologie wychwytywania dwutlenku węgla, Rys. 1.



IEA. Licence: CC BY 4.0

Rys. 1. Światowa produkcja amoniaku z podziałem na technologie na lata 2020-2050 dla trzech scenariuszy: 1. Scenariusz zgodny z obecnym kierunkiem rozwoju systemu energetycznego; 2. Scenariusz Zrównoważonego Rozwoju; 3. Scenariuszu zerowej emisji netto do 2050 roku. [7].

W Scenariuszu Zrównoważonego Rozwoju udział technologii o niemal zerowej emisji stanowi prawie 70% całkowitej produkcji w 2050 r., w porównaniu z mniej niż 1% w roku 2020. Produkcja oparta na gazie ziemnym wyposażona w CCS (od ang. carbon capture and storage – sekwestracja dwutlenku węgla) stanowi około 20% całkowitego wytworzonego wolumenu, podczas gdy w przypadku elektrolizy udział w całkowitej produkcji wynosi ponad 25%. W Scenariuszu zerowej emisji netto do 2050 r., technologie o niemal zerowej emisji CO<sub>2</sub> osiągną poziom prawie 95% całkowitej produkcji do 2050 roku. Co więcej, produkcja amoniaku oparta na gazie ziemnym z zastosowaniem technologii CCS stanowi około 20% produkcji, a z wykorzystaniem procesu elektrolizy ponad 40%. Opisanym trendom niewątpliwie będzie sprzyjać spadek kosztów energii ze źródeł odnawialnych oraz wzrost kosztów emisji CO<sub>2</sub>. W celu promowania technologii nisko- lub zero-emisyjnych konieczne będzie stworzenie odpowiedniego otoczenia legislacyjnego m.in. poprzez opracowanie obligatoryjnych planów transformacji, wdrożenie mechanizmów zachęcających zainteresowane podmioty do inwestycji w "zielony amoniak", intensyfikację prac badawczo-rozwojowych czy też zrównoważony rozwój łańcucha dostaw.

Zielony amoniak może być perspektywnym paliwem dla sektorów trudnych do dekarbonizacji, jeśli tylko będzie to możliwe pod względem technicznym i ekonomicznym.

## 2 Analiza techniczna wdrożenia technologii współspalania amoniaku z paliwami kopalnymi w wybranych urządzeniach wytwórczych

Zakres etapu pierwszego przedstawionego w rozdziale 2 obejmuje wielowariantową analizę numeryczną technicznych możliwości częściowego zastąpienia amoniakiem paliw kopalnych w istniejących blokach energetycznych zawodowych oraz przemysłowych, analizę potencjału krajowego sektora energetycznego, wykonanie koncepcji instalacji zasilanej amoniakiem oraz analizę ryzyk związanych z zastosowaniem amoniaku. Przeprowadzona analiza numeryczna ma wyłonić rekomendacje techniczną dotyczącą wdrażania technologii współspalania amoniaku z uwagi na aktualne i możliwe rozwiązania technologiczne. Analiza ta została przeprowadzona dla trzech wybranych rodzajów jednostek wytwórczych współspalających paliwo kopalne oraz amoniak, tj. kocioł energetyki zawodowej, turbinę gazową oraz kocioł ciepłowniczy płomienicowo-płomieniówkowy.

W pierwszej kolejności w niniejszym rozdziale omówiono potencjał krajowego sektora energetycznego. Następnie opisano wielowariantową symulację numeryczną procesu współspalania amoniaku, zawierając odpowiedni wstęp, opis geometrii, założenia numeryczne oraz wyniki dla każdej analizowanej jednostki. Kolejno zawarto opis koncepcji instalacji zasilanej amoniakiem dla trzech reprezentatywnych jednostek energetycznego spalania  $\text{NH}_3$  oraz analizę ryzyk związaną z magazynowaniem, transportem i wykorzystywaniem amoniaku na terenie zakładów przemysłowych wraz z oceną wpływu zastosowania technologii spalania amoniaku na żywotność instalacji oraz gospodarkę remontową. Rozdział ten zakończono rekomendacjami technicznymi dotyczącymi zastosowania technologii spalania amoniaku w referencyjnych jednostkach wytwórczych. Do realizacji zadania wykorzystano następujące metody i narzędzia:

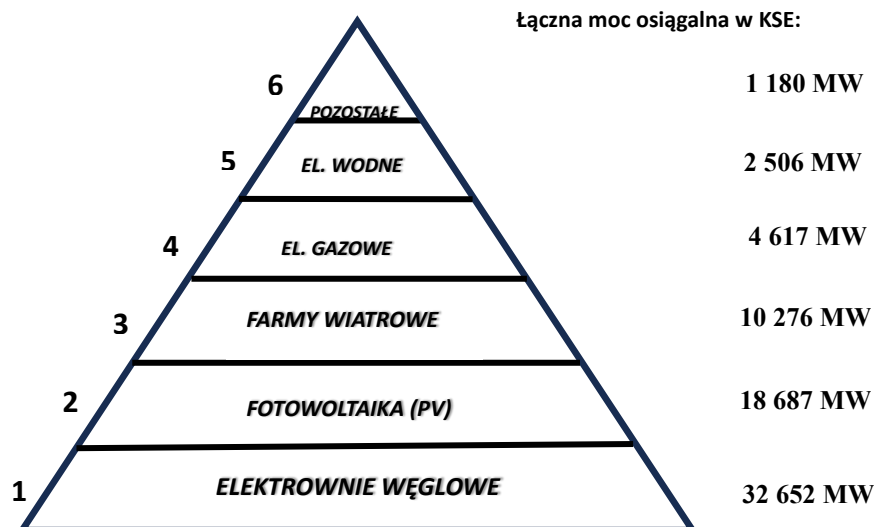
1. Metody CFD (Computational Fluid Dynamics)
  - Analizy numeryczne przeprowadzono z wykorzystaniem oprogramowania Ansys Fluent, które umożliwia modelowanie procesów fizycznych związanych z przepływem płynów i wymianą ciepła. CFD pozwoliło na szczegółową symulację kluczowych zjawisk i procesów fizycznych zachodzących w kotle, czyli m.in.: odgazowanie, spalanie cząstek pyłu węglowego, reakcje spalania w fazie gazowej, turbulencję przepływu, wymianę ciepła przez konwekcję i radiację, oddziaływanie cząstek materiału stałego z gazem, a także tworzenie się zanieczyszczeń (m.in. CO oraz  $\text{NO}_x$ ).
  - Proces obejmował m.in. etap przygotowania geometrii, definiowania warunków brzegowych oraz weryfikacji modelu w oparciu o dane literaturowe i/lub historyczne wyniki pomiarów na obiektach rzeczywistych.
2. Oprogramowanie AutoCAD
  - Projekt koncepcyjny instalacji podawania amoniaku został wykonany z wykorzystaniem oprogramowania AutoCAD, które umożliwiło precyzyjne modelowanie i wizualizację kluczowych elementów instalacji.
  - Projektowanie opierało się na literaturze branżowej oraz obowiązujących normach. Szczególny nacisk położono na bezpieczeństwo operacyjne oraz zgodność z wytycznymi środowiskowymi.

## 2.1 Analiza potencjału krajowego sektora wytwarzania energii elektrycznej i ciepła – wybór referencyjnych jednostek wytwórczych

Polski sektor wytwarzania energii elektrycznej i ciepła jest w dużej mierze uzależniony od paliw kopalnych, głównie węgla kamiennego i brunatnego. Wynika to z historycznych uwarunkowań gospodarczych oraz geopolitycznych, które kształtowały polską energetykę przez dziesięciolecia. W 2020 roku paliwa kopalne, zwłaszcza węgiel, odpowiadały za około 72% produkcji energii elektrycznej w Polsce [8]. Krajowe zapotrzebowanie na węgiel kamienny energetyczny wykazuje jednak tendencję malejącą. W 2023 r. energia wyprodukowana z węgla stanowiła 61% sumarycznej produkcji energii (w porównaniu z 70% w 2020r.) przy jednoczesnym wzroście udziału energii odnawialnej do 27% (w porównaniu z 21% w 2022r.) [9]. Niemniej, w dalszym ciągu podstawą funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) są źródła wytwórcze pracujące na paliwa kopalne (Rys. 2 oraz Tab. 1), ze względu na:

- Historyczną infrastrukturę: Budowa elektrowni węglowych miała miejsce głównie w latach 70-tych i 80-tych XX wieku, co sprawia, że wiele z nich jest nadal w użyciu;
- Zasoby węgla: Eksploatacja krajowych zasobów węgla kamiennego i brunatnego jest naturalnym wyborem zapewniającym bezpieczeństwo energetyczne kraju oraz tańszą alternatywę energetyczną;
- Wysokie nakłady inwestycyjne w odnawialne źródła energii (OZE): Budowa farm wiatrowych, elektrowni słonecznych oraz infrastruktury wspierającej (np. magazyny energii) wciąż wiąże się wysokimi kosztami początkowymi, a sama transformacja wymaga rozbudowy i modernizacji sieci przesyłowych;
- Stabilność, przewidywalność i bezpieczeństwo energetyczne: Źródła odnawialne, takie jak wiatr i słońce, cechują się zmiennością, co wymaga zastosowania dodatkowych mechanizmów stabilizacyjnych, takich jak magazyny energii, co niesie za sobą dodatkowe wyzwania techniczne;
- Uwarunkowania społeczno-ekonomiczne: Polska gospodarka energetyczna oraz sektor górniczy są znaczącymi pracodawcami, a ich gwałtowne przekształcenie mogłoby wywołać poważne skutki społeczno-ekonomiczne, takie jak wzrost bezrobocia i destabilizacja gospodarcza regionów silnie uzależnionych od przemysłu węglowego.

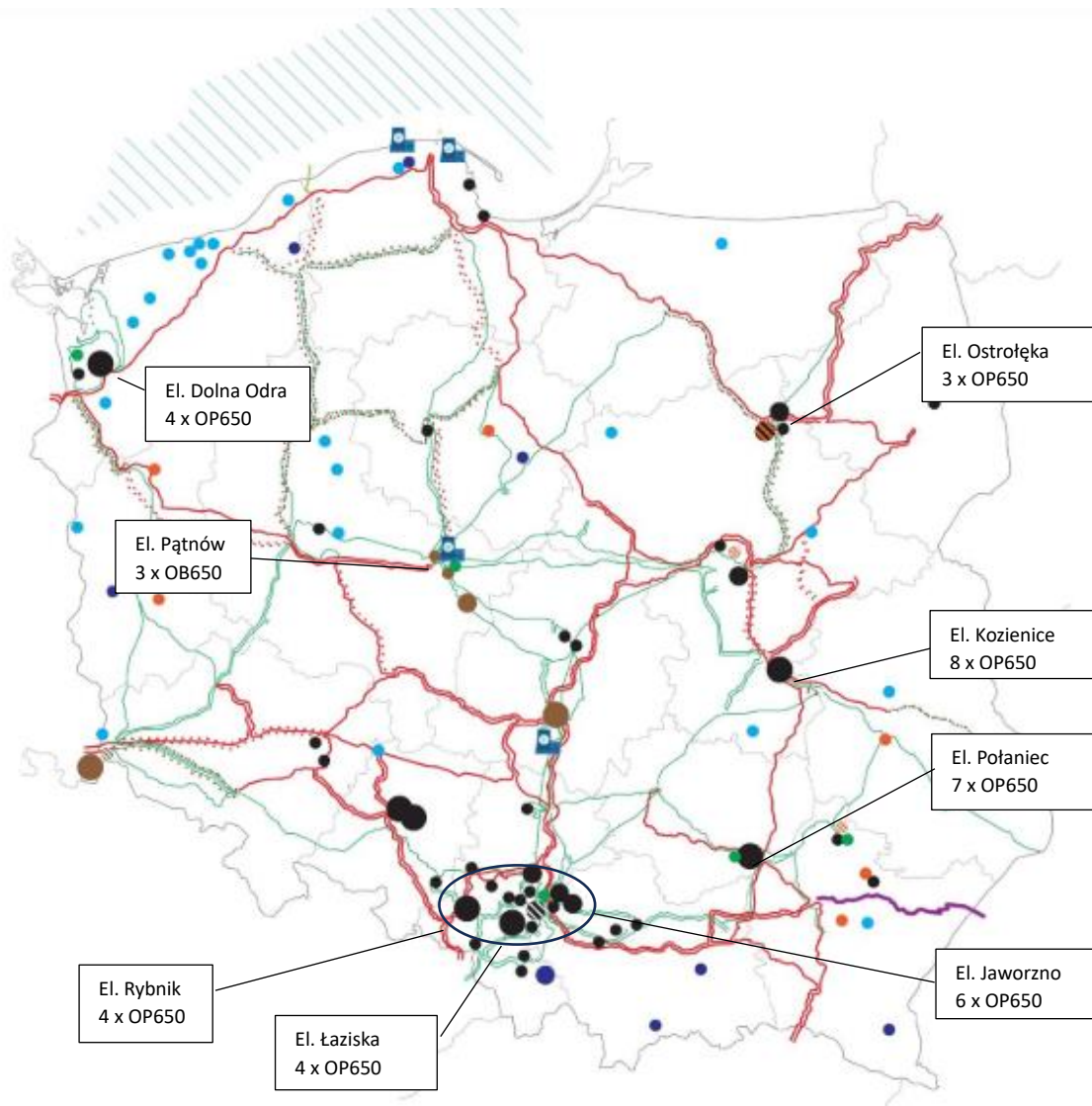
Powyższe czynniki odzwierciedlają złożoność wyzwań związanych z transformacją polskiego sektora energetycznego.



Rys. 2. Źródła wytwórcze w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Dane dla punktów 1, 4, 5 stan na dzień 14.04.2024. Dane dla punktu 2 stan na dzień 30.04.2024. Dane dla punktu 3 stan na dzień 01.06.2024. Dane dla punktu 6 stan na dzień 01.09.2021. Na podstawie [10].

Tab. 1. Krótka charakterystyka źródeł wytwórczych w KSE [10].

	Cechy
1	Paliwo: węgiel kamienny lub brunatny. Elastyczność: umiarkowana. Długi czas rozruchu (8h ze stanu zimnego). Niska szybkość przyrostu mocy. Wysokie minima techniczne (40-60% mocy znamionowej).
2	Generacja energii zależy od nasłonecznienia w danym momencie. Brak możliwości sterowania ich pracą.
3	Lądowe i przyszłe morskie. Generacja energii zależy od warunków atmosferycznych. Brak możliwości sterowania ich pracą.
4	Paliwo: gaz ziemny. Elastyczność: duża. Krótki czas rozruchu (1h ze stanu zimnego). Szybki przyrost generowanej mocy. Niskie minima techniczne (w zależności od technologii danej jednostki).
5	Szczytowo-pompowe (jako magazyny energii). Przepływowe (brak zdolności magazynowania energii).
6	Źródła wytwórcze w KSE nie będące jednostkami centralnie dysponowanymi przez operatora systemu przesyłowego. Elektrociepłownie i elektrownie przemysłowe. Produkcja energii elektrycznej jest pochodną podstawowej działalności. - moc jednostek opalanych biomasą wynosi 275 MW, - moc jednostek opalanych olejem opałowym wynosi 747 MW, - moc jednostek opalanych gazem koksowniczym wynosi 158 MW.



### MAPA STANU I ROZWOJU SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO POLSKI

Elektrownie i elektrociepłownie pow. 50 MW	Moc (MW) zainstalowana	Sieci przesyłowe
● węgiel kamienny	○ do 500 MW	— linie przesyłowe 750 kV
● węgiel brunatny	○ do 1000 MW	— linie przesyłowe 450 kV (kabel podmorski)
● gazowe	○ powyżej 1000 MW	— linie przesyłowe 400 kV
● biomasowe	◐ w budowie	— linie przesyłowe 220 kV
● wodne	▨ strefa możliwych lokalizacji morskich elektrowni wiatrowych	⋯ planowane i w budowie linie przesyłowe
● wiatrowe		⋯ linie przesyłowe 400 kV czasowo pracująca na 220 kV
■ potencjalne lokalizacje elektrowni jądrowych		

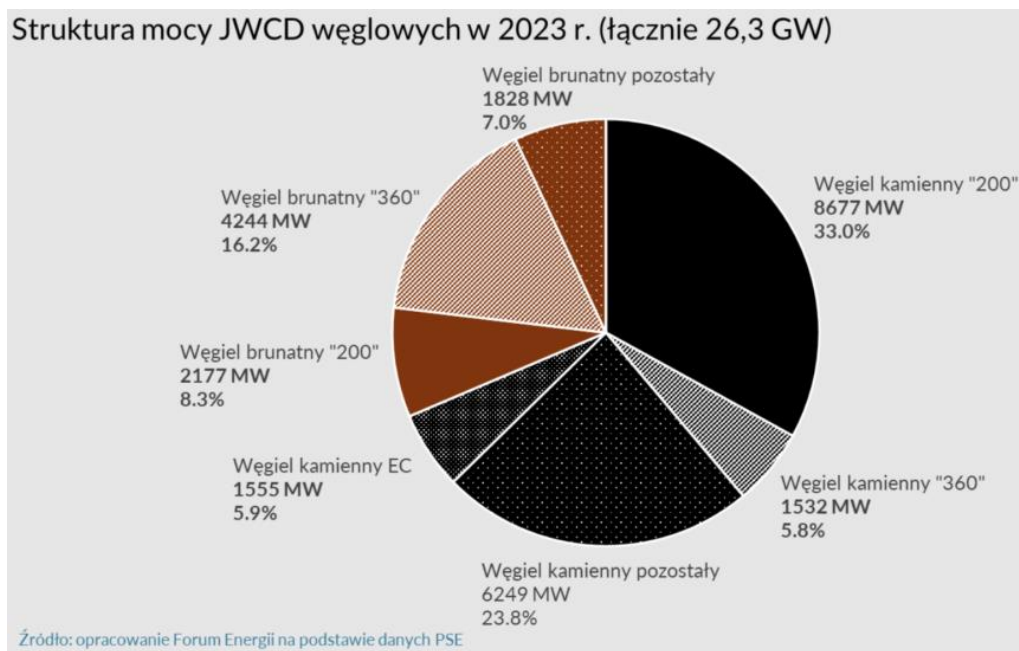
Rys. 3. Mapa stanu i rozwoju systemu elektroenergetycznego Polski. Na podstawie [2].

Koncentracja najstarszych wysokoemisyjnych krajowych jednostek na paliwa kopalne występuje głównie na południu Polski (Rys. 3). Przykładowo, elektrownie na węgiel kamienny: El. Rybnik 4x225MW ( $\Sigma$  900MW), El. Łaziska 3x225MW oraz 1x230MW ( $\Sigma$  905MW), El. Jaworzno 1x220MW oraz 5x225MW ( $\Sigma$  1345MW), El. Połaniec 1x225MW oraz 1x239MW oraz 5x242MW ( $\Sigma$  1674MW), El. Kozienice 1x220MW oraz 1x225MW oraz 6x228MW ( $\Sigma$  1813MW), El. Ostrołęka B 3x230MW ( $\Sigma$  690MW), ZE Dolna Odra 2x222MW oraz 1x224MW oraz 1x232MW ( $\Sigma$  900MW). Elektrownie na węgiel brunatny: El. Pątnów I 1x200MW oraz 2x222MW ( $\Sigma$  644MW), El. Turów 3x250MW oraz 3x261MW ( $\Sigma$  1533MW) [11]. W opozycji do tego stoją elektrownie OZE, których zagęszczenie znajduje się w regionach północno-zachodnich. Są to zarówno elektrownie wiatrowe na lądzie (on-shore) oraz planowane elektrownie morskie (off-shore).

W obszarze elektrowni zawodowych na szczególną uwagę zasługują właśnie **bloki klasy 200MW**, które stanowią najliczniejszą grupę jednostek w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE) ze względu na ich wysoką zdolność do stabilizacji pracy systemu. Na ich znaczenie wpływają następujące czynniki:

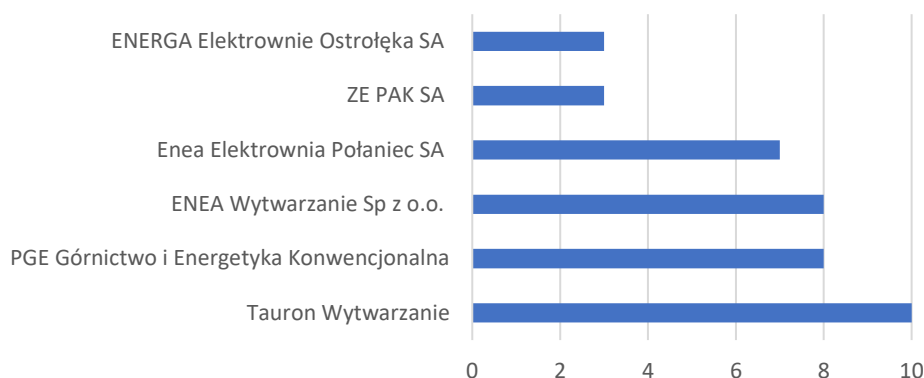
- duża liczba bloków (Rys. 4 oraz Rys. 5),
- możliwości techniczne,
- perspektywy modernizacyjne i możliwości przedłużania okresu eksploatacji [12].

Jednakże, znacząca część tych jednostek nie była poddana głębokiej modernizacji od kilkunastu, a nawet kilkudziesięciu lat (Rys. 6).



Rys. 4. Struktura mocy uzyskiwanych z jednostek węglowych w podziale na rodzaj węgla oraz klasę bloków [13].

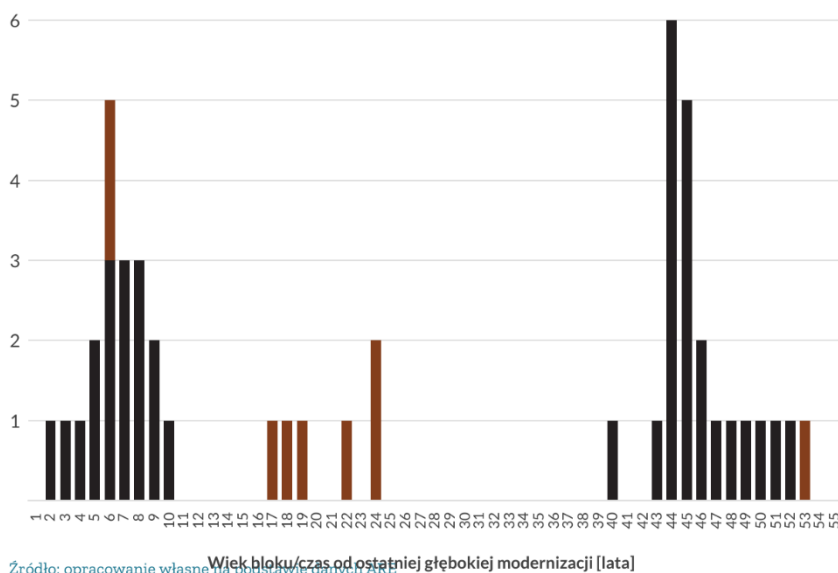
### Zestawienie podmiotów posiadających kotły klasy 200MW



Rys. 5. Zestawienie podmiotów posiadających kotły klasy 200MW. Opracowanie własne.

### Struktura wieku bloków 200 MW

Liczba bloków w danym wieku, rozumianym jako czas od ostatniej głębokiej modernizacji



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z [11]

Rys. 6. Struktura wieku bloków 200MW. Źródło [11]. Dane na rok 2022.

W związku z powyższym uzasadnione wydaje się utrzymywanie omawianych jednostek w odpowiednim stanie technicznym oraz ich modernizacja w celu spełnienia coraz bardziej rygorystycznych norm środowiskowych. Po 2028 r. zacznie obowiązywać unijny standard emisji, który wykluczy z rynku mocy elektrownie, emitujące dwutlenek węgla powyżej poziomu 550 g/kWh. Co więcej, wynegocjowane w Parlamencie Europejskim derogacje obwarowane są dodatkowymi wymogami, m.in. [14]:

- kontrakty mocowe zawierane w Polsce po lipcu 2025 r. będą maksymalnie roczne,
- akceptacja Komisji Europejskiej na skorzystanie przez Polskę z derogacji – na podstawie pozytywnej oceny planu transformacji,
- otwarcie aukcji dla kotłów węglowych będzie możliwe tylko po wcześniejszym przeprowadzeniu rundy dla „czystszych” mocy spełniających próg emisyjności 550g CO<sub>2</sub>/kWh i stwierdzonym po niej braku wystarczalności mocy w krajowym systemie.

Eksploatacja analizowanych jednostek napotyka na dwa główne problemy: ograniczoną elastyczność pracy oraz emisję CO<sub>2</sub> przekraczającą limit 550 g/kWh.

W celu rozwiązania pierwszego problemu zrealizowano zakończony już program „Bloki 200+”, który miał opracować rozwiązania mające skrócić czasu rozruchu (maks. 5 godzin dla zimnego, 2,5 godziny dla ciepłego oraz 1,5 godziny dla gorącego stanu), zredukować minimum techniczne do 40% oraz zwiększyć gradient przyrostu mocy (4% mocy osiągalnej MW/min). Działania te mają ułatwić dostosowanie pracy bloków do współpracy z odnawialnymi źródłami energii, szczególnie w okresach porannych i wieczornych szczytów, kiedy udział energii z fotowoltaiki w KSE ulega szybkim zmianom.

Rozwiązania drugiego problemu można szukać we współpalaniu niskoemisyjnych paliw wodoronośnych, których przykładem jest zielony amoniak. Spalanie amoniaku nie generuje dwutlenku węgla, natomiast może skutkować podwyższoną emisji tlenków azotu, co również zostało poddane analizie w niniejszym raporcie. Biorąc pod uwagę przedstawione przesłanki, kotły klasy 200 MW wybrano do dalszej analizy jako jednostki referencyjne reprezentujące energetykę zawodową.

Drugą grupą jednostek wytwórczych analizowaną w niniejszym raporcie są **kotły płomienicowo-płomieniówkowe**, które występują w typoszeregach do mocy ok. 50 MW i są szeroko stosowane w kotłowniach przemysłowych i ciepłowniczych. Są one rozpowszechnione w branży m.in. przetwórstwa owoców i warzyw (1592 podmioty zarejestrowane w bazie REGON stan na 30.09.2023), mleczarskiej (472), przetwórstwa mięsa i ryb (2557). Ze względu na stosunkowo niskie parametry czynnika roboczego na wylocie są przeznaczone do produkcji ciepłej wody użytkowej oraz pary technologicznej. Kotły płomienicowo-płomieniówkowe są kluczowe dla przemysłowej energetyki z kilku powodów:

- Efektywność energetyczna: Kotły te, dzięki swojej prostej konstrukcji i dużej powierzchni grzewczej, charakteryzują się wysoką sprawnością. W połączeniu z dodatkowymi elementami, jak podgrzewacze wody (ekonomizery), sprawność kotła może sięgać nawet 90%. To czyni je atrakcyjnym rozwiązaniem w kontekście optymalizacji zużycia paliwa.
- Niskie wymagania dotyczące jakości wody: Kotły mogą pracować z wodą o wyższym poziomie zasolenia, co upraszcza ich eksploatację i obniża koszty związane z uzdatnianiem wody, co jest istotnym czynnikiem w porównaniu do bardziej zaawansowanych technologii kotłowych, jak np. kotły wodnorurkowe.
- Wszechstronność i niezawodność: Mogą pracować na różnych rodzajach paliwa, od gazu, przez olej, aż po paliwa stałe, co zwiększa ich uniwersalność w zastosowaniach przemysłowych. Dodatkowo są stosunkowo łatwe w konserwacji i mają długą żywotność, co czyni je opłacalnym wyborem na długie lata.
- Bezpieczeństwo i prostota eksploatacji: Ze względu na swoją konstrukcję kotły te są stosunkowo bezpieczne w obsłudze. Nowoczesne systemy automatyzacji i sterowania, pozwalają na monitorowanie pracy kotła w czasie rzeczywistym, co dodatkowo zwiększa bezpieczeństwo ich eksploatacji.

Pomimo wzrostu znaczenia odnawialnych źródeł energii, kotły płomienicowo-płomieniówkowe nadal mają przed sobą perspektywy rozwoju, zwłaszcza w sektorze przemysłowym. Ich elastyczność w zakresie paliw, łatwość obsługi oraz wysoka sprawność sprawiają, że będą one prawdopodobnie nadal używane w przemyśle i systemach kogeneracyjnych przez wiele lat. W miarę wzrostu zapotrzebowania na energooszczędne technologie, producenci tych kotłów rozwijają coraz bardziej zaawansowane rozwiązania, zwiększające efektywność i obniżające emisję zanieczyszczeń. Najbardziej rozpowszechnioną grupę stanowią kotły na paliwa gazowe. Gaz ziemny, zgodnie z założeniami Zielonego Ładu, pełni rolę paliwa przejściowego w procesie dekarbonizacji Unii Europejskiej, który

potrwa do momentu opracowania dojrzałych technologicznie rozwiązań opartych na paliwach wodoronośnych.

Przystosowanie kotłów płomienicowo-płomieniówkowych do pracy z udziałem zielonego amoniaku jest zgodne z aktualnymi trendami technologicznymi, jednak stanowi wyzwanie ze względu na szereg specyficznych ograniczeń. Kompaktowa budowa tych kotłów, związana z wysoką intensywnością odbioru ciepła od płomienia, zwiększa ryzyko niezupełnego spalania. Z tego względu ocena możliwości zastosowania  $\text{NH}_3$  jako paliwa w istniejących kotłach wymaga wszechstronnej analizy numerycznej, uwzględniającej szerokie spektrum parametrów technicznych i operacyjnych.

Trzecią rozpatrywaną grupą urządzeń są **turbiny gazowe**, które odgrywają istotną rolę w energetyce zawodowej i przemysłowej w Polsce, pełniąc kluczową funkcję w produkcji energii elektrycznej, szczególnie w nowoczesnych elektrowniach gazowo-parowych. Ich znaczenie rośnie wraz z transformacją energetyczną, w której nacisk kładzie się na redukcję emisji  $\text{CO}_2$  oraz zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii.

W ramach Polityki Klimatycznej turbiny gazowe są postrzegane jako efektywna alternatywa dla przestarzałych kotłów węglowych. Dzięki niższemu stosunkowi węgla do wodoru w gazie ziemnym w porównaniu do węgla kamiennego, a także ze względu na wszechstronność jednostek kogeneracyjnych, turbiny gazowe wykazują wyraźne przewagi ekologiczne i ekonomiczne, co obejmuje m.in. zwiększenie rentowności w okresie letnim. Moc krajowych turbin gazowych charakteryzuje się dużą rozpiętością: od kilku do kilkuset MWe, Tab. 2. Elektrownie gazowe stanowią obecnie istotny składnik polskiego mixu energetycznego, szczególnie w kontekście stopniowego odchodzenia od węgla. Ich zdolność do szybkiej reakcji na zmiany zapotrzebowania na energię jest kluczowa w systemach, które integrują zmienne źródła odnawialne, takie jak energia wiatru i słoneczna. Kolejne inwestycje w sektor turbin gazowych potwierdzają rosnącą rolę tego typu technologii w krajowej energetyce.

W związku z rozwojem sektora turbin gazowych zasadne staje się poszukiwanie alternatywnych paliw o niskiej lub zerowej emisji, które mogłyby częściowo zastąpić konwencjonalne paliwa gazowe. Niemniej jednak, ze względu na ograniczenia materiałowe oraz wymogi niskiej emisji, w turbinach gazowych spalane są mieszanki ubogie, a proces odbywa się pod ciśnieniem. W takich warunkach spalanie paliw mniej reaktywnych, takich jak amoniak, może prowadzić do niecałkowitego przereagowania i potencjalnej emisji amoniaku do atmosfery. Z tego względu spalanie amoniaku w turbinach gazowych może być znacząco ograniczone, co stawia wyzwania przed jego wykorzystaniem jako substytutu paliw kopalnych w tych urządzeniach.

Tab. 2. Przykłady turbin gazowych istniejących bądź planowanych do uruchomienia.

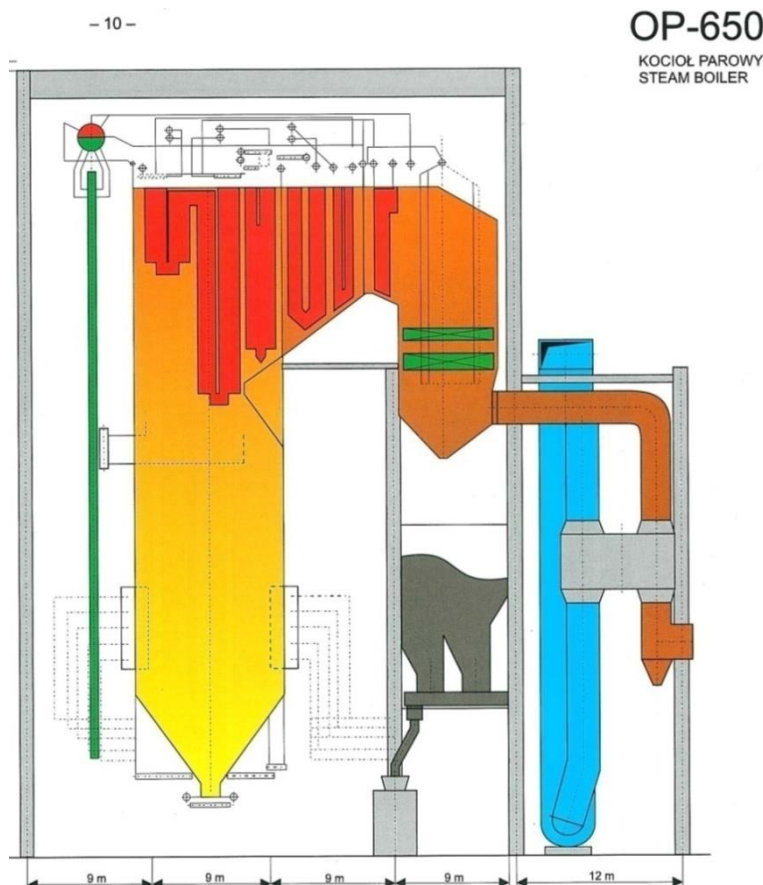
Lp.	Lokalizacja	Typ	Ilość	Moc turbiny, MWe	Źródło
1.	PEC Wyszaków	Kawasaki GPB17D	1	1,52	[15]
2.	MPEC Tarnów	CENTRAX	1	3,75	[16]
3.	CERRAD	Taurus 60	1	5,12	[17]
4.	Gold Art Ceramika	Tauris 60	1	5,6	[18]
5.	Fabryka Michelin	Tauris 65	1	6,3	[19]
6.	EC Kielce	Kawasaki GPB80D	1	7	[20]
7.	PEC Siedlce	Solar Taurus T70	1	7,2	[21]
8.	ECO Opole	SGT300	1	7,9	[22]
9.	EC Władysławowo	Allison KB-7/Rolls-Royce Corporation	2	11	[23]
10.	Arctic Paper Kostrzyn S.A.	Mars 100	2	11,35	[24]
11.	Arctic Paper Kostrzyn S.A.	Solar Titan 130	2	13,1	[25]
12.	EC Polkowice (KGHM)	Solar Titan 130	2	15	[26]
13.	EC Głogów (KGHM)	Solar Titan 130	2	15	[27]
14.	EC Nowa Sarzyna	Thomassen Int. / General Electric	2	48,79	[28]
15.	EC Nowa Sarzyna EC III	SGT-800 (TG11 i TG12)	2	50,5	[29]
16.	EC Czechnica	Siemens SGT-800	2	50,5	[30]
17.	EC Czechnica EC I	SGT-800	1	54,5	[31]
18.	EC Karolin (Poznań)	SGT-800	2	57	[32]
19.	EC Rzeszów	Ansaldo V64.3A	1	67	[33]
20.	EC Zielona Góra	PG9171E	1	126,1	[34]
21.	EC Lublin - Wrotków	typu V94.2	1	154	[35]
22.	EC Żerań	GE typu 9F.05	1	326	[36]
23.	Elektrownia Grudziądz	Siemens SGT5-4000	1	329	[37]
24.	PKN Orlen Płock	Siemens turbina klasy H	1	400	[38]
25.	PKN Orlen Włocławek	GT26 od Alstom/GE	1	400	[39]
26.	El. Dolna Odra	GE 9HA.01	2	448	[40]
27.	EC Stalowa Wola	Siemens SGT-8000H	1	450	[41]
28.	El. Ostrołęka	GE 9HA.02	1	571	[42]
29.	Synthos Dwory (Oświęcim)	Siemens SGT-800	b.d.	b.d.	[43]
30.	PCC Rokita	b.d.	b.d.	b.d.	[44]

## 2.2 Analiza numeryczna wykorzystania amoniaku w referencyjnych i reprezentatywnych instalacjach energetyki przemysłowej i zawodowej

### 2.2.1 Kocioł węglowy klasy 200MW

#### 2.2.1.1 Opis badanego obiektu

Symulacje numeryczne były prowadzone dla kotła typu OP-650, eksploatowanego w jednej z polskich elektrowni zawodowych. Jest to kocioł pyłowy, z paleniskiem komorowym o przekroju zbliżonym do kwadratu (o wymiarach 10,8m x 12m) z odprowadzeniem żużla w stanie stałym. Sylwetkę kotła przedstawiono na Rys. 7.



Rys. 7. Sylwetka kotła OP-650 [45].

Kocioł wybrany do analiz wyposażony jest w niskoemisyjne palniki pyłowe, wirowe zlokalizowane w pięciu rzędach w narożach komory paleniskowej. Palniki mają postać walca i umieszczone są w skrzyni palnikowej, do której dostarczane jest powietrze gorące dzielone na powietrze drugie oraz powietrze trzecie. Zewnętrzna część palnika wychodzi na zewnątrz, a wewnętrzna wchodzi do kotła. Skrzynia palnikowa jest szczelnie podzielona na sekcje odpowiadające poszczególnym palnikom. Do danej sekcji powietrze dostarczane jest przez zwężkę Venturiego, umożliwiającą pomiar jego ilości. Z sekcji powietrze podawane jest do palnika przez klapę pierścieniową (dwa walce, z których zewnętrzny

stanowi korpus palnika z otworami, a wewnętrzny ruchomą klapę przysłaniającą otwory). Następnie część powietrza trafia do komory paleniskowej jako powietrze trzecie, a część przez drugą klapę i turbulator (zawirówyacz) trafia do komory paleniskowej jako zawirowane powietrze drugie o regulowanym kącie zawirowania. Wewnątrz palnika mieszanka pyłowa opływa centralnie położoną rurę z powietrzem rdzeniowym. Pył węglowy do kotła przygotowywany jest w 5 młynach średniobieżnych typu MKM-25, przy czym jeden młyn zasila jeden rząd palników. Kocioł po stronie parowej sprzężony jest z turbiną 13K215. Podstawowe parametry kotła zestawiono w Tab. 3.

Tab. 3. Podstawowe parametry eksploatacyjne pracy kotła OP-650 przyjęte do obliczeń.

Moc bloku, MW	222	160
Wydajność kotła, t/h	656	484
Sprawność kotła, %	92	92
Obciążenie, %	100	70
<i>Para świeża</i>		
Temperatura pary za kotłem, °C	542	536
Ciśnienie pary za kotłem, bar	129	128
Entalpia pary za kotłem, kJ/kg	3451	3435
Strumień ciepła pary świeżej, MW	434	331
<i>Para międzystopniowa</i>		
Ciśnienie na wejściu, bar	26	19
Temperatura na wejściu, °C	328	303
Entalpia pary na wejściu, kJ/kg	3073	3035
Ciśnienie na wyjściu, bar	23	16
Temperatura na wyjściu, °C	540	534
Entalpia pary na wyjściu, kJ/kg	3554	3546
Strumień ciepła, MW	104	72
<i>Woda zasilająca</i>		
Ciśnienie wody zasilającej, bar	164	152
Temperatura wody zasilającej, °C	243	226
Entalpia wody zasilającej, kJ/kg	1053	975
Strumień energii w parze wyptywającej z kotła, MW	540	403

### 2.2.1.2 Opis cyklu pracy kotła węglowego typu OP-650

Opis cyklu pracy kotła węglowego typu OP-650 został opracowany na podstawie wcześniejszych prac wykonanych dla takich instalacji.

#### 1. Zapotrzebowanie na moc i dynamika zmian w czasie

Cykl pracy kotła OP-650 obejmuje różne etapy operacyjne, które determinują zmiany zapotrzebowania na moc cieplną dostarczaną do turbiny parowej. Charakterystyczne fazy cyklu to:

- Uruchomienie ze stanu zimnego: Kocioł uważa się, że jest w stanie zimnym, jeżeli w stanie bezcisnieniowym woda kotłowa ma temperaturę poniżej 100 °C, a temperatura najbardziej nagrzanej części kotła nie przekracza 150 °C. Zaczyna się od podgrzewania wody kotłowej z temperatury początkowej (np. 30°C), osiągając temperaturę pary nasyconej i stopniowo wytwarzając parę o odpowiednich parametrach. Proces trwa od kilku do kilkunastu godzin.

- Praca na pełnym obciążeniu: W tej fazie kocioł dostarcza nominalną moc cieplną, zapewniając parametry pary odpowiadające pełnej mocy bloku (ok. 540 MW cieplnych), z zachowaniem stałego ciśnienia i temperatury pary. Spalanie realizowane jest przez układy automatycznej regulacji według zaszytych charakterystyk opracowanych przy optymalizacji procesu spalania.

Ta faza trwa wiele godzin i jest kluczowa dla wydajności całego bloku energetycznego.

- Zmiany obciążenia (elastyczność pracy): Wahania zapotrzebowania na moc powodują regulacje dopływu paliwa i powietrza, co skutkuje zmianami dynamiki spalania i przepływu pary. Przejścia te są szczególnie istotne w godzinach szczytowego zapotrzebowania. Kocioł powinien pracować bezpiecznie i pewnie z największą sprawnością przy danym obciążeniu. Do spełnienia tego wszystkiego podstawowe obwody automatycznej regulacji powinny być sprawne i utrzymane w nienagannym stanie.
- Postój (wyłączenie): Po zakończeniu pracy kocioł przechodzi proces stopniowego schładzania i wyłączenia układu parowego.

## 2. Parametry cieplne płomienia

Parametry cieplne płomienia i pary w kotle OP-650 są kluczowe dla zapewnienia stabilnej pracy:

- Temperatura płomienia w palenisku: Osiąga około 1200–1500°C w zależności od jakości paliwa (węgla kamiennego) i ustawień palników.
- Temperatura pary świeżej: Typowa wartość to 540°C przy ciśnieniu około 13,5 MPa.
- Przepływ masowy paliwa: Zależny od zapotrzebowania na moc cieplną, w pełnym obciążeniu wynosi około 80 ton węgla na godzinę.

## 3. Emisja produktów spalania

Emisja z kotła węglowego OP-650 podlega regulacjom środowiskowym i obejmuje zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Klimatu z dnia 24 września 2020r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (Dz.U. 2020 poz. 1860):

- Tlenki azotu ( $\text{NO}_x$ ): 200  $\text{mg}/\text{m}_N^3$  przy 6% tlenu
- Tlenki siarki ( $\text{SO}_x$ ): 200  $\text{mg}/\text{m}_N^3$  przy 6% tlenu
- Pyły: 20  $\text{mg}/\text{m}_N^3$  przy 6% tlenu.

Symulacje wykonano dla mocy bloku 220 MW (100% WMT) oraz 160 MW (70% WMT), aby odzwierciedlić kluczowe warunki pracy kotła i bloku energetycznego w różnych obciążeniach. Pełna moc (220 MW) reprezentuje stan nominalny, w którym układ osiąga najwyższą sprawność oraz maksymalne parametry cieplne, co pozwala na ocenę efektywności w standardowych warunkach eksploatacyjnych. Z kolei moc 160 MW odpowiada pracy przy częściowym obciążeniu, co jest typowe w warunkach zmiennego zapotrzebowania na energię elektryczną. Wybór tego punktu pozwala zbadać wpływ obniżonej mocy na dynamikę procesów spalania, zmiany emisji spalin oraz zużycie paliwa.

### 2.2.1.3 Założenia modelu numerycznego

Obliczenia numeryczne procesu współspalania węgla z amoniakiem zostały przeprowadzone przy wykorzystaniu komercyjnego programu Ansys Fluent, przeznaczonego do obliczeń ciepłno-przepływowych. Symulacje wykonano z uwzględnieniem najważniejszych zjawisk i procesów fizycznych zachodzących w kotle, czyli m.in.: odgazowanie, spalanie cząstek pyłu węglowego, reakcje spalania w fazie gazowej, turbulencję przepływu, wymianę ciepła przez konwekcję i radiację, oddziaływanie cząstek materiału stałego z gazem, a także tworzenie się zanieczyszczeń (m.in. CO oraz NO<sub>x</sub>). Główne założenia modelu matematycznego spalania zebrano poniżej:

- Jest to trójwymiarowy stacjonarny przepływ nieściśliwy płynu lepkiego wraz z cząstkami stałymi, a także wymianą ciepła przez konwekcję i radiację oraz heterogenicznymi i homogenicznymi reakcjami chemicznymi;
- Cząstki palnego materiału stałego podlegają procesowi spalania (tj. nagrzewanie, odgazowanie i spalanie) i oddziałują z fazą gazową przez wymianę masy, pędu i energii;
- Proces odgazowania części lotnych z pyłu węglowego zachodzi zgodnie z modelem single rate. Model odgazowania węgla zakłada, że obecność amoniaku nie wpływa na szybkość odgazowania. Wykorzystano standardowy model zaimplementowany i dostępny w Ansys Fluent;
- Części lotne wydzielane z cząstki węgla do gazu, spalają się zgodnie z założeniami modelu kinetyczno-dyfuzyjnym dostępnym w Ansys Fluent;
- Model spalania cząstek węgla wykorzystuje zależność temperaturową Arrheniusa, zgodnie z którą szybkość reakcji spalania części lotnych oraz koksu, zdefiniowana jest przez pewne stałe modelowe – stałą przedeksponencjalną oraz energię aktywacji;
- Turbulencja przepływu opisana jest standardowym modelem  $k-\epsilon$ ,
- Radiacyjną wymianę ciepła opisuje równanie transportu dla natężenia promieniowania cieplnego, rozwiązywanego metodą rzędnych dyskretnych (*Discrete Ordinates*). Wpływ obecności pyłu oraz zmienne własności emisyjne gazu zostały określone przez model WSGG dla gazów trójatomowych;
- Własności fizyczne (ciepło właściwe, współczynnik przewodności cieplnej, dynamiczny współczynnik lepkości, średnia masa molowa) ośrodka gazowego zależą od składu gazu i zmieniają się w zależności od temperatury;
- Proces wymiany ciepła zachodzi pomiędzy ośrodkiem gazowym, cząstkami pyłu węglowego i powierzchniami ogrzewalnymi kotła.

W celu uproszczenia zagadnienia założono analizę procesu spalania i wymiany ciepła jedynie w obrębie komory paleniskowej kotła. Stworzony model matematyczny oblicza wymianę ciepła tylko po stronie spalin, co wymagało przyjęcia stałych wartości temperatur na powierzchniach ogrzewalnych kotła. Dla potrzeb przeprowadzonych symulacji przyjęto, że temperatura ściany parownika jest równa temperaturze pary nasyconej powiększonej o 50°C. Szacując wartości temperatur, opierano się na historycznych wynikach pomiarów z systemu DCS badanego kotła. Współczynniki zanieczyszczenia ścian komory paleniskowej dobrano poprzez odpowiednią korektę współczynnika emisyjności  $\epsilon$ . Zmiany tego współczynnika bezpośrednio wpływają na ilość ciepła przejętego drogą promieniowania przez daną powierzchnię ogrzewalną, a pośrednio na temperatury wewnątrz komory spalania.

Obliczenia zostały przeprowadzone dla węgla kamiennego o następujących parametrach:

- gęstość: 1300 kg/m<sup>3</sup>;
- ciepło właściwe: 1300 J/(kgK);
- współczynnik przewodności cieplnej: 0,15 W/(mK).

Analizę techniczną i pierwiastkową spalanego węgla przedstawiono w Tab. 4.

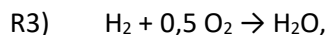
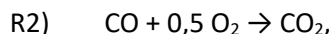
Tab. 4. Analiza techniczna i pierwiastkowa węgla, stan roboczy.

Parametr	Wartość
Wilgoć, $W_r$ , %	7,4
Popiół, $A_r$ , %	18,2
Części lotne, $V_r$ , %	35,4
Wartość opałowa, $Q_r$ , kJ/kg	25109
C, %	62
H, %	3,8
N, %	1,1
O, %	6,9
S, %	0,6

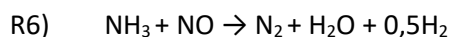
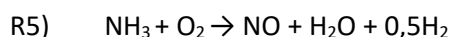
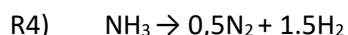
Jakość przemiału węgla uwzględniono w obliczeniach numerycznych na podstawie pomiarów młynów realizowanych w przeszłości przez Instytut Energetyki PIB na danym obiekcie. Założono jeden wspólny uśredniony przemiał dla wszystkich młynów scharakteryzowany poprzez rozkład Rosin – Rammlera, ze średnią średnicą cząstki pyłu równą 72  $\mu\text{m}$ .

Na podstawie analizy paliwa wyznaczono stałe modelowe oraz współczynniki stechiometryczne równań niezbędne do przeprowadzenia obliczeń cieplnych z reakcjami chemicznymi.

W obliczeniach przyjęto następujący mechanizm spalania pyłu węglowego:

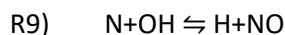
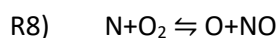
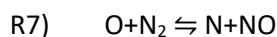


Uwzględnienie współspalania  $\text{NH}_3$  zrealizowano za pomocą następującego mechanizmu reakcji:



Emisję  $\text{NO}_x$  wyznaczono w oparciu o model tworzenia i redukcji termicznych i paliwowych tlenków azotu z uwzględnieniem związków azotowych  $\text{NH}_3$  i  $\text{HCN}$ . Obliczenia emisji  $\text{NO}_x$  były przeprowadzone na ustabilizowanym procesie spalania w kotle z uwzględnieniem rzeczywistej zawartości azotu w paliwie roboczym z rozdziałem na wydzielanie związków azotowych do lotnych części palnych i pozostałości koksowej.

Do wyznaczenia emisji  $\text{NO}$  wykorzystano model Zeldowicza standardowo zaimplementowany w Ansys Fluent, oparty na następujących reakcjach chemicznych:



Powyższe schematy reakcyjne uwzględniają to, iż azot zawarty w substancjach lotnych i pozostałości koksowej jest częściowo przekształcany w  $\text{HCN}$  i  $\text{NH}_3$ , a następnie konwertowany w paliwowy  $\text{NO}$ .

Reakcja spalania  $\text{NH}_3$  także przyczynia się do tworzenia paliwowych NO (reakcja 5). Powstałe NO może również być zredukowane do azotu cząsteczkowego.

Na podstawie posiadanych danych eksploatacyjnych kotła opracowano bilans rozptyłów powietrza i paliwa do kotła dla obciążenia 70% i 100%. Bilans paliwo-powietrze przedstawiono w Tab. 5.

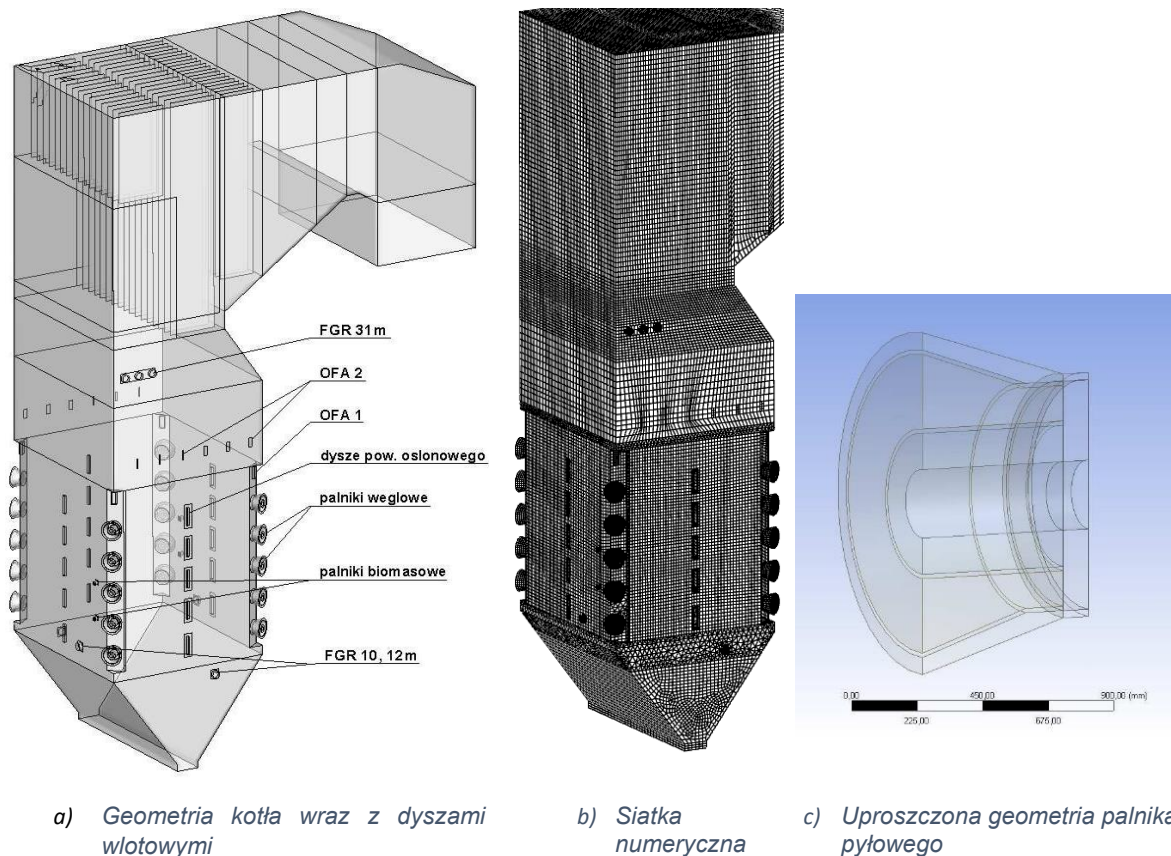
Przy tworzeniu i kalibracji modelu obliczeniowego, w tym warunków brzegowych wykorzystano informacje dotyczące ilości i rozptywu powietrza do kotła, oraz informacje o instalacji młynowej (tj. jakość przemiału, wentylacje młynów, równomierność rozdziału mieszaniny pyłowo-gazowej na palniki) uzyskane podczas wcześniejszych pomiarów realizowanych przez IEN PIB na tym obiekcie. Określone zostały niezbędne dane do wprowadzenia do programu Ansys Fluent, tj.: temperatury, prędkości na każdej dyszy pyłowej i powietrznej oraz strumienie przepływającego paliwa zróżnicowane na każdy rząd palników. Nośnikiem pyłu węglowego było powietrze pierwotne. W obliczeniach przyjęto rzeczywiste wartości wentylacji młynów, zmierzone podczas pomiarów kotła. W składzie powietrza pierwotnego uwzględniono udział masowy pary wodnej pochodzący z odparowanej wilgoci z pyłu węglowego. Powietrze wtórne zostało podzielone na powietrze drugie oraz trzecie. Zawieszenie powietrza wtórnego wynosiło  $40^\circ$ .

#### **2.2.1.4 Model geometryczny kotła**

Model geometryczny kotła OP-650 przedstawiono na Rys. 8a. Geometrię palnika pyłowego przedstawiono na Rys. 8c. Szczegóły geometryczne, wspólne dla wszystkich rozpatrywanych wariantów to:

- 5 rzędów palników pyłowych węglowych, umieszczonych w narożach komory spalania, z czego w obrębie jednego palnika rozróżnia się dysze powietrza rdzeniowego, pierwotnego, wtórnego zawieszającego oraz trzeciego;
- 4 dysze OFA1 (Over-Fire Air – powietrze dopalające) o zmiennym przekroju wylotowym, umieszczone w czterech narożach palnikowych powyżej ostatniego pasa palnikowego na poziomie 23 280 mm;
- 12 dysz OFA2 pogrupowanych w 4 zespoły po 3 dysze o zmiennym przekroju wylotowym, umieszczone na poziomie 25 390 mm;
- układ przegrzewaczy pary pierwotnej i wtórnej oraz podgrzewacza wody zasilającej,
- dysze recyrkulacji spalin FGR - cztery dysze umieszczone w dole kotła na poziomie 10 555 mm i 12 450 mm (FGR10, 12m) oraz trzy dysze na prawej ścianie kotła na wys. 31 250 mm (FGR31m);
- cztery palniki biomasowe na przedniej i tylnej ścianie kotła;
- 20 zespołów dysz powietrza osłonowego, po 5 na każdą ścianę kotła.

Objętość wykonanego uproszczonego modelu geometrycznego kotła OP-650 wynosiła  $7\,214\text{ m}^3$ , przy liczbie komórek obliczeniowych ok. 1 mln. Siatkę obliczeniową wykonaną na potrzeby symulacji przedstawiono na Rys. 8b.



Rys. 8. Geometria wraz z siatką obszaru obliczeniowego.

### 2.2.1.5 Opis wariantów

Obliczenia przeprowadzono dla mocy elektrycznej bloku w zakresie 160÷222 MW. Założono stałą sprawność kotła wynoszącą 92% oraz stałe parametry pary we wszystkich wariantach. Strumień spalonego paliwa wyliczono z bilansu energii zakładając wartość opałową paliwa roboczego (węgiel kamienny) na poziomie 25109 kJ/kg (węgiel górny). Obliczenia wykonano dla pracujących 5ZM i 4ZM (5 pracujących zespołów młynowych i 4 pracujące zespoły młynowe) dla obciążenia cieplnego 70% i 100%. Do niepracujących zespołów młynowych powietrza nie podawano. W zależności od obciążenia zmieniano współczynnik nadmiaru powietrza na wylocie z komory w zakresie od 1.2 do 1.3 (zawartość tlenu w spalinach od 3.5% do 4.9%). W analizach numerycznych procesu spalania uwzględniono rzeczywiste nierównomierności w zasilaniu dysz paliwowych mieszanką pyłowo-powietrzną. Do dolnych rzędów palników pyłowych była podawana większa ilość paliwa niż do rzędów górnych. Obliczenia numeryczne nie uwzględniały współspalania biomasy.

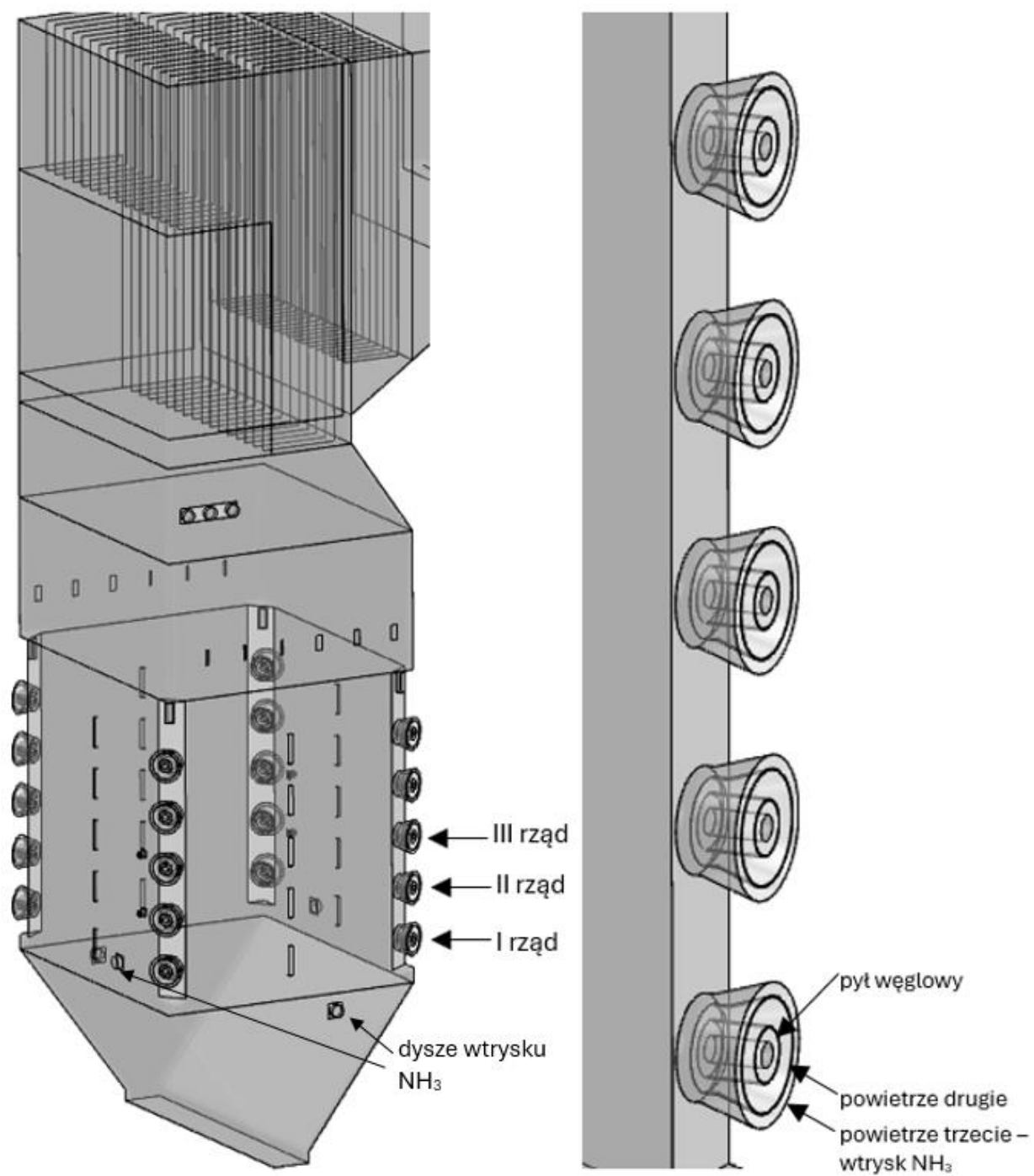
Obliczenia przeprowadzono w celu sprawdzenia wpływu współspalania węgla z amoniakiem na uzyskiwane poziomy emisji CO, CO<sub>2</sub>, NO oraz części palne, określające procentową zawartość niespalonego węgla w pozostałości po spalaniu. Stabilność spalania kotła oceniano na podstawie obserwacji płomienia, czyli rozkładu temperatur spalin w komorze paleniskowej.

Symulacje przeprowadzono przy założeniu wtrysku amoniaku do palników oraz poza strefą palnikową. Na Rys. 9 przedstawiono symulowane miejsca wtrysku amoniaku do komory spalania. Symulacje obejmowały wtrysk amoniaku do poszczególnych rzędów palników oraz do dysz zewnętrznych

zlokalizowanych poniżej pasa palnikowego. Wtrysk amoniaku do rzędów palników obejmował wtrysk poprzez dysze powietrza trzeciego, tak jak zaznaczono na Rys. 9. W celu zbadania możliwości i maksymalnego udziału  $\text{NH}_3$  w kotle energetycznym przeanalizowano udziały  $\text{NH}_3$  od 0 do 50% mocy cieplnej.

Wyniki badań modelowych przedstawiono dla 21 wariantów, przedstawiających inny sposób eksploatacji kotła podczas współspalania  $\text{NH}_3$ . Zmianie ulegał układ pracujących młynów, miejsce wtrysku amoniaku oraz rozptyły powietrza do kotła. Warianty podzielono w następujący sposób:

- 1 wariant W01005ZM – referencyjny, 222MW, 100%WMT, praca na 5ZM12345 (wariant bazowy wykorzystany do kalibracji i weryfikacji zaimplementowanego modelu matematycznego dla wariantu pomiarowego z obiektu);
- 3 warianty W1, W2, W3 – 222MW, praca na 5ZM, współspalanie  $\text{NH}_3$  w ilości 40% ciepnie, podawanie  $\text{NH}_3$  do I rzędu palników (W1), II rzędu palników (W2), III rzędu palników (W3);
- 2 warianty W4, W5 – 222MW, praca na 5 ZM, współspalanie  $\text{NH}_3$  w ilości 40% ciepnie, podawanie  $\text{NH}_3$  do dysz zewnętrznych umieszczonych na poziomie 10m (W4) oraz poziomie 12 m (W5);
- 1 wariant W01004ZM - referencyjny 222MW, 100%WMT, praca na 4ZM1234, MW5 OFF; wariant bazowy wykorzystany do kalibracji i weryfikacji zaimplementowanego modelu matematycznego dla wariantu pomiarowego z obiektu;
- 6 wariantów W6, W7, W8, W9, W10, W11 – 222MW, praca na 4ZM w różnych konfiguracjach, współspalanie  $\text{NH}_3$  w ilości 40% ciepnie, podawanie  $\text{NH}_3$  do I rzędu palników MW1 OFF (W6), podawanie  $\text{NH}_3$  do I rzędu palników MW5 OFF (W7), podawanie  $\text{NH}_3$  do II rzędu palników MW2 OFF (W8), podawanie  $\text{NH}_3$  do II rzędu palników MW5 OFF (W9), podawanie  $\text{NH}_3$  do III rzędu palników MW3 OFF (W10), podawanie  $\text{NH}_3$  do IV rzędu palników MW4 OFF (W11);
- 1 wariant W0704ZM - referencyjny 160MW, 70% WMT, praca na 4ZM1234, MW5 OFF (wariant bazowy wykorzystany do kalibracji i weryfikacji zaimplementowanego modelu matematycznego dla wariantu pomiarowego z obiektu),
- 2 warianty W12, W13 – 160MW, 70% WMT, praca na 4ZM1234 MW5 OFF, podawanie  $\text{NH}_3$  do I rzędu palników (W12), podawanie  $\text{NH}_3$  do II rzędu palników (W13);
- 3 warianty W14, W15, W16 symulujące różny udział ciepny amoniaku do kotła (10% dla wariantu W14, 20% dla wariantu W15 oraz 30% dla wariantu W16), 100%WMT, praca na 5ZM, wtrysk  $\text{NH}_3$  do I rzędu palników; warianty W14, W15, W16 zestawiono z wariantem referencyjnym bez współspalania  $\text{NH}_3$  oraz z wariantem W1 (40%  $\text{NH}_3$ ).
- 2 warianty W17 i W18 – 100%WMT, praca na 5ZM, udział  $\text{NH}_3$  50%, podawanie  $\text{NH}_3$  do I rzędu palników (W17), podawanie  $\text{NH}_3$  do II rzędu palników (W18).



Rys. 9. Geometria kotła wraz z zaznaczonymi miejscami wtrysku  $\text{NH}_3$ .

Tab. 5. Bilans rozplywów powietrza i paliwa.

Parametr	W01005ZM	W1	W2	W3	W4	W5	W01004ZM	W6	W7	W8
moc bloku, MW	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222
wydajność, t/h	656	656	656	656	656	656	656	656	656	656
sprawność, %	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92
strumień energii w parze, MW	541	541	541	541	541	541	541	541	541	541
energia w paliwie, sum, MW	588,04	588,04	588,04	588,04	588,04	588,04	588,04	588,04	588,04	588,04
udział węgla w paliwie, %	100	60	60	60	60	60	100	60	60	60
udział NH <sub>3</sub> w paliwie, %	0	40	40	40	40	40	0	40	40	40
energia w węglu, MW	588,04	352,83	352,83	352,83	352,83	352,83	588,04	352,83	352,83	352,83
energia w NH <sub>3</sub> , MW	0,00	235,22	235,22	235,22	235,22	235,22	0,00	235,22	235,22	235,22
zużycie NH <sub>3</sub> , kg/s	0,00	12,65	12,65	12,65	12,65	12,65	0,00	12,65	12,65	12,65
temperatura NH <sub>3</sub> , °C	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
prędkość na wlocie NH <sub>3</sub> , m/s	0,00	10,28	10,28	10,28	47,48	47,48	0,00	10,28	10,28	10,28
zużycie węgla, kg/s	23,42	14,05	14,05	14,05	14,05	14,05	23,42	14,05	14,05	14,05
zużycie węgla (stan suchy), kg/s	21,69	13,01	13,01	13,01	13,01	13,01	21,69	13,01	13,01	13,01
rozdział pyłu na rzędy palników, kg/s										
MW1	6,07	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	6,51	0,00	3,90	3,90
MW2	6,07	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	6,51	3,90	3,90	0,00
MW3	4,34	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	5,42	3,90	3,25	3,90
MW4	2,60	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	3,25	3,25	1,95	3,25
MW5	2,60	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	0,00	1,95	0,00	1,95
pracujące młyny	12345	12345	12345	12345	12345	12345	1234X	X2345	1234X	1X345
ilość pracujących palników	20	20	20	20	20	20	16	16	16	16
teoret ilość powietrza (węgiel), m <sub>n</sub> <sup>3</sup> /h	536469	321881	321881	321881	321881	321881	536469	321881	321881	321881
teoret ilość powietrza (NH <sub>3</sub> ), m <sub>n</sub> <sup>3</sup> /h	0	284082	284082	284082	284082	284082	0	284082	284082	284082
teoret ilość powietrza, m <sub>n</sub> <sup>3</sup> /h	536469	605963	605963	605963	605963	605963	536469	605963	605963	605963
całkowita ilość powietrza, m <sub>n</sub> <sup>3</sup> /h	643763	727156	727156	727156	727156	727156	643763	727156	727156	727156
powietrze dopalające (OFA), m <sub>n</sub> <sup>3</sup> /h	136298,00	136298,00	136298,00	136298,00	136298,00	136298,00	136298,00	136298,00	136298,00	136298,00
powietrze osłonowe, m <sub>n</sub> <sup>3</sup> /h	40426,91	40426,91	40426,91	40426,91	40426,91	40426,91	40426,91	40426,91	40426,91	40426,91
powietrze do palników głównych, m <sub>n</sub> <sup>3</sup> /h	467037,61	550430,89	550430,89	550430,89	550430,89	550430,89	467037,61	550430,89	550430,89	550430,89
powietrze pierwotne, m <sub>n</sub> <sup>3</sup> /h	120000	120000	120000	120000	120000	120000	96000	96000	96000	96000
1-rząd (MW1)	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	0	24000	24000
2-rząd (MW2)	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	0
3-rząd (MW3)	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000
4-rząd (MW4)	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000
5-rząd (MW5)	24000	24000	24000	24000	24000	24000	0	24000	0	24000
powietrze wtórne + trzecie, m <sub>n</sub> <sup>3</sup> /h	347037,61	430430,89	430430,89	430430,89	430430,89	430430,89	371037,61	454430,89	454430,89	454430,89
współczynnik lambda przy palniku	0,87	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,87	0,91	0,91	0,91
współczynnik lambda na wylocie	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
O <sub>2</sub> na wylocie, %	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5

Tab. 5. Bilans rozplywów powietrza i paliwa c.d.

Parametr	W9	W10	W11	W0704ZM	W12	W13	W14	W15	W16	W17	W18
moc bloku, MW	222	222	222	160	160	160	222	222	222	222	222
wydajność, t/h	656	656	656	485	485	485	656	656	656	656	656
sprawność, %	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92
strumień energii w parze, MW	541	541	541	401	401	401	541	541	541	541	541
energia w paliwie, sum, MW	588,04	588,04	588,04	435,87	435,87	435,87	588,04	588,04	588,04	588,04	588,04
udział węgla w paliwie, %	60	60	60	100	60	60	90	80	70	50	50
udział NH <sub>3</sub> w paliwie, %	40	40	40	0	40	40	10	20	30	50	50
energia w węglu, MW	352,83	352,83	352,83	435,87	261,52	261,52	529,24	470,43	411,63	294,02	294,02
energia w NH <sub>3</sub> , MW	235,22	235,22	235,22	0,00	174,35	174,35	58,80	117,61	176,41	294,02	294,02
zużycie NH <sub>3</sub> , kg/s	12,65	12,65	12,65	0,00	9,37	9,37	3,16	6,32	9,48	15,81	15,81
temperatura NH <sub>3</sub> , °C	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
prędkość na wlocie NH <sub>3</sub> , m/s	10,28	10,28	10,28	0,00	7,62	7,62	2,57	5,14	7,71	12,85	12,85
zużycie węgla, kg/s	14,05	14,05	14,05	17,36	10,42	10,42	21,08	18,74	16,39	11,71	11,71
zużycie węgla (stan suchy), kg/s	13,01	13,01	13,01	16,07	9,64	9,64	19,52	17,35	15,18	10,84	10,84
rozdziel pyłu na rzędy palników, kg/s											
MW1	3,90	3,90	3,90	4,82	2,89	2,89	5,47	4,86	4,25	3,04	3,04
MW2	3,90	3,90	3,90	4,82	2,89	2,89	5,47	4,86	4,25	3,04	3,04
MW3	3,25	0,00	3,25	4,02	2,41	2,41	3,90	3,47	3,04	2,17	2,17
MW4	1,95	3,25	0,00	2,41	1,45	1,45	2,34	2,08	1,82	1,30	1,30
MW5	0,00	1,95	1,95	0,00	0,00	0,00	2,34	2,08	1,82	1,30	1,30
pracujące młyny	1234X	12X45	123X5	1234X	1234X	1234X	12345	12345	12345	12345	12345
ilość pracujących palników	16	16	16	16	16	16	20	20	20	20	20
teoret ilość powietrza (węgiel), m <sub>n</sub> <sup>3</sup> /h	321881	321881	321881	397641	238585	238585	482822	429175	375528	268234	268234
teoret ilość powietrza (NH <sub>3</sub> ), m <sub>n</sub> <sup>3</sup> /h	284082	284082	284082	0	210567	210567	71020	142041	213061	355102	355102
teoret ilość powietrza, m <sub>n</sub> <sup>3</sup> /h	605963	605963	605963	397641	449152	449152	553842	571216	588590	623337	623337
całkowita ilość powietrza, m <sub>n</sub> <sup>3</sup> /h	727156	727156	727156	516934	583898	583898	664611	685459	706307	748004	748004
powietrze dopalające (OFA), m <sub>n</sub> <sup>3</sup> /h	136298,00	136298,00	136298,00	136298,00	136298,00	136298,00	136298,00	136298,00	136298,00	136298,00	136298,00
powietrze osłonowe, m <sub>n</sub> <sup>3</sup> /h	40426,91	40426,91	40426,91	40426,91	40426,91	40426,91	40426,91	40426,91	40426,91	40426,91	40426,91
powietrze do palników głównych, m <sub>n</sub> <sup>3</sup> /h	550430,89	550430,89	550430,89	340208,86	407172,68	407172,68	487885,93	508734,25	529582,57	571279,21	571279,21
powietrze pierwotne, m <sub>n</sub> <sup>3</sup> /h	96000	96000	96000	96000	96000	96000	120000	120000	120000	120000	120000
1-rząd (MW1)	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000
2-rząd (MW2)	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000
3-rząd (MW3)	24000	0	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000
4-rząd (MW4)	24000	24000	0	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000
5-rząd (MW5)	0	24000	24000	0	0	0	24000	24000	24000	24000	24000
powietrze wtórne + trzecie, m <sub>n</sub> <sup>3</sup> /h	454430,89	454430,89	454430,89	244208,86	311172,68	311172,68	367885,93	388734,25	409582,57	451279,21	451279,21
współczynnik lambda przy palniku	0,91	0,91	0,91	0,86	0,91	0,91	0,88	0,89	0,90	0,92	0,92
współczynnik lambda na wylocie	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
O <sub>2</sub> na wylocie, %	3,5	3,5	3,5	4,9	4,9	4,9	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5

### 2.2.1.6 Wyniki obliczeń

Na wstępie wykonano symulacje numeryczne 3 wariantów referencyjnych (praca na 5ZM 100%WMT, praca na 4ZM 100% WMT oraz praca na 4ZM 70%WMT). Na tym etapie skoncentrowano się na próbie odwzorowania symulacji ze stanem faktycznym, czyli z wynikami pomiarowymi, które IEN PIB posiadał z racji wykonywania różnych prac na obiekcie poddanych analizie. Parametry, które były najważniejsze do odwzorowania to strumienie ciepła do powierzchni ogrzewalnych parownika, średnia temperatura spalin na wylocie z komory paleniskowej, tlen na wylocie z kotła, części palne w popiele, koncentracja CO w spalinach oraz emisja NO na wylocie z kotła.

#### Wpływ lokalizacji wtrysku NH<sub>3</sub>

Analizy współspalania NH<sub>3</sub> rozpoczęto od symulacji numerycznych różnych miejsc wtrysku amoniaku, w celu znalezienia optymalnego z punktu widzenia parametrów procesowych kotła. W wariantach podawania NH<sub>3</sub> przez palniki zasymulowano wtrysk amoniaku różnymi rzędami dysz powietrza trzeciego dla różnych konfiguracji pracujących ZM. Ze względu na ograniczenia geometryczne założono podawanie amoniaku rzędami, aby uzyskać odpowiednie prędkości wypływu amoniaku z dyszy powietrza trzeciego. Nie symulowano podawania amoniaku wszystkimi dyszami powietrza trzeciego, gdyż uzyskiwane prędkości wypływu NH<sub>3</sub> były zbyt małe. W wariantach podawania amoniaku do dysz poza palnikami wykorzystano istniejące na kotle dysze recyrkulacji spalin (FGR) zlokalizowane poniżej pasa palnikowego na poziomie 10m (2 dysze) oraz na poziomie 12m (również 2 dysze).

Analizy wykonano przy obciążeniu maksymalnym kotła 100%WMT oraz obciążeniu pośrednim równym 70%WMT. Wpływ lokalizacji wtrysku badano przy założeniu udziału amoniaku w ilości 40% mocy cieplnej. Wyniki przedstawiono w Tab. 6 - Tab. 9, na Rys. 10 oraz Rys. 19 - Rys. 22.

Tab. 6. Wyniki obliczeń wtrysku NH<sub>3</sub> do palników rzędów 1, 2, 3 przy pracy 5ZM (100% WMT).

	W01005ZM	W1	W2	W3
pracujące młyny	12345	12345	12345	12345
poziom podawania NH <sub>3</sub> do palników	-	1	2	3
udział NH <sub>3</sub> , % cieplnie	0	40	40	40
CO <sub>2</sub> ,%	12.457	6.2	6.586	6.44
H <sub>2</sub> O, %	5.962	12.163	13.1	13.165
NO, mg/m <sup>3</sup> , 6%O <sub>2</sub>	490	598	825	2315
NH <sub>3</sub>	-	0	0	0
cz. palne, %	4.26	5.4	3.1	3.6
CO, ppm	60	33	44	43
Q <sub>lej żużlowy</sub> , MW	34	21	35.6	36
t <sub>wylot z kotła</sub> , K	987	930	975	947
t <sub>wylot komora</sub> , K	1371	1345	1381	1389

Tab. 7. Wyniki obliczeń wtrysku NH<sub>3</sub> do dysz dedykowanych przy pracy 5ZM (100% WMT).

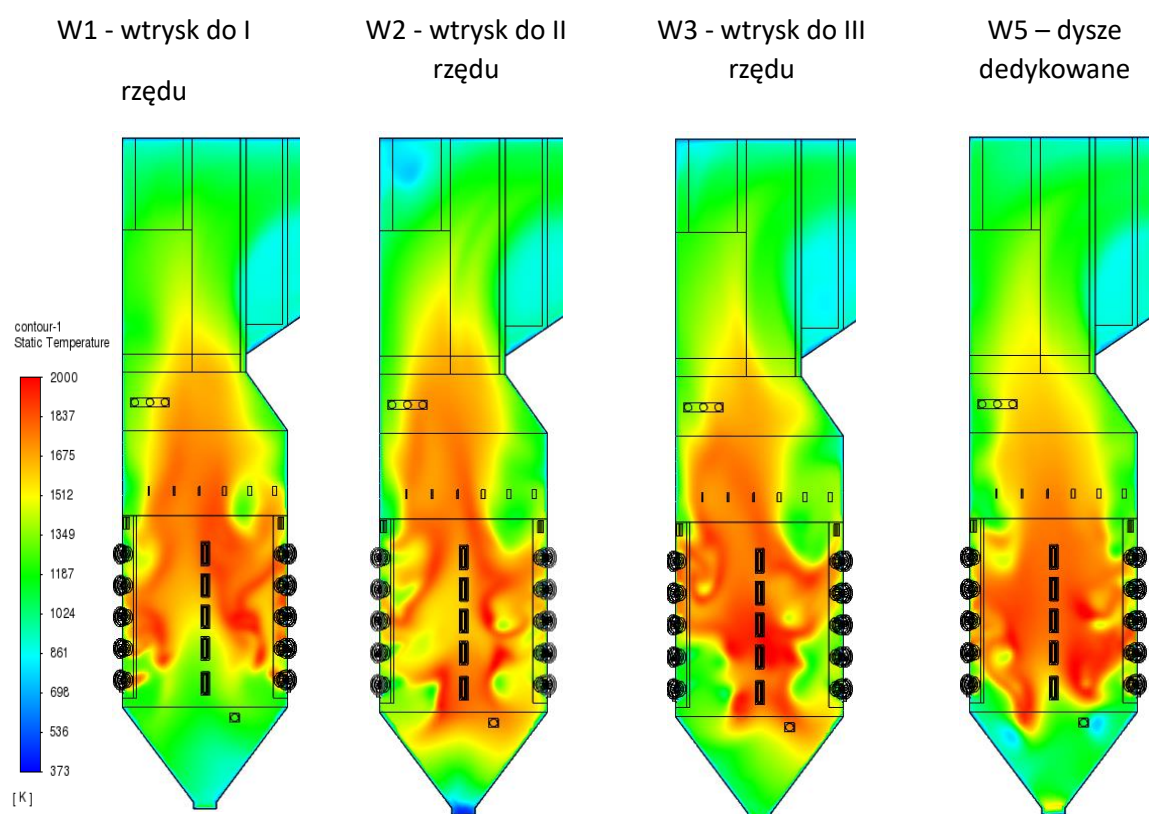
	W01005ZM	W4	W5
pracujące młyny	12345	12345	12345
poziom podawania NH <sub>3</sub>	-	10m	12m
udział NH <sub>3</sub> , % cieplnie	0	40	40
CO <sub>2</sub> ,%	12,457	6,2	6,58
H <sub>2</sub> O, %	5,962	12,4	12,899
NO, mg/m <sub>n</sub> <sup>3</sup> , 6%O <sub>2</sub>	490	987	870
NH <sub>3</sub>	-	0	0
cz. palne, %	4,26	1,745	2,687
CO, ppm	60	35	25
Q lej żuźlowy, MW	34	18	14
t wylot z kotła, K	987	935	938
t wylot komora, K	1371	1360	1361

Tab. 8. Wyniki obliczeń wtrysku NH<sub>3</sub> do palników rzędów 1, 2, 3, 4 przy pracy 4ZM (100% WMT)

	W01004ZM	W6	W7	W8	W9	W10	W11
pracujące młyny	1234	2345	1345	1245	1235	1234	1234
poziom podawania NH <sub>3</sub> do palników	-	1	2	3	4	1	2
udział NH <sub>3</sub> , % cieplnie	0	40	40	40	40	40	40
CO <sub>2</sub> ,%	13,05	5,934	6,02	5,988	6,36	5,874	6,225
H <sub>2</sub> O, %	6,345	12,249	12,962	12,455	13,13	13,16	13,176
NO, mg/m <sub>n</sub> <sup>3</sup> , 6%O <sub>2</sub>	481	739,78	939	1960	2533	656	919
NH <sub>3</sub>	0	0	0	0	0	0	0
cz. palne, %	4,1	4,7	3,26	1,527	2,768	4,5	3,7
CO, ppm	248	33	45	25	71	36	42
Q lej żuźlowy, MW	35	13	42	38	37	15	33
t wylot z kotła, K	932	909	917	923	975	909	926
t wylot komora, K	1337	1375	1366	1397	1405	1353	1355

Tab. 9. Wyniki obliczeń wtrysku  $\text{NH}_3$  do palników rzędów 1 i 2 przy pracy 4ZM (70% WMT).

	W0704ZM	W12	W13
pracujące młyny	1234	1234	1234
poziom podawania $\text{NH}_3$ do palników	-	1	2
udział $\text{NH}_3$ , % cieplnie	0	40	40
$\text{CO}_2$ , %	13,298	7,394	7,07
$\text{H}_2\text{O}$ , %	6,3	14,985	15,115
$\text{NO}$ , $\text{mg}/\text{m}_n^3$ , 6% $\text{O}_2$	408	629	1062
$\text{NH}_3$ , %	0	0	0
cz. palne,	1,6	3,725	1,93
$\text{CO}$ , ppm	34	57	74
$Q_{\text{lej żuźlowy}}$ , MW	28	14	25
$t_{\text{wylot z kotła}}$ , K	876	886	887
$t_{\text{wylot komora}}$ , K	1326	1305	1317



Rys. 10. Profile temperatur w komorze paleniskowej przy podawaniu  $\text{NH}_3$  do I, II, III rzędu palników (praca na 5ZM).

Wtrysk amoniaku do komory spalania w ilości 40% zmienia warunki panujące w kotle. Zmienia się skład spalin w komorze spalania. Powstają znaczne ilości pary wodnej, a emisja  $\text{CO}_2$  spada. Warunki panujące

w komorze spalania sprzyjają utlenianiu CO do CO<sub>2</sub>, stąd emisja CO nie przekracza 100 ppm we wszystkich wariantach. Reakcja spalania NH<sub>3</sub> do NO powoduje zwiększenie ilości generowanych tlenków azotu podczas procesu współspalania amoniaku. We wszystkich wariantach amoniak jest spalany blisko wylotu z dyszy wtryskowej, reakcja spalania i konsumpcja tlenu zachodzi szybciej niż dla węgla, a na wylocie nie obserwuje się ulotu. Częściowe zastąpienie węgla amoniakiem generuje inny kształt płomienia niż w przypadku spalania 100% węgla. Współspalanie NH<sub>3</sub> powoduje zwiększenie zawartości części palnych w popiele w niektórych wariantach wtrysku.

Współspalanie amoniaku przy pracy 5ZM (5 zespołów młynowych) to warianty W1, W2, W3, W4, W5. Na Rys. 10 przedstawiono profile temperatur uzyskane podczas współspalania amoniaku w ilości 40% przy różnych miejscach wtrysku (warianty W1, W2, W3, W5). W przypadku podawania amoniaku do I rzędu palników (wariant W1) obserwuje się przechłodzenie w dolnej części komory paleniskowej. Mimo, iż w tym obszarze następuje spalanie amoniaku to płomień nie jest widoczny i wyraźnie ukształtowany. W wariantach podawania amoniaku do palników I rzędu w związku z niższymi temperaturami spalin w obszarze leja żuźlowego obserwuje się również spadek ilości ciepła przejętego przez powierzchnie ogrzewalne w tym obszarze (Tab. 8). Palniki I rzędu w trybie współspalania pracują inaczej od palników pozostałych, co może niekorzystnie wpływać na proces odgazowania i spalania pyłu węglowego w tym obszarze, co widać chociażby po zwiększonych zawartościach części palnych w popiele do wartości 5.4%. Emisja NO w wariantach W1 wynosi 598 mg/m<sup>3</sup>. W dolnym rzędzie palników stężenie tlenu jest zazwyczaj mniejsze, co sprzyja reakcji redukcyjnej amoniaku zamiast utleniającej. W takich warunkach amoniak ma większą szansę na redukcję NO<sub>x</sub>, zamiast tworzenia dodatkowych tlenków azotu poprzez utlenianie.

W wariantach podawania amoniaku do II i III rzędu palników (warianty W2 i W3) uzyskany ze spalania płomień pozornie wypełnia całą przestrzeń komory paleniskowej. Mimo, iż w dolnych partiach palników pali się intensywniej niż w przypadku wariantu W1 to jednak widać, że spalanie nie jest symetryczne i jednorodne, to znaczy w jednych obszarach spalanie jest bardzo intensywne, a w innych mniej. Dla wariantów W2 i W3 uzyskano znacznie wyższe w porównaniu do wariantu W1 emisje NO: dla wariantu W2 to jest 825 mg/m<sup>3</sup>, a dla wariantu W3 - 2315 mg/m<sup>3</sup>. Emisja CO wynosi poniżej 50 ppm a zawartości części palnych poniżej 4%. W przypadku podawania amoniaku przez dysze zewnętrzne (na przykładzie wariantu W5) uzyskany płomień najbardziej przypomina płomień powstający w procesie spalania samego węgla. Palniki nie są obciążone amoniakiem, stąd spalanie pyłu węglowego przebiega bez większych zakłóceń. Uzyskana emisja NO wynosi w tym przypadku 870 mg/m<sup>3</sup>. W wariantach tym emisja CO wynosi 25 ppm a zawartość części palnych poniżej 3%.

Współspalanie amoniaku przy pracy 4ZM to warianty W6-W13. Są to warianty kombinowane, gdzie wyłączano poszczególne zespoły młynowe, a amoniak podawano głównie do I i II rzędu palników, ale także do III i IV rzędu. Wyniki tych symulacji zamieszczono na Rys. 25 - Rys. 26 oraz w Tab. 8 - Tab. 9. Płomień w każdym z wariantów kształtuje się inaczej, natomiast tendencja jest podobna. Przy pracy palników najniższego rzędu palników (rzęd I) spalanie przebiega najmniej intensywnie w rejonie leja żuźlowego i w wariantach tych uzyskano najwyższe zawartości części palnych w porównaniu do innych wariantów. Z drugiej jednak strony przy wtrysku amoniaku do palników I rzędu uzyskuje się najniższe tlenki azotu, tj. 740 mg/m<sup>3</sup> dla wariantu W6, 656 mg/m<sup>3</sup> dla wariantu W10 oraz 629 mg/m<sup>3</sup> dla wariantu W12 (praca z niskim obciążeniem).

Z kolei warianty wtrysku amoniaku do II rzędu palników w różnych konfiguracjach generują wyższe w porównaniu do poprzednich emisje tlenków azotu. W wariantach W7 emisja NO wynosi 939 mg/m<sup>3</sup>, w wariantach W11 - 919 mg/m<sup>3</sup>, a w wariantach W13 - 1062 mg/m<sup>3</sup>. Nie obserwuje się zmniejszenia ilości ciepła do powierzchni ogrzewalnych leja żuźlowego ani znaczącego wzrostu zawartości CO i części palnych.

Wtrysk amoniaku do wyższych rzędów palników (III i IV) powoduje drastycznie zwiększenie ilości generowanych tlenków azotu. W wariantach wtrysku amoniaku do III rzędu palników (W8) emisja NO wynosiła ponad 1900 mg/m<sup>3</sup>, natomiast w wariantach wtrysku NH<sub>3</sub> do IV rzędu (W9) - to 2500 mg/m<sup>3</sup>.

## Wpływ ilości amoniaku

Wyniki obliczeń różnych pozycji wtrysku amoniaku wskazały, iż najkorzystniejszą z punktu widzenia emisji NO<sub>x</sub> opcją jest podawanie NH<sub>3</sub> do I rzędu palników. Dla tej lokalizacji uzupełniono obliczenia zakładając wtrysk 10% NH<sub>3</sub>, 20% NH<sub>3</sub>, 30% NH<sub>3</sub> i porównano z wynikami uzyskanymi dla wariantu W1 (40% NH<sub>3</sub>) oraz dla wariantu W01005ZM (0% NH<sub>3</sub>). W Tab. 10 - Tab. 11 oraz na Rys. 11 - Rys. 17 przedstawiono uzyskane rezultaty.

Tab. 10. Wyniki obliczeń wtrysku NH<sub>3</sub> w ilości 10-40% do palników I rzędu przy pracy 5ZM (100% WMT).

parametr	W01005ZM	W14	W15	W16	W1
pracujące młyny	12345	12345	12345	12345	12345
poziom podawania NH <sub>3</sub> do palników	-	1	1	1	1
udział NH <sub>3</sub> , % cieplnie	0	10	20	30	40
prędkość na wlocie NH <sub>3</sub> , m/s	-	2,567	5,135	7,702	10,269
CO <sub>2</sub> , %	12,457	10,246	8,977	7,21	6,2
H <sub>2</sub> O, %	5,962	7,559	9,418	10,825	12,163
NO węgiel, ppm	253	250	244	220	200
NO NH <sub>3</sub> , ppm	0	31	36	51	77
NO, mg/m <sup>3</sup> , 6%O <sub>2</sub> , stan suchy	490	562	579	574	598
NH <sub>3</sub> , %	-	0	0	0	0
cz. palne, %	4,26	4,4	4,3	4,65	5,4
CO, ppm	60	68	76	26	33
Q lej żuźlowy, MW	34	20	24	20	21
t wylot z kotła, K	987	929	930	908	930
t wylot komora, K	1371	1387	1361	1368	1345

Obliczenia wskazują, iż wtrysk każdej ilości amoniaku zmienia warunki spalania w komorze paleniskowej. Już przy podawaniu amoniaku w ilości 10% cieplnie widać zmiany w profilu prędkości w przekrojach poprzecznych przez palniki, Rys. 12 oraz Rys. 13. Analizując profile prędkości wariantu referencyjnego oraz wariantów współspalania widać, iż podczas współspalania amoniaku zanika koło wiru tworzone przez palniki narożnikowe, zwłaszcza w obszarze palników górnych. Zwiększenie udziału amoniaku powyżej 10% powoduje również zmianę profili temperatur w komorze spalania, Rys. 12 oraz Rys. 13. Wraz ze wzrostem ilości współspalanego amoniaku zmniejsza się długość płomienia w komorze. Poza tym, w dolnej części pasa palnikowego, tam, gdzie jest podawany amoniak spalanie jest zdecydowanie mniej intensywne w stosunku do wariantu referencyjnego. Zmniejszenie długości płomienia oraz spadek intensywności spalania w dolnej części komory paleniskowej widać szczególnie analizując profile temperatur dla wariantów z udziałem cieplnym amoniaku 30% i 40%, Rys. 12 oraz Rys. 13. Zmiana profili temperatur zmniejsza ilość ciepła przejętego przez powierzchnie ogrzewalne zlokalizowane w leju żuźlowym dla wariantów podawania 30% i 40% NH<sub>3</sub>. Pomimo podawania dodatkowego powietrza do dolnych rzędów palników wtrysk amoniaku powoduje, iż proces odgazowania i spalania części lotnych z węgla przebiega w tym obszarze wolniej. Dopalenie cząstek następuje w wyższych partiach palników. Warunki podstechiometryczne występujące w obszarze palników dolnych sprzyjają redukcji tlenków azotu powstających w procesie spalania amoniaku. Wraz ze wzrostem ilości NH<sub>3</sub> zmniejsza się emisja NO ze spalania węgla, a zwiększa się emisja ze spalania NH<sub>3</sub>.

Sumaryczna emisja NO przeliczona na stan suchy (różna zawartość H<sub>2</sub>O na wylocie) generowana przez oba spalane paliwa jest we wszystkich wariantach do siebie zbliżona i wynosi od 560 do 598 mg/m<sub>n</sub><sup>3</sup>.

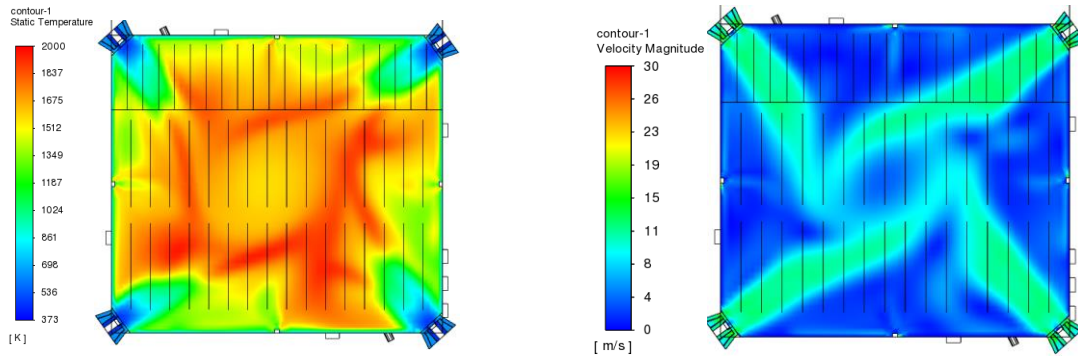
Wraz ze wzrostem udziału amoniaku (NH<sub>3</sub>) w mieszance paliwowej, następuje znacząca redukcja emisji dwutlenku węgla (CO<sub>2</sub>) w procesie spalania (Tab. 11). W wariantcie W1, gdzie udział amoniaku w paliwie wynosi 40%, emisja CO<sub>2</sub> w porównaniu do wariantu bez współspalania (gdzie paliwem jest wyłącznie węgiel) jest o ponad 50% niższa. Oznacza to, że można uzyskać znaczną poprawę efektywności środowiskowej, co ma kluczowe znaczenie w kontekście polityki dekarbonizacji i realizacji celów klimatycznych. Wartości emisji CO<sub>2</sub> przy różnych proporcjach amoniaku wskazują na wysoką skuteczność tego rozwiązania. Przy wtrysku 30% NH<sub>3</sub> emisja CO<sub>2</sub> wynosi około 550 kg/MWh, co już stanowi istotne obniżenie w porównaniu do standardowych kotłów zasilanych paliwami kopalnianymi. Natomiast przy wtrysku 40% NH<sub>3</sub>, emisja CO<sub>2</sub> spada jeszcze bardziej, osiągając poziom 469 kg/MWh, co jest znacząco poniżej wspomnianej granicy 550 kg/MWh.

Tab. 11 Wyniki obliczeń CO<sub>2</sub> przy wtrysku NH<sub>3</sub> w ilości 10%-40% do palników I rzędu przy pracy 5ZM (100% WMT).

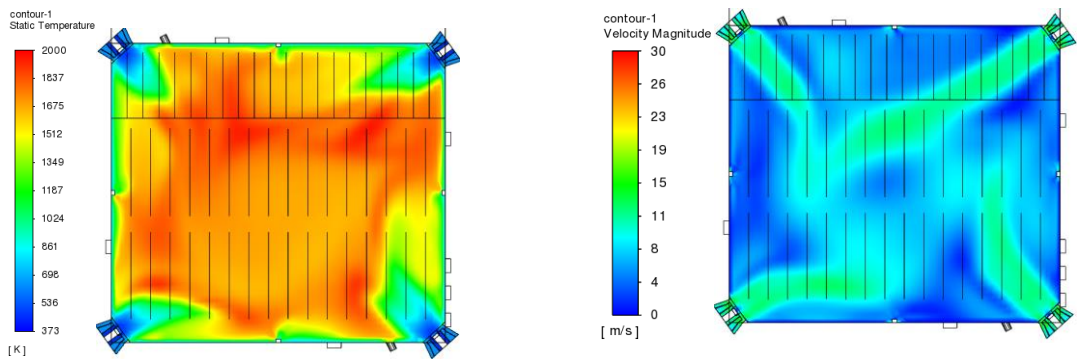
	W05ZM	W14	W15	W16	W1
udział NH <sub>3</sub> , %	0	10	20	30	40
strumień spalin, kg/s	252	258	269	277	287
udział masowy CO <sub>2</sub>	0,195	0,149	0,140	0,116	0,091
strumień CO <sub>2</sub> , kg/s	49,01	38,44	37,66	32,13	26,03
zał. dyspozycyjność, h	7000	7000	7000	7000	7000
strumień CO <sub>2</sub> , kg	1,24E+09	9,69E+08	9,49E+08	8,10E+08	6,56E+08
en. elektr, MWh	1400000	1400000	1400000	1400000	1400000
wskaźnik emisji, kg/MWh	882	692	678	578	469

Współspalanie amoniaku w ilości 10-40% nie wpływa na zwiększenie emisji CO na wylocie z komory spalania, natomiast wartości części palnych w popiele są wyższe niż w przypadku wariantu bez współspalania, zwłaszcza w wariantach 30% i 40% o odpowiednio 9.2% i 26.8%.

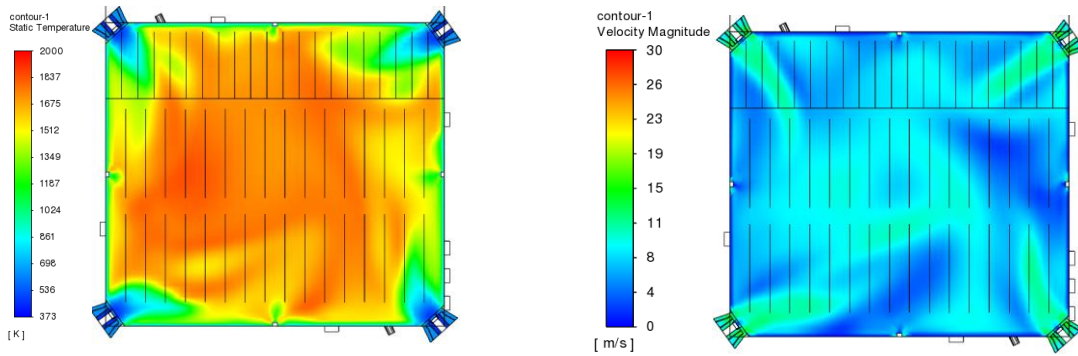
### Poziom 13 003 – I rząd palników



### Poziom 17015 – III rząd palników

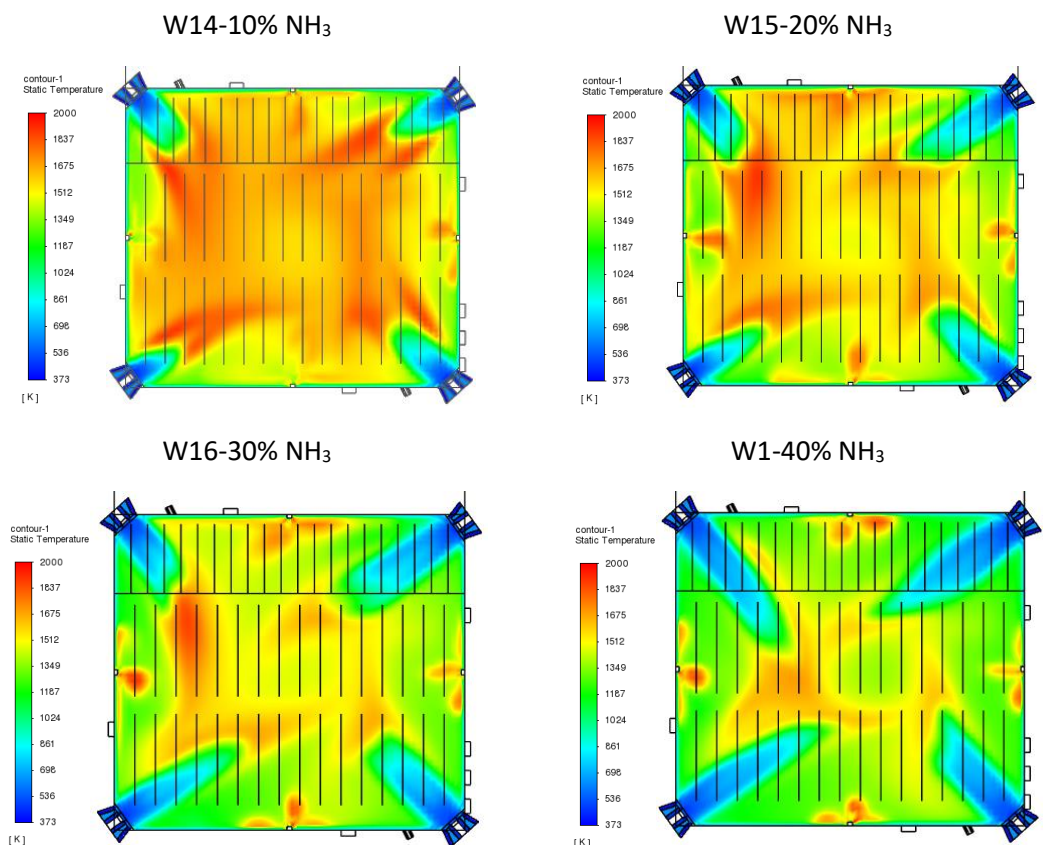


### Poziom 21270 - V rząd palników

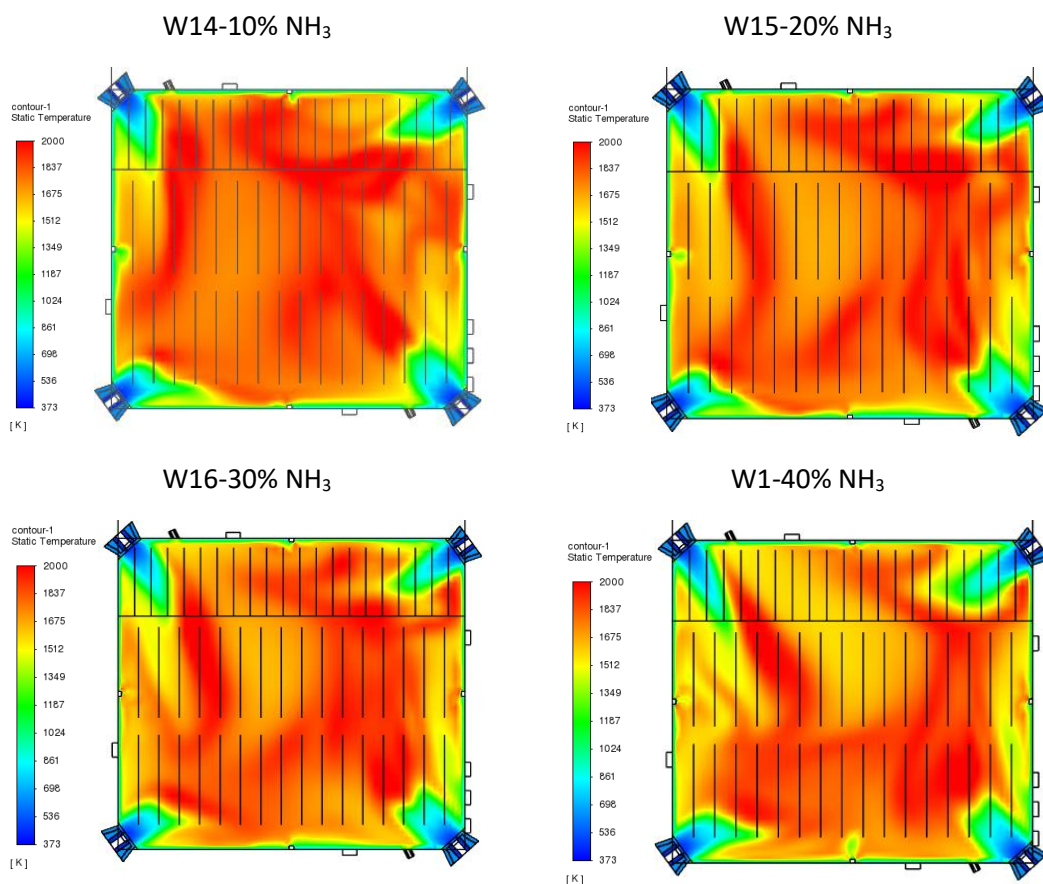


Rys. 11. Profile temperatur (K) i prędkości (m/s) w wybranych przekrojach kotła dla wariantu referencyjnego bez wtrysku amoniaku (W01005ZM).

Poziom 13 003 – I rząd palników

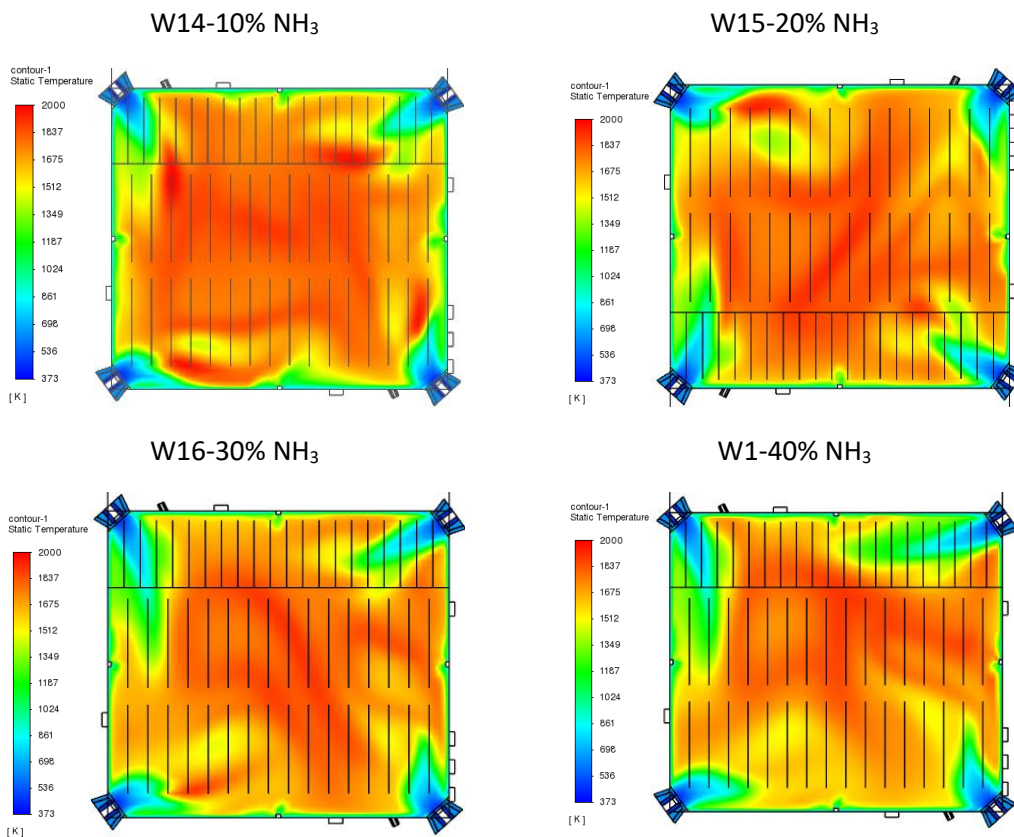


Poziom 17015 – III rząd palników



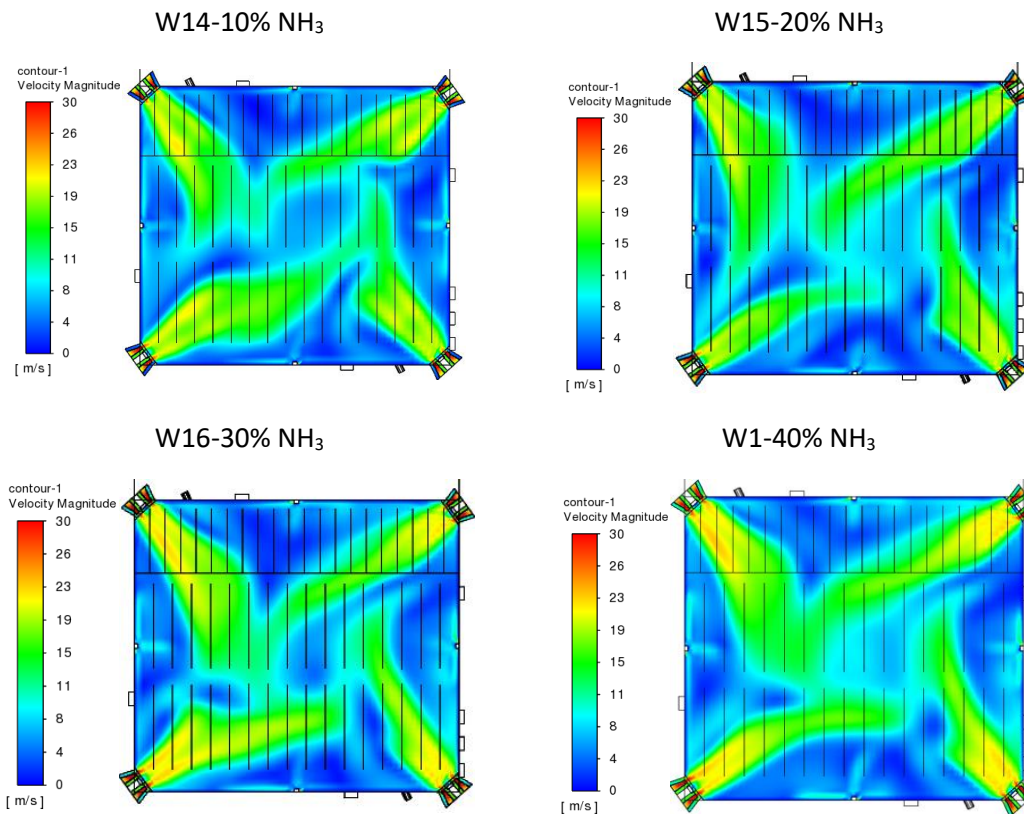
Rys. 12. Profile temperatur (K) w wybranych przekrojach kotła przy wtrysku od 10 do 40% amoniaku.

Poziom 21270 - V rząd palników



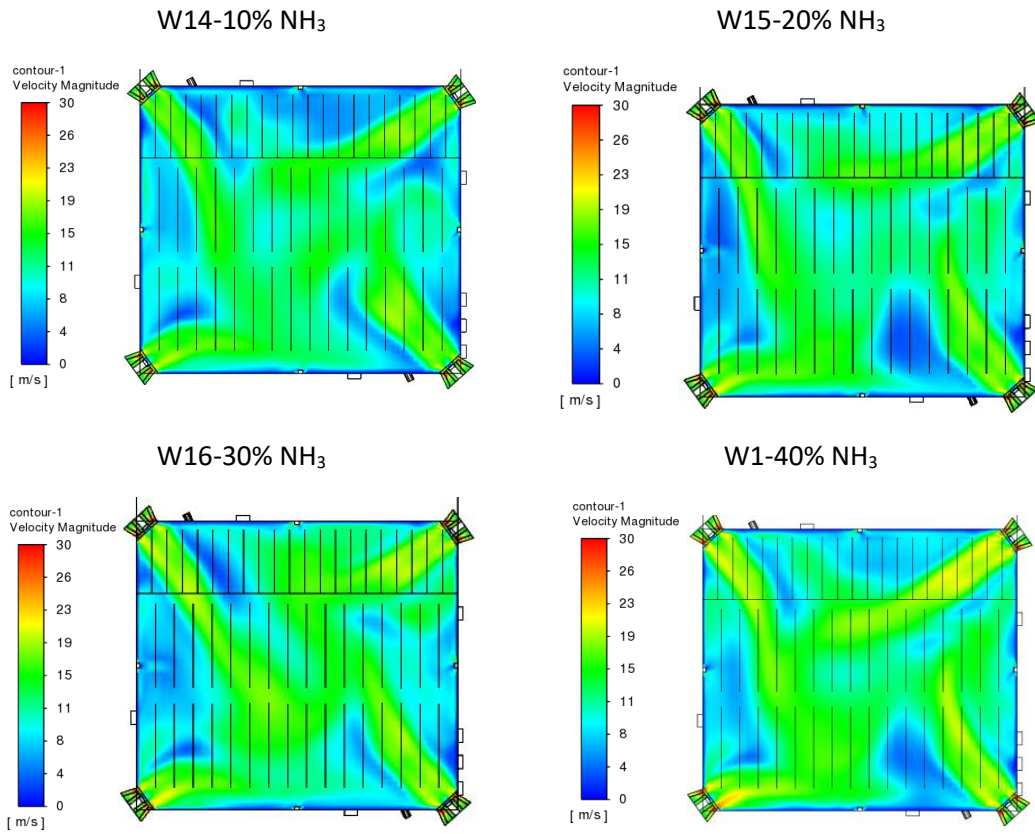
Rys. 13. Profile temperatur (K) w wybranych przekrojach kotła przy wtrysku od 10% do 40% amoniaku.

Poziom 13003 - I rząd palników

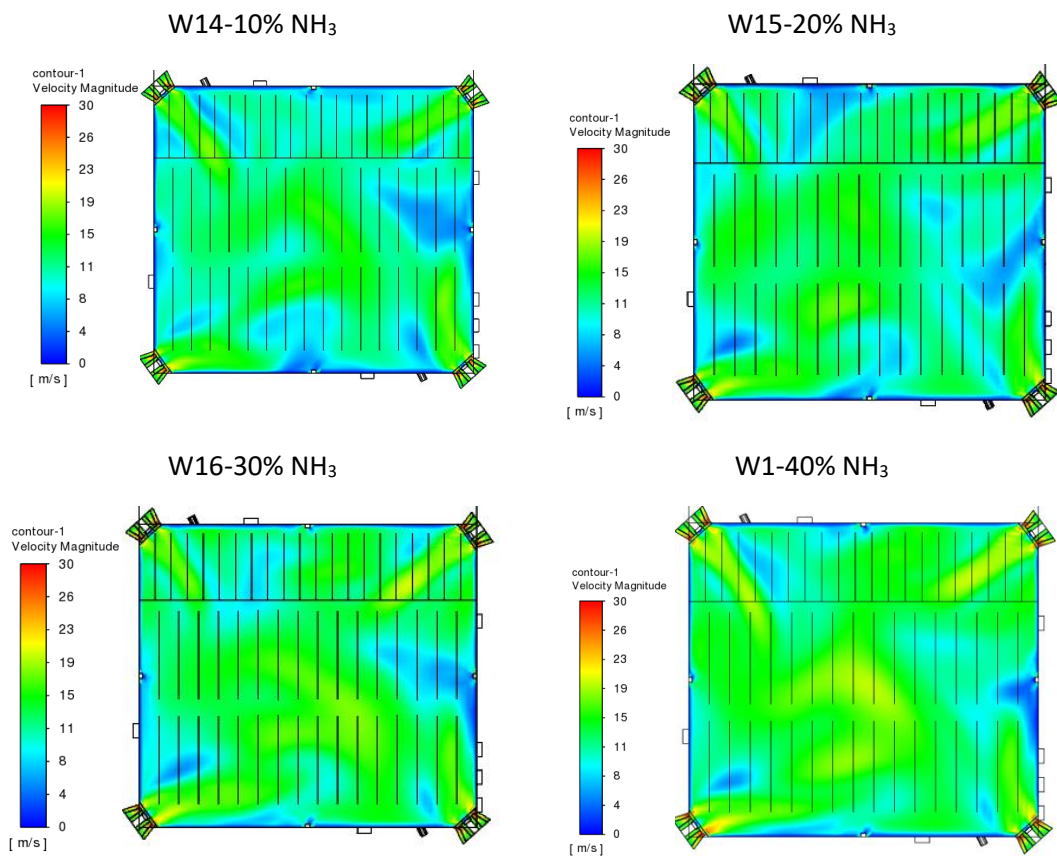


Rys. 14. Profile prędkości (m/s) w wybranych przekrojach kotła przy wtrysku od 10% do 40% amoniaku.

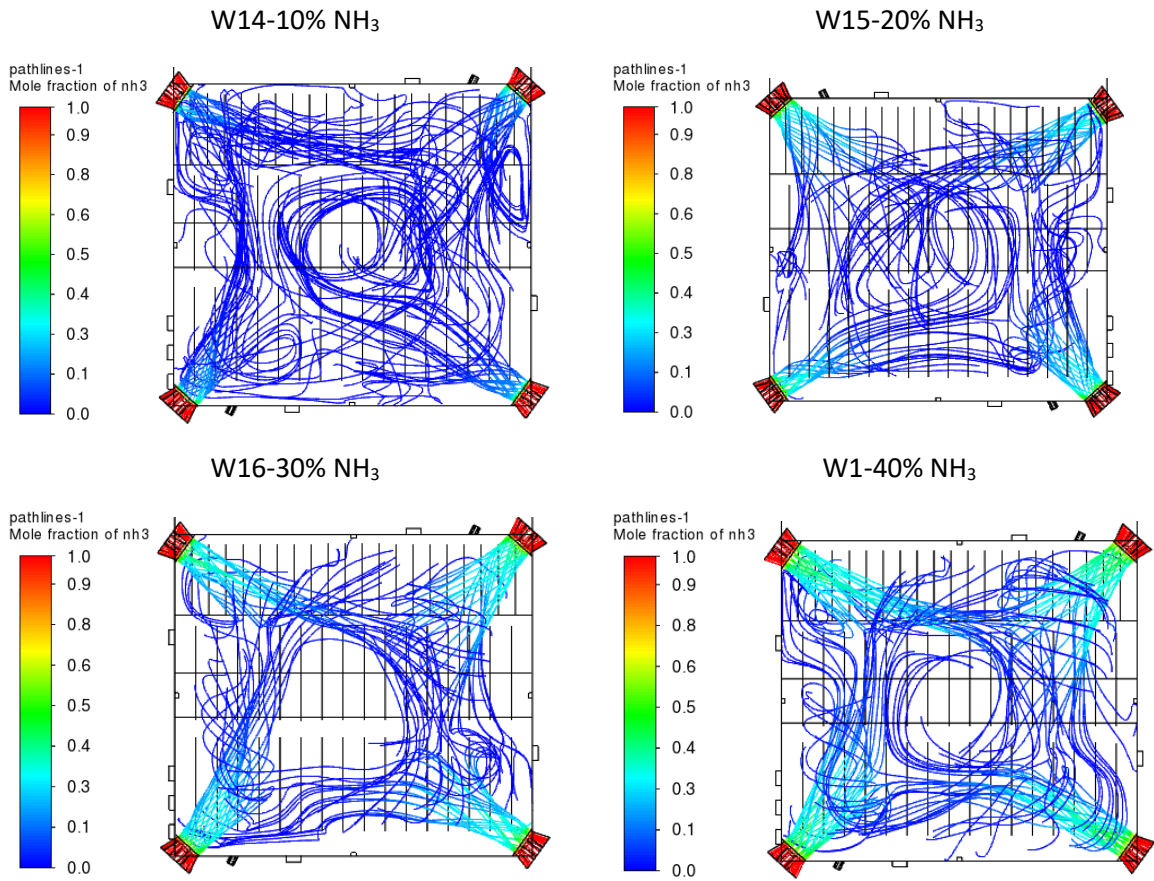
Poziom 17015 – III rząd palników



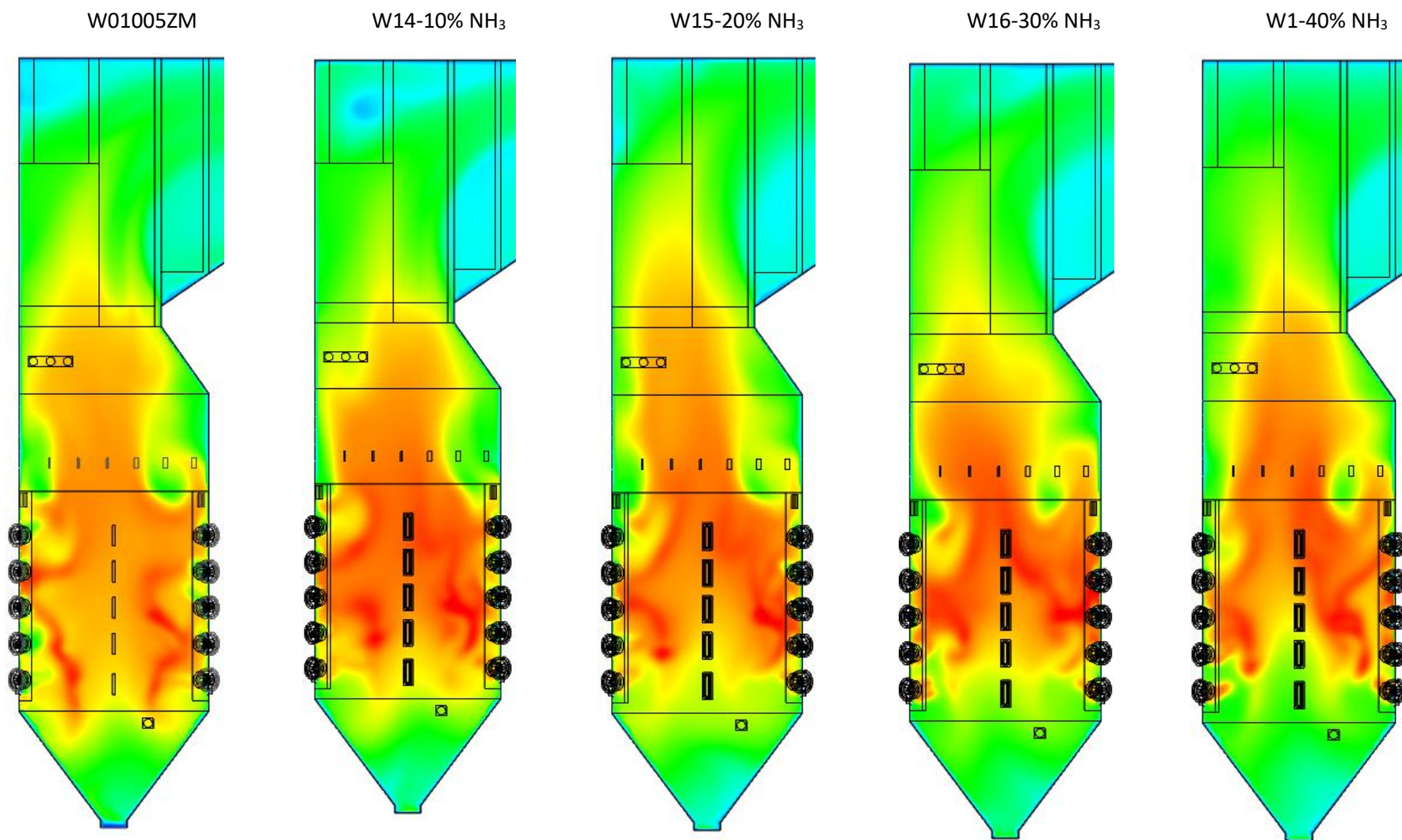
Poziom 21270 - V rząd palników



Rys. 15. Profile prędkości (m/s) w wybranych przekrojach kotła przy wtrysku od 10% do 40% amoniaku.



Rys. 16. Udział molowy  $\text{NH}_3$  w wybranym przekroju kotła (I rząd palników) przy wtrysku od 10 do 40% amoniaku.



Rys. 17. Profile temperatur (w K) wzdłuż osi kotła dla wariantu referencyjnego (W01005ZM) oraz dla wariantów współpalania 10-40% NH<sub>3</sub> (W14, W15, W16, W1).

### Określenie maksymalnego udziału NH<sub>3</sub>

W celu określenia maksymalnego udziału NH<sub>3</sub> w procesie spalania zwiększono udział współspalanego amoniaku do 50%. Symulacje numeryczne zwiększonego udziału NH<sub>3</sub> przeprowadzono przy założeniu podawania amoniaku do palników I i II rzędu. Założono 100% obciążenia przy pracy 5ZM. Wyniki przedstawiono w Tab. 12 oraz na Rys. 18.

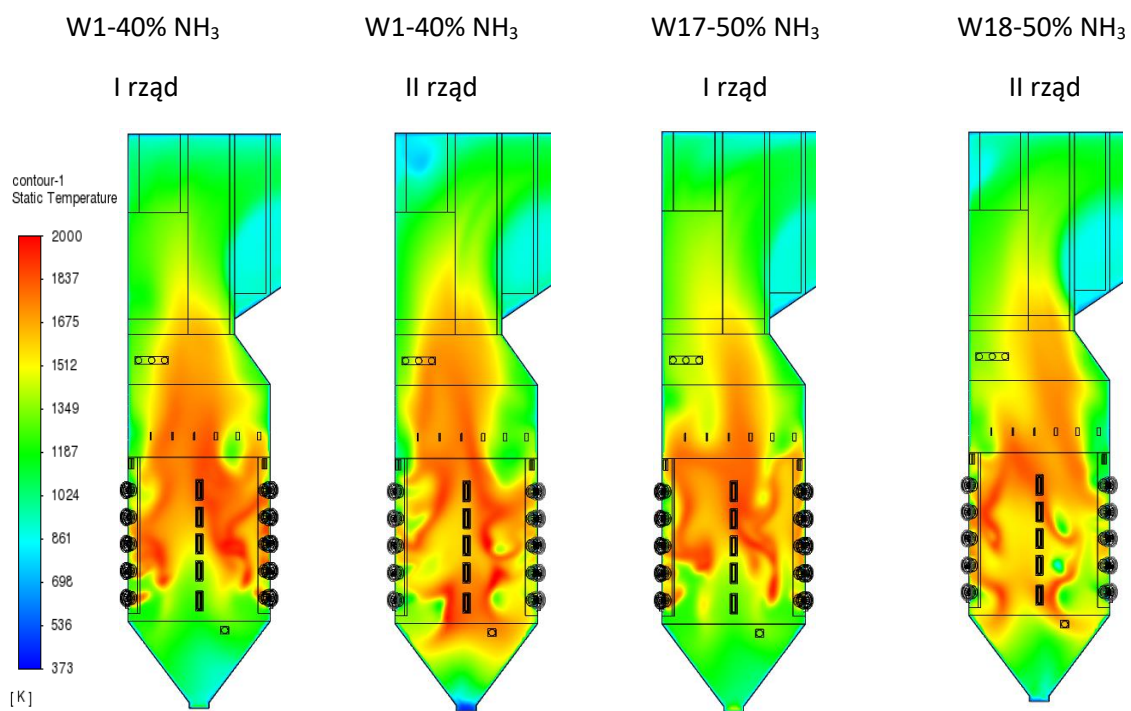
Tab. 12. Wyniki obliczeń wtrysku NH<sub>3</sub> w ilości 40-50% do palników I i II rzędu przy pracy 5ZM.

parametr	W1	W2	W17	W18
pracujące młyny	12345	12345	12345	12345
poziom podawania NH <sub>3</sub> do palników	1	2	1	2
udział NH <sub>3</sub> , % cieplnie	40	40	50	50
prędkość na wlocie NH <sub>3</sub> , m/s	10,269	10,269	12,85	12,85
CO <sub>2</sub> , %	6,2	6,586	4,89	4,8
H <sub>2</sub> O, %	12,163	13,1	13,96	14,25
NO, mg/m <sub>n</sub> <sup>3</sup> , 6%O <sub>2</sub>	598	825	685	1320
NH <sub>3</sub> , %	0	0	0	0
cz. palne, %	5,4	3,1	5,7	2,9
CO, ppm	33	44	33	27
Q lej żuźlowy, MW	21	35,6	13	35,8
t wylot z kotła, K	930	975	915	963
t wylot komora, K	1345	1381	1321	1351

Porównując wyniki numeryczne wtrysku amoniaku widać różnice w profilach temperatur pomiędzy wariantem 40% NH<sub>3</sub>, a 50% NH<sub>3</sub> w obu lokalizacjach podawania.

W przypadku podawania amoniaku w ilości 50% do palników I rzędu (wariant 17) rozszerzenie strefy niskotemperaturowej w dolnej części komory paleniskowej. Dla wariantu 50% następuje znaczące zmniejszenie ilości ciepła docierającego do powierzchni ogrzewalnej leja żuźlowego, spadając do wartości 13 MW. Płomień jest wyraźnie krótszy i spłaszczony. Podawanie amoniaku do palników I rzędu w ilości 50% powoduje modyfikację pracy nie tylko palników I rzędu, ale również może wpływać na palniki sąsiadujące rzędu II. W tym obszarze widoczne jest obniżenie temperatury w stosunku do wariantu W1. W wariantcie 17 nie obserwuje się wzrostu emisji CO, natomiast następuje wzrost zawartości części palnych do wartości 5.7% oraz wzrost emisji NO do wartości 685mg/m<sub>n</sub><sup>3</sup> w porównaniu z 598 mg/m<sub>n</sub><sup>3</sup> w wariantcie W1.

W przypadku podawania amoniaku w ilości 50% do palników II rzędu (wariant 18) widać zwiększenie nierównomierności rozkładu temperatur w komorze paleniskowej w porównaniu z analogicznym wariantem z udziałem 40% amoniaku (W2). Dla tego wariantu widoczna jest wyraźna nierównomierność obciążenia pasa palnikowego. W komorze spalania występuje wiele stref o dużych różnicach temperatur, co może być wskaźnikiem niestabilności procesu spalania. Emisja CO oraz zawartość części palnych w popiele są porównywalne do wyników z wariantu W2, natomiast symulacje wskazują na znaczne zwiększenie emisji NO do poziomu 1320 mg/m<sub>n</sub><sup>3</sup> w porównaniu z poziomem 825 mg/m<sub>n</sub><sup>3</sup> dla wariantu W2.



Rys. 18. Profile temperatur wzdłuż osi kotła dla wariantów udziału cieplnego 40% i 50% NH<sub>3</sub> do kotła.

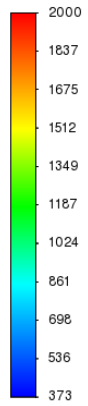
W01005ZM

W1

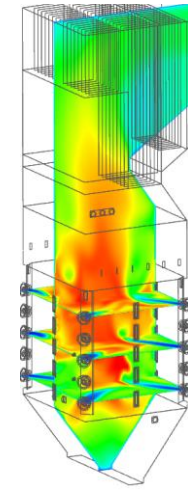
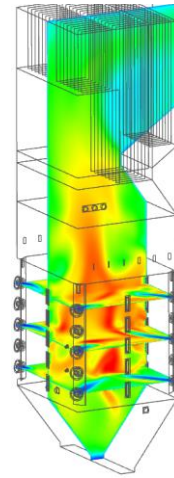
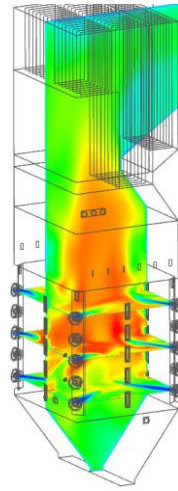
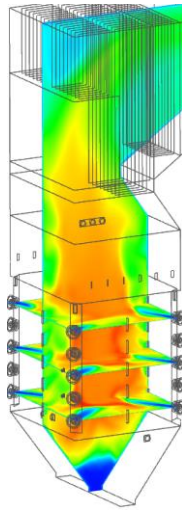
W2

W3

contour-1  
Static Temperature

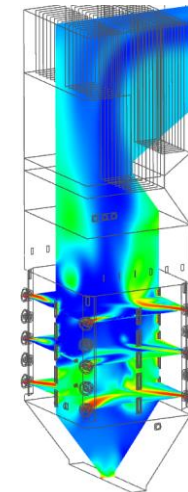
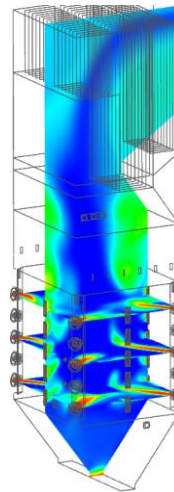
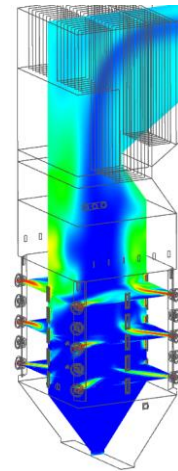
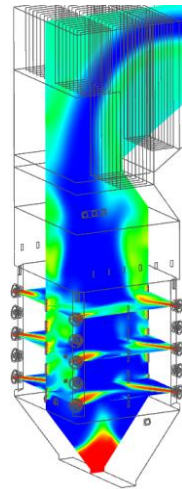
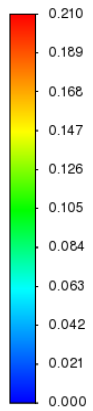


[K]

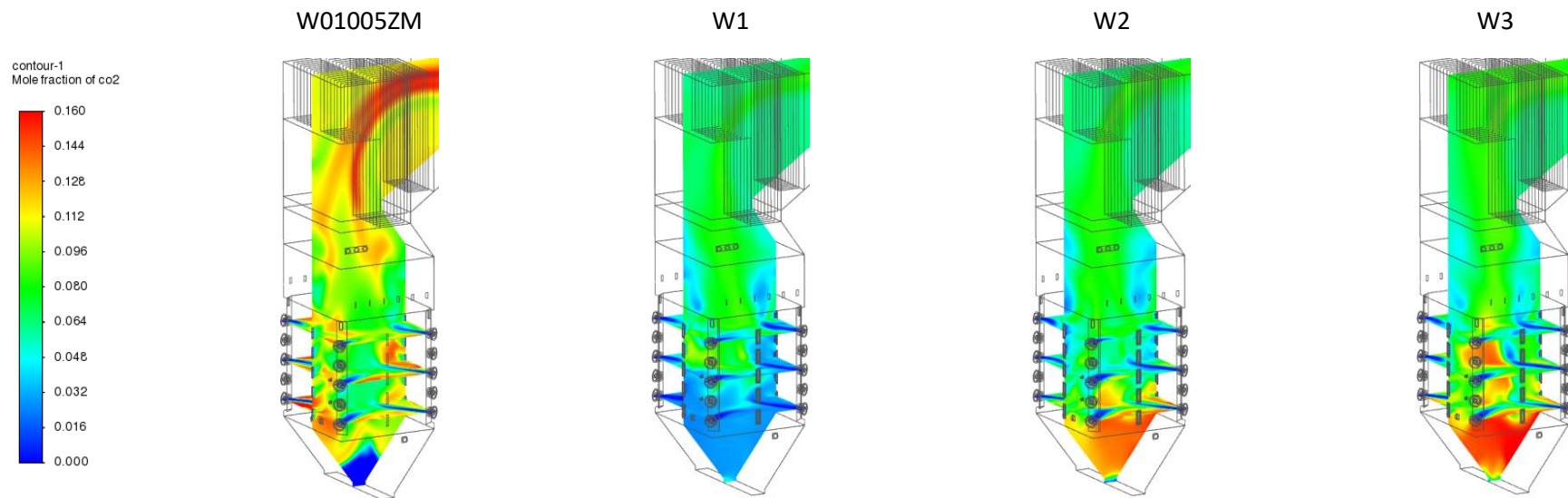


a) temperatura, K

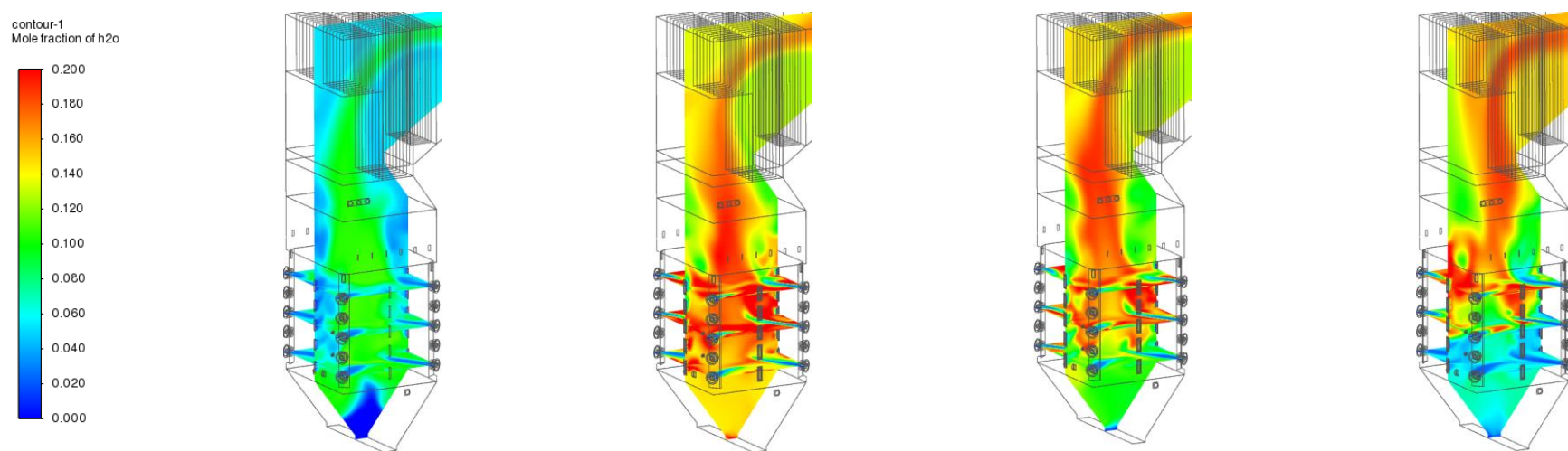
contour-1  
Mole fraction of o2



b) udział molowy O<sub>2</sub>, %



c) udział molowy CO<sub>2</sub>, %



d) udział; molowy H<sub>2</sub>O, %

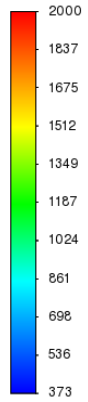
Rys. 19. Wyniki obliczeń wtrysku NH<sub>3</sub> do palników rzędów 1, 2, 3 przy pracy 5ZM (100% WMT).

W01005ZM

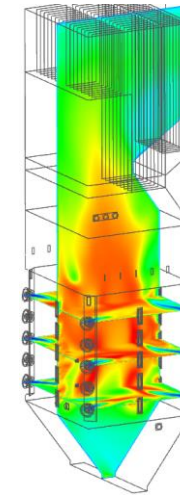
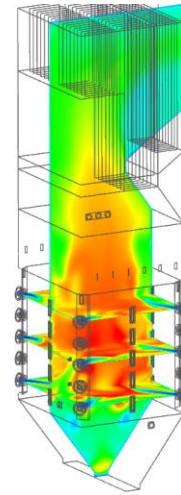
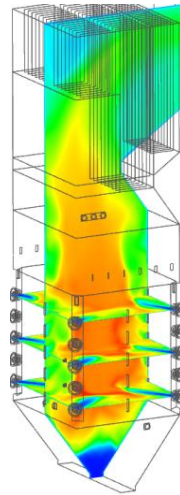
W4

W5

contour-1  
Static Temperature

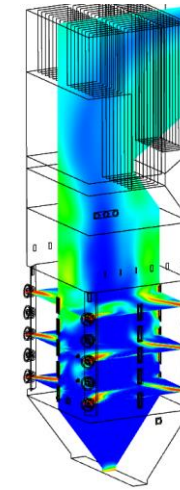
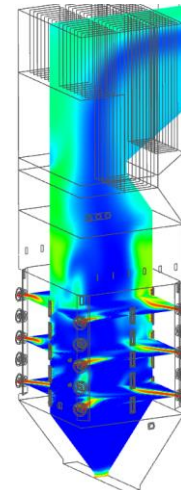
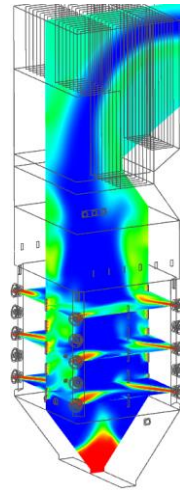
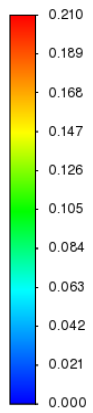


[K]

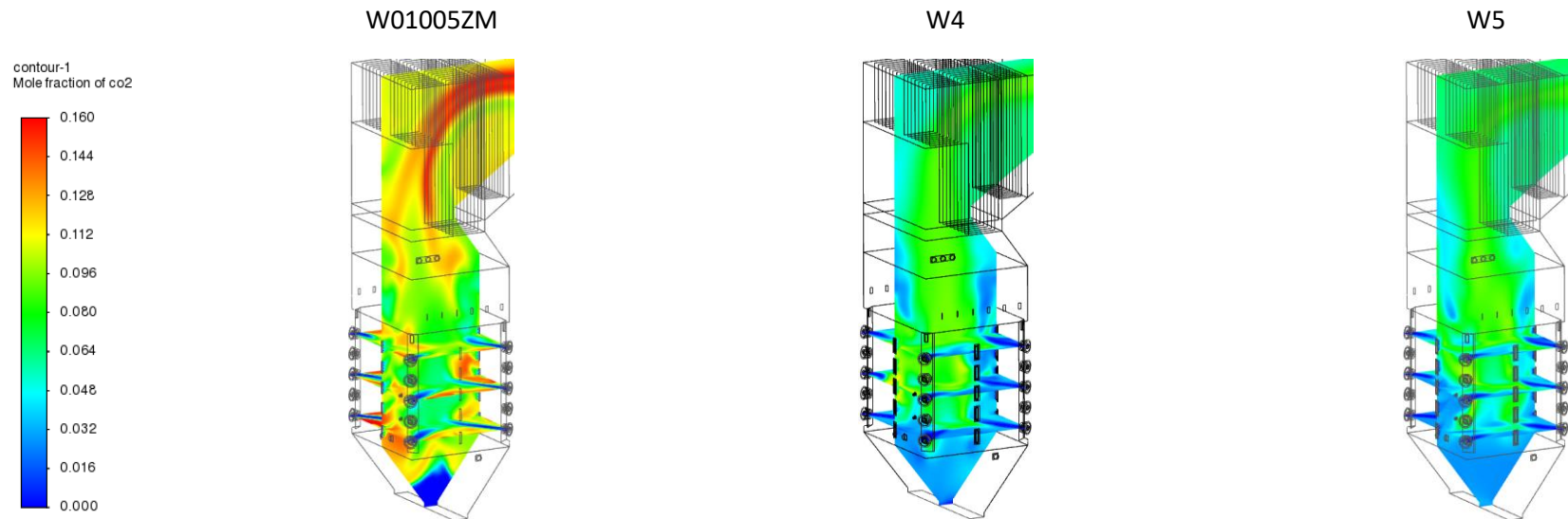


a) temperatura, K

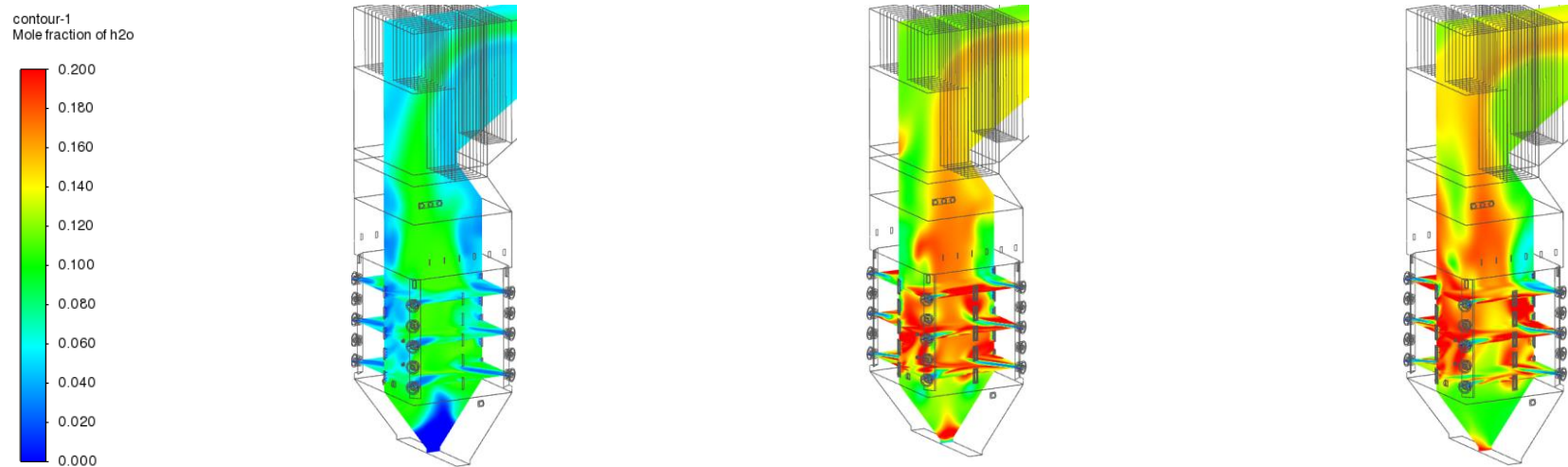
contour-1  
Mole fraction of o2



b) udział molowy O<sub>2</sub>, %

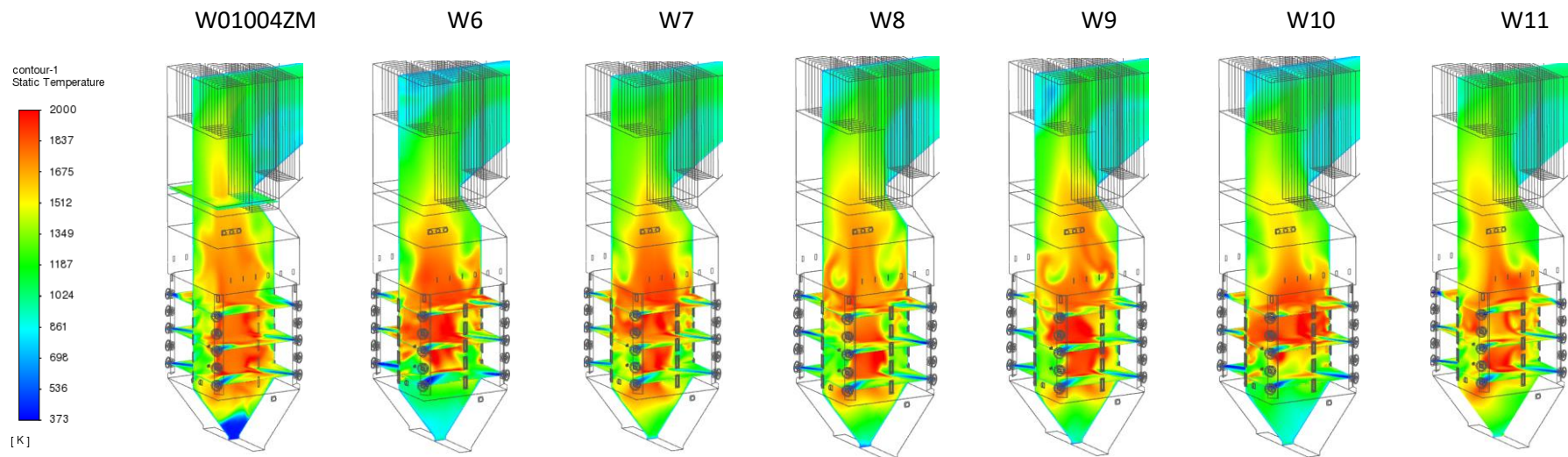


c) udział molowy CO<sub>2</sub>, %

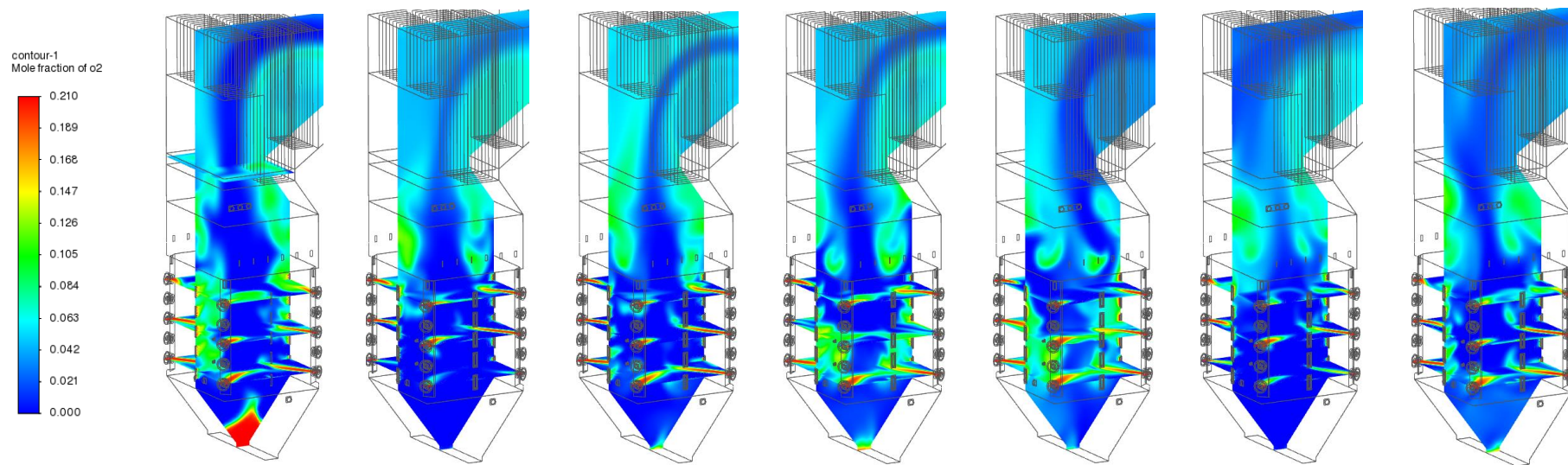


d) udział molowy H<sub>2</sub>O, %

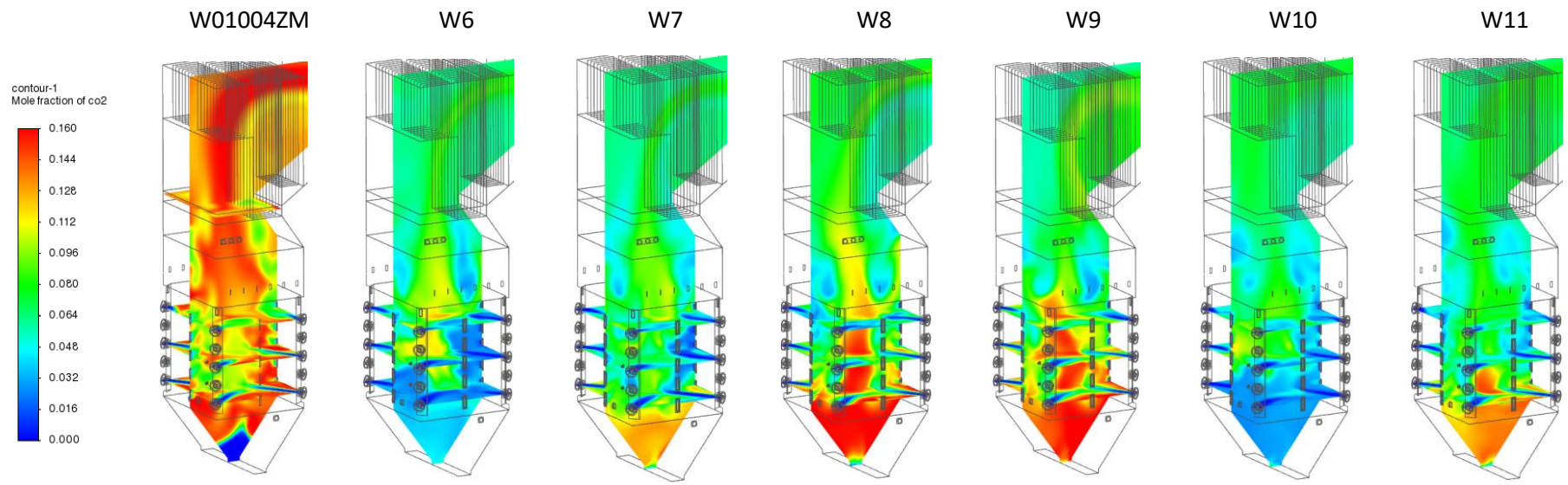
Rys. 20. Wyniki obliczeń wtrysku NH<sub>3</sub> do dysz dedykowanych przy pracy 5ZM (100% WMT).



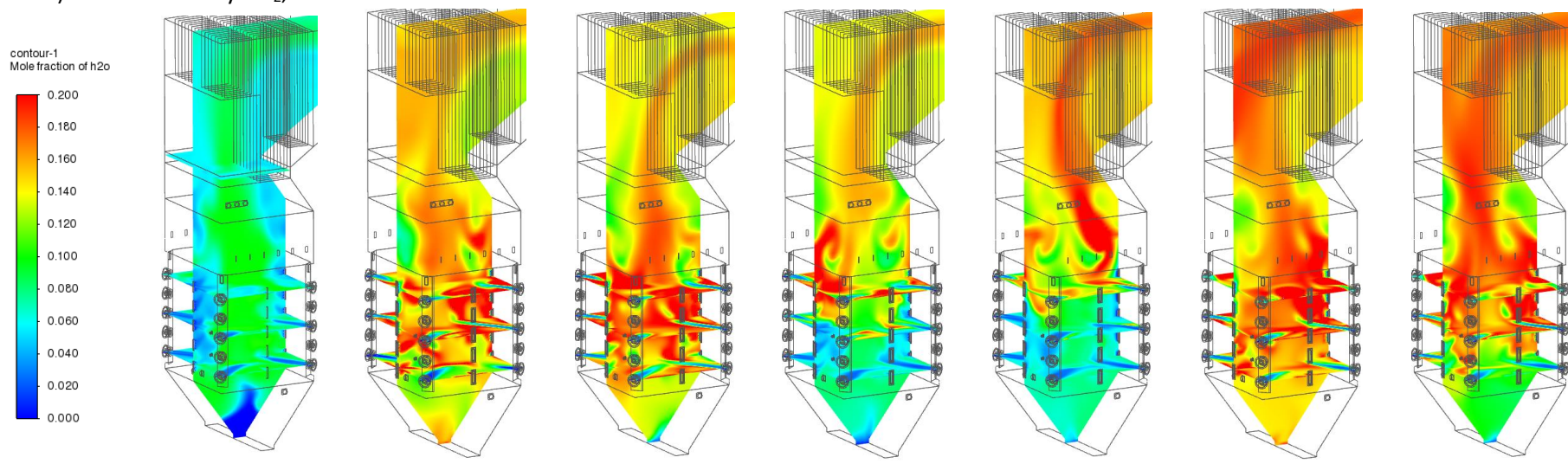
a) temperatura, K



b) udział molowy O<sub>2</sub>, %



c) udział molowy CO<sub>2</sub>, %



d) udział molowy H<sub>2</sub>O, %

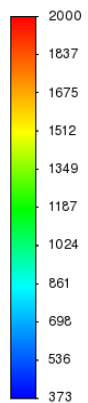
Rys. 21. Wyniki obliczeń wtrysku NH<sub>3</sub> do palników rzędów 1, 2, 3, 4 przy pracy 4ZM (100% WMT), lambda przy palniku 0,8.

W0704ZM

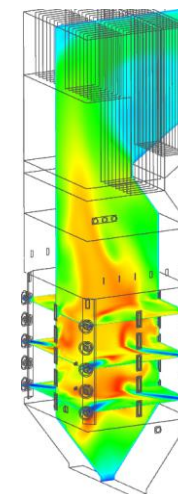
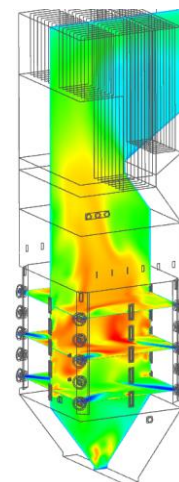
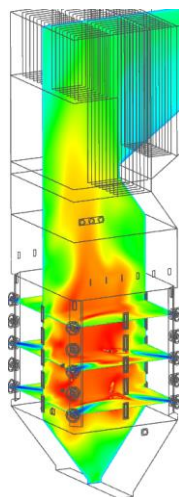
W12

W13

contour-1  
Static Temperature

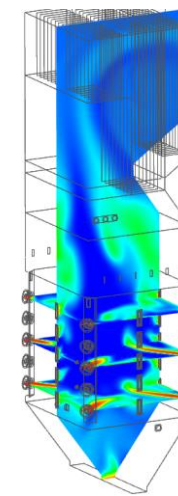
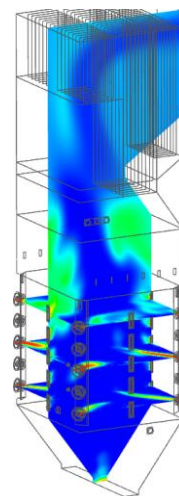
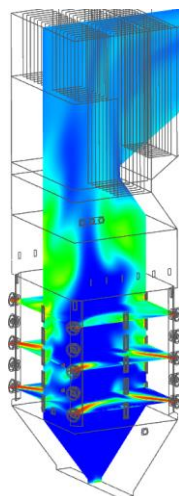
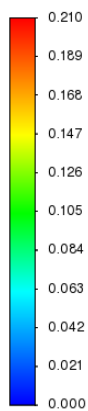


[K]

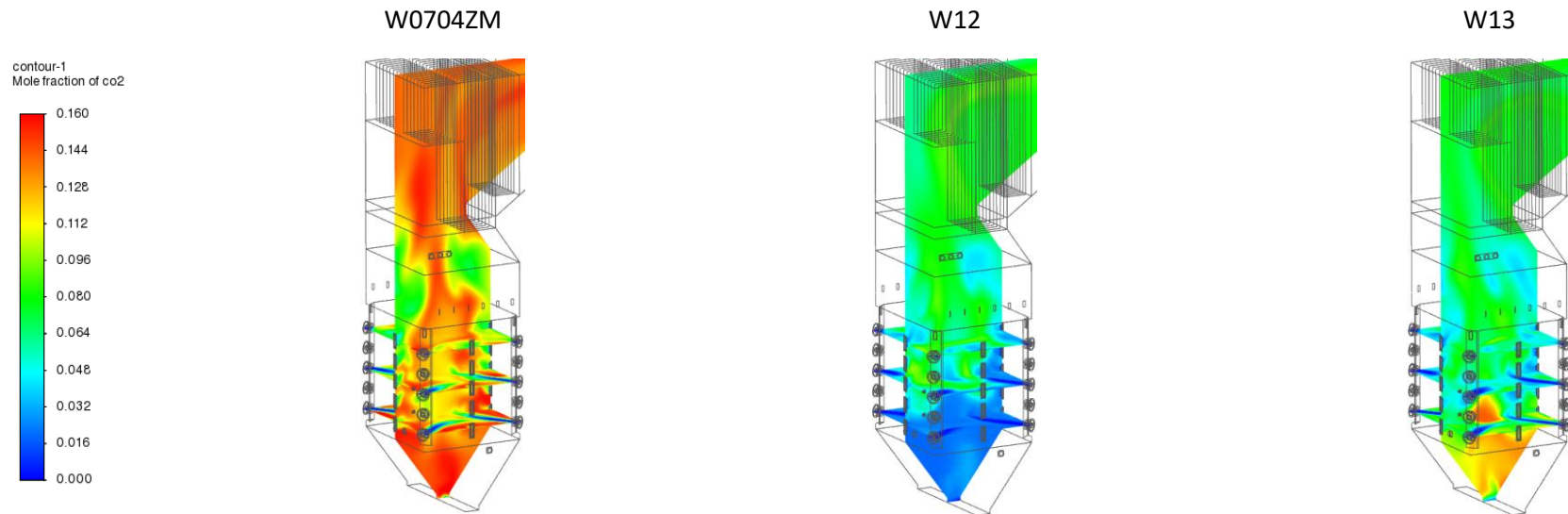


a) temperatura, K

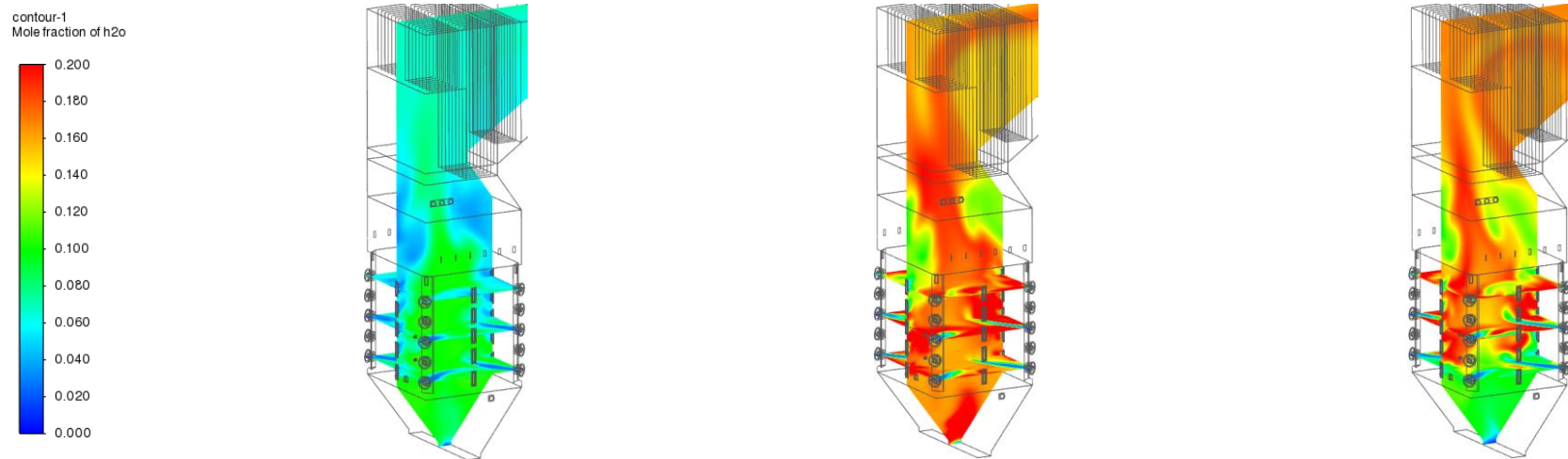
contour-1  
Mole fraction of o2



b) udział molowy O<sub>2</sub>, %



c) udział molowy CO<sub>2</sub>, %



d) udział molowy H<sub>2</sub>O, %

Rys. 22. Wyniki obliczeń wtrysku NH<sub>3</sub> do palników rzędów 1 i 2 przy pracy 4ZM (70% WMT).

### 2.2.1.7 Wnioski i rekomendacje

Wyniki symulacji numerycznych współspalania amoniaku w kotle energetycznym klasy 200MW pozwoliły na sformułowanie następujących głównych spostrzeżeń:

1. Dla wariantów z 50% udziałem amoniaku zaobserwowano pogorszenie parametrów pracy kotła w porównaniu z wariantami o 40% udziale  $\text{NH}_3$ . Sugeruje to, że maksymalny dopuszczalny udział amoniaku w paliwie, który można współspalać w analizowanym obiekcie bez znaczącego pogorszenia pracy kotła, wynosi 40%. Podawanie większej ilości amoniaku intensyfikuje niekorzystne efekty procesu spalania, które są już zauważalne w wariantach współspalania z 40%  $\text{NH}_3$ , jednak w tym przypadku uznaje się je za akceptowalne. Stanowi to kompromis pomiędzy korzystnymi efektami spalania amoniaku, takimi jak redukcja emisji  $\text{CO}_2$ , a akceptowalnym poziomem emisji NO oraz zmianami charakterystyki procesu spalania w kotle.
2. Wyniki symulacji numerycznych wskazują, iż podawanie amoniaku do kotła poprzez palniki najkorzystniej jest realizować poprzez wtrysk do dolnych rzędów palników (I lub II rząd). Taka lokalizacja punktów wtrysku zapewnia najniższe wartości emisji NO na wylocie z komory paleniskowej. Najniższa uzyskana emisja NO przy współspalaniu 40% amoniaku wynosiła  $598\text{mg}/\text{m}_n^3$  przy pracy I rzędu palników. Wyniki symulacji różnych wariantów lokalizacji wtrysku, konfiguracji pracujących zespołów młynowych oraz zmiennego obciążenia kotła wykazują spójną tendencję wskazującą na optymalność wtrysku amoniaku przez dolne rzędy palników.
3. Wtrysk  $\text{NH}_3$  w ilości 40% przez dysze zewnętrzne nie wpływa znacząco na rozkład temperatur w komorze paleniskowej. Uzyskane profile temperaturowe w przypadku współspalania amoniaku pozostają najbardziej zbliżone do profilu wariantu referencyjnego. Niemniej jednak, dla tych wariantów wtrysku odnotowano wysokie emisje NO na wylocie z kotła równe  $870\text{mg}/\text{m}_n^3$  i  $987\text{mg}/\text{m}_n^3$ .
4. Współspalanie amoniaku w ilości 10-30% nie prowadzi do wzrostu emisji CO ani do zwiększenia zawartości części palnych w popiele. Natomiast przy współspalaniu amoniaku w ilości 40% w przypadku wtrysku do pierwszego rzędu palników odnotowano wzrost zawartości części palnych w popiele w porównaniu do wariantu referencyjnego. Współspalanie  $\text{NH}_3$  w reżimie niskoemisyjnym wymagałoby zastosowania zdalnej regulacji separatorów młynowych oraz zapewnienia odpowiedniego stanu technicznego młynów. Konieczne może być także zastosowanie dodatkowych zabiegów w celu rozdrobnienia pyłu węglowego zasilającego niektóre rzędy palników lub zastosowanie zabiegów eksploatacyjnych mających na celu zróżnicowania warunków zasilania poszczególnych rzędów palników. Polegałoby to na zastosowaniu wyższych współczynników niedomiaru powietrza na górnych rzędach palników oraz niższych na dolnych rzędach.
5. Aby zapewnić efektywny przebieg procesu współspalania amoniaku, konieczne jest precyzyjne kontrolowanie ilości powietrza dostarczanego do poszczególnych palników. Podawanie  $\text{NH}_3$  do palników powinno odbywać się w reżimie podstechiometrycznym, korzystnie w przedziale 0,8-0,9 co pozwala na ograniczenie powstawania tlenków azotu podczas spalania.
6. Symulacje numeryczne wykazały, że możliwe jest współspalanie amoniaku w istniejącej konstrukcji palnika pyłowego (po dostosowaniu jego konstrukcji do współspalania – dozowania drugiego paliwa) oraz obecnej lokalizacji palników. Palniki wirowe zamontowane na analizowanym kotle charakteryzują się wysoką stabilnością spalania, nawet przy obniżonym współczynniku nadmiaru powietrza w pasie palnikowym. Pomimo obniżenia współczynnika nadmiaru powietrza przy palnikach do wartości 0,8 nie zaobserwowano znacznego zwiększenia ilości części palnych w popiele. Jest to kluczowe z perspektywy niskoemisyjnego spalania, zwłaszcza w kontekście współspalania  $\text{NH}_3$ . Z punktu widzenia realizacji procesu współspalania, korzystne jest również usytuowanie palników pyłowych w ściętych, ekranowanych narożach komory paleniskowej. Usytuowanie palników pyłowych jeden nad drugim powoduje wzajemną ich stabilizację. Powyższe czynniki sprzyjają reorganizacji procesu spalania, gdy amoniak (paliwo w stanie gazowym) jest wprowadzany do kotła energetycznego pierwotnie zaprojektowanego do spalania paliwa stałego.

7. Współspalanie w reżimie podstechiometrycznym może zwiększać ryzyko wystąpienia zjawiska korozji niskotlenowej. W przypadku badanego kotła takie ryzyko jest minimalizowane obecnością dysz powietrza osłonowego. W rzeczywistych warunkach pracy kotła działającego w reżimie współspalania ryzyko to powinno być jednak zawsze brane pod uwagę.
8. Współspalanie amoniaku w ilości 40% pozwala na znaczne obniżenie emisji CO<sub>2</sub> z kotła energetycznego - niemal o połowę w stosunku do wariantu referencyjnego (porównując warianty W01005ZM i W1 z Tab. 10 i Tab. 11) i osiągnięcie wskaźnika emisji CO<sub>2</sub> poniżej 550kg/MWh. Jest to szczególnie istotne z perspektywy współczesnej polityki transformacji energetycznej, która wymaga stopniowego ograniczania wykorzystania węgla oraz intensyfikacji poszukiwań alternatywnych, mniej emisyjnych paliw.
9. Wyniki obliczeń mają zastosowanie do analizowanej, konkretnej instalacji paleniskowej. Zarówno maksymalna, dopuszczalna ilość NH<sub>3</sub>, jak również miejsce wtrysku powinno być każdorazowo dostosowywane do specyfiki danej instalacji paleniskowej i rodzaju stosowanego paliwa. W kotłach typu OP-650 wyposażonych w inne palniki pyłowe, dodatkowo pracujące w układzie naściennym, z innym systemem dystrybucji powietrza i opalanych innymi rodzajami węgla, efekty współspalania NH<sub>3</sub> mogą różnić się znacząco.

## 2.2.2 Kocioł płomienicowo-płomieniówkowy

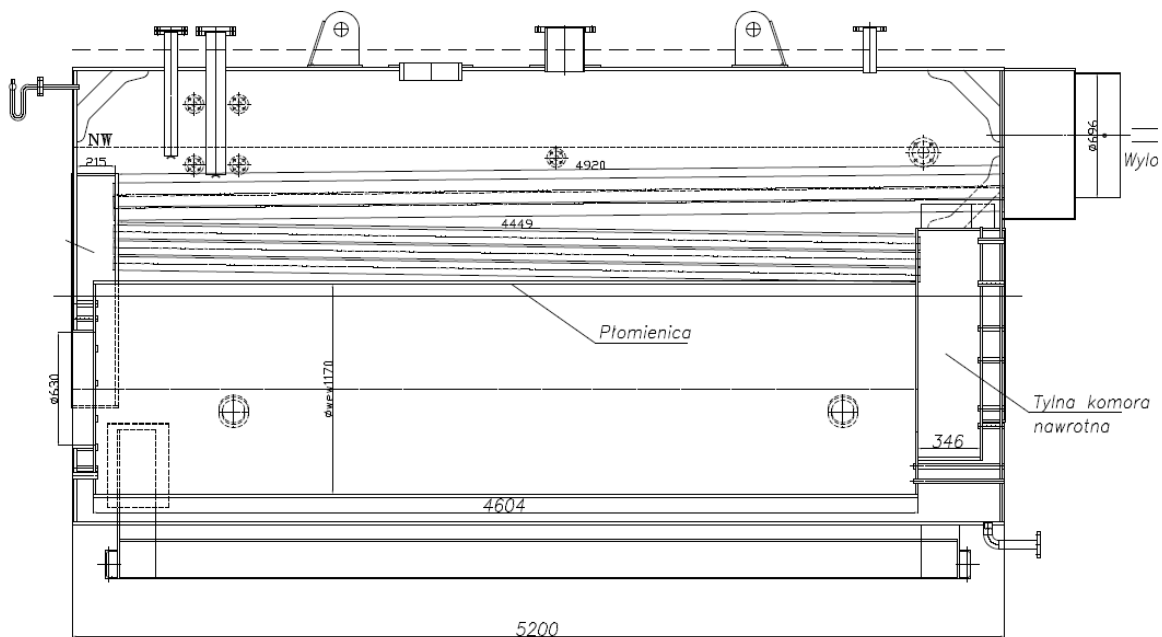
W Polsce funkcjonuje około 4600 kotłów płomienicowo-płomieniówkowych, co czyni je jednym z najpopularniejszych rozwiązań w sektorze przemysłowym i energetycznym. Ich szerokie rozpowszechnienie wynika z ich wysokiej wydajności i zdolności do pracy w zmiennych warunkach, co czyni je odpowiednimi dla różnych gałęzi przemysłu, m.in. przetwórczego i spożywczego. Ich konstrukcja pozwala na stosunkowo łatwą modernizację oraz adaptację do różnych typów paliw, co sprawia, że są one atrakcyjne dla przedsiębiorstw, które chcą dostosować się do zmieniających się przepisów dotyczących ochrony środowiska.

Kocioł płomienicowo-płomieniówkowy składa się z cylindrycznego lub prostokątnego korpusu, wewnątrz którego znajduje się płomienica (palenisko). Zachodzi w nim spalanie paliwa i jest ono zaprojektowane tak, aby zapewnić optymalne warunki dla tego procesu, co przekłada się na efektywność i kontrolę emisji zanieczyszczeń. Gorące spaliny, które powstają w wyniku spalania, przepływają przez rury płomieniówkowe (w 1, 2 lub nawet 3 ciągach) umieszczone w najczęściej w wodzie, której przekazują ciepło. Cała konstrukcja otoczona jest izolacją termiczną, która minimalizuje straty ciepła i wspomaga efektywność energetyczną. Taka budowa sprawia, że kotły płomienicowo-płomieniówkowe są w stanie dostarczać dużą ilość ciepła, jednocześnie pozostając elastycznymi w kwestii używanych paliw. W kontekście dekarbonizacji ich modernizacja staje się jednak niezbędna, aby dostosować je do współczesnych wymagań dotyczących ochrony środowiska.

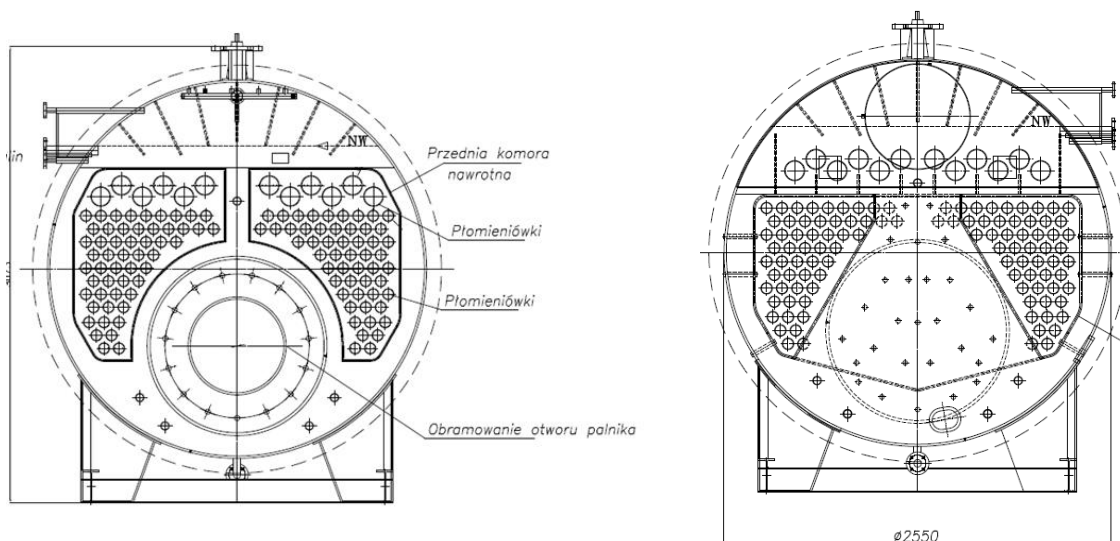
Większość kotłów płomienicowo-płomieniówkowych w Polsce zasilana jest gazem ziemnym. Jego zastosowanie pozwala na osiągnięcie wyższej efektywności spalania oraz lepszej kontroli nad procesem grzewczym, co przekłada się na mniejsze straty energii. Kolejną ważną zaletą jest możliwość szybkiej regulacji mocy i kotły zasilane gazem mogą łatwo dostosowywać się do zmieniającego się zapotrzebowania na ciepło, co jest szczególnie istotne w kontekście zrównoważonego zarządzania energią. Dodatkowo, infrastruktura gazowa w Polsce jest dobrze rozwinięta, co ułatwia dostęp do tego paliwa i zmniejsza koszty transportu. Wszystkie te czynniki sprawiają, że gaz ziemny jest popularnym wyborem do zasilania kotłów płomienicowo-płomieniówkowych, łącząc efektywność energetyczną z mniejszym wpływem na środowisko.

### 2.2.2.1 Wybór referencyjnego kotła płomienicowo-płomieniówkowego

Jako kocioł referencyjny wybrano parowy kocioł płomienicowo-płomieniówkowy RPW 7700 produkcji Fabryki Kociołów FAKO S.A. [46] o wydajności 7689 kg/h (dla temp. wody zasilającej 105°C) i mocy znamionowej 5000 kW. Kocioł posiada powierzchnię ogrzewalną 150 m<sup>2</sup>, pojemność wodną 13,7 m<sup>3</sup> oraz maksymalne ciśnienie pracy 16 bar. Wymiary urządzenia wynoszą 5200 mm długości, 3075 mm wysokości i 2550 mm szerokości. Na rysunkach producenta (FAKO S.A.) przedstawiono jego przekrój podłużny (Rys. 23), widoki przedniej i tylnej części (Rys. 24) oraz fotografie kotła bez osprzętu (Rys. 25) i z osprzętem (Rys. 26).



Rys. 23. Przekrój podłużny kotła RPW 7700 FAKO Rumia.



Rys. 24. Widok przedniej i tylnej części kotła RPW 7700 FAKO Rumia.



Rys. 25. Zdjęcie poglądowe kotła parowego RPW bez osprzętu [46].



Rys. 26. Zdjęcie poglądowe kotła parowego RPW z osprzętem [46].

Głównymi elementami kotła są: płomienica, tylna komora nawrotna, płomieniówki, przednia komora nawrotna, płaszcz zewnętrzny oraz rama nośna. Dla prawidłowego działania kocioł musi być wyposażony w dodatkowe elementy osprzętu, w tym:

1. Palnik – dostosowany do wymagań, może być gazowy, olejowy lub gazowo-olejowy.
2. Ekonomizer – rekuperacyjny wymiennik ciepła na wylocie spalin, który podnosi sprawność kotła o 5-7% dzięki podgrzewaniu wody zasilającej.
3. Wodowskaz – umożliwia bezpośredni odczyt poziomu wody, z zaznaczonymi stanami minimalnym i maksymalnym.
4. Ograniczniki poziomu wody – mechaniczne i elektroniczne zabezpieczenia przed zbyt niskim poziomem wody, odcinające palnik w przypadku jego spadku poniżej wartości dopuszczalnej.
5. Zespół pomp obiegowych – z armaturą odcinającą, zaporową i filtrującą.
6. Automatyczny system odsalania i odmulania – utrzymuje jakość wody poprzez codzienne monitorowanie i automatyczne usuwanie 3-5% zasilania wody dla ograniczenia rozpuszczonych zanieczyszczeń.
7. Chłodniczka próbek wody kotłowej – umożliwia pobór próbek wody zgodnie z normą PN-EN 12953-10.
8. Automatyczny system uzupełniania wody – zapewnia bilans wodny, kompensując straty procesowe.
9. Przerwywacz podciśnienia – otwiera wlot powietrza, gdy podciśnienie w instalacji spalin przekroczy zadaną wartość.
10. Osprzęt bezpieczeństwa – zawory, regulatory i ograniczniki chroniące przed przekroczeniem dopuszczalnego ciśnienia oraz brakiem wody, co zapobiega przegrzaniu powierzchni ogrzewalnych.
11. Automatyka kotła – zarządza armaturą regulacyjną i pomiarową, zapewniając optymalną kontrolę pracy kotła.

### **2.2.2.2 Opis cyklu pracy kotła płomienicowo-płomieniówkowego**

Opis cyklu pracy kotła płomienicowo-płomieniówkowego typu RPW 7700 FAKO Rumia został opracowany na podstawie dostępnych danych od użytkowników takich instalacji energetycznych oraz literatury naukowej.

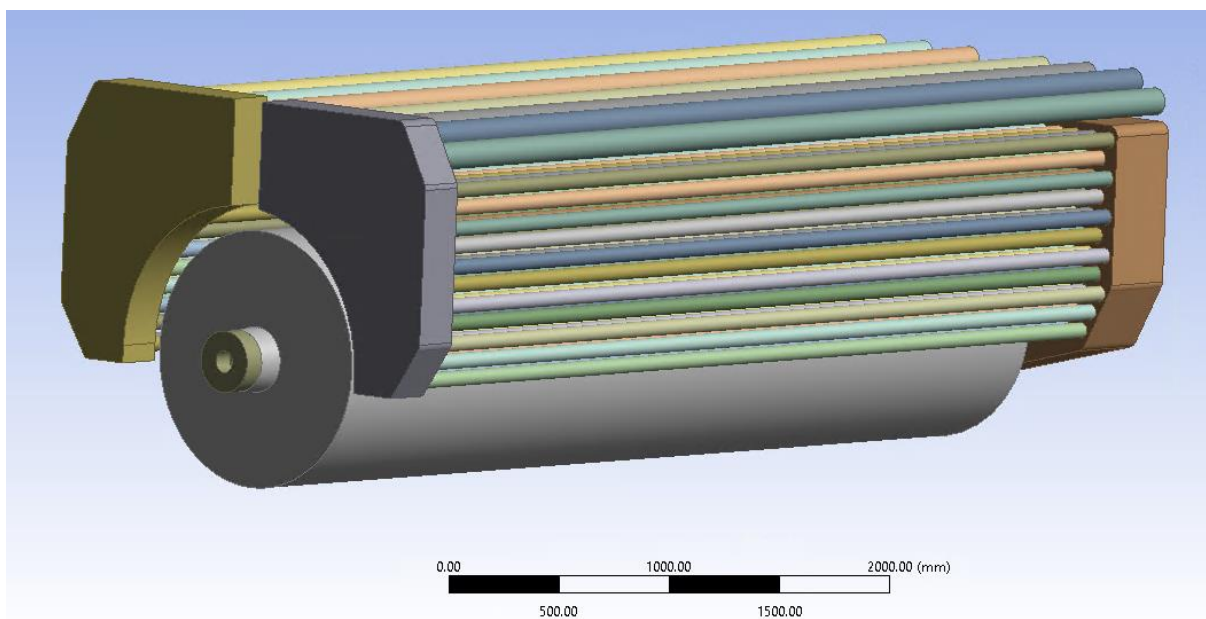
1. Zapotrzebowanie na moc cieplną
  - Nominalna moc kotła: 5.6 MW.
  - Zmiany zapotrzebowania na moc zależą od obciążenia cieplnego instalacji, sezonowości oraz zapotrzebowania odbiorców na ciepło lub parę technologiczną.

- Charakterystyka mocy uwzględnia zmienność w czasie, np. poranne i wieczorne szczyty zużycia energii cieplnej.
2. Dynamika zmian mocy w czasie
    - Rozruch: Stopniowe zwiększanie mocy od stanu zimnego (np. 0,5-1,0 MW w ciągu pierwszych 20-30 minut).
    - Stabilizacja pracy: Utrzymywanie mocy w przedziale od 4 MW do 5.6 MW w zależności od zapotrzebowania.
    - Wyłączenie: Zmniejszanie mocy do minimum w czasie ok. 10-15 minut, w celu schłodzenia wymienników i komory spalania.
  3. Parametry cieplne płomienia
    - Temperatura płomienia: W przedziale 1300-1800°C w zależności od mieszanki paliwa i powietrza.
    - Długość płomienia: Około 1.5-2.5 m, w zależności od konstrukcji palnika i warunków pracy.
    - Moc palnika: Regulowana automatycznie w zakresie od 30% do 100% mocy nominalnej, co wpływa na intensywność spalania.
  4. Wymagane wielkości emisji produktów spalania do atmosfery
    - Emisja tlenków azotu (NO<sub>x</sub>): Maksymalnie 200 mg/m<sup>3</sup> (przy 3% O<sub>2</sub> w gazach spalinowych) dla źródeł istniejących oraz 100 mg/m<sup>3</sup> (przy 3% O<sub>2</sub> w gazach spalinowych) dla źródeł nowych.

Symulacje przeprowadzono wyłącznie dla mocy nominalnej, ponieważ jest to stan pracy, który zapewnia optymalne warunki pod względem wydajności i efektywności cieplnej. Moc nominalna pozwala również na uwzględnienie maksymalnej emisji zanieczyszczeń, co jest kluczowe dla oceny efektu współspalania amoniaku.

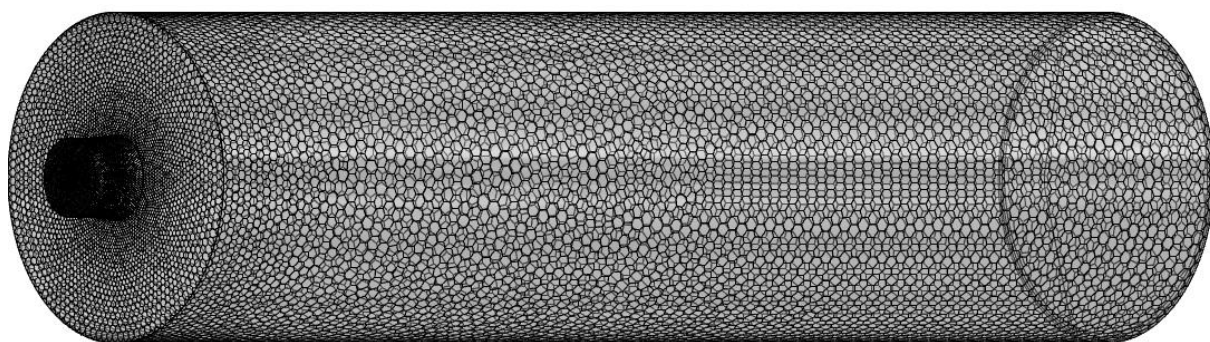
### **2.2.2.3 Model geometryczny kotła płomienicowo-płomieniówkowego**

W celu sprawdzenia technologii współspalania amoniaku w kotle płomienicowo-płomieniówkowym przygotowano geometrię obliczeniową (Rys. 27) dla wybranego kotła referencyjnego (RPW 7700 FAKO Rumia). Do określonego kotła płomienicowo-płomieniówkowego dobierany jest palnik odpowiedniej mocy stosownie do rodzaju paliwa, które ma być stosowane. Napotkano jednak trudności związane z brakiem szczegółowych wymiarów określonego palnika gazowego, co uniemożliwiło jego bezpośrednie zastosowanie. W związku z tym, przyjęto decyzję o użyciu przeskalowanego modelu palnika, który był wcześniej wykorzystany w innym projekcie. Przeskalowanie palnika pozwoliło na dostosowanie jego wymiarów i parametrów do wymaganej specyfikacji (5.6 MW mocy nominalnej), zapewniając jednocześnie zachowanie funkcjonalności i efektywności operacyjnej.



Rys. 27. Model geometryczny kotła RPW 7700 FAKO Rumia.

Wykonano model geometryczny całego kotła, jednak ze względu na znaczny czas obliczeń zdecydowano, że symulacje CFD obejmą wyłącznie płomienicę (komorę spalania). Siatkę numeryczną dla objętości płomienicy przedstawiono na Rys. 28. Sekcja płomieniówek będzie modelowana jako wymiennik ciepła, wykorzystując odpowiednie korelacje.



Rys. 28. Siatka numeryczna na uproszczonym modelu obliczeniowym kotła.

#### **2.2.2.4 Założenia modelu numerycznego**

Założono, że wybrany kocioł płomienicowo-płomieniówkowy pracuje w stanie ustalonym z określoną (nominalną) mocą. Symulacje numeryczne zostały przeprowadzone przy użyciu programu Ansys Fluent 2023 R1. Proces spalania gazu ziemnego i amoniaku został zamodelowany jako turbulentny nieściśliwy przepływ lepkiej cieczy składającej się z kilku reagentów tworzących reagującą mieszaninę gazów. Równania zachowania masy i pędu zostały rozwiązane za pomocą sprzężonego schematu numerycznego. Do obliczeń przepływu zastosowano model burzliwości k-omega SST. Mieszanina gazów składa się z  $\text{CH}_4$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{NH}_3$ ,  $\text{NO}$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{O}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$  i  $\text{N}_2$ .

Wymiana ciepła przez promieniowanie została uwzględniona z zastosowaniem modelu „Discrete Ordinates”, a emisyjność mieszaniny gazów została opisana za pomocą modelu gazu szarego („weighted-sum-of-gray-gases” - WSGGM).

Reakcje w fazie gazowej zostały obliczone z wykorzystaniem modelu spalania kinetyczno-burzliwego (Finite Rate / Eddy Dissipation FR/ED). Składa się on z modelu kinetycznego (laminar finite rate) oraz modelu mieszania (eddy dissipation). W pierwszym z nich szybkość reakcji wyznaczana jest na podstawie prawa Arrheniusa, a w drugim zakłada się, że reakcja kontrolowana jest przez szybkość mieszania (jeśli reagenty zostaną wymieszane w skali mikro-mieszania, to natychmiast zajdzie wtedy reakcja). Zastosowanie modelu FR-ED powoduje, że o szybkości reakcji (spalania) decyduje wolniejszy proces: reakcja kinetyczna lub mieszanie.

Uwzględniono następujące reakcje zachodzące w fazie gazowej:

- 1) Spalanie metanu:  
$$\text{CH}_4 + 1.5 \text{O}_2 \rightarrow \text{CO} + 2 \text{H}_2\text{O}$$
- 2) Dopalenie tlenku węgla:  
$$\text{CO} + \frac{1}{2} \text{O}_2 \rightarrow \text{CO}_2$$
- 3) Rozkład amoniaku:  
$$\text{NH}_3 \rightarrow \frac{1}{2} \text{N}_2 + 1.5 \text{H}_2$$
- 4) Utlenianie amoniaku:  
$$\text{NH}_3 + \text{O}_2 \rightarrow \text{NO} + \text{H}_2\text{O} + \frac{1}{2} \text{H}_2$$
- 5) Redukcja NO za pomocą amoniaku:  
$$\text{NH}_3 + \text{NO} \rightarrow \text{N}_2 + \text{H}_2\text{O} + \frac{1}{2} \text{H}_2$$
- 6) Spalanie powstałego wodoru:  
$$\text{H}_2 + \frac{1}{2} \text{O}_2 \rightarrow \text{H}_2\text{O}$$

Parametry kinetyczne tych reakcji zostały zaczerpnięte z literatury [47], [48], [49]. W obliczeniach uwzględniono mechanizm termiczny powstawania tlenków azotu. W wyniku działania tego mechanizmu powstają  $\text{NO}_x$  w reakcji azotu z tlenem z powietrza w wysokich temperaturach (powyżej 1800°C).

### **2.2.2.5 Opis wariantów symulacji**

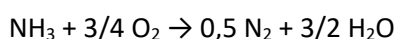
Symulacje numeryczne kotła płomienicowo-płomieniówkowego wykonano dla stałej mocy cieplnej palnika równej 5.6 MW. Założono stałą temperaturę powietrza i paliwa do kotła równą 300 K. Paliwem podstawowym był metan ( $\text{CH}_4$ ). W wariantach współspalania założono wtrysk amoniaku ( $\text{NH}_3$ ) w ilości 10% (wariant W1), 20% (wariant W2) oraz 30% (wariant W3) mocy cieplnej kotła i porównano z wariantem referencyjnym 0%  $\text{NH}_3$  (wariant W0). W Tab. 13 zestawiono podstawowe warunki brzegowe zadane dla czterech analizowanych wariantów.

Tab. 13. Bilans paliwa i powietrza przy różnych udziałach NH<sub>3</sub>.

Wariant	W0	W1	W2	W3
moc cieplna palnika, MW	5.6	5.6	5.6	5.6
% NH <sub>3</sub> energetycznie	0	10	20	30
strumień masowy CH <sub>4</sub> , kg/s	,112	,101	,09	,078
strumień masowy NH <sub>3</sub> , kg/s	0	,0301	,0602	,0903
stosunek nadmiaru powietrza na wylocie	1.15	1.15	1.15	1.15
strumień masowy powietrza, kg/s	2.2344	2.2231	2.2118	2.2005
prędkość przepływu paliwa, m/s	97.7	112.7	127.6	142.6
prędkość przepływu powietrza, m/s	35.3	35.2	35	34.8

### 2.2.2.6 Analiza wpływu wybranych parametrów pracy kotła na pracę płomieniówek

W Tab. 14 przedstawiono wyniki obliczeń kotła płomienicowo-płomieniówkowego. Podczas współspalania amoniaku z gazem ziemnym następuje zmiana składu chemicznego spalin, co prowadzi do zmniejszenia ilości generowanego dwutlenku węgla oraz zwiększenia zawartości pary wodnej (Tab. 14). Obserwuje się także nieznaczny wzrost temperatury spalin na wylocie z płomienicy, wynoszący od 2 do 3%. Z kolei strumień masowy spalin przy współspalaniu 30%<sub>en</sub> amoniaku rośnie o 26%, co wynika ze stechiometrii spalania amoniaku, co prowadzi do powstawania azotu i pary wodnej zgodnie z reakcją:



Z reakcji tej wynika, że z 1,75 mola stechiometrycznej mieszaniny amoniaku i tlenu powstają 2 mole produktów (azotu i pary wodnej), co skutkuje wzrostem objętości spalin.

Podczas symulacji numerycznych obliczano proces spalania w płomienicy. Na Rys. 29 - Rys. 31 przedstawiono uzyskane z symulacji profile temperatur spalin, CO<sub>2</sub> i H<sub>2</sub>O. Zachodzący tutaj proces spalania generuje ciepło, które jest wymieniany z wodą znajdującą się w płaszczu. Spaliny powstałe w płomienicy przechodzą kolejno przez pierwszy i drugi ciąg płomieniówek, gdzie odbywa się dalszy etap wymiany ciepła. Przeanalizowano wpływ zmiany temperatury, strumienia masowego i składu spalin na proces wymiany ciepła w tych dalszych etapach.

Zwiększenie strumienia masowego spalin powoduje wzrost ich prędkości w płomieniówkach, co przekłada się na wzrost konwekcyjnego współczynnika wymiany ciepła. Zgodnie z korelacją dla liczby Nusselta (Nu), oszacowano, że współczynnik wymiany ciepła przy współspalaniu amoniaku w ilości do 30%<sub>th</sub> wzrośnie o 20-21%. Zwiększenie prędkości spalin w płomieniówkach wpływa jednak również na skrócenie czasu przebywania spalin w wymienniku, co z kolei zmniejsza strumień ciepła wymienionego między spalinami a wodą w płaszczu.

Kluczowym czynnikiem wpływającym na wymianę ciepła jest różnica temperatur między spalinami a wodą. W przypadku współspalania amoniaku, wzrost temperatury spalin jest jednak stosunkowo niewielki, co sprawia, że jego wpływ na całkowity proces wymiany ciepła można uznać za pomijalny.

Pełna analiza procesu wymiany ciepła wykazuje, że współspalanie amoniaku w ilości do 30%<sub>th</sub> powoduje wzrost temperatury spalin na wylocie kotła płomienicowo-płomieniówkowego o 9-11% w stosunku do wariantu referencyjnego (kocioł zasilany tylko gazem zmiennym).

Aby zapobiec niekorzystnemu wzrostowi temperatury spalin na wylocie (co powodowałoby dodatkowe straty ciepłne i obniżenie efektywności działania kotła), należałoby zwiększyć powierzchnię wymiany

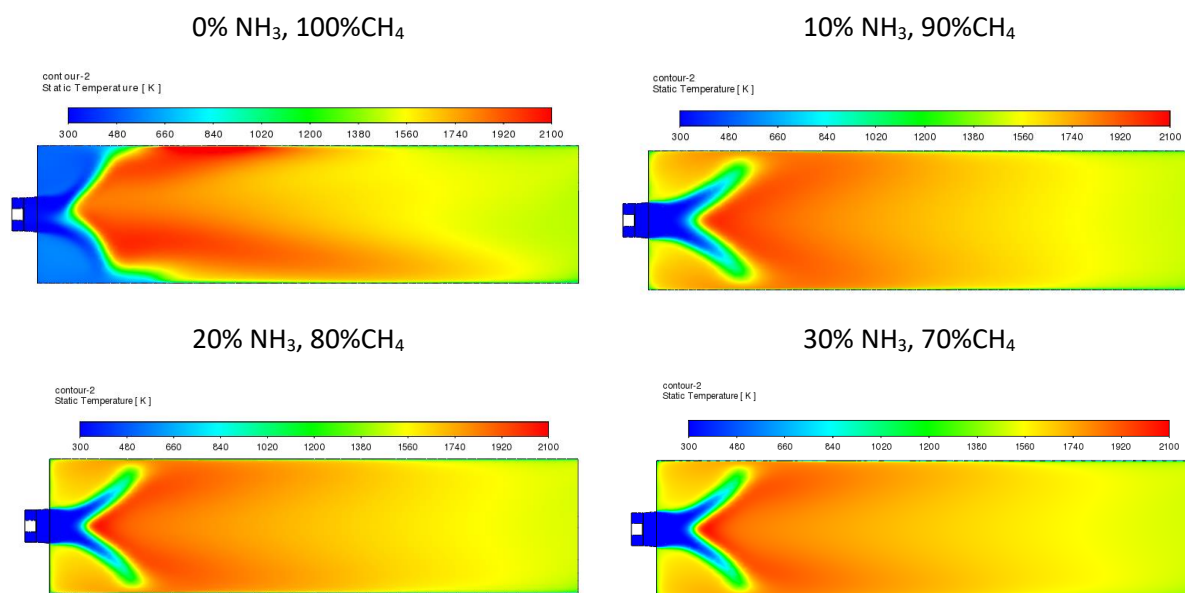
ciepła w pierwszym i drugim ciągu płomieniówek o około 25%. Tego typu modernizacja wymagałaby jednak znacznych nakładów finansowych. W przypadkach, gdy spaliny opuszczające kocioł są wykorzystywane w dalszych etapach technologicznych do ogrzewania innych czynników, wyższa temperatura spalin może być korzystna i przyczynić się do wzrostu efektywności energetycznej całego ciągu technologicznego.

Tab. 14. Wyniki symulacji kotła płomienicowo-płomieniówkowego przy różnych udziałach  $NH_3$ .

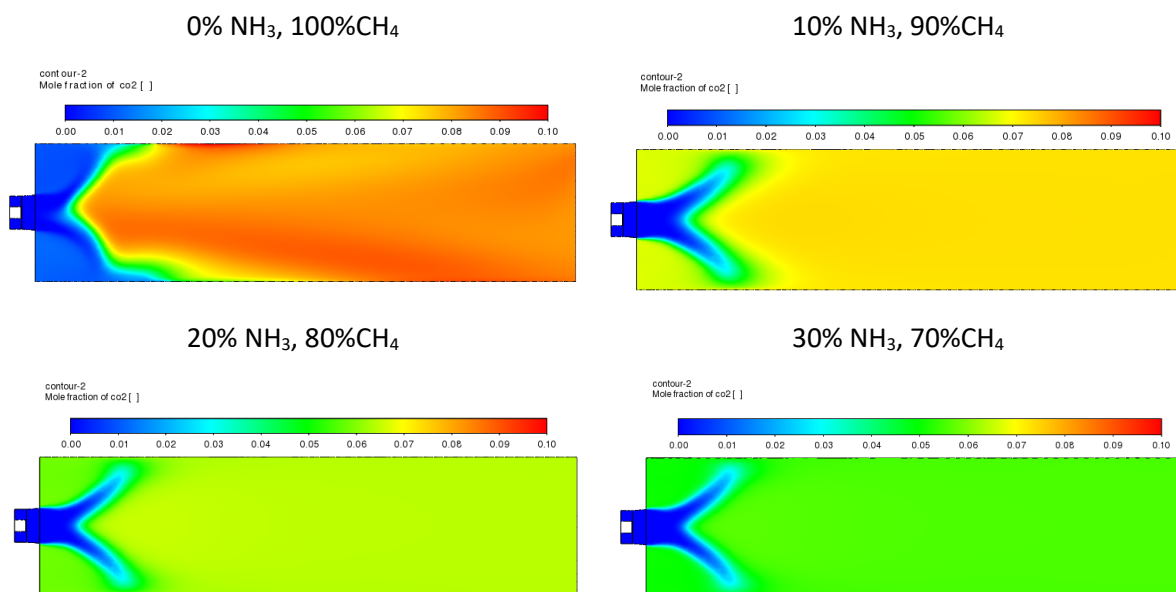
	W0	W1	W2	W3
O <sub>2</sub> , %	2.822	2.61	2.495	2.382
CO <sub>2</sub> , %	8.042	7.332	6.444	5.573
H <sub>2</sub> O %	16.965	17.904	19.150	2,347
NO, mg/m <sub>n</sub> <sup>3</sup> . ss, 15%O <sub>2</sub>	343	960	1894	2829
temperatura, K	1437	1448	1477	1469
strumień spalin, kg/s	,943	1.177	1.181	1.185

### **2.2.2.7 Analiza wpływu wybranych parametrów pracy kotła na pracę płomienicy**

Wtrysk amoniaku powoduje wzrost stężenia NO na wylocie z kotła. Już przy wtrysku 10% amoniaku emisja NO wynosi 960 mg/m<sub>n</sub><sup>3</sup> i jest niemal trzykrotnie wyższa niż w przypadku wariantu W0 bez amoniaku (Tab. 14). Przy udziale 20% i 30%  $NH_3$  w paliwie emisje NO osiągają wartości odpowiednio 1900 mg/m<sub>n</sub><sup>3</sup> i 2800 mg/m<sub>n</sub><sup>3</sup>. Wysokie wartości emisji tlenków azotu wynikają z dużej zawartości tlenu w strefie współspalania amoniaku z gazem ziemnym. Wysoka temperatura w tej strefie dodatkowo sprzyja niekorzystnemu procesowi formowania się NO<sub>x</sub>.



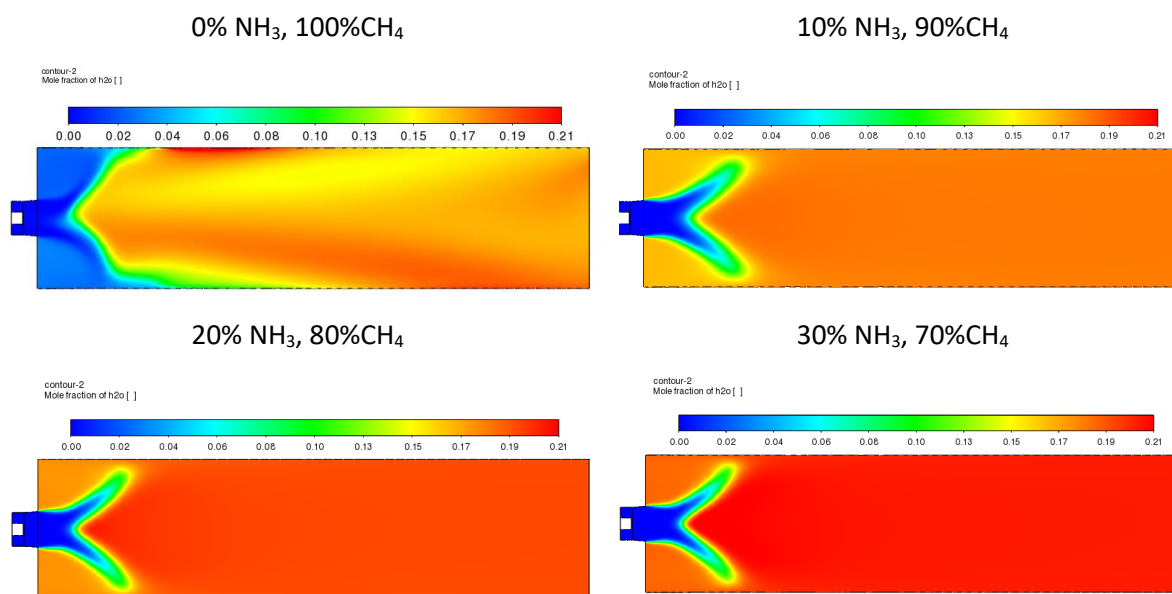
Rys. 29. Profile temperatur w przekroju płomienicy przy różnych udziałach NH<sub>3</sub>.



Rys. 30. Profile CO<sub>2</sub> w przekroju płomienicy przy różnych udziałach NH<sub>3</sub>.

Otrzymane wyniki wskazują, że zastosowanie palnika zaprojektowanego do spalania gazu ziemnego w procesie współspalania amoniaku może być nieoptymalne. Efektywne współspalanie amoniaku wymaga zaprojektowania dedykowanego palnika, który pozwoli na spalanie amoniaku w warunkach podstechiometrycznych, co ograniczy emisję tlenków azotu.

Należy podkreślić, że przy odpowiednich warunkach i optymalnym projektowaniu palnika dopuszczenie co najmniej 10% udziału amoniaku w paliwie jest technicznie wykonalne.



Rys. 31. Profile H<sub>2</sub>O w przekroju płomienicy przy różnych udziałach NH<sub>3</sub>.

### 2.2.2.8 Wnioski i rekomendacje

Wyniki symulacji numerycznych współspalania amoniaku w kotła płomienicowo-płomieniówkowego typu RPW 7700 pozwoliły na sformułowanie następujących wniosków:

1. Współspalanie amoniaku z gazem ziemnym skutkuje istotnym zmniejszeniem emisji CO<sub>2</sub>, co jest zgodne z wymaganiami transformacji energetycznej i stanowi krok w kierunku ograniczenia emisji gazów cieplarnianych.
2. Wprowadzenie amoniaku na poziomie 30% energetycznie powoduje wzrost strumienia masowego spalin o 26%, co skutkuje zwiększoną prędkością przepływu i podwyższonym współczynnikiem wymiany ciepła, ale jednocześnie czas przebywania spalin w płomieniówkach jest krótszy. Powoduje to 9-11% wzrostu temperatury spalin na wylocie z kotła, co może negatywnie wpływać na efektywność cieplną kotła oraz zwiększać straty ciepła, jeśli energia spalin nie będzie wykorzystana w innych procesach technologicznych.
3. Współspalanie amoniaku znacząco podwyższa emisję tlenków azotu, co jest wynikiem wysokiej temperatury i obecności tlenu w strefie spalania. Emisje NO<sub>x</sub> przy 30% amoniaku są niemal dziewięciokrotnie wyższe niż w przypadku spalania samego gazu ziemnego.
4. Badania wykazały, że możliwe jest współspalanie do 10%<sup>th</sup> amoniaku w przebadanej konstrukcji palnika.

Na tej podstawie możliwe jest sformułowanie następujących rekomendacji:

1. Jeśli nie jest planowane dalsze wykorzystanie energii zawartej w spalinach po opuszczeniu kotła, to zalecane jest zwiększenie powierzchni wymiany ciepła w płomienicach o około 25%. Ma to na celu redukcję nadmiernych temperatur spalin na wylocie z kotła, co pozwoliłoby na poprawę efektywności cieplnej.

2. W przypadkach, gdy wyższa temperatura spalin może być korzystnie wykorzystana w dalszych etapach technologicznych, należy rozważyć dostosowanie instalacji w taki sposób, aby maksymalizować efektywność energetyczną całego ciągu technologicznego.

### **2.2.3 Modelowanie CFD procesu współspalania amoniaku w komorze turbiny gazowej**

#### **2.2.3.1 Opis cyklu pracy przykładowej turbiny gazowej**

Opis cyklu pracy przykładowej turbiny gazowej o mocy 400 MW został opracowany na podstawie dostępnych danych od użytkowników takich instalacji energetycznych oraz literatury naukowej.

##### 1. Zapotrzebowanie na moc i dynamika zmian w czasie

Cykl pracy turbiny gazowej obejmuje zmienność zapotrzebowania na moc, która zależy od profilu obciążenia sieci energetycznej. Typowe fazy cyklu to:

- Start zimny (rozruch): Turbina rozpoczyna pracę od niskiej mocy początkowej, zwiększając ją zgodnie z ustalonym tempem przy jednoczesnym monitorowaniu temperatury i prędkości obrotowej. Czas osiągnięcia pełnej mocy wynosi zwykle od 30 do 60 minut.
- Praca na pełnym obciążeniu: Moc maksymalna, tj. 400 MW, utrzymywana w celu zaspokojenia szczytowego zapotrzebowania. Może trwać od kilku godzin do całej doby.
- Obniżenie obciążenia: Redukcja mocy w odpowiedzi na zmniejszenie zapotrzebowania. Dynamika obniżania mocy jest ściśle regulowana, aby uniknąć nadmiernego zużycia mechanicznego.
- Postój: Wyłączenie turbiny po zakończeniu cyklu, wraz ze schładzaniem kluczowych komponentów.

##### 2. Parametry cieplne płomienia

Parametry cieplne płomienia są kluczowe dla wydajności turbiny i obejmują:

- Temperaturę płomienia w komorze spalania: Osiąga około 1300–1500°C, zależnie od warunków pracy i konfiguracji turbiny.
- Ciśnienie w komorze spalania: Wartość typowa wynosi od 15 do 25 barów.
- Przepływ masowy powietrza i paliwa: Powietrze dostarczane w ilości, aby zapewnić nadmiar powietrza od 2 do 3.

##### 3. Emisja produktów spalania

Poziomy emisji muszą spełniać standardy środowiskowe zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Klimatu z dnia 24 września 2020 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (Dz.U. 2020 poz. 1860), a typowe wartości zostały przedstawione w Tab. 15.

Tab. 15. Standardy emisyjne w mg/m<sup>3</sup>, przy zawartości 15% tlenu w gazach odlotowych.

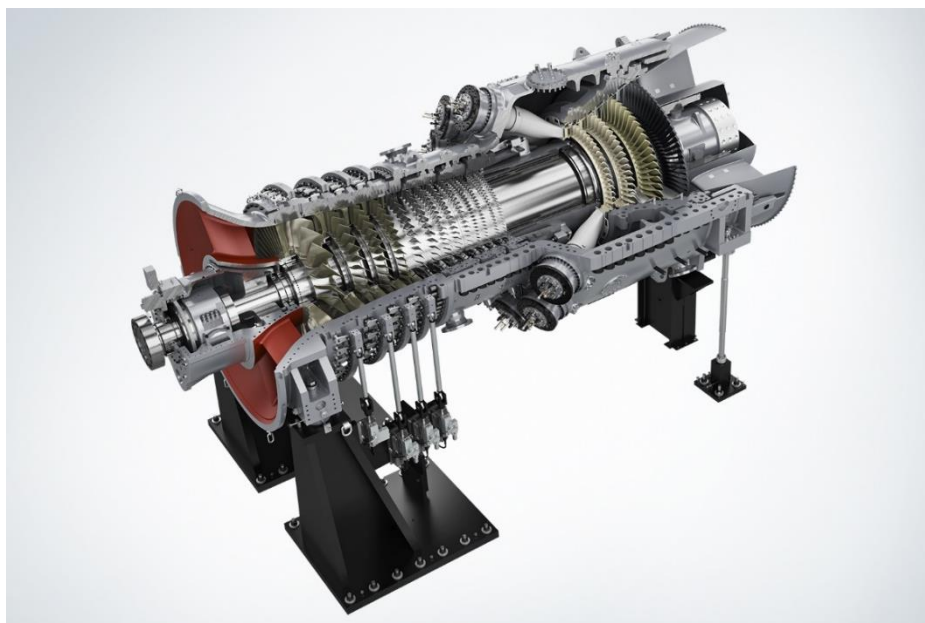
Nominalna moc cieplna, MW	Turbiny gazowe przy spalaniu gazu ziemnego	Turbiny gazowe przy spalaniu pozostałych paliw gazowych
<b>Tlenki azotu</b>		
< 50	50	75
≥50	50	50
<b>Tlenki siarki</b>		
< 50	12	12
≥50	12	12

30 listopada 2021 r. została wydana Decyzja Wykonawcza Komisji UE ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE. Ustanawia ona limit emisji tlenków azotu dla nowo instalowanych turbin gazowych na poziomie 30-40 mg/m<sup>3</sup>. Na tej podstawie można przyjąć, że również w prawodawstwie krajowym w przyszłości zostanie przyjęty taki limit poziomu emisji NO<sub>x</sub>, co w praktyce będzie oznaczało konieczność stosowania katalitycznej redukcji tlenków azotu (SCR) w turbinach gazowych.

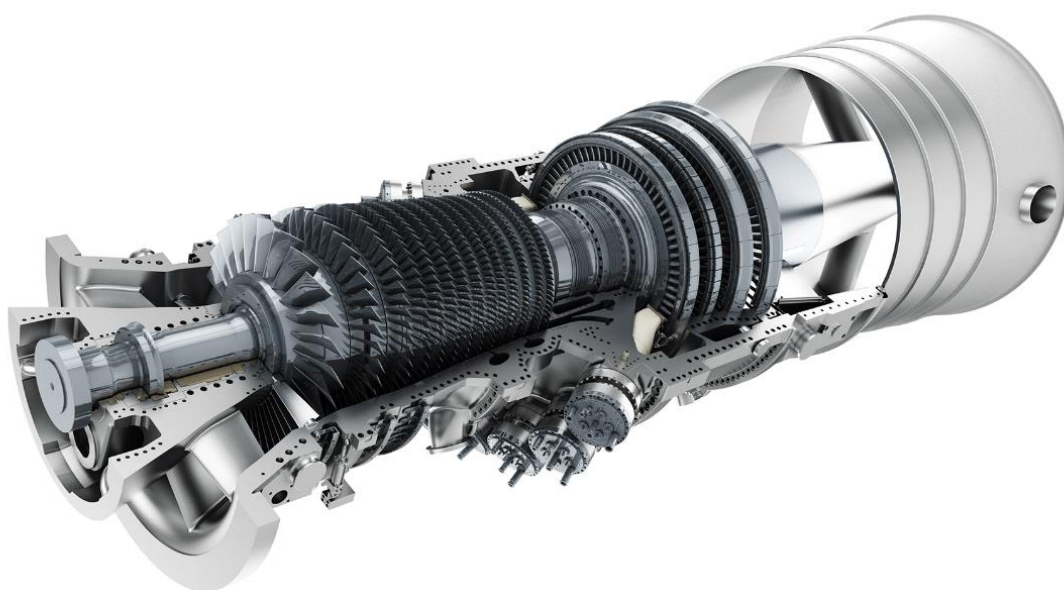
### 2.2.3.2 Opis wybranej turbiny gazowej

Do obliczeń numerycznych wybrano geometrię komory spalania turbosespołu gazowego klasy 400 MW. Jest to jedna z najbardziej popularnych klas turbin gazowych wykorzystywanych w elektrowniach na świecie, w eksploatacji są również jednostki krajowe. Zamodelowany, przykładowy turbosespół składa się z 16 komór spalania o mocy termicznej (tzw. mocy dostarczanej w paliwie) 56 MW każda. Komory ulokowane są na obwodzie obudowy turbosespołu. Paliwo do turbiny gazowej dodatkowo sprężane jest w stacji sprężania gazu, zazwyczaj zlokalizowanej na terenie lub przy terenie elektrowni. Na Rys. 32 i Rys. 33 poniżej przedstawiono przykładowe modele turbosespołów klasy 400 MW.

Symulacje wykonano tylko dla nominalnej mocy turbiny gazowej, ponieważ jest to stan pracy, w którym turbina osiąga maksymalną wydajność energetyczną i sprawność cieplną. Symulacje w tym punkcie umożliwiają optymalizację kluczowych parametrów, takich jak zużycie paliwa, przepływ powietrza i minimalizacja emisji, co jest najważniejsze z perspektywy eksploatacji. Turbiny gazowe są projektowane głównie z myślą o pracy w warunkach nominalnych. Przy tej mocy cały układ działa w najbardziej stabilnych warunkach. Emisje zanieczyszczeń (CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>) oraz inne parametry środowiskowe są maksymalne przy pełnym obciążeniu. Z tego względu symulacje dla nominalnej mocy pozwalają uzyskać dane kluczowe do spełnienia norm środowiskowych i regulacji prawnych.



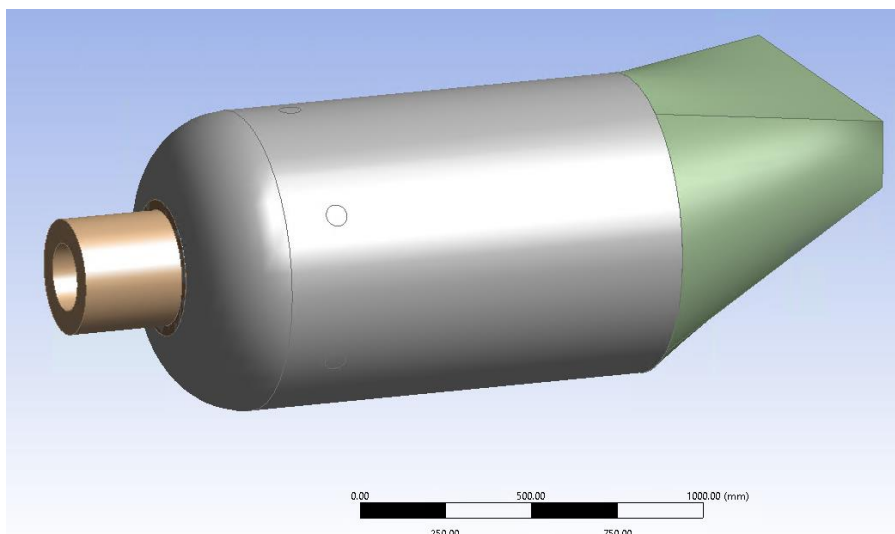
Rys. 32. Przekrój turboszespołu gazowego Siemens SGT5-8000H. Źródło: Materiały reklamowe firmy Siemens [50].



Rys. 33. Przekrój turboszespołu gazowego GE 9HA. Źródło: Materiały reklamowe firmy GE [51]

### **2.2.3.3 Model geometryczny komory spalania turbiny gazowej**

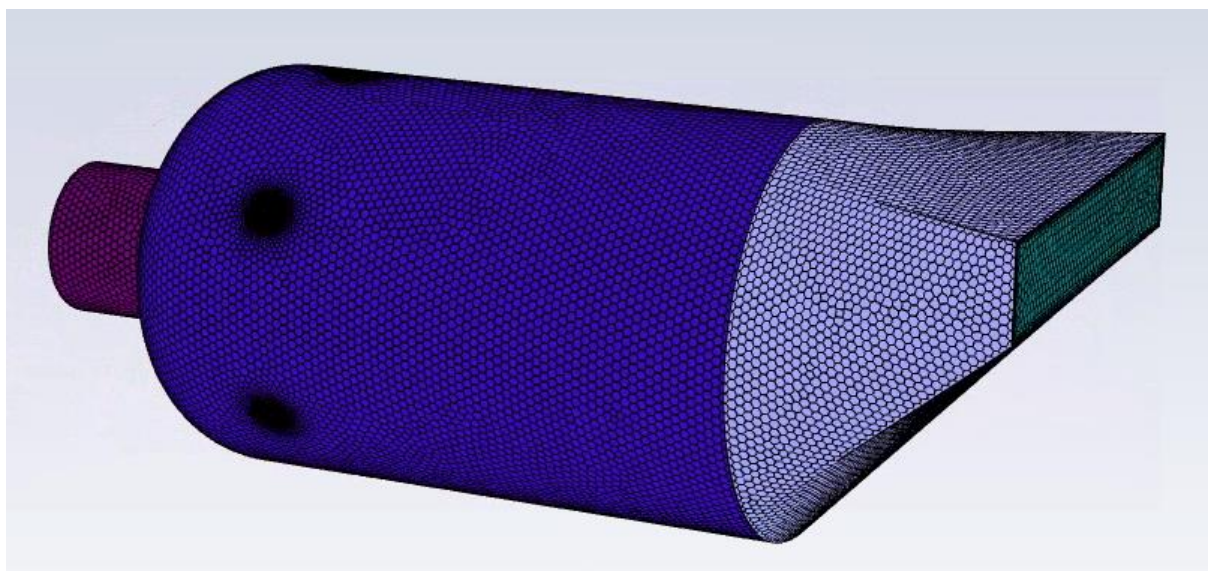
Komora turbiny gazowej jest zaprojektowana tak, aby spalać paliwo wydajnie, zapewnić niskie emisje i utrzymywać odpowiednie temperatury oraz prędkości spalin na wylocie. Podstawowa geometria komory spalania turbiny gazowej jest pokazana na Rys. 34. Średnica komory spalania wynosi 880 mm, a całkowita długość 2060 mm. Powietrze pierwotne jest kierowane przez łopatki, aby nadać kąt zawirowania wynoszący 30°. Średnice wlotu dla powietrza pierwotnego wynoszą 340 i 200 mm (średnia zewnętrzna i wewnętrzna). Paliwo jest wtryskiwane przez 6 otworów o średnicy 16.8 mm.



Rys. 34. Geometria komory spalania turbiny gazowej.

Powietrze wtórne (powietrze rozcieńczające) jest wtryskiwane w odległości 600 mm od wtrysku paliwa przez 6 bocznych wlotów powietrza, każdy o średnicy o średnicy 64 mm.

Objętość komory spalania turbiny została podzielona na siatkę obliczeniową, która umożliwia wykonanie symulacji numerycznych, Rys. 35. Siatka zawiera 1.4 mln elementów polihedralnych i została odpowiednio zagęszczona w miejscach, gdzie jest spodziewana duża intensywność procesów spalania.



Rys. 35. Siatka polihedralna na powierzchni komory spalania turbiny gazowej.

### 2.2.3.4 Założenia modelu numerycznego

Gazowa turbina pracuje w stanie ustalonym z nominalną mocą, a symulacje numeryczne przeprowadzono w Ansys Fluent 2023 R1. Proces spalania mieszaniny gazu ziemnego i amoniaku został zamodelowany z takimi samymi parametrami jakie zastosowano podczas modelowania kotła płomienicowo-płomieniówkowego, które można znaleźć w Rozdz. 2.2.2.4.

### 2.2.3.5 Warunki brzegowe

Warunki brzegowe odgrywają kluczową rolę w modelowaniu CFD procesu spalania w komorze, ponieważ bezpośrednio wpływają na dokładność i realizm symulacji. Wszystkie symulacje wykonano dla mocy cieplnej w paliwie 56 MW. Ciśnienie w komorze wynosi 15 bar. Temperatura paliwa to 310 K, a powietrza 760 K. Na wszystkich ścianach komory panują warunki adiabatyczne. Pozostałe warunki brzegowe dla wszystkich obliczonych wariantów zestawiono w Tab. 16.

Tab. 16. Zestawienie głównych parametrów dla obliczonych wariantów współspalania gazu ziemnego i  $NH_3$  w komorze turbiny gazowej.

Numer wariantu	Jedn .	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Udział $NH_3$ (energetycznie)	%	0%	10%	20%	30%	40%	10%	10%	10%	10%
Strumień $CH_4$	kg/s	1.12	1.008	,896	,784	,672	1.008	1.008	1.008	1.008
Strumień $NH_3$	kg/s	,000	,301	,602	,903	1.204	,301	,301	,301	,301
$\lambda$	-	3	3	3	3	3	3	3	2.5	3
Całkowity strumień powietrza	kg/s	58.29	57.99	57.70	57.40	57.11	57.99	57.99	48.33	57.99
Podział pow. - pierwotne	%	89%	89%	89%	89%	89%	80%	70%	89%	30%
Strumień pow. pierwotnego	kg/s	51.94	51.67	51.41	51.15	5,88	46.40	4,60	43.06	17.40
Strumień pow. wtórnego	kg/s	6.35	6.32	6.29	6.26	6.22	11.60	17.40	5.27	4,60

Przeprowadzono 9 wariantów symulacji. Wariant 0 jest wariantem referencyjnym, w którym spalany jest gaz ziemny (złożony w 100% z  $CH_4$ ) z nadmiarem powietrza  $\lambda=3$  i przy 89% powietrza podawanego jako powietrze pierwotne do palnika turbiny. Następnie policzono 4 warianty dla współspalania amoniaku w ilości od 10% do 40% energetycznie (warianty 1-4). Dla wariantu z współspalaniem 10%  $NH_3$  przetestowano także inny rozdział powietrza na pierwotne i wtórne (warianty 5,6,8) oraz zmniejszenie nadmiaru powietrza do  $\lambda=2.5$ .

### 2.2.3.6 Analiza wyników współpalania amoniaku w komorze turbiny

Zwiększenie udziału energetycznego amoniaku w spalanej paliwie powoduje zwiększenie prędkości wlotowej paliwa do komory spalania, Tab. 17. Jest to spowodowane niższym ciepłem spalania amoniaku. Ciepło spalania amoniaku stanowi 37% ciepła spalania metanu w przeliczeniu na kg paliwa ( $LHV_{NH_3} = 18.6 \text{ MJ/kg}$ ,  $LHV_{CH_4} = 50 \text{ MJ/kg}$ ) i w przeliczeniu na kg paliwa do spalania amoniaku potrzeba mniej powietrza ( $17.35 \text{ kg}_{air}/\text{kg}_{CH_4}$  vs  $6.13 \text{ kg}_{air}/\text{kg}_{NH_3}$ ). Jednak przeliczając zapotrzebowanie na powietrze na MJ spalonego paliwa wartości są bardzo zbliżone. Powoduje to niewielkie zmiany prędkości powietrza na wlocie przy zmianie paliwa. W kolejnych wariantach był zmieniany rozdział powietrza na pierwotne i wtórne, co powoduje większe zmiany w prędkościach powietrza na wlocie, Tab. 18.

Tab. 17. Prędkości na wlocie gazów do komory turbiny gazowej (warianty 0-4).

Numer wariantu	Jedn.	0	1	2	3	4
paliwo	m/s	102	118	133	149	164
powietrze pierwotne	m/s	147	146	145	145	144
powietrze wtórne	m/s	48	48	47	47	47

Tab. 18. Prędkości na wlocie gazów do komory turbiny gazowej (warianty 1,5-8).

Numer wariantu	Jedn.	1	5	6	7	8
paliwo	m/s	118	118	118	118	121
powietrze pierwotne	m/s	146	131	115	122	148
powietrze wtórne	m/s	48	87	130	40	61

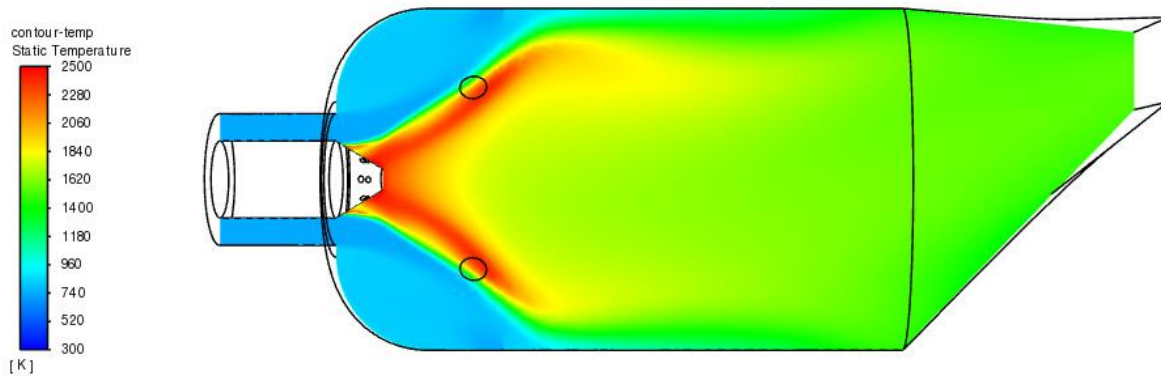
Tab. 19. Parametry na wylocie z komory turbiny gazowej (warianty 0-4).

Numer wariantu	Jedn.	0	1	2	3	4
Temp. na wylocie	K	1498	1490	1485	1481	1476
Prędkość na wylocie	m/s	97.9	97.1	97.0	96.9	96.8
uł. mol. O <sub>2</sub>	%	13.2%	13.1%	13.0%	12.9%	12.8%
uł. mol. CO <sub>2</sub>	%	3.3%	3.0%	2.6%	2.3%	2.0%
uł. mol. CO	ppm	,044	,030	,026	,022	,017
uł. mol. H <sub>2</sub> O	%	8.2%	8.8%	9.3%	9.9%	1,5%
uł. mol. NO, w tym:	ppm	369	783	1 317	1 825	2 340
uł. mol. NO z NH <sub>3</sub>	ppm	0	672	1 225	1 751	2 287
uł. mol. NO z mech. termicznego	ppm	369	111	93	74	53
CO	mg/m <sup>3</sup> @15%O <sub>2</sub>	,046	,032	,027	,022	,018
NO	mg/m <sup>3</sup> @15%O <sub>2</sub>	638	1 344	2 239	3 074	3 908

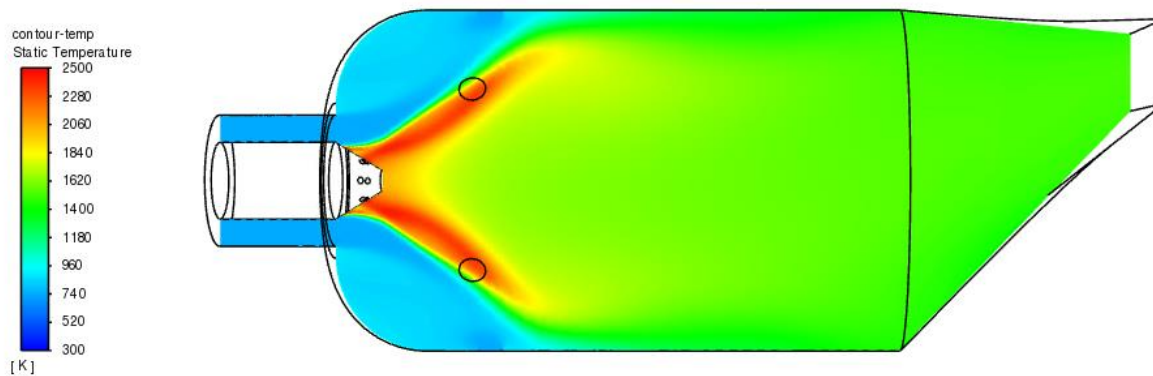
Parametry na wylocie z turbiny przy zwiększającym się udziale NH<sub>3</sub> zostały przedstawione w Tab. 19. Temperatura spalin i ich prędkość nieznacznie spadają (odpowiednio o 1.5% i 1.1%) podczas współpalania 40%<sub>en</sub> amoniaku. Zmniejsza się stężenie tlenu (Rys. 37) na wylocie o 3.6% przy 40%<sub>en</sub> NH<sub>3</sub>. Jest to spowodowane dość intensywnym utlenianiem amoniaku do tlenków azotu.

Proporcjonalnie do udziału amoniaku w paliwie zmniejsza się emisja CO<sub>2</sub> na wylocie (40% mniej przy 40%<sub>th</sub> NH<sub>3</sub>). Stężenia tlenku węgla pozostają bardzo małe, ale także są zmniejszone podczas współspalania o 60%. Przyczyną tego jest nie tylko mniejsza zawartość atomów węgla w paliwie (mniej CH<sub>4</sub>), ale także większe stężenie pary wodnej, co powoduje skuteczniejsze dopalanie CO do CO<sub>2</sub>. Stężenie pary wodnej na wylocie jest zwiększone o 27% podczas współspalania 40%<sub>th</sub> NH<sub>3</sub>. Podczas spalania 1 mola CH<sub>4</sub> powstają 2 mole H<sub>2</sub>O, a 1 mol NH<sub>3</sub> generuje tylko 1.5 mola H<sub>2</sub>O, ale ze względu na większy strumień masowy amoniaku powstaje więcej pary wodnej.

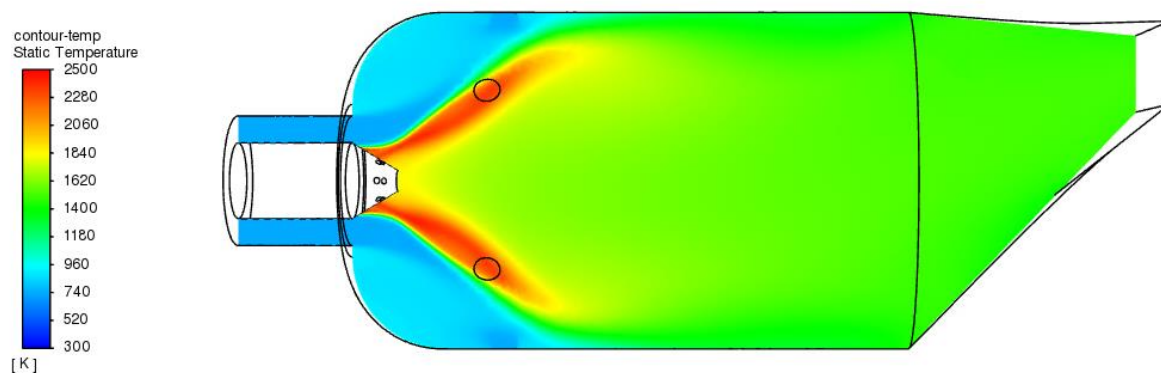
Niekorzystnym efektem współspalania amoniaku jest 5-krotny wzrost emisji tlenków azotu przy 40%<sub>th</sub> NH<sub>3</sub>. Można zaobserwować wpływ 2 efektów. Zwiększanie udziału amoniaku zwiększa proporcjonalnie ilość powstałego NO. Utlenianie amoniaku do NO zachodzi w obszarze płomienia 2 razy szybciej niż reakcja redukcji do N<sub>2</sub>. Z drugiej strony zmniejszanie udziału CH<sub>4</sub> w paliwie powoduje obniżenie temperatury (Rys. 36) przy palniku, co wpływa na obniżenie o 85% tlenków azotu powstałych podczas mechanizmu termicznego (Zeldowicza).



a) *Wariant 0 (spalanie CH<sub>4</sub>)*



b) *Wariant 2 (20% NH<sub>3</sub>)*

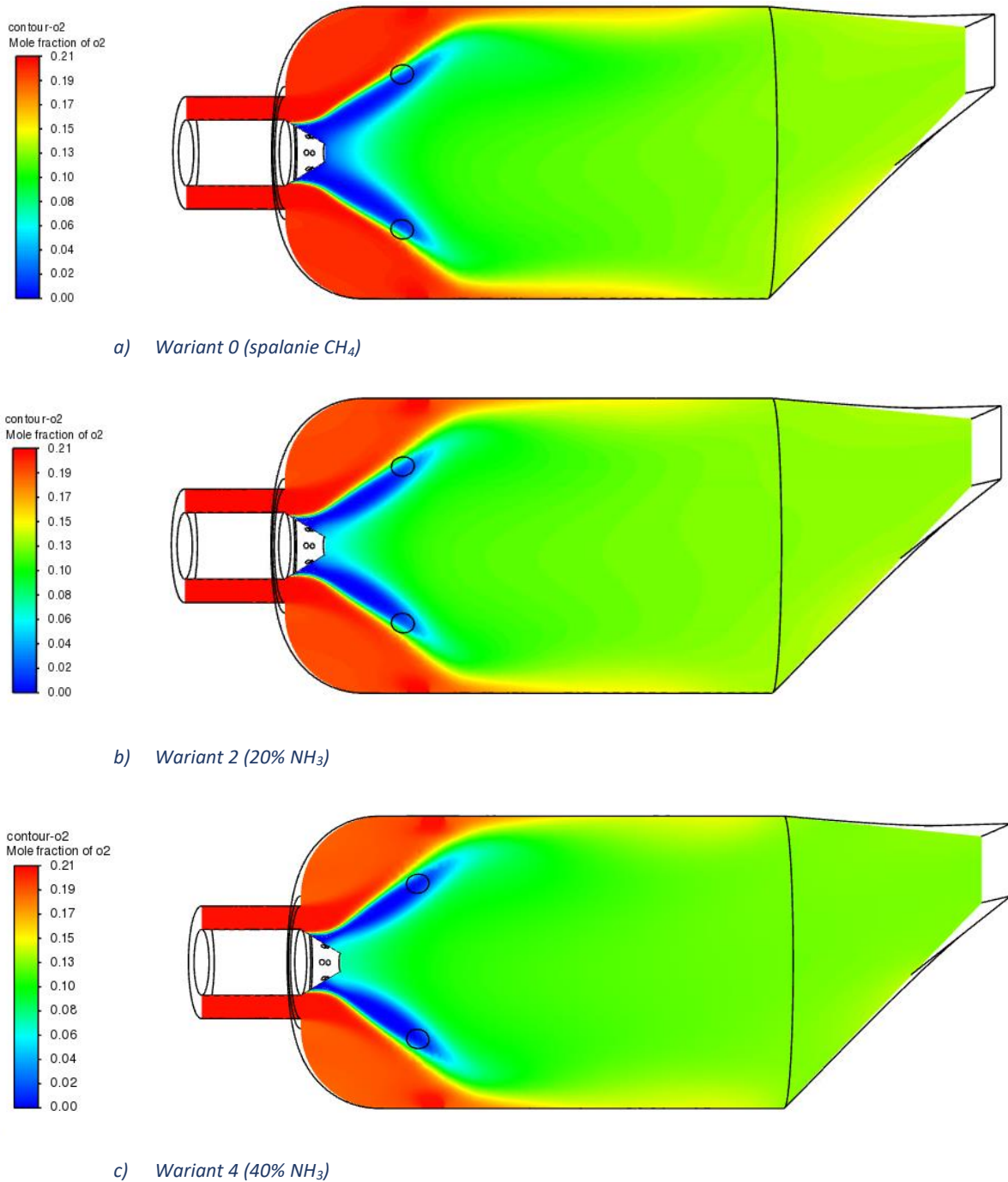


c) *Wariant 4 (40% NH<sub>3</sub>)*

Rys. 36. Profil temperatury w przekroju poprzecznym komory spalania turbiny (dla wariantów 0,2,4).

Aby sprawdzić możliwości obniżenia emisji tlenków azotu, przetestowano różny rozdział powietrza zasilającego komorę spalania turbiny. Testy te przeprowadzono dla współspalania przy 10%<sub>th</sub> NH<sub>3</sub>. W porównaniu z wariantem podstawowym (wariant 1), zmniejszono ilość powietrza pierwotnego do 80% i 70% odpowiednio w wariantach 5 i 6, co oznacza zmniejszenie współczynnika nadmiaru powietrza  $\lambda$  na palniku z  $\lambda=2.7$ , do odpowiednio  $\lambda=2.4$  i  $\lambda=2.1$ . Zmniejszenie ilości powietrza na palniku spowodowało początkowe niewielkie obniżenie NO termicznych i wzrost NO pochodzących ze spalania amoniaku,

Tab. 20. Powodem tego była nieznaczna zmiana strefy płomienia (Rys. 38 a i b). Dalsze obniżenie  $\lambda$  na palniku spowodowało intensywny przepływ powietrza wtórnego, co zmieniło kształt płomienia odsuwając go od ścianek komory (Rys. 38 c). Zwiększył się obszar przy palniku z wysoką temperaturą 2000-2500K, co przyczyniło się to intensywnego powstawania NO termicznych (wzrost o 75%), ale nieznacznie zmniejszyło NO powstające ze spalania  $\text{NH}_3$  (o 8%). Taka zmiana organizacji strefy spalania nie wpłynęła istotnie na temperatury oraz stężenia tlenu, dwutlenku węgla i pary wodnej na wylocie, ale spowodowała wzrost emisji tlenków azotu o ponad 3.4% (Tab. 20).



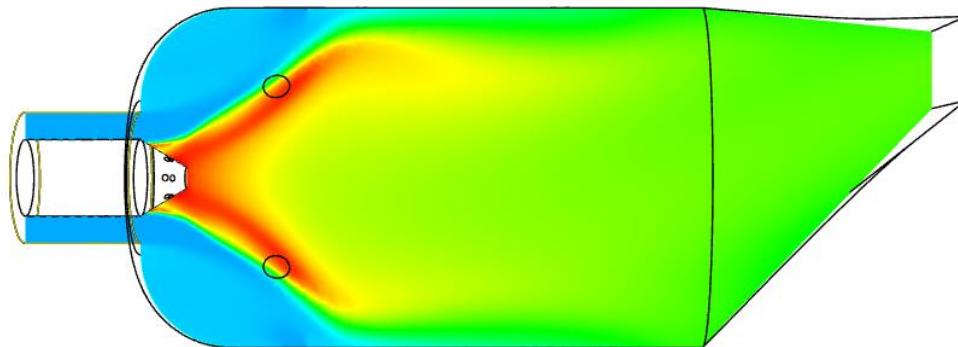
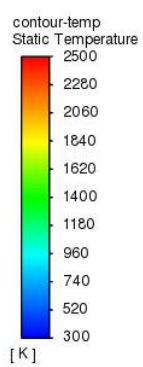
Rys. 37. Profil stężenia tlenu (ułamek molowy) w przekroju poprzecznym komory spalania turbiny (dla wariantów 0,2,4).

Tab. 20. Parametry na wylocie z komory turbiny gazowej (warianty 1,5-8).

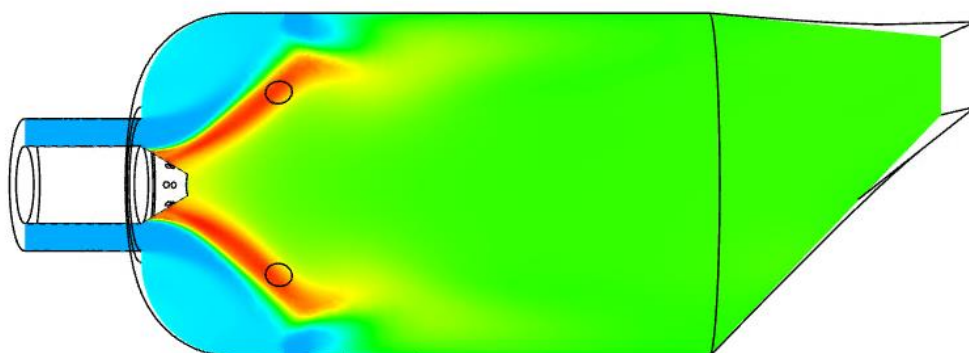
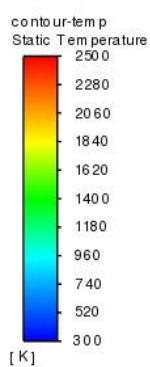
Numer wariantu	Jedn.	1	5	6	7	8
Temp. na wylocie	K	1490	1490	1468	1618	1506
Prędkość na wylocie	m/s	97.1	96.5	93.7	88.1	95.1
uł. mol. O <sub>2</sub>	%	13.1%	13.1%	13.1%	11.7%	12.8%
uł. mol. CO <sub>2</sub>	%	3.0%	3.0%	3.0%	3.6%	3.1%
uł. mol. CO	ppm	,030	,011	,019	,041	,027
uł. mol. H <sub>2</sub> O	%	8.8%	8.8%	8.8%	1,1%	9.0%
uł. mol. NO, w tym:	ppm	783	786	811	1 141	2 219
uł. mol. NO z NH <sub>3</sub>	ppm	672	696	616	864	1 059
uł. mol. NO z mech. termicznego	ppm	111	90	195	277	1 159
CO	mg/m <sub>n</sub> <sup>3</sup> @15%O <sub>2</sub>	,032	,012	,020	,036	,027
NO	mg/m <sub>n</sub> <sup>3</sup> @15%O <sub>2</sub>	1 344	1 352	1 390	1 683	3 675

Sprawdzono także jak obniżenie całkowitej ilości powietrza dodawanego do układu z  $\lambda=3$  do  $\lambda=2.5$  wpłynie na powstawanie NO w wyniku spalania amoniaku (wariant 7). Zmniejszenie ilości dodawanego powietrza doprowadziło do zwiększenia temperatury na wylocie o 127°C i zmniejszenia prędkości spalin na wylocie o 9 m/s, Tab. 20. Na wylocie zmniejszyło się stężenie tlenu (o 9.2%) (Rys. 39d), a zwiększyło stężenie dwutlenku i tlenku węgla (odpowiednio o 19% i 33%). Zwiększył się obszar wysokiej temperatury w pobliżu palnika (Rys. 38d), co spowodowało wzrost NO<sub>x</sub> pochodzących z mechanizmu termicznego o prawie 150%. Wzrosło również stężenie NO<sub>x</sub> pochodzących ze spalania amoniaku (o 28%). Całkowita emisja tlenków azotu zwiększyła się o 45% w porównaniu z wariantem 1.

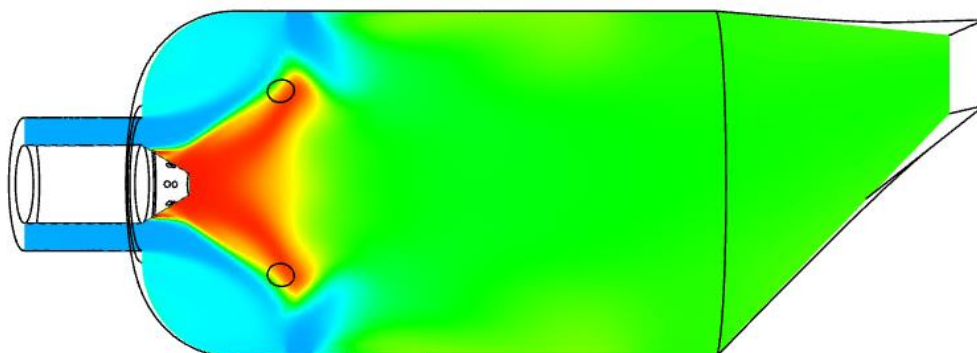
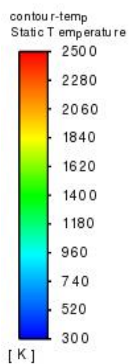
Przetestowano także współspalanie amoniaku z gazem ziemnym przy zastosowaniu warunków podstechiometrycznych ( $\lambda=0,9$ ) panujących przy palniku komory turbiny gazowej. Aby zachować prędkość powietrza wtórnego na wlocie poniżej 100 m/s, zostały dodane 2 wloty powietrza wtórnego w postaci pierścieniowej szczeliny o długości 14 mm wykonanej na całym obwodzie komory, w odległości 740 i 1140 mm od wlotu palnika. Aby zachować odpowiednią prędkość zawirowanego powietrza pierwotnego zmniejszono średnicę zewnętrzną wlotu tego powietrza do palnika do 255 mm. Taka zmiana organizacji procesu spalania doprowadziła do powstania intensywnej strefy recyrkulacji w pobliżu palnika (Rys. 39e) i zwiększyła objętość strefy wysokiej temperatury w komorze turbiny (Rys. 38e). Doprowadziło to do znacznego zwiększenia emisji tlenków azotu pochodzących zarówno z mechanizmu termicznego jak i ze spalania dodanego amoniaku.



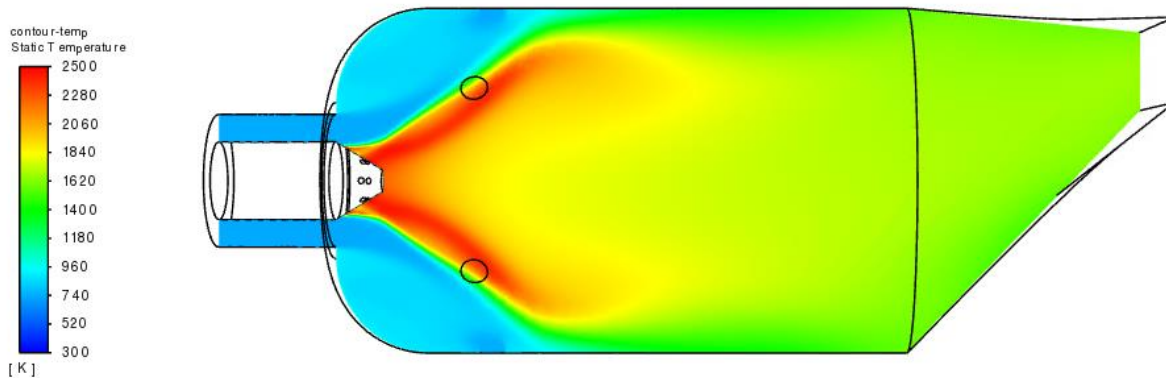
a) *Wariant 1 (10% NH<sub>3</sub>, λ=3, 89% powietrza jako pierwotne)*



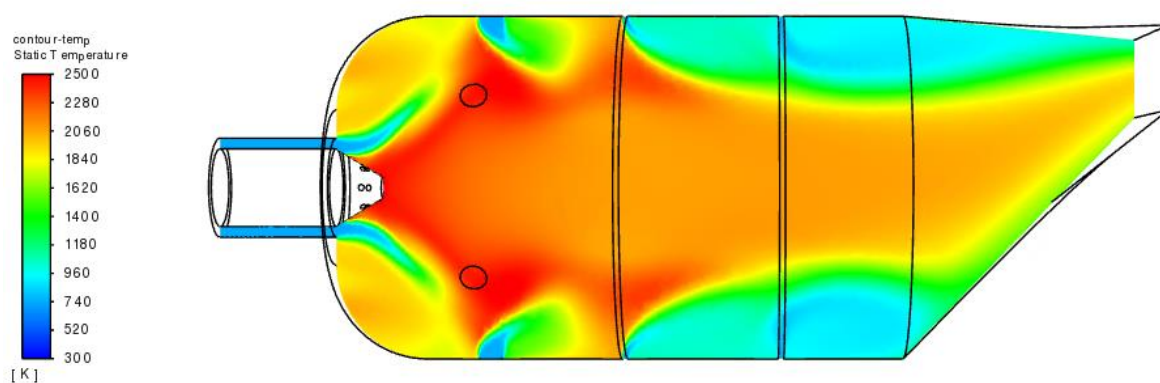
b) *Wariant 5 (10% NH<sub>3</sub>, λ=3, 80% powietrza jako pierwotne)*



c) *Wariant 6 (10% NH<sub>3</sub>, λ=3, 70% powietrza jako pierwotne)*

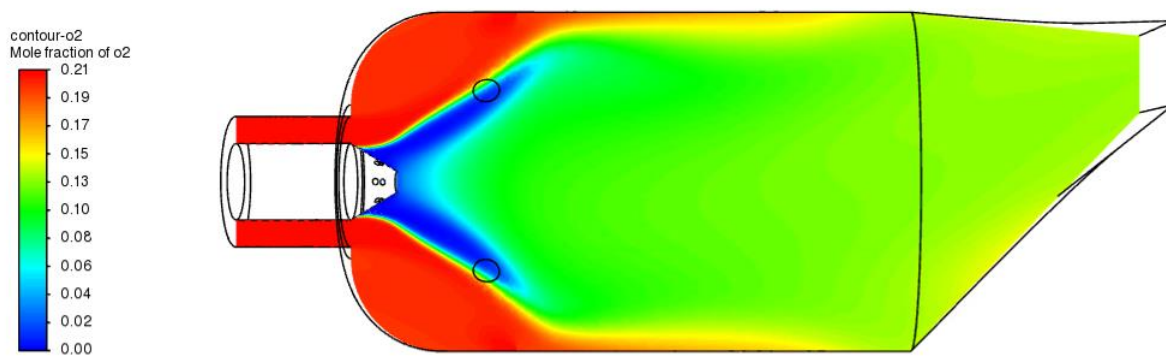


d) *Wariant 7 (10% NH<sub>3</sub>, λ=2.5, 89% powietrza jako pierwotne)*

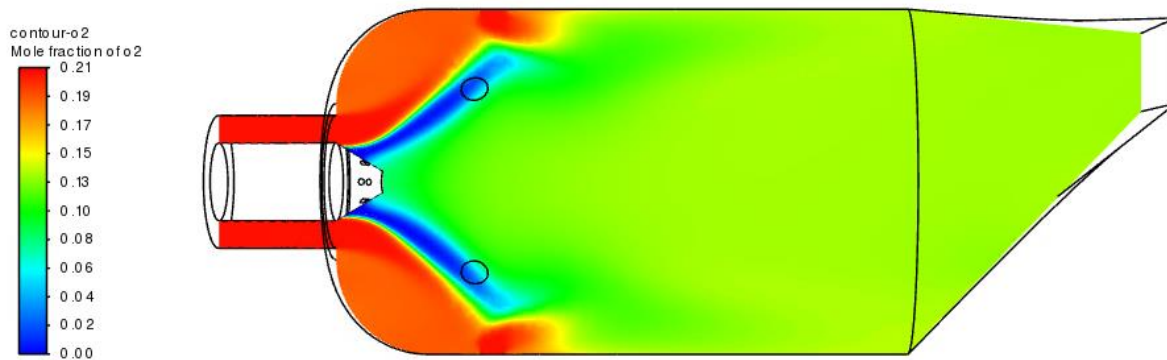


e) *Wariant 8 (10% NH<sub>3</sub>, λ=3, 30% powietrza jako pierwotne, dodatkowe wloty powietrza wtórnego)*

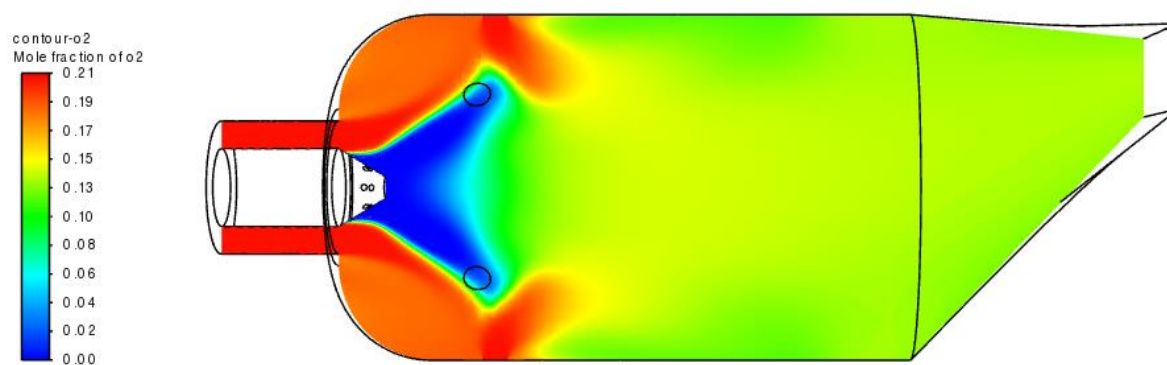
Rys. 38. Profil temperatury w przekroju poprzecznym komory spalania turbiny (dla wariantów 1,5-8).



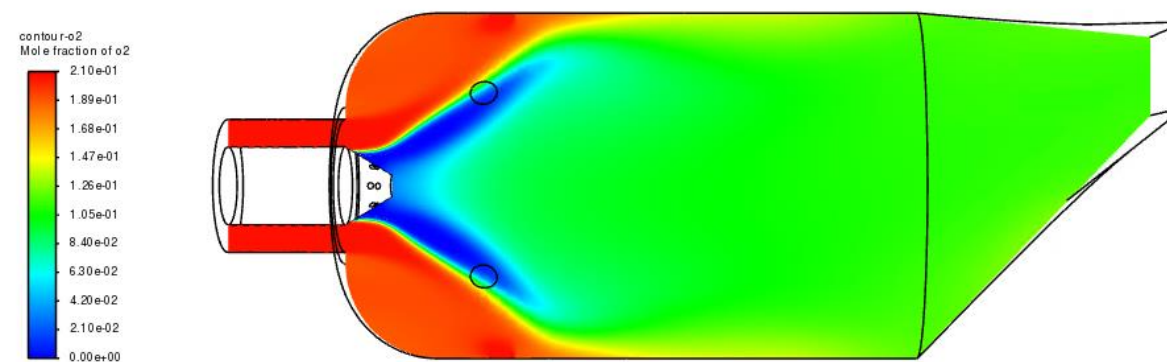
a) *Wariant 1 (10% NH<sub>3</sub>, λ=3, 89% powietrza jako pierwotne)*



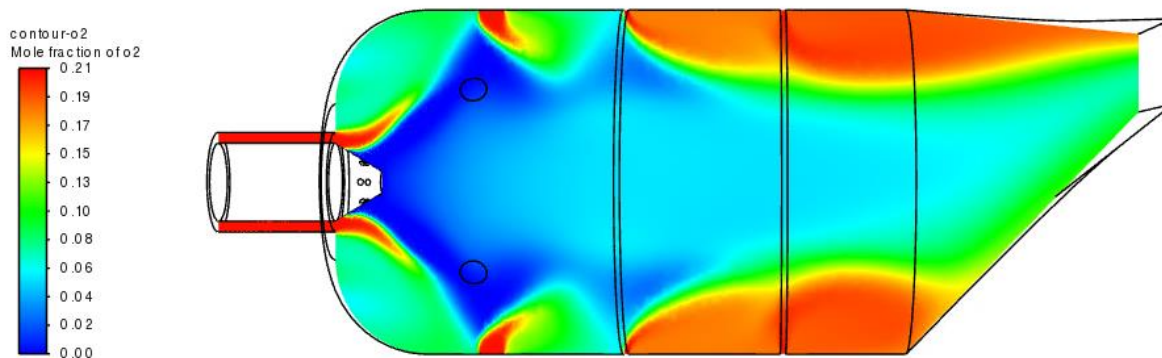
b) *Wariant 5 (10% NH<sub>3</sub>, λ=3, 80% powietrza jako pierwotne)*



c) *Wariant 6 (10% NH<sub>3</sub>, λ=3, 70% powietrza jako pierwotne)*



d) *Wariant 7 (10% NH<sub>3</sub>, λ=2.5, 89% powietrza jako pierwotne)*



e) Wariant 8 (10%  $\text{NH}_3$ ,  $\lambda=3$ , 30% powietrza jako pierwotne, dodatkowe wloty powietrza wtórnego)

Rys. 39. Profil stężenia tlenu (ułamek molowy) w przekroju poprzecznym komory spalania turbiny (dla wariantów 1,5-8).

### 2.2.3.7 Wnioski i rekomendacje

Zgodnie z założeniami Polityki Klimatycznej, turbiny gazowe stanowią kluczowy element racjonalnego zastępowania przestarzałych kotłów węglowych, szczególnie w ciepłownictwie. Wprowadzenie amoniaku ( $\text{NH}_3$ ) jako paliwa dla turbin gazowych napotyka jednak na liczne problemy technologiczne, które muszą zostać rozwiązane, aby jego wykorzystanie było możliwe na szeroką skalę. Największe wyzwania wynikają z niskiej reaktywności chemicznej amoniaku, co ogranicza jego efektywność jako paliwa, oraz z wysokiej emisji tlenków azotu.

Amoniak wykazuje znacznie niższą prędkość spalania w porównaniu do obecnie stosowanych paliw, takich jak metan ( $\text{CH}_4$ ), a także wysoką minimalną energię zapłonu, co sprawia, że spalanie czystego  $\text{NH}_3$  jest nieefektywne. Współspalanie amoniaku z innymi paliwami, np. metanem, poprawia proces spalania, ale wiąże się z dodatkowymi emisjami  $\text{CO}_2$ , wynikającymi z obecności węglowodorów. Aby umożliwić efektywną pracę turbin gazowych na paliwach zawierających amoniak, konieczne jest opracowanie odpowiednich konstrukcji komór spalania i palników, które umożliwią zastosowanie wieloetapowego spalania z wykorzystaniem mieszanek bogatych i ubogich, co pozwoli na redukcję emisji oraz optymalizację parametrów procesu. Główne wnioski z przeprowadzonych analiz są następujące:

1. Współspalanie  $\text{NH}_3$  z gazem ziemnym w istniejących komorach spalania turbiny powoduje istotne zwiększenie emisji  $\text{NO}_x$ . Przy stężeniu amoniaku odpowiadającym 10% udziału energetycznego (lub 23% masowego) obserwuje się dwukrotny wzrost emisji  $\text{NO}$  w porównaniu do spalania samego gazu ziemnego.
2. Zmiana rozdziału powietrza pierwotnego i wtórnego nie przyniosła oczekiwanej redukcji emisji  $\text{NO}$ , co sugeruje, że optymalizacja tego parametru w istniejących komorach nie jest wystarczającą metodą kontroli emisji przy współspalaniu amoniaku.
3. Mimo niskiej reaktywności amoniaku i spalania pod wysokim ciśnieniem, symulacje nie wykazały emisji nieprzereagowanego amoniaku do atmosfery. Duży nadmiar powietrza obecny w procesie spalania w turbinach gazowych zapewnia skuteczne dopalenie amoniaku, a nawet dalsze jego utlenienie do  $\text{NO}_x$ .

Rekomendacje:

Aby umożliwić efektywne współspalanie amoniaku z gazem ziemnym, niezbędne jest zastosowanie dedykowanych palników oraz komór spalania w turbinach gazowych. Nowe konstrukcje powinny umożliwiać precyzyjne dozowanie amoniaku oraz optymalny rozdział powietrza, co pozwoli na odpowiednie dostosowanie warunków spalania. Wprowadzenie tych zmian konstrukcyjnych może znacząco ograniczyć emisję  $\text{NO}_x$ , co potwierdzają wyniki zaprezentowane w artykule [52], omawiającym perspektywy i wyzwania związane z wykorzystaniem amoniaku w turbinach gazowych.

## 2.2.4 Koncepcja instalacji energetycznej zasilanej amoniakiem

W niniejszym podrozdziale przedstawiono metody magazynowania i transportu ciekłego amoniaku, który jest rozważany jako paliwo w instalacjach energetycznych. Omówione zostały główne metody magazynowania amoniaku, w tym ciśnieniowe, półchłodzone oraz niskotemperaturowe przechowywanie, a także rozwój nowych technologii przechowywania w materiałach stałych. Z kolei w części dotyczącej transportu amoniaku, zaprezentowano różne warianty, takie jak transport rurociągami, morski, śródlądowy i kolejowy, wskazując na ich logistyczne wyzwania związane z przewozem amoniaku na dużą skalę. Rozważane technologie magazynowania i transportu mają na celu wspierać rozwój instalacji energetycznych, które w przyszłości mogą wykorzystywać amoniak jako paliwo alternatywne, szczególnie w kontekście transformacji energetycznej i redukcji emisji CO<sub>2</sub>.

### 2.2.4.1 Technologie magazynowania ciekłego amoniaku

Amoniak jest powszechnie przechowywany w postaci ciekłej w dedykowanych zbiornikach. Faza ciekła charakteryzuje się w zależności od parametrów termodynamicznych ponad 900 razy większą gęstością niż w stanie gazowym, co pozwala na zastosowanie znacznie mniejszych zbiorników niż w przypadku zastosowania magazynów gazowego amoniaku. Wadą magazynowania amoniaku w postaci ciekłej jest konieczność skraplania amoniaku, która powoduje dodatkowe koszty dla zakładów produkujących NH<sub>3</sub>.

Obecnie główne metody przechowywania amoniaku to:

1. Przechowywanie pod ciśnieniem w temperaturze otoczenia w sferycznych lub cylindrycznych zbiornikach ciśnieniowych o pojemności do 1500 ton na zbiornik.
2. Przechowywanie pół-chłodzone w temperaturze około 0 °C w izolowanych, zazwyczaj sferycznych zbiornikach ciśnieniowych dla ilości do około 2500 ton.
3. Przechowywanie atmosferyczne w temperaturze -33 °C w izolowanych cylindrycznych zbiornikach.
4. Przechowywanie w stanie stałym.

Pierwsze trzy metody przechowywania to dojrzałe technologie szeroko stosowane na całym świecie. W praktyce można znaleźć nawet kombinacje tych metod. Przechowywanie w stanie stałym jest nadal w fazie rozwoju, Tab. 21.

Tab. 21. Porównanie metod magazynowania ciekłego amoniaku [53].

	Rodzaj przechowywania	TRL	Ciśnienie, bar	Temperatura, °C	t NH <sub>3</sub> / t stali	Pojemność, tNH <sub>3</sub>
1.	Ciśnieniowe	9	16-18	20-25	2,8-6,5	<270 lub <1500
2.	Częściowo chłodzone	9	3-5	0	10	450 - 2700
3.	Niskotemperaturowe	9	1,1-1,2	-33	41-45	4500 - 45000
4.	W materiałach stałych	3-4	1-30	20-250	-	-

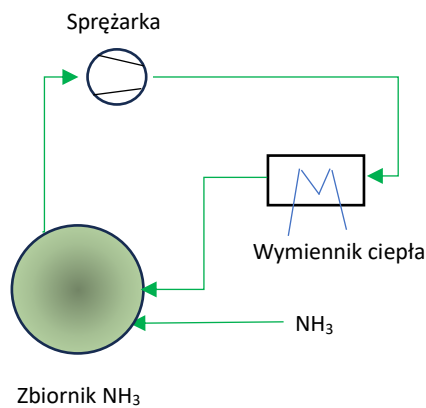
System ciśnieniowy jest szczególnie przydatny do:

- magazynowania niewielkich ilości amoniaku jako magazyn pośredni między fabryką amoniaku a klientami,
- równoważenia wahań produkcji amoniaku,

- załadunku i rozładunku ciężarówek, cystern samochodowych i statków morskich przewożących amoniak pod ciśnieniem,
- wejścia do lub wyjścia z systemów rurociągów,
- w systemie dystrybucji do przechowywania niewielkich ilości amoniaku.

Wyposażenie pomocnicze tych zbiorników obejmuje mierniki i regulatory przepływu dla strumieni zasilających i odpływowych amoniaku pod ciśnieniem, pompy odśrodkowe do odprowadzania do rurociągów zasilających ciekłego amoniaku i do załadunku ciekłego amoniaku, ciśnieniowe zawory bezpieczeństwa, urządzenia do bezpiecznego obniżania ciśnienia par amoniaku i substancji obojętnych [53].

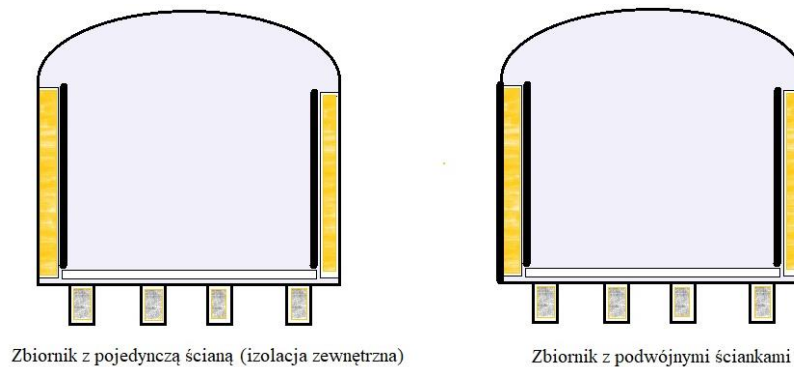
System częściowo chłodzony umożliwia przechowywanie schłodzonego ciekłego amoniaku pod niskim



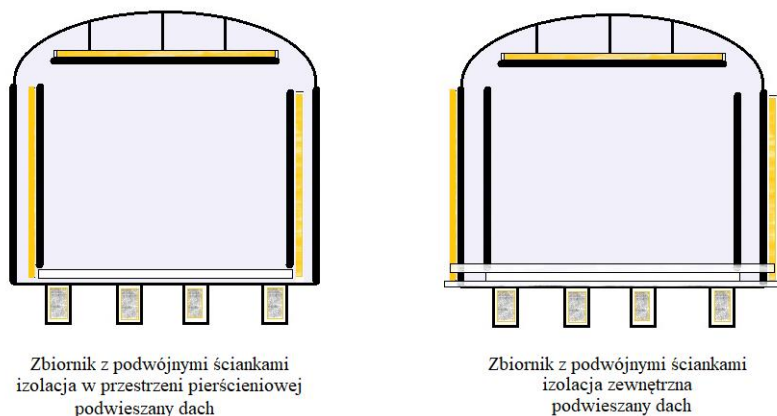
ciśnieniem w izolowanym zbiorniku. Amoniak jest utrzymywany w umiarkowanie niskiej temperaturze około 0°C, przy której ciśnienie pomiarowe wynosi 3-4 bary. Pozwala to na zastosowanie znacznie lżejszych zbiorników stalowych. Półchłodzone zbiorniki magazynowe są zwykle kuliste i mogą mieć pojemność do około 3000 ton. System chłodzenia tych zbiorników jest prosty: opary amoniaku ze zbiornika są sprężane w jednostopniowej sprężarce i skraplane przez chłodzenie wodą, a ciecz jest zwracana do zbiornika. W związku z tym system jest zasadniczo podobny do w pełni chłodzonego magazynu, ale znacznie mniej wyrafinowany i stosunkowo niedrogi, Rys. 40.

Rys. 40. Schemat zbiornika magazynowego NH<sub>3</sub> z systemem półchłodniczym [53].

Zbiorniki niskotemperaturowe wymagają niższych nakładów inwestycyjnych na jednostkę objętości w porównaniu z wcześniej opisanymi rodzajami zbiorników. Tego typu zbiorniki są zwykle cylindryczne, izolowane, z płaskim dnem i kopulastym dachem. Mogą mieć pojedynczą ściankę i izolację zewnętrzną odporną na przenikanie par lub ściankę podwójną (Rys. 41): wewnętrzna ścianka jest wykonana z materiału odpornego na niską temperaturę, a zewnętrzna ze stali węglowej (między obiema ściankami znajduje się izolacja). Jednakże ścianka zewnętrzna nie jest odporna na niską temperaturę, a więc jest to w dalszym ciągu system jednozbiornikowy.



Rys. 41. Schemat zbiorników do magazynowania ciekłego amoniaku. Opracowano na podstawie [54].



Rys. 42. Schemat zbiorników do magazynowania ciekłego amoniaku. Opracowano na podstawie [54].

Całkowicie podwójny zbiornik składa się ze zbiornika wewnętrznego, z dachem podwieszanym i zbiornika zewnętrznego, Rys. 42. W zbiornikach atmosferycznych należy bezwzględnie stosować izolację termiczną, Tab. 22.

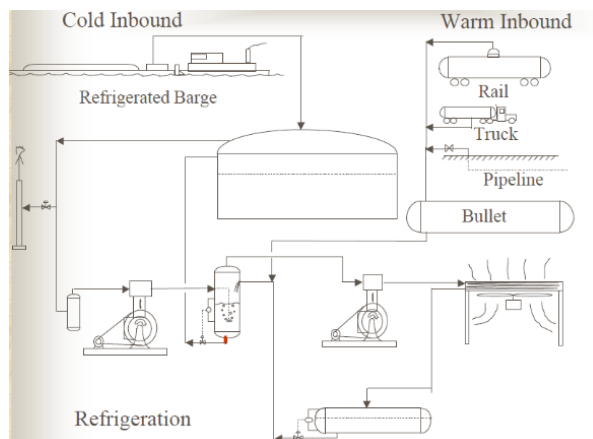
Tab. 22. Porównanie zbiorników z izolacją: na zbiorniku zewnętrznym i w przestrzeni pierścieniowej.

	Zbiornik z izolacją na zbiorniku zewnętrznym	Zbiornik z izolacją w przestrzeni pierścieniowej
Eksploatacja w przypadku awarii zbiornika wewnętrznego	może być eksploatowany przez dłuższy czas	musi zostać wycofany z eksploatacji
Koszt	większy	mniejszy

Typ izolacji zależy od rodzaju zbiornika. W wypadku zbiornika z pojedynczą ścianką używa się pianki szklanej, poliuretanowej, polistyrenowej lub izolacji wielowarstwowej z blachy aluminiowej. W przypadku zbiorników z podwójną ścianką stosuje się perlit [55]. Zbiornik powinien być wzniesiony na podwyższonym fundamencie z płyt betonowych, aby zapobiec zamarzaniu gruntu pod zbiornikiem, a w konsekwencji uszkodzenie fundamentów i/lub samego zbiornika.

Fundament i zbiornik powinny być zaprojektowane tak, aby wytrzymać pełny test hydrostatyczny zbiornika. Zarówno zbiornik wewnętrzny, jak i zewnętrzny powinny zostać poddane próbie hydrostatycznej. Konstrukcja zbiornika powinna uwzględniać zmiany termiczne i minimalizować naprężenia zginające w płaszczu [54].

Zbiorniki niskotemperaturowe zaopatrywane są w agregat chłodniczy. Temperatura jest utrzymywana na niskim poziomie poprzez powolne odparowywanie, a pary amoniaku są stale sprężane z powrotem do postaci ciekłej. Opary amoniaku obecne nad lustrem cieczy w zbiorniku magazynowym odprowadzane są do sprężarki. Następnie gorące opary z 1. stopnia sprężania są schładzane w zbiorniku odparowującym (zbiorniki te działają poprzez szybkie zmniejszenie ciśnienia panującego w podgrzanej mieszaninie cieczy, powodując odparowanie części cieczy lub „błyskawiczne” przejście w parę). Uzyskane opary są ponownie sprężane do ciśnienia kondensacji. Gorące opary przechodzą do skraplacza. Wydzielone ciepło oddawane jest do otoczenia, a kondensat amoniaku grawitacyjnie spływa do odbiornika skąd jest zwracany do odparowacza a następnie do zbiornika magazynowego. Uzupełnieniem systemu chłodzenia jest pochodnia do spalania oparów amoniaku podczas przerwy w pracy układu chłodniczego oraz separator ciecz-para (zapobiega to przedostawaniu się porwanych kropelek, cieczy i cząstek stałych do pomp próżniowych, a także innych urządzeń procesowych) [56].

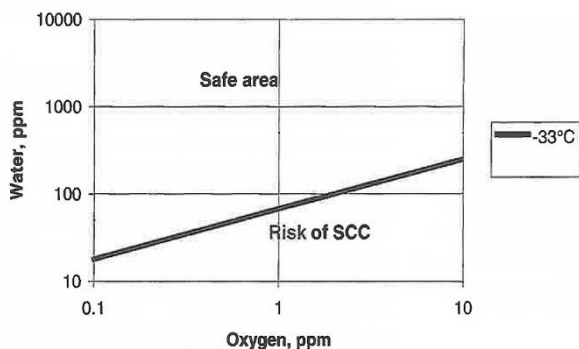


Rys. 43. Schemat ideowy zbiornika z agregatem chłodniczym [56].

Przechowywanie amoniaku w materiałach stałych jest metodą pozostającą w fazie badań, zwiększającą bezpieczeństwo systemu, ponieważ amoniak może być desorbowany tylko po podgrzaniu lub obniżeniu ciśnienia, co zapobiega wyciekom. Do przechowywania amoniaku w umiarkowanej temperaturze i ciśnieniu oraz bez układu chłodzenia rozważano wiele rodzajów złożonych materiałów, takich jak układy amidowo-imidowe, halogenki, złożone wodorki metali, fuleridy metali i boro-wodorki. Materiały te wymagają jednak ulepszeń, aby mogły zostać wykorzystane w praktyce [53].

Głównym czynnikiem determinującym **wybór metody przechowywania** amoniaku (ciśnieniowej, pół-chłodzonej lub chłodzonej) jest wymagana pojemność magazynowa, a decyzja ta opiera się na analizie ekonomicznej. Dla porównywalnych dużych objętości przechowywania, koszty inwestycyjne przechowywania przy ciśnieniu atmosferycznym są znacznie niższe niż przy przechowywaniu ciśnieniowym. Pomimo wyższych kosztów energetycznych związanych z utrzymaniem ciśnienia oraz zasilaniem i opróżnianiem zbiorników przechowywania atmosferycznego, nadal jest ono bardziej ekonomiczne niż przechowywanie ciśnieniowe. W wielu przypadkach terminale amoniaku - zarówno dla eksportu z zakładów produkcyjnych, jak i importu z systemu dystrybucji - obejmują kombinację sfer ciśnieniowych i zbiorników chłodzonych, ponieważ amoniak jest zazwyczaj dostarczany w temperaturze  $-33^{\circ}\text{C}$  do statku lub barki i w temperaturze otoczenia do rurociągu lub do pojazdów transportowych kolejowych lub drogowych. Wybór i możliwości transportu do zakładu energetycznego mogą mieć istotne znaczenie dla opłacalności przedsięwzięcia – unikanie kosztów schładzania i/lub podgrzewania amoniaku.

Materiał, z którego jest wykonany zbiornik, musi być odporny na niską temperaturę i korozję naprężeniową. Zwykle stosuje się stal austenityczną. Poważnym zagrożeniem jest korozja naprężeniowa powstająca podczas przechowywania amoniaku, gdy zawartość tlenu wynosi ponad 1 ppm [55], Rys. 44. Powszechnie uznaje się, że zawartość wody w amoniaku zmniejsza pękanie korozyjne naprężeniowe. Dlatego też powszechną praktyką stało się utrzymywanie zawartości wody na poziomie co najmniej 0,2% w pojemnikach transportowych wykonanych z niektórych rodzajów stali. Dodatkową ochronę można uzyskać poprzez polaryzację katodową, np. poprzez natryskiwanie aluminium lub cynku [53].



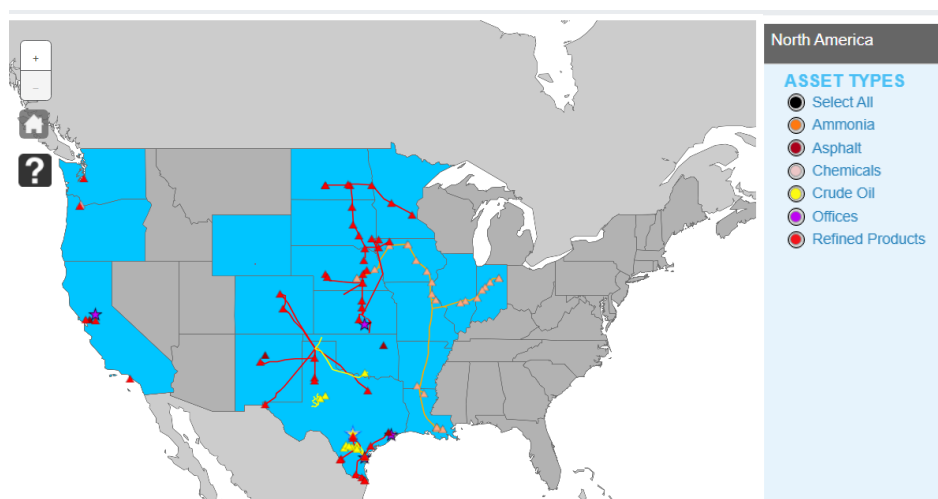
Rys. 44. Wpływ zawartości tlenu i wody w amoniaku na powstawanie korozji naprężeniowej [57].

### 2.2.4.2 Metody transportu ciekłego amoniaku

Łańcuchy dostaw w przypadku amoniaku są w pełni rozwinięte w skali globalnej, co wynika z zastosowania go głównie w przemyśle chemicznym. Amoniak transportowany w stanie ciekłym wymaga odpowiedniego schłodzenia, sprężenia lub równoczesnego schłodzenia i sprężenia. Obecnie sieć dystrybucji amoniaku obejmuje zarówno międzynarodowy transport dużych ilości za pośrednictwem **statków** lub dużych rurociągów, jak i lokalny transport **barkami, rurociągami, ciężarówkami** lub **koleją**, umożliwiając transport na poziomie detalicznym. Mimo że jest to dojrzała sieć, rozwój nowych linii dystrybucyjnych lub modernizacja istniejących będzie miała kluczowe znaczenie, ponieważ oczekuje się, że zapotrzebowanie na amoniak wzrośnie ze względu na jego tradycyjne i nowe zastosowania.

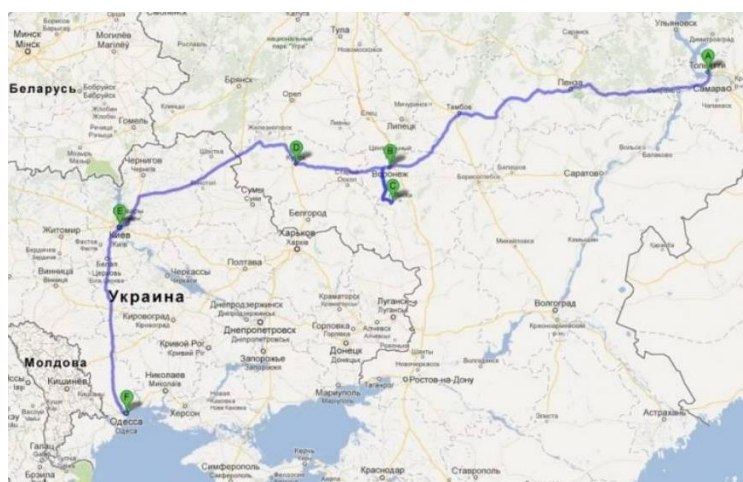
#### **Transport rurociągami**

Najbardziej znane rurociągi przesyłające ciekły amoniak zlokalizowane są w Stanach Zjednoczonych i Rosji. Amerykański rurociąg NuStar Energy posiada ok. 3220 km długości. Rozpoczyna się w obszarze delty Luizjany, gdzie ma dostęp do trzech terminali morskich i trzech fabryk bezwodnego amoniaku na rzece Missisipi, Rys. 45. Biegnie na północ przez Luizjanę i Arkansas do Missouri, gdzie w Hermann w stanie Missouri jedna odnoga rozdziela się i biegnie na wschód do Illinois i Indiany, podczas gdy druga odnoga biegnie dalej na północ do Iowa, a następnie skręca na zachód do Nebraski. Rurociąg amoniakalny jest połączony z wieloma terminalami należącymi do stron trzecich, które obejmują lokalizacje dostaw do obiektów przemysłowych. Produkt jest dostarczany do rurociągu z fabryk bezwodnego amoniaku w Luizjanie oraz z importu za pośrednictwem terminali morskich. Bezwodny amoniak wykorzystywany jest głównie jako nawóz rolniczy. Jest on również wykorzystywany jako surowiec do produkcji innych nawozów azotopochodnych i materiałów wybuchowych. Sieć przesyłowa ma przepustowość ok. 1,5 mln ton amoniaku [58].

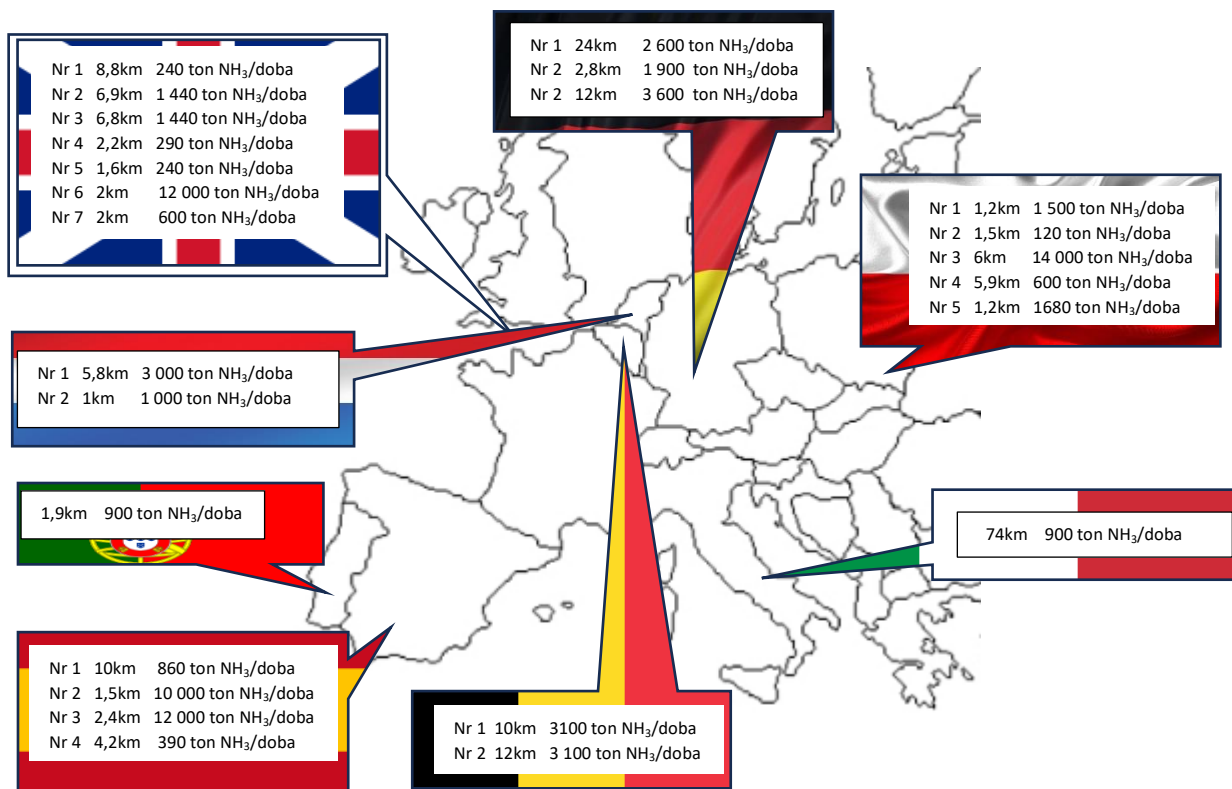


Rys. 45. Przebieg rurociągu amoniaku (kolor pomarańczowy) przez terytorium USA [59].

Rurociąg rosyjski powstał w 1979 r. i przebiega przez terytorium dwóch państw: odcinek rosyjski liczy 1396 kilometrów, ukraiński 804 km plus 214 km dodatkowej odnogi z Gorłowki, z koncernu „Стирол” (Styren), Rys. 46. Daje to łącznie 2414 km rurociągu. Rurociąg zaczyna się w rosyjskim Togliatti a kończy się w porcie „Jużnyj” (Południowy) koło Odessy, gdzie Odeski Zakład Przyportowy (ОПЗ) dysponuje dużymi mocami przetadunkowymi: 4 miliony ton amoniaku. Rurociąg ma znamionową przepustowość 2,5 miliona ton amoniaku rocznie, jednak można nim maksymalnie przesyłać nawet do 3,5 mln. Rury mają ścianki o grubości – 8 milimetrów przy średnicy 14 cali (w porównaniu do amerykańskich 8-calowych). W miejscach szczególnie zagrożonych stosowane są nadzwyczajne środki – grubość ścianek jest zwiększona do 13 milimetrów, dodawany jest drugi płaszcz osłonowy, a między płaszczami znajduje się azot. W szczególnie ruchliwych miejscach (np. przejścia pod szlakami komunikacyjnymi) dodaje się jeszcze płaszcz stalowy. Rdzewieniu zapobiega ochrona katodowa, a dodanie do transportowanego amoniaku 0,4 procenta wody zapobiega utlenianiu się wnętrza rurociągu. Wszystko to pod ciśnieniem dochodzącym do 35 atmosfer [60]. W krajach Unii Europejskiej systemy rurociągów są względnie krótkie a ich podstawowe parametry przedstawiono na Rys. 47.



Rys. 46. Rurociąg amoniaku przebiegający przez terytorium Rosji i Ukrainy [61].



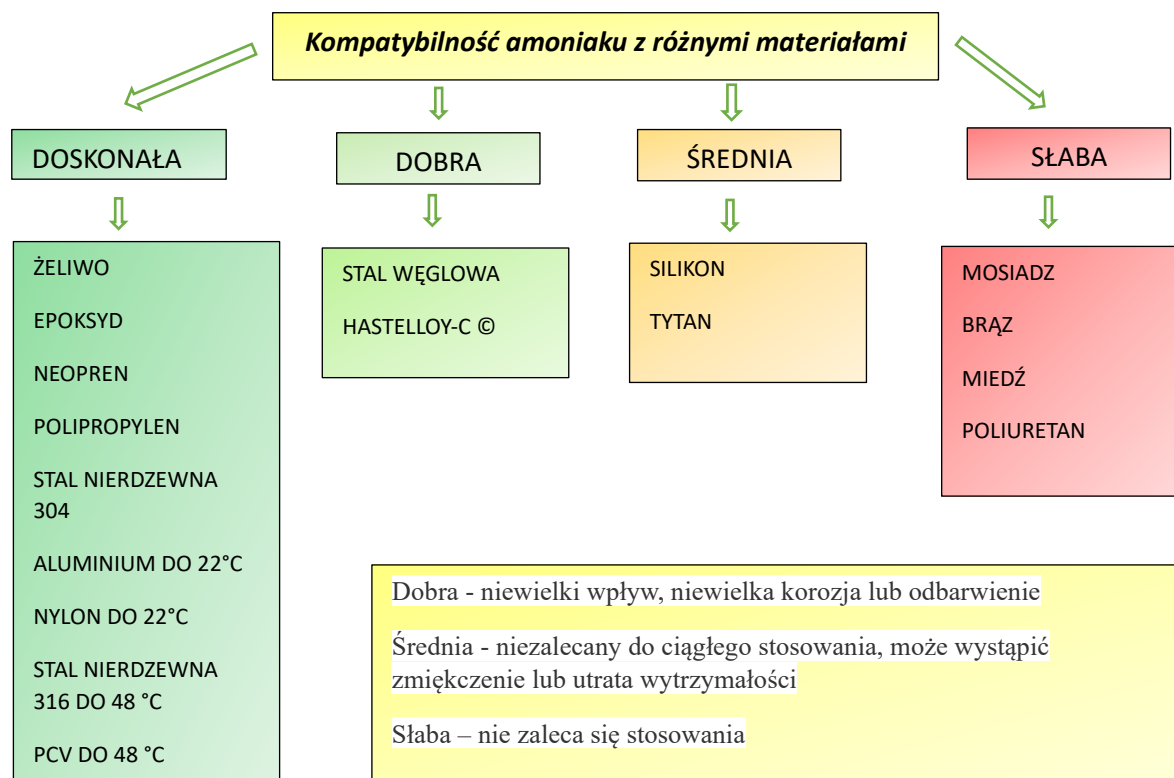
Rys. 47. Rurociągi ciekłego amoniaku w Europie. Stan na 2012r. Opracowano na podstawie [62].

Amoniak może być transportowany przy użyciu istniejącej infrastruktury paliw kopalnych i sprzętu odpowiedniego do transportu LPG. Zwykle w długich rurociągach amoniakalnych automatyczne zawory blokujące są instalowane w odstępach 16 km, tak aby objętość, która może zostać uwolniona między dwoma zaworami, była ograniczona do 400 ton. Transport rurociągiem jest korzystny ze względu na dużą objętość i równomierne wykorzystanie, co zmniejsza koszty terminalu magazynowego. Niemniej jednak, koszt rurociągów jest istotny i różni się znacznie w zależności od ukształtowania terenu [44]. Opory przepływu ciekłego amoniaku w rurociągu są o 26% mniejsze niż w porównaniu do oporu przepływu ropy naftowej w rurociągu przy zastosowaniu tych samych średnic oraz prędkości przepływu. Dzięki niższym oporom przepływu ciekłego amoniaku w rurociągu można zwiększyć prędkość przepływu amoniaku przy zachowaniu istniejącej mocy w potencjalnie używanych rurociągach paliw kopalnych lub można zastosować pompy tłoczące o mniejszej mocy niż w przypadku ropy, co wpłynie pozytywnie na energooszczędność takiego rozwiązania.

Istotnymi aspektami technicznymi związanymi z integralnością rurociągów są parametry, takie jak [53]:

1. Temperatura: Amoniak musi być podgrzewany do co najmniej 2°C, aby uniknąć kruchego pęknięcia rurociągu. Oznacza to, że amoniak musi być podgrzewany w terminalu dostawczym i ponownie chłodzony do -33°C w terminalu odbiorczym.
2. Ciśnienie: Amoniak musi być transportowany przy minimalnym ciśnieniu 20 barów, aby zapobiec powstawaniu gazu. Parowanie amoniaku mogłoby zmniejszyć zdolność transportową, utrudniać pomiar przepływu i kontrolę oraz powodować uszkodzenia kawitacyjne wewnętrznej ściany rurociągów.

Do budowy rurociągów do transportu amoniaku stosuje się stal nierdzewną ze względu na jej dobrą odporność na korozję, na przykład podczas wymiany części istniejących linii lub budowy nowych rurociągów o krótkich / małych średnicach. Inny dopuszczalnym i tańszym materiałem jest stal węglowa, jednak całkowity koszt konserwacji (np. piaskowanie/ziarnowanie i malowanie, usuwanie/ponowna instalacja izolacji) i kontroli takiego rurociągu może być wyższy niż w przypadku rurociągu ze stali nierdzewnej [62]. Stopień kompatybilności ciekłego amoniaku z różnymi materiałami przedstawiono na Rys. 48.



Rys. 48. Kompatybilność bezwodnego amoniaku z różnymi materiałami [63].

Naziemne rurociągi ze stali węglowej są zazwyczaj malowane na powierzchni zewnętrznej w celu ochrony przed korozją. Powłoka zazwyczaj składa się z farby epoksydowej w różnych warstwach. Przewody o zmiennej temperaturze są potencjalnie najbardziej podatne na korozję zewnętrzną. Części rurociągu wykonane ze stali nierdzewnej często nie są powlekane, jednak, gdy rurociąg może być narażony na działanie pewnych substancji chemicznych, takich jak chlorki w obszarach przybrzeżnych, konieczne może być pokrycie powłoką także rur ze stali nierdzewnej. Zakopane rurociągi ze stali węglowej muszą być pokryte powłoką w celu ochrony przed korozją zewnętrzną. Typowe powłoki to materiały bitumiczne, polietylen i poliuretan [62].

Podsumowując, transport amoniaku rurociągami jest ekonomiczny, ale wymaga odpowiedniego zarządzania temperaturą, ciśnieniem i materiałami konstrukcyjnymi, aby zapewnić bezpieczeństwo i integralność systemu transportowego.

### **Transport morski**

Transport morski amoniaku odbywa się za pomocą cystern amoniakalnych. Transport morski jest jedyną dostępną opcją dla transportu zagranicznego, a także stanowi najniższy koszt między dwoma

znacznie oddalonymi od siebie punktami, które są dostępne dla żeglugi morskiej. Statki mniejsze niż 20 000 m<sup>3</sup> są używane głównie do lokalnego, nadmorskiego i krótkodystansowego transportu zarówno LPG, jak i amoniaku. Zbiorniki do przewozu amoniaku o pojemności 20 000-60 000 m<sup>3</sup> są izolowane i mogą być zaprojektowane jako częściowo chłodzone (przy ciśnieniu od 4 do 8 barów i temperaturze około -10 °C) lub w większości jako w pełni chłodzone statki (przy ciśnieniu zbliżonym do atmosferycznego i temperaturze od -50 °C do -30 °C) [53].

### **Transport barkami**



*Rys. 49. Barka transportująca bezwodny NH<sub>3</sub>, USA [64].*

Transport śródlądowy na barkach stanowi dogodny sposób dla przewozu towarów pomiędzy punktami zlokalizowanymi wzdłuż żeglownych dróg wodnych, które pozwalają na przepływ kilku dużych jednostek. Jest to szczególnie efektywne dla transportu wewnątrz krajowego lub regionalnego, gdy istnieje infrastruktura portowa i połączenia z siecią dróg wodnych, a także gdy wolumen przewozów jest wystarczająco duży, aby uzasadnić nakłady na infrastrukturę terminalową. Ograniczenia tego typu transportu wynikają głównie z jego dostępności wyłącznie dla punktów położonych na żeglownych akwenach oraz z podatności na przerwy w funkcjonowaniu spowodowane warunkami hydrologicznymi, takimi jak lód, powódzie czy niskie stany wód. W związku z tym konieczne jest zwiększenie pojemności magazynowej terminali w celu kompensacji możliwych zakłóceń. Koszty transportu barge są zatem determinowane w większym stopniu charakterystyką drogi wodnej niż odległością transportu [53]. W przypadku transportu amoniaku można używać barge o pojemności od 500 do 3 000 ton, co jest powszechne na wielu trasach w Europie i Stanach Zjednoczonych. W Europie głównie samobieżne barki są używane do transportu amoniaku przez wąskie i płytkie drogi wodne. Barki amoniakalne mogą mieć ładowność od 400 do 2 500 ton i przeważnie przewożą ładunek schłodzony, chociaż niektóre są zbiornikami ciśnieniowymi (zwykle przy 17-18 barach).

## **Transport kolejowy**



*Rys. 50. Cysterny kolejowe do transportu ciekłego NH<sub>3</sub>, Finlandia [65].*

Tę metodę transportu stosuje się zazwyczaj do przewozu średnich ilości amoniaku (NH<sub>3</sub>), jednak wymaga ona dostępności odpowiedniej infrastruktury kolejowej, a koszt zakupu specjalistycznych cystern kolejowych jest znaczny. Amoniak jest transportowany głównie w wagonach kolejowych o pojemności 70-72 ton, chociaż istnieją starsze pojazdy o pojemności 25-30 ton i niektóre większe o pojemności 90 ton. Ze względu na konieczność przeciwdziałania ryzyku wynikającemu z rozszerzalności cieplnej, zbiorniki napełniane są jedynie w zakresie od 57% do 85% ich nominalnej pojemności. Amoniak jest transportowany jako ciecz pod ciśnieniem przy ciśnieniu 15-16 barów, a wagony wyposażone są w zawory bezpieczeństwa do kontrolowanego uwalniania nadmiaru ciśnienia. Zbiorniki zazwyczaj mają grubość 1,75 cm i są pokryte płaszczem o grubości 0,32 cm [53]. Transport kolejowy jest zazwyczaj droższy niż transport rurociągiem lub barką w przeliczeniu na tonę/kilometr.

## **Transport drogowy**

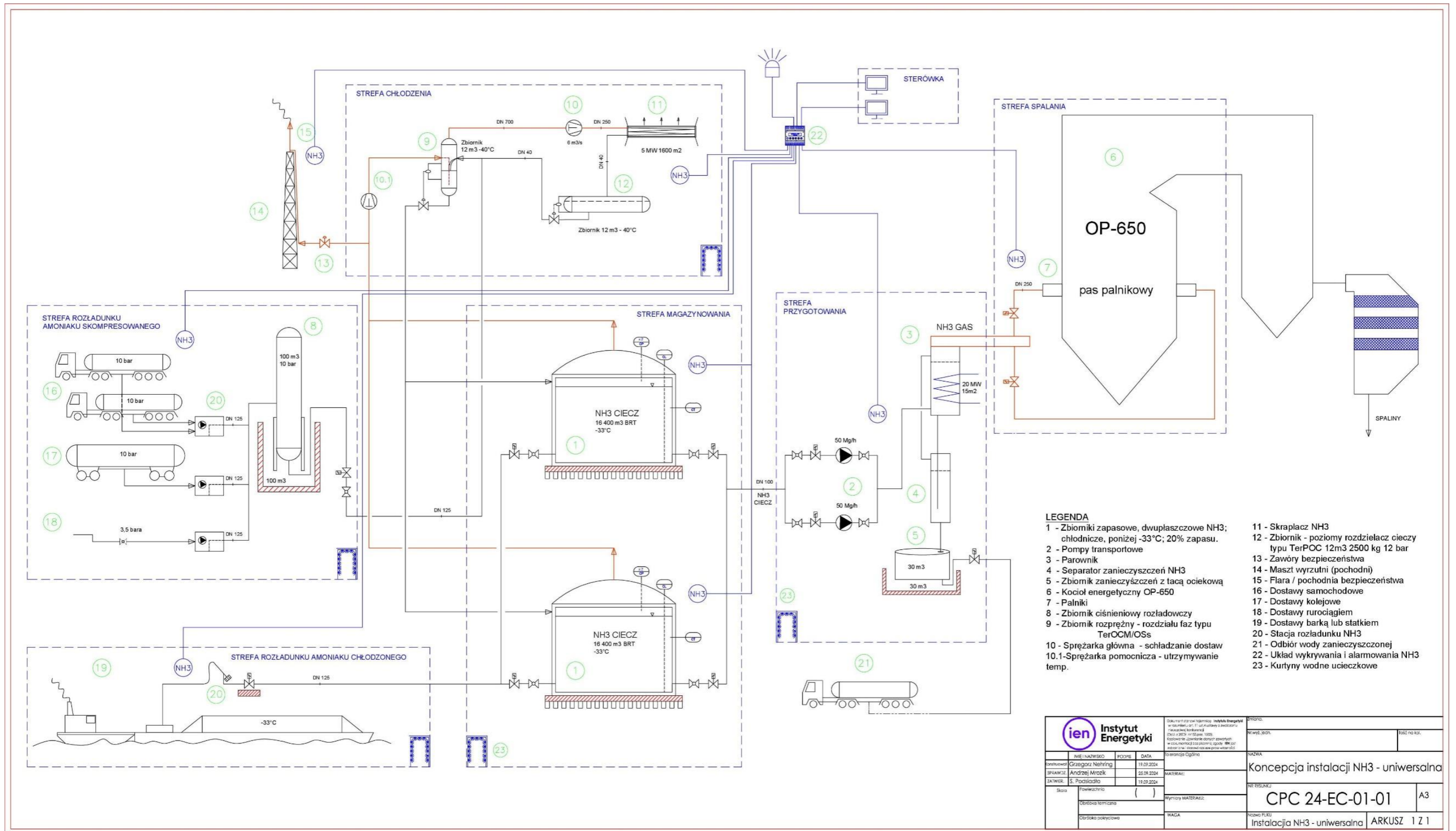
Dystrybucja w cysternach samochodowych służy przede wszystkim do zaopatrywania mniejszych zakładów przetwórczych i sprzedawców hurtowych. Ten rodzaj transportu jest wykorzystywany na krótszych dystansach niż transport rurociągowy lub barkowy i może stanowić uzupełnienie dla przesyłek realizowanych drogą morską lub rurociągową. Przykłady zastosowań obejmują transport amoniaku z rurociągu lub dużego terminalu do innego terminalu magazynowego, transport między producentami, gdy jeden ma nadprodukcję, a drugi niedobór, a także jego wykorzystanie w miejscach bez dróg wodnych i infrastruktury rurociągowej. Pojemność cystern drogowych uzależniona jest od lokalnych przepisów w danym kraju lub regionie, a typowe wartości mieszczą się w przedziale od 15 do 30 ton amoniaku w zbiornikach ciśnieniowych o ciśnieniu roboczym 10-28 bar. Transport drogowy jest najczęściej wykorzystywany na ostatnich etapach dystrybucji, dostarczając amoniak bezpośrednio do użytkowników końcowych, co czyni go środkiem transportu na poziomie detalicznym. Mimo że stanowi on zazwyczaj najdroższą opcję, charakteryzuje się większą elastycznością operacyjną niż inne systemy logistyczne, co sprawia, że bywa jedynym możliwym rozwiązaniem w określonych scenariuszach.

Uwzględniając zarówno aspekty związane ze sposobem transportu, jak i magazynowania dla trzech technologii spalania amoniaku można zaproponować następujące rozwiązania magazynowe na terenie obiektu energetycznego – Tab. 23.

Tab. 23. Proponowane rozwiązania technologii magazynowania ciekłego amoniaku na terenie obiektu energetycznego.

	Udział ener. NH3	Ilość NH3	Sposób dostawy NH3	Magazyn	Catkowita poj. zb. z poduszką 20%	Technologia magazynowania	Ilość zbiorników	Częstość dostaw	Nr rys
Technologia	%	Mg/h		Mg	m3	Zbiornik	Szt	Ilość/ 24h	Rys
Kocioł OP-650	40	47,9	Każdy	17 251	32 858	Chłodzony	2	różne	51
			Barka	2 079	3 300	Chłodzony	1	0,5-3	52
			Kolej-ciągły	252	400	Sprężony	4	20,9	53
			Rurociąg	-	-	Chłodz / Sprężony	-	Ciągły	54
Kocioł PP - 5MW	10	0,41	Samochodowy	37	70	Cisnieniowa	3	0,08	55
Turbina gazowa	10	21,6	Barka	2 079	3 300	Chłodzony	1	0,25-1,65	56
			Kolej-ciągły	126	200	Sprężony	4	9,43	57
			Rurociąg	-	-	Chłodz / Sprężony	-	Ciągły	58

W dalszej części opracowania przedstawiono koncepcję instalacji dla energetycznego wykorzystania amoniaku dla każdej referencyjnej jednostki.



Rys. 51. Koncepcja instalacji uniwersalnej NH<sub>3</sub> dla kotła klasy 200 MW.

### 2.2.4.3 Kocioł energetyki zawodowej klasy 200MW

Dla kotła energetycznego typu OP-650 można rozważyć każdy z możliwych sposobów dostaw amoniaku tj: w cysternach samochodowych; transportem kolejowym; transportem rzeczonym za pomocą barki lub statkiem morskim - jeśli elektrownia jest zlokalizowana w pobliżu portu morskiego. Ostatnią, bardzo wygodną alternatywą jest transport amoniaku rurociągiem, przy odpowiednio skalkulowanym nakładzie inwestycyjnym na infrastrukturę lub możliwości przystosowania istniejącego rurociągu dla produktów ropopochodnych lub gazu ziemnego. W opozycji do tego stoi transport samochodowy, który w skali kotła jw. i przy 40 % udziale amoniaku w składzie oznacza ok. 38 transportów cysterną samochodową (jak pokazano w Tab. 23), co wiąże się z określoną uciążliwością w skali roku i podwyższonymi kosztami transportu.

Odrębnym zagadnieniem jest ilość amoniaku zmagazynowanego na terenie elektrowni. Jeśli paliwo to traktować jako zasób strategiczny do produkcji energii elektrycznej, należałoby mieć zgromadzony zapas w ilości 15 dni produkcyjnych, co dla omawianego kotła (dla 40% udziału NH<sub>3</sub> w paliwie) oznacza 17 250 ton amoniaku. Przy zastosowaniu podziału magazynów ze względów bezpieczeństwa procesowego, daje nam to dwa zbiorniki o pojemności 16 400 m<sup>3</sup> każdy. Koncepcja takiej instalacji (uniwersalnej) mogąca przyjąć amoniak za pomocą czterech różnych sposobów dostaw i zmagazynować jego ilość na okres 15 dni pokazana została na Rys. 51.

Koncepcja instalacji „uniwersalnej” została podzielona na odpowiednie strefy, w których odbywają się różne procesy technologiczne. Są to:

- strefa rozładunku amoniaku skompresowanego dla transportu drogowego, kolejowego i rurociągu,
- strefa rozładunku amoniaku chłodzonego dla dostaw barką lub statkiem – niskociśnieniowa,
- strefy magazynowania,
- strefa chłodzenia,
- strefa przygotowania,
- strefa spalania.

Wyjścia ze stref, gdzie występuje amoniak w fazie ciekłej, zabezpieczone są kurtynami wodnymi dla ochrony pracowników. Wynika to z właściwości ciekłego amoniaku do tworzenia mgły unoszącej się nisko przy ziemi. Bezpieczna ucieczka ze strefy (w razie rozszczelnienia zbiornika lub rurociągu) wymaga usunięcia resztek amoniaku z odzieży. Stosuje się również kurtyny wodne do ochrony małych zbiorników, ale wymaga to zgromadzenia ogromnych ilości wody w celu odpowiedniego rozcieńczenia amoniaku do poziomów bezpiecznych dla środowiska. Nie stosuje się kurtyn wodnych w miejscach, gdzie amoniak występuje w fazie gazowej, ponieważ jest lżejszy od powietrza – po wystąpieniu sytuacji awaryjnej należy jak najszybciej opuścić zagrożoną strefę. Amoniak gazowy usuwany jest do pochodni, gdzie ulega spalaniu.

**Rozładunek ciśnieniowy amoniaku** z cystern odbywa się do zbiornika buforowego mającego zdolność do przyjęcia jednej lub dwóch cystern i łagodnego wprowadzenia do instalacji chłodniczej w celu jej poprawnej pracy. Również dostawy z rurociągu wymagają dodatkowego schłodzenia ze względu na niższy parametr temperatury – powyżej 2°C w rurociągu w stosunku do -33°C w zbiornikach zapasowych. W przypadku przepompowywania do tego samego zbiornika buforowego należałoby tymczasowo zwiększyć również ciśnienie z 3,5 bar (w rurociągu) do min. 8,2 bar w zbiorniku buforowym. Zbiorniki ciśnieniowe jednopłaszczowe zabezpiecza się dodatkową wanną ociekową na wypadek pęknięcia zbiornika. Zbiorniki dwupłaszczowe nie wymagają takiej wanny. Przed wzrostem

ciśnienia w zbiornikach montuje się zawory bezpieczeństwa z wyprowadzeniem do pochodni – oba typy zbiorników.

**Rozładunek amoniaku chłodzonego** odbywa się w strefie niskociśnieniowej. Amoniak taki ze względu na posiadanie takich samych parametrów jak w zbiornikach magazynowych może być pompowany bezpośrednio do nich. Pary amoniaku powstające w zbiornikach są wypompowywane za pomocą sprężarki pomocniczej. Planowane terminale rozładunkowe wodne będą się znajdować poza terenem elektrowni lub na jej obrzeżu. Długość rurociągu w tym przypadku wahałaby się od kilkuset metrów do kilku kilometrów, w zależności od lokalizacji terminala. Transport niskociśnieniowy amoniaku chłodzonego odbywa się za pomocą barki lub statku. Jest to bardzo korzystny sposób dostaw amoniaku do elektrowni z kilku powodów:

- transport wodny jest jednym z najtańszych, co przekłada się na cenę końcową amoniaku;
- amoniak jest transportowany jako schłodzony i nadaje się do bezpośredniego przepompowania do instalacji magazynowej;
- dostawy są rzadkie, ponieważ w zależności od pojemności barki (500-3000 m<sup>3</sup>) mogą to być 3 barki dziennie lub jedna barka na dwa dni.

Główną wadą tego sposobu transportu jest fakt, że tylko niektóre elektrownie w Polsce mają dostęp do rzeki żeglownej lub bezpośredni dostęp do portu morskiego umożliwiający dostawy chłodnicze amoniaku. Ze względów ekonomicznych oraz procesowych można by zaprojektować dodatkową instalację podającą amoniak ze zbiornika buforowego bezpośrednio do strefy przygotowania paliwa do kotła z pominięciem instalacji chłodniczej w celu zmniejszenia energochłonności procesu, a także zmniejszenia mocy i gabarytów instalacji chłodniczej. Z obliczeń wynika, że jeśli chcielibyśmy zbudować instalację chłodniczą do przyjmowania amoniaku sprężonego (cysterny nie chłodzone), to przy zapewnieniu podwójnej wydajności rozładunku w stosunku do zapotrzebowania kotła, moc chłodnicza do zapewnienia tego procesu musiałaby wynosić 5 MW. Można zatem rozważyć inny scenariusz funkcjonowania magazynu. Amoniak zgromadzony w zasobnikach zapasowych jest w tym przypadku paliwem zapasowym, służącym w normalnych warunkach do kompensacji wahań dostaw, a amoniak z bieżących dostaw jest paliwem zasilającym kocioł. Pozwalałoby to, uniknąć schładzania amoniaku z dostaw cysternami, by w końcowym etapie podgrzewać go przed kotłem. Wymagałoby to jednak bardzo precyzyjnego planowania dostaw nie chłodniczych i uzupełniania magazynów w dużo dłuższym czasie – mniejsza moc instalacji chłodzącej.

**Instalacja magazynowa** dla kotła OP-650 na okres 15 dni to dwa zbiorniki o pojemności 16400 m<sup>3</sup> każdy. Stosuje się przy takich pojemnościach zbiorniki dwupłaszczowe, izolowane - zazwyczaj perlitem ze względu na jego odporność na niskie temperatury i dobrą rezystancję cieplną. Koszt tych zbiorników stanowi bardzo dużą część wartości instalacji (80-90%) ze względu na dużą ilość zabezpieczeń i potrzebę utrzymywania amoniaku w stanie ciekłym, schłodzonym. W normalnych warunkach pracy instalacji ciepło wnika do zbiorników powoduje parowanie amoniaku, aby nie doprowadzić do wzrostu ciśnienia, pary te są odpompowywane za pomocą sprężarki pomocniczej. W przypadku jej awarii również sprężarka główna może przejąć funkcję zasysania par. W razie awarii całej instalacji chłodniczej, w celu niedopuszczenia do wzrostu ciśnienia w zbiornikach magazynowych, następuje otwarcie zaworów bezpieczeństwa i zrzut nagromadzonego amoniaku do pochodni w celu jego bezpiecznej utylizacji.

**Instalacja chłodnicza** ww. koncepcji pełni dwie funkcje: schładzania par powstających w zbiornikach magazynowych i schładzania dostaw sprężonego amoniaku w celu jego przechowywania w zbiorniku magazynowym przy ciśnieniu bliskim atmosferycznemu. Głównymi elementami tej instalacji są elementy typowe dla instalacji chłodniczych takie jak sprężarki, parownik, zbiornik do gromadzenia kondensatu. Z ww. zbiornika system kontroli poziomu cieczy kieruje amoniak ciekły do zbiornika

rozprężania, gdzie następuje pośrednia dekompresja, zanim ciecz wróci do zbiornika magazynowego, niskociśnieniowego. W procesie rozprężania, część cieczy może odparować, co pozwala na obniżenie temperatury medium przed jego dalszym transportem do miejsca przechowywania. Jednym ze specyficznych elementów stosowanych w instalacjach chłodniczych  $\text{NH}_3$  jest zbiornik rozprężny (ang. Flash tank), w którym jest utrzymywany za pomocą zaworów i płynowskazu poziom schłodzonego  $\text{NH}_3$ , do którego również podawany jest ciepły amoniak z dostaw. Jego gwałtowne rozprężanie powoduje częściowe odparowanie. Pary odbierają ciepło przy zmianie fazy, schładzając pozostałą część amoniaku. Do tego zbiornika trafiają również pary amoniaku ze zbiorników magazynowych. Po częściowym podniesieniu ciśnienia w sprężarce pomocniczej (do 2-4 bar), wtłaczane są poniżej poziomu zimnego amoniaku i przechodząc przez ciecz zostają schłodzone przechodząc przemianę fazową. Pary amoniaku, które nie przeszły przemiany fazowej w ciecz, zostają zassane do sprężarki głównej (10-15 bar) i przechodzą przez klasyczny układ chłodniczy (sprężarka, parownik i zbiornik z zaworem rozprężnym).

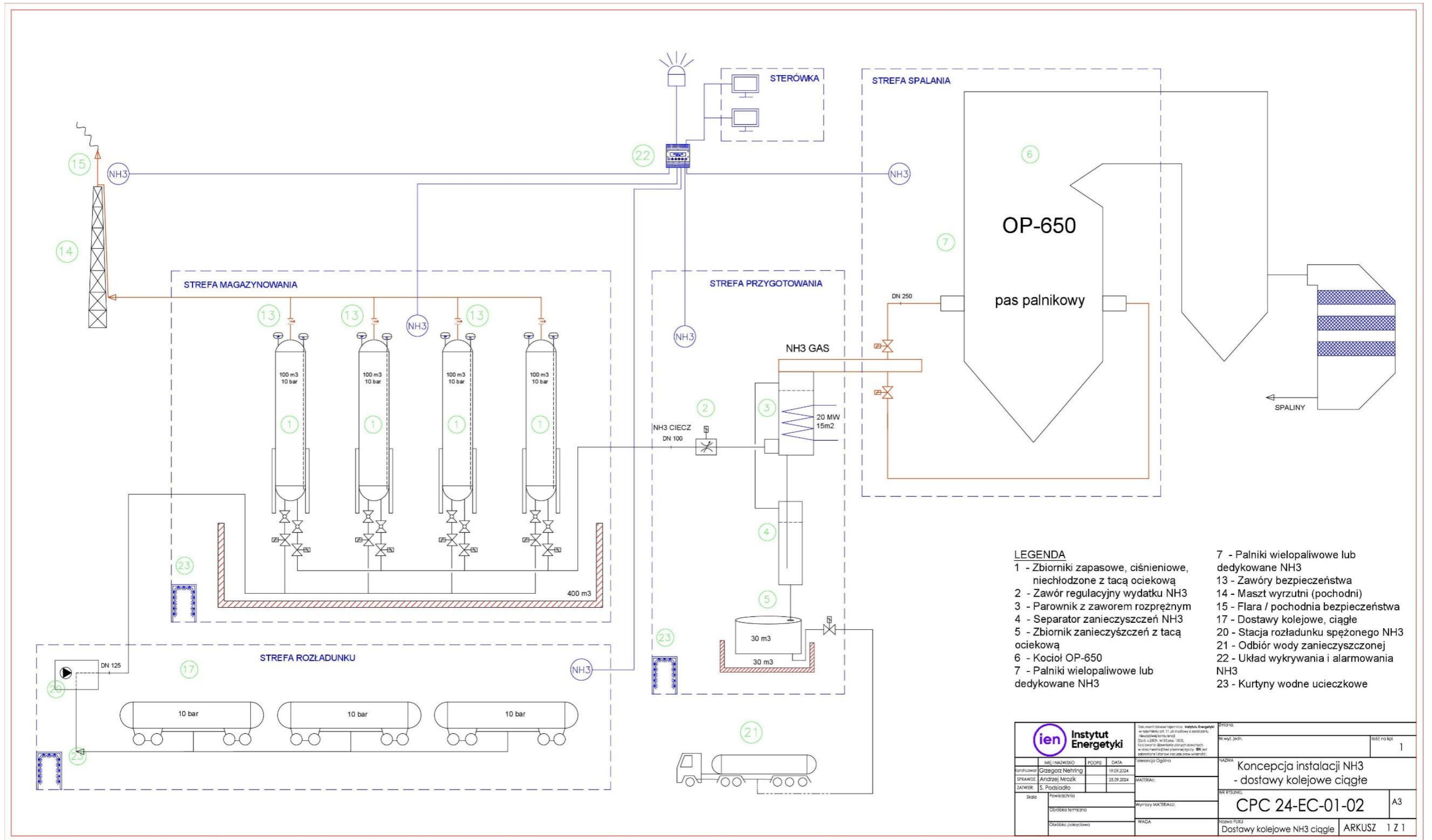
**Przygotowanie amoniaku do spalania** w instalacji ze zbiornikami magazynowymi chłodzonymi polega na przetransportowaniu odpowiedniej ilości amoniaku za pomocą pomp z redundancją do parownika i przekształceniu ciekłego  $\text{NH}_3$  w gazowy. Przy maksymalnej mocy i 40% udziale amoniaku wymaga to dostarczenia strumienia ciepła na poziomie 20 MW. Amoniak po zmianie fazy na gazową będzie miał dostateczną wartość ciśnienia, aby bez dodatkowych dmuchaw przepłynął kanałami do palników dedykowanych lub wielopaliwowych (w zależności od umiejscowienia dysz amoniaku). Ponieważ nie przewiduje się spalania 100% amoniaku, do kontroli procesu spalania można wykorzystać istniejącą aparaturę kontrolną. Nie ma również potrzeby stosowania oddzielnych zapalarek dla tych palników, istniejące zapalarki mazutowe lub gazowe powinny doprowadzić do zapłonu lotnego amoniaku. Ze względów bezpieczeństwa zaleca się podawanie amoniaku na rozgrzany kocioł za pomocą paliwa podstawowego. Ponieważ amoniak nigdy nie wykazuje 100% czystości i zawsze zawiera między innymi wodę, stosuje się separator zanieczyszczeń i zbiornik na zanieczyszczoną wodę amoniakalną. Przy czystości dostaw na poziomie 99,85% i pojemności cysterny wywożącej odpady wynoszącej ok.  $30\text{m}^3$ , usuwanie zanieczyszczeń będzie następować nie częściej niż raz na 10 dni.

Podział na strefy funkcjonalne wynika z bezpieczeństwa pracy operatorów (możliwości nadzoru określonego obszaru, w którym występują określone ryzyka) i odległości pomiędzy poszczególnymi grupami urządzeń. Praktycznie wszystkie strefy poza strefą spalania i nadzoru (sterówka) mogą znajdować się w niezamkniętych obszarach (wiaty), co dodatkowo zwiększa bezpieczeństwo pracy z gazem toksycznym i wybuchowym jakim jest amoniak. Gazy wybuchowe stwarzają dużo większe zagrożenie dla bezpieczeństwa pracy osób w pomieszczeniach zamkniętych, gdzie może zgromadzić się określona ilość gazu i przekroczona zostanie dolna granica wybuchowości. Każda ze stref musi być monitorowana za pomocą czujników wykrywających obecność amoniaku w powietrzu i systemy te muszą być redundantne. Ilość czujników będzie zależała od konkretnych rozwiązań projektowych instalacji. Dodatkowe informacje mające wpływ na bezpieczeństwo pracy i użytkowania instalacji będą pochodzić z samych parametrów pracy instalacji – ciśnienia w zbiornikach i rurociągach; poziomów cieczy w zbiornikach; informacje o przebiegu procesu spalania; temperaturach, itp. – dlatego zasadne jest, aby instalacja była nadzorowana w przez „operatora” kotłowni z podglądem sygnałów do oficera bezpieczeństwa zakładu.

Instalacja uniwersalna daje duże możliwości gromadzenia paliwa i różnorakie sposoby odbioru dostaw amoniaku. Jej zasadniczą wadą jest natomiast cena – głównie ze względu na kosztowne zasobniki amoniaku chłodzonego. Jeśliby jednak zrezygnować z zapasu 15 dni pracy w amoniaku a pozostawić bezpieczeństwo energetyczne w zasobach węgla lub gazu ziemnego pojawiają się inne tańsze alternatywy dla budowy instalacji spalania amoniaku z zastosowaniem tylko jednego ze sposobu dostaw. Szacowane parametry najważniejszych elementów koncepcji instalacji energetycznego wykorzystania amoniaku zebrano w Tab. 24.

Tab. 24. Najważniejsze elementy koncepcji instalacji energetycznego wykorzystania amoniaku.

Nazwa zespołu	Szacowane parametry
Zbiorniki zapasowe, chłodzone do -33°C	<ul style="list-style-type: none"> <li>- konstruowane zgodnie z międzynarodowymi normami, takimi jak EN14620, API620 i API625</li> <li>- objętość 1 zbiornika 16 400m<sup>3</sup> (80% napełnienia + 20% poduszka)</li> <li>- wymagane 2 zbiorniki zapewniające 15 dni nieprzerwanej pracy dla instalacji kotłowej przy 40% udziale amoniaku w paliwie dla maksymalnej wydajności kotła</li> <li>- zbiornik dwupłaszczowe; izolowane perlitem</li> </ul>
Pompy transportowe	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pompa monoblokowa jednostopniowa wirowa do amoniaku</li> <li>- wydajność 50t/h; moc ok. 15kW</li> <li>- wyposażona w elektrozwór i zawory serwisowe</li> </ul>
Parownik	<ul style="list-style-type: none"> <li>- moc 20MW; wydajność 50t/h</li> <li>- powierzchnia wymiany ciepła 15m<sup>2</sup></li> <li>- ciężar ok. 7t; stal nierdzewna gat. 304</li> </ul>
Zbiornik wody odpadowej	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pojemność 30m<sup>3</sup>; szczelnie zamknięte zbiorniki chemoodporne, stal nierdzewna lub z tworzywa sztucznego np. polipropylen</li> </ul>
Zbiornik ciśnieniowy rozładowczy z tacą ociekową	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pojemność 100m<sup>3</sup>;</li> <li>- maksymalne ciśnienie pracy 1 MPa</li> <li>- ciężar ok. 45 ton; wymiary śr. - 3,6 m x wys./dł. - 17 m;</li> <li>- temperatura pracy -5 - 30 °C</li> </ul>
Zbiornik rozdziału faz	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pojemność 12 m<sup>3</sup> ; ciężar ok. 2,2t</li> </ul>
Sprężarka główna – schładzanie dostaw	<ul style="list-style-type: none"> <li>- nominalny przepływ objętości 40 m<sup>3</sup>/min, moc 30kW (typ VW-40-2,5)</li> </ul>
Sprężarka pomocnicza	<ul style="list-style-type: none"> <li>- moc 30kW; wydajność 800m<sup>3</sup>/h</li> </ul>
Chłodnica	<ul style="list-style-type: none"> <li>- moc 5MW; powierzchnia wymiany ciepła 1600m<sup>2</sup>; stal nierdzewna</li> </ul>
Zbiornik, poziomy oddzielacz cieczy	<ul style="list-style-type: none"> <li>- wyprodukowany zgodnie z dyrektywą 97/23/WE; pojemność 12m<sup>3</sup>; ciężar 2,2t</li> </ul>
Wyrzutnia kominowa	<ul style="list-style-type: none"> <li>- średnica 450-500mm; - wysokość konstrukcji dostosowana do raportu oddziaływania na środowisko i obliczeniami cieplnymi wg API620 i API625</li> </ul>
Flara (pochodnia) 8-250Nm <sup>3</sup> /h	<ul style="list-style-type: none"> <li>- szybkość maksymalna spalania amoniaku do 250m<sup>3</sup>/h</li> </ul>

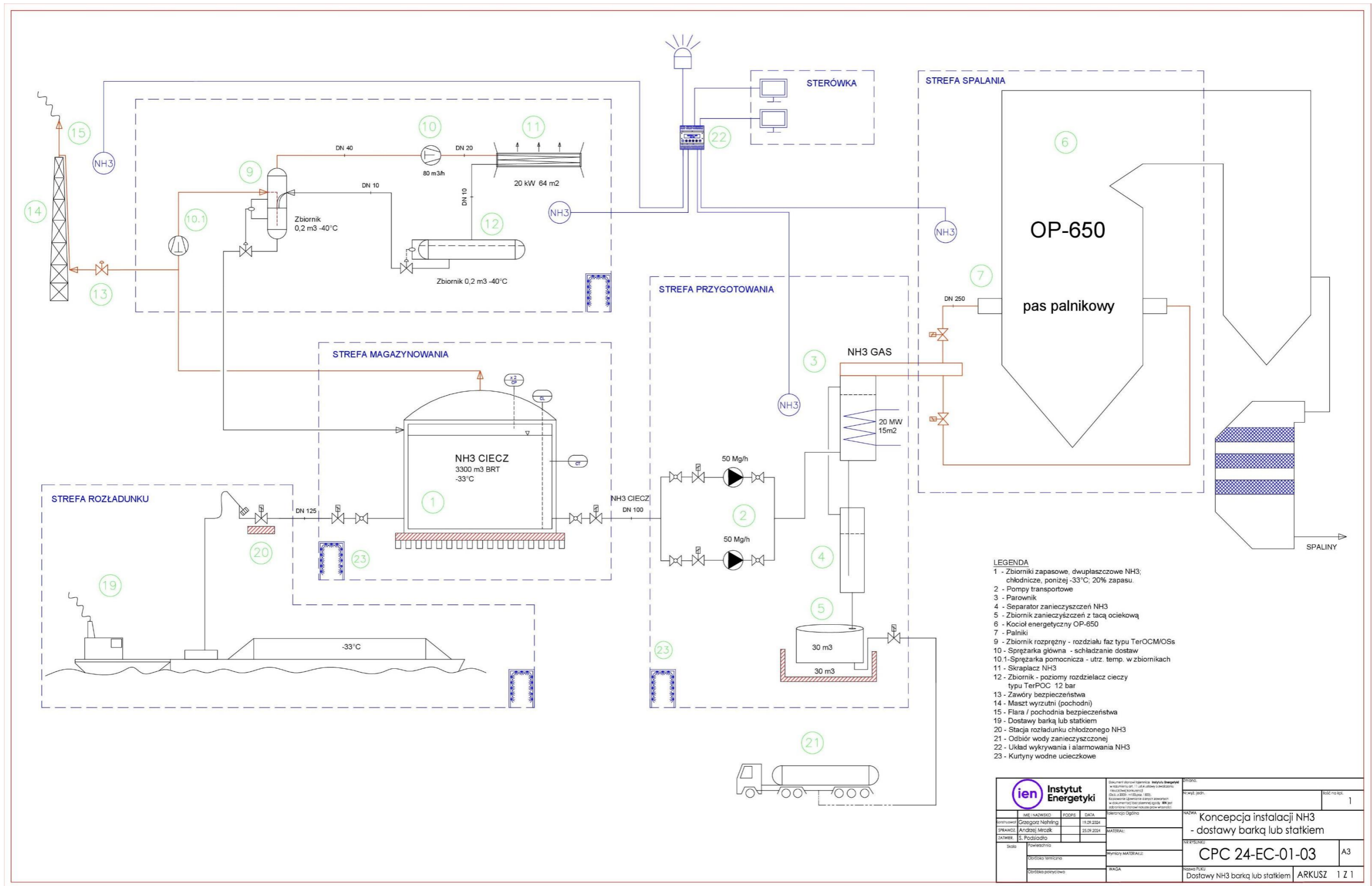


Rys. 52. Koncepcja instalacji NH<sub>3</sub> dla kotła klasy 200 MW – dostawy transportem kolejowym.

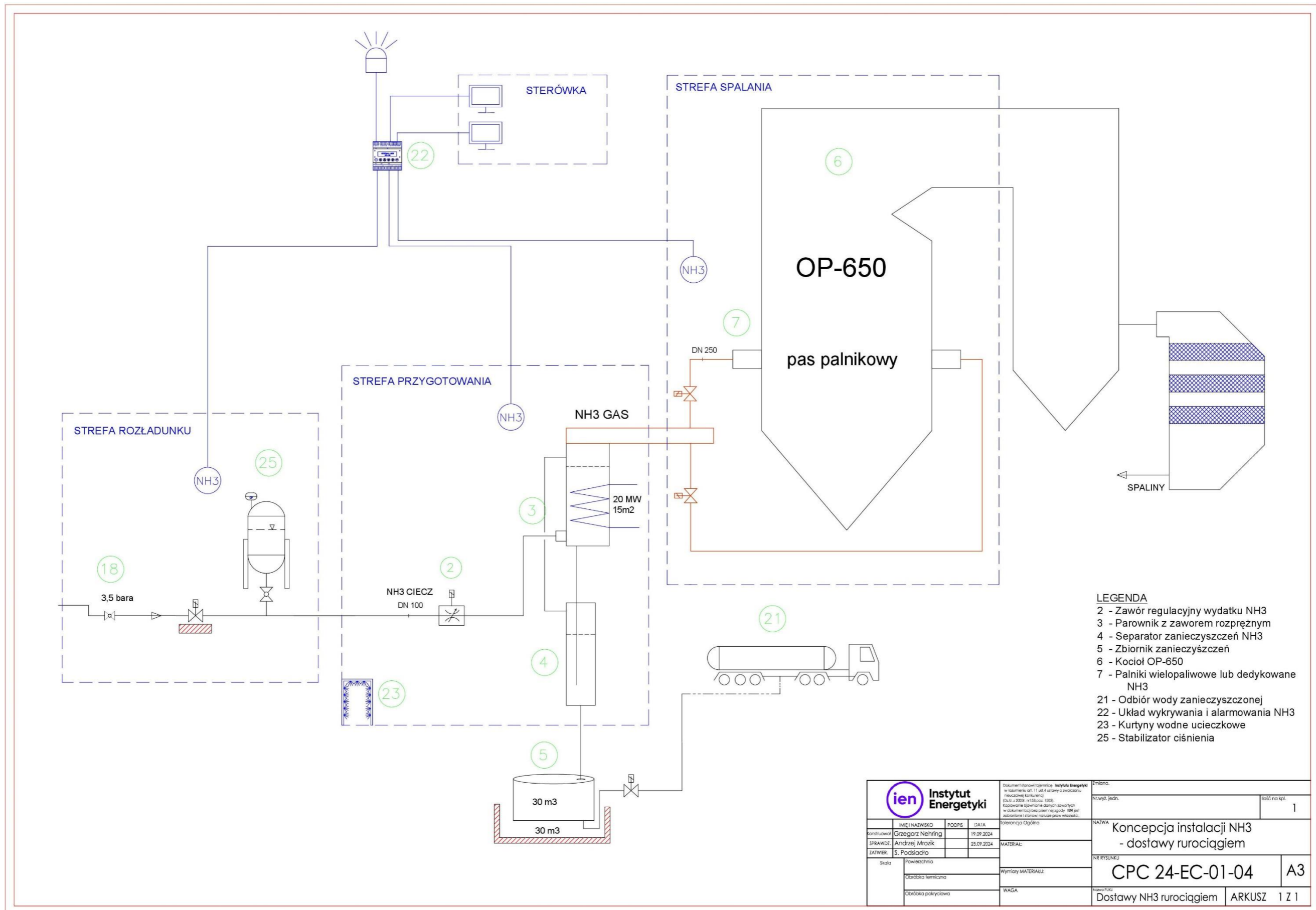
Instalacja dla kotła OP-650 – **dostawy kolejowe NH<sub>3</sub> ciągłe**. Instalacja ta nie posiada w ogóle bloku chłodniczego i dużych magazynów amoniaku – Rys. 52. Płynność procesu produkcji energii opiera się tutaj na płynności dostaw cysternami kolejowymi. Pojemność zbiorników buforowych wynosząca około 400m<sup>3</sup> (maks. 4,5h pracy przy 40% udziału NH<sub>3</sub>) pozwala jedynie na płynną pracę kotła w czasie przełączania poszczególnych cystern, zmiany składów lub przejścia na inny rodzaj paliwa. Brak bloku chłodniczego zmniejsza zasadniczo koszty pracy instalacji związane z chłodzeniem i ponownym podgrzewaniem amoniaku przed odparowaniem. Niepotrzebne są również pompy transportowe, ponieważ amoniak znajduje się pod ciśnieniem 8,5 bara i w dalszych procesach podlega już tylko rozprężaniu i podgrzaniu. Taki typ instalacji będzie musiał być wyposażony w nieco rozbudowaną instalację rozładunku cystern kolejowych. Ze względu na dostępną średnicę przyłączy (Ø80) i ograniczoną ze względów bezpieczeństwa szybkość przepływu cieczy (max. 4m/s) jednocześnie muszą być rozładowywane 2 cysterny, aby zapewnić odpowiednią ilość paliwa do kotła. W praktyce dwie bocznicę będą musiały zostać wyposażone w stacje rozładunku do jednoczesnego rozładunku z minimum 4 przyłączami (2x2). Gdyby podstawienie kolejnego składu się opóźniało ze względów logistycznych, 2 przyłącza na każdej z bocznic zapewnią ciągłość dostaw do procesu produkcji energii z pełną mocą kotła z odpowiednim udziałem NH<sub>3</sub>.

Niektóre lokalizacje elektrowni nad rzekami lub w portach morskich mogą korzystać z dostaw **NH<sub>3</sub> barką lub statkiem** – propozycja takiej instalacji została przedstawiona na Rys. 53. Budowa takiej instalacji jest według wykonanych obliczeń dwukrotnie droższa od instalacji tylko z dostawami kolejowymi, ale może to być opłacalnym rozwiązaniem ekonomicznym ze względu na najniższy koszt dostawy - finalną cenę amoniaku i niższy koszt produkcji energii. Największa ilość światowych dostaw amoniaku odbywa się właśnie w transporcie morskim. Amoniak taki jest transportowany w stanie schłodzonym, a barki i statki mają określoną pojemność, która musi być rozładowana. Nie licząc wielkich transportów morskich, typową wielkością barki jest pojemność od 500-3000 m<sup>3</sup> chłodniczego amoniaku. W związku z powyższym zaproponowano wyposażenie ww. instalacji w zbiornik chłodniczy umożliwiający rozładunek właśnie takiej maksymalnej ilości amoniaku z jednej dostawy. Blok chłodniczy takiej instalacji ma moc zaledwie 20kW i jego zadaniem jest jedynie utrzymanie niskiej temperatury w zbiorniku zapasowym amoniaku (nie ma potrzeby schładzania dostaw sprężonego amoniaku).

Najniższym kosztem inwestycyjnym charakteryzuje się instalacja zasilania kotła OP-650 z rurociągu - Rys. 54. Oczywiście mowa jest tutaj o koszcie budowy samej instalacji bez kosztu budowy rurociągu. Koszty budowy rurociągu są trudne do oszacowania i zależne od odległości i średnicy rurociągu. Można sobie jednak wyobrazić sytuację, w której istnieje finansowanie zewnętrzne takiej infrastruktury jak w przypadku rurociągów gazowych. Zasilanie NH<sub>3</sub> z rurociągu może być też dobrym rozwiązaniem dla elektrowni znajdujących się w bliskim lub bezpośrednim sąsiedztwie zakładów produkujących amoniak. Dostawy rurociągiem charakteryzują się bardzo dużą stałością. Nie ma zatem potrzeby budowania magazynów na terenie elektrowni a jedynie zastosowanie stabilizatora ciśnienia, który jest nieporównywalnie tańszym urządzeniem i właściwie jego występowanie zależy jest od umówionych warunków dostaw z operatorem rurociągu. Brak potrzeby magazynowania paliwa powoduje również brak obecności instalacji schładzania amoniaku w tym wariantcie. Instalacja na terenie zakładu jest prosta, relatywnie tania i sprowadza się do podgrzania, odparowania i podania pod wpływem ciśnienia własnego amoniaku do palników dedykowanych (amoniakowych) lub wielopaliwowych.



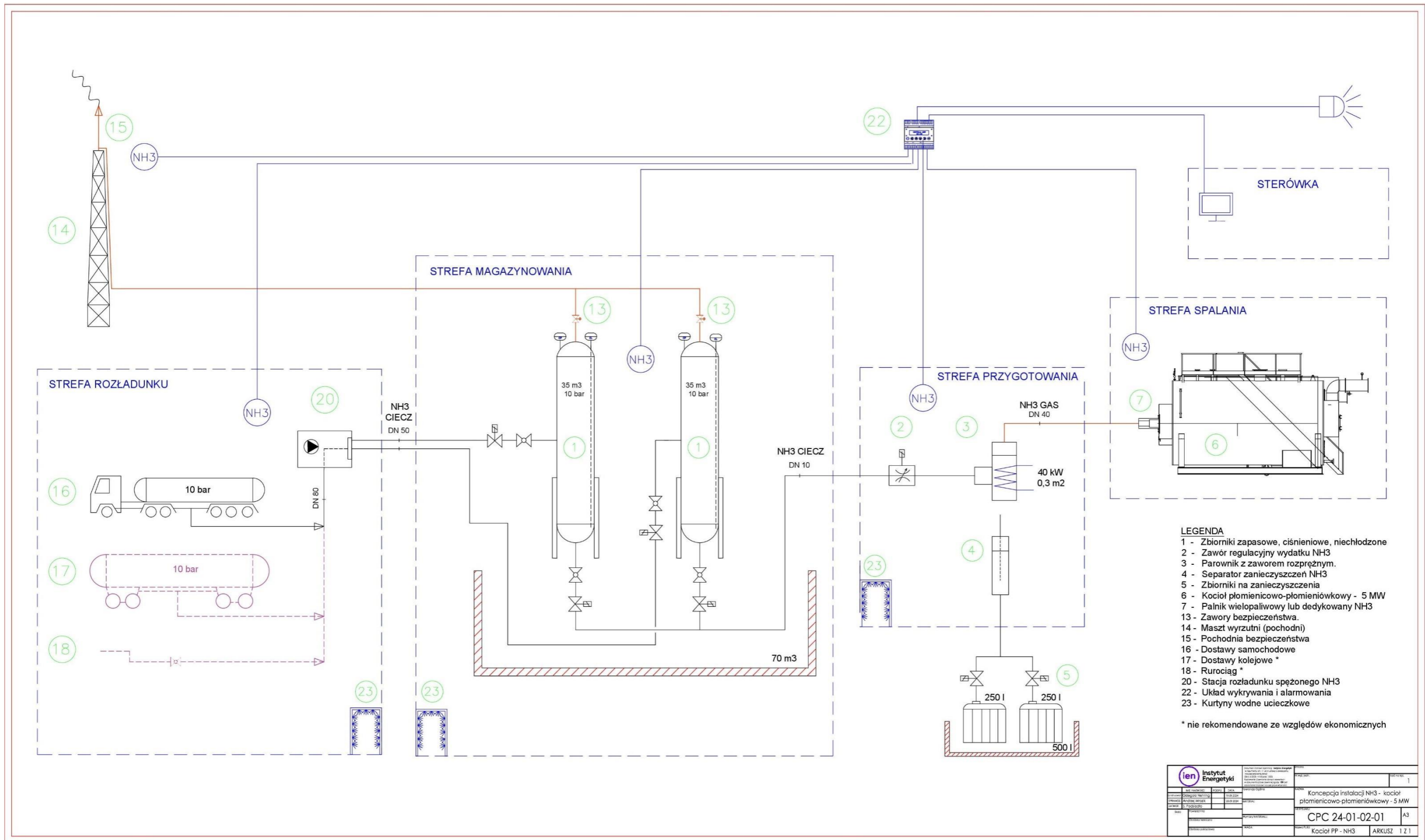
Rys. 53. Koncepcja instalacji NH<sub>3</sub> dla kotła klasy 200 MW – dostawy transportem wodnym.



Rys. 54. Konceptcja instalacji NH<sub>3</sub> dla kotła klasy 200 MW – dostawy rurociągiem

#### **2.2.4.4 Kocioł ciepłowniczy typu płomienicowo-płomieniówkowego**

Instalacja podawania amoniaku dla kotła płomienicowo-płomieniówkowego o mocy 5 MW została przedstawiona na Rys. 55. Kocioł o mocy 5 MW, to moc potrzebna do zaspokojenia w ciepło małego osiedla (2500-5000 mieszkań) lub odpowiedniej wielkości zakładu przemysłowego. Zużycie amoniaku ciekłego, przy 10% udziale energetycznym, wynosi 0,16 m<sup>3</sup> na godzinę. Jedna cysterna samochodowa o pojemności 30 m<sup>3</sup> pozwala na prawie dwanaście dni pracy instalacji i jest jedynym uzasadnionym ekonomicznie sposobem dostaw. Ze względu na małe zużycie paliwa w instalacji tej zaproponowano budowę dwóch magazynów ciśnieniowych o łącznej pojemności 70 m<sup>3</sup> pod ciśnieniem minimum 8,5 bar, co zaspokaja zapotrzebowanie instalacji na okres 15 dni. Podział magazynu na dwa zbiorniki o pojemności 35 m<sup>3</sup> każdy, ma na celu obniżenie kosztów inwestycyjnych oraz możliwości prowadzenia prac konserwacyjnych - umożliwienie odstawienia jednego zbiornika bez potrzeby zatrzymywania pracy instalacji. Zbiorniki 35 m<sup>3</sup> są typowym rozwiązaniem stosowanym do gromadzenia gazów pod ciśnieniem (wodór, tlen, CO<sub>2</sub>, LPG) i są transportowane w całości do miejsca instalacji. Magazyny ciśnieniowe amoniaku nie wymagają instalacji chłodniczej. Zabezpieczeniem przed wzrostem ciśnienia są zawory bezpieczeństwa z odprowadzeniem gazowego amoniaku do pochodni. Dostawy kolejowe są oczywiście możliwe, lecz nieuzasadnione ekonomicznie – zbyt duży nakład inwestycyjny na budowę bocznic kolejowej w stosunku do wielkości dostaw i zbyt długi czas opróżniania jednej cysterny w przypadku stosowania opcji „magazynu zastępczego”. Dostawy kolejowe można rozważyć przy znacznie wyższych mocach i wolumenach dostaw. To samo dotyczy budowy rurociągu do tak małego odbioru. Jeśli jednak w przyszłości nastąpiłby gwałtowny rozwój infrastruktury do transportu amoniaku rurociągami (zamiennie dla gazu ziemnego) wówczas przyłączanie takich małych kotłów stało by się powszechne i byłyby to, najtańsze instalacje do spalania amoniaku w kotłach energetycznych. Odpad z odgazowania amoniaku w postaci wody amoniakalnej dla tej instalacji będzie wynosił zaledwie 5,5 l/d. Do jej gromadzenia wystarczające są zatem pojemniki 250 l, które będą wymieniane co około 40 dni.



Rys. 55. Koncepcja instalacji NH<sub>3</sub> dla kotła płomienicowo-płomieniówkowego o mocy 5MW – dostawy samochodowe.

#### 2.2.4.5 Turbina gazowa 400 MWe

Na rysunkach Rys. 56, Rys. 57, Rys. 58 przedstawiono koncepcje zasilania **turbo zespołu gazowego o mocy elektrycznej 400 MW** przy pomocy transportów **kolejowych, wodnych oraz przy użyciu rurociągu**. Ze względu na specyficzne wartości ciśnienia i temperatury, a przede wszystkim niezbyt duże rozmiary komory spalania turbiny gazowej, na podstawie obliczeń wykonanych w IEN-PIB, bez głębokiej modernizacji komór spalania nie można dodawać więcej niż 10% amoniaku do gazu ziemnego. Związane jest to z powstawaniem dużej ilości  $\text{NO}_x$  i zostało szczegółowo omówione w rozdziale 2.2.3. Nie mniej, nawet 10% udziału energetycznego przy tak dużych mocach urządzeń daje 21,6 Mg/h i stanowi ok. połowę zapotrzebowania ilości amoniaku względem zasilania kotła OP-650 przy 40% udziale amoniaku. Dlatego koncepcje te są zbliżone do odpowiednich rysunków kotła OP-650 - Rys. 52, Rys. 53, Rys. 54.

Z przedstawionej analizy numerycznej procesu spalania (rozdział 2.2.3) wynika, że do spalania amoniaku wymagana jest dłuższa komora spalania niż w przypadku metanu zasilającego turbiny gazowe. Ze względu na budowę komór spalania w turbinach gazowych i niebezpieczeństwo niecałkowitego spalania amoniaku, sposobem na niestosowanie dodatkowych dysz i przeróbek samej komory jest domieszanie amoniaku do gazu ziemnego, za pomocą specjalnego odcinka rurociągu (mieszacza). W komorach spalania turbin gazowych panuje wysokie ciśnienie wywołane sprężaniem powietrza do spalania. Wymusza to podnoszenie ciśnienia podawania gazu ziemnego do ciśnienia powyżej 15 bar przed komorą spalania. Aby było możliwe zmieszanie amoniaku do gazu, w każdym omawianym przypadku (dostawy ciśnieniowe i chłodzone) niezbędne będzie stosowanie pomp transportowych do podniesienia ciśnienia amoniaku powyżej tej wartości przed parownikiem. W celu uniknięcia skroplenia amoniaku przy tej wartości ciśnienia musi on być podgrzewany do temperatury powyżej  $40^\circ\text{C}$ . Parownik i kolektor na odcinku do mieszacza z gazem ziemnym stają się urządzeniami ciśnieniowym z obowiązkowym zaworem awaryjnym wraz z zrzutem z zaworu do pochodni. Tak więc, pochodnia staje się obligatoryjna nawet w przypadku transportu amoniaku rurociągiem i braku zbiorników magazynowych amoniaku.

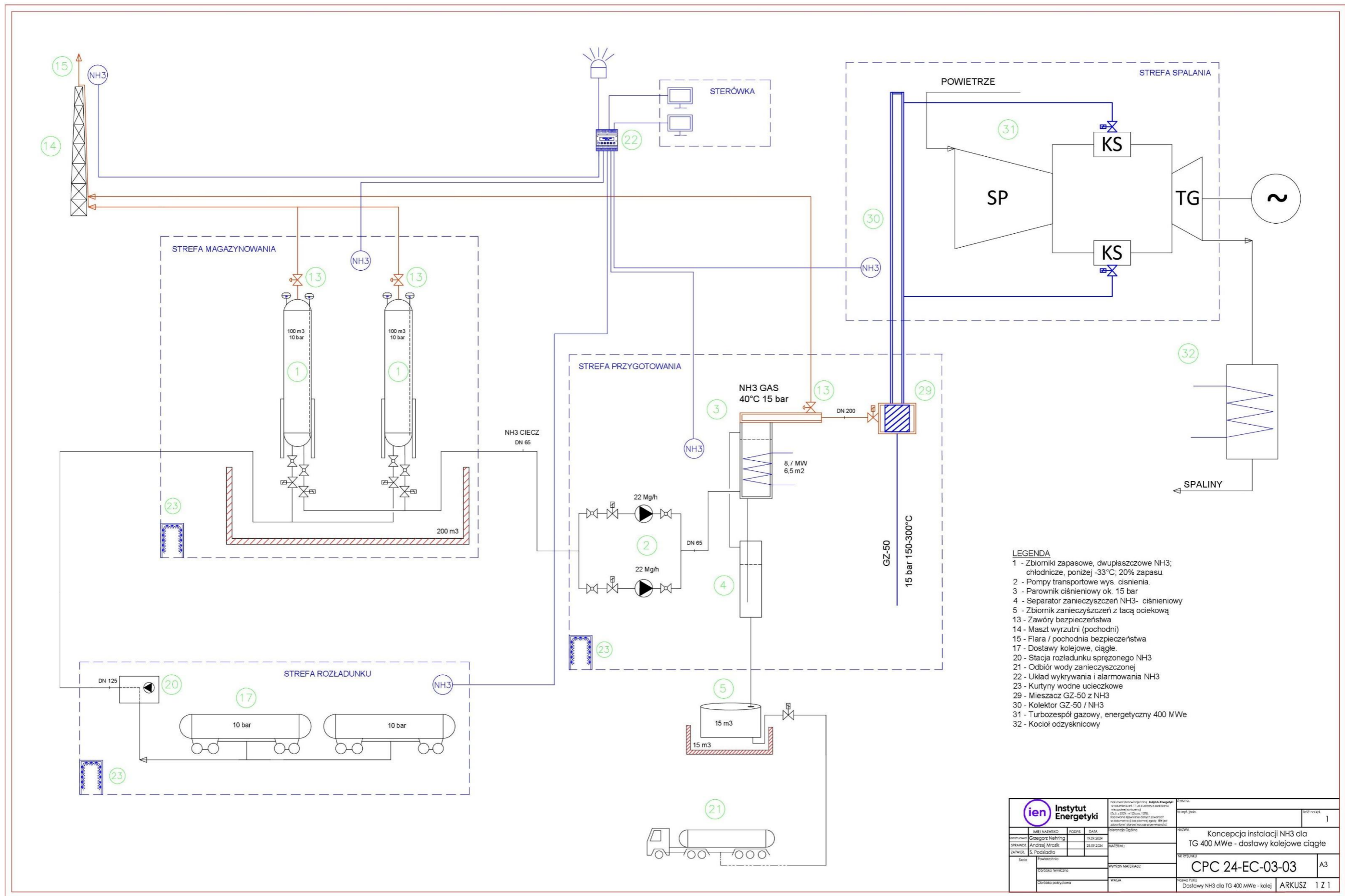
W przypadku dostaw kolejowych amoniaku możliwe było zmniejszenie pojemności zbiorników buforowych do dwóch (lub równoważnej ilości mniejszych) zbiorników o pojemności  $200\text{ m}^3$ , ze względu na mniejszy wydatek do turbiny gazowej (10%) względem kotła OP-650 (40%) i mniejsze chwilowe zapotrzebowanie, a zatem dłuższy czas pracy buforowej na jednym zbiorniku. Nie można jednak zmniejszyć wielkości magazynu ( $3300\text{ m}^3$  brutto) w przypadku dostaw barką, ze względu na pojemność jednej barki i potrzeby jej całkowitego rozładowania w krótkim czasie, stąd cena tego wariantu jest najwyższa dla przypadków z turbiną. Zmniejszenie tego zasobnika mogło by nastąpić na etapie wyboru lokalizacji i dostawcy, po uwzględnieniu dostaw tylko małymi barkami o pojemności  $500\text{ m}^3$  i zwiększeniu ich częstości dostaw z 0,25 do 1,65 barki dziennie. Stosowanie magazynu chłodzonego wymusza zastosowanie instalacji chłodniczej w wariantcie dostaw barką. Moc tej instalacji została oszacowana na 20 kW, konieczna jest z powodu przenikania ciepła do zbiornika. W każdym z omawianych wariantów z turbiną, zaproponowano zbiornik na wodę amoniakalną o pojemności  $15\text{ m}^3$  z wanną ociekową. Pozwoli to na opróżnianie co ok 19 dni, przy dziennym maksymalnym napływie wynoszącym  $0,77\text{ m}^3$ .

**Instalacje ciepłownicze i zakłady energetyczne spalające węgiel** miały duże możliwości zabezpieczenia paliwa do produkcji energii w postaci węgla, ze względu na łatwość jego przechowywania. Zapasy na hałdach były planowane od 14 dni do dwóch miesięcy, w zależności od sytuacji rynkowej i pojemności placu składowego. **Amoniak** przy porównywalnej wartości opałowej ze względu na swe właściwości – toksyczność i postać gazową przy ciśnieniu atmosferycznym nie chłodzonym, wymaga nieporównywanie większych nakładów na wybudowanie czternastodniowego magazynu.

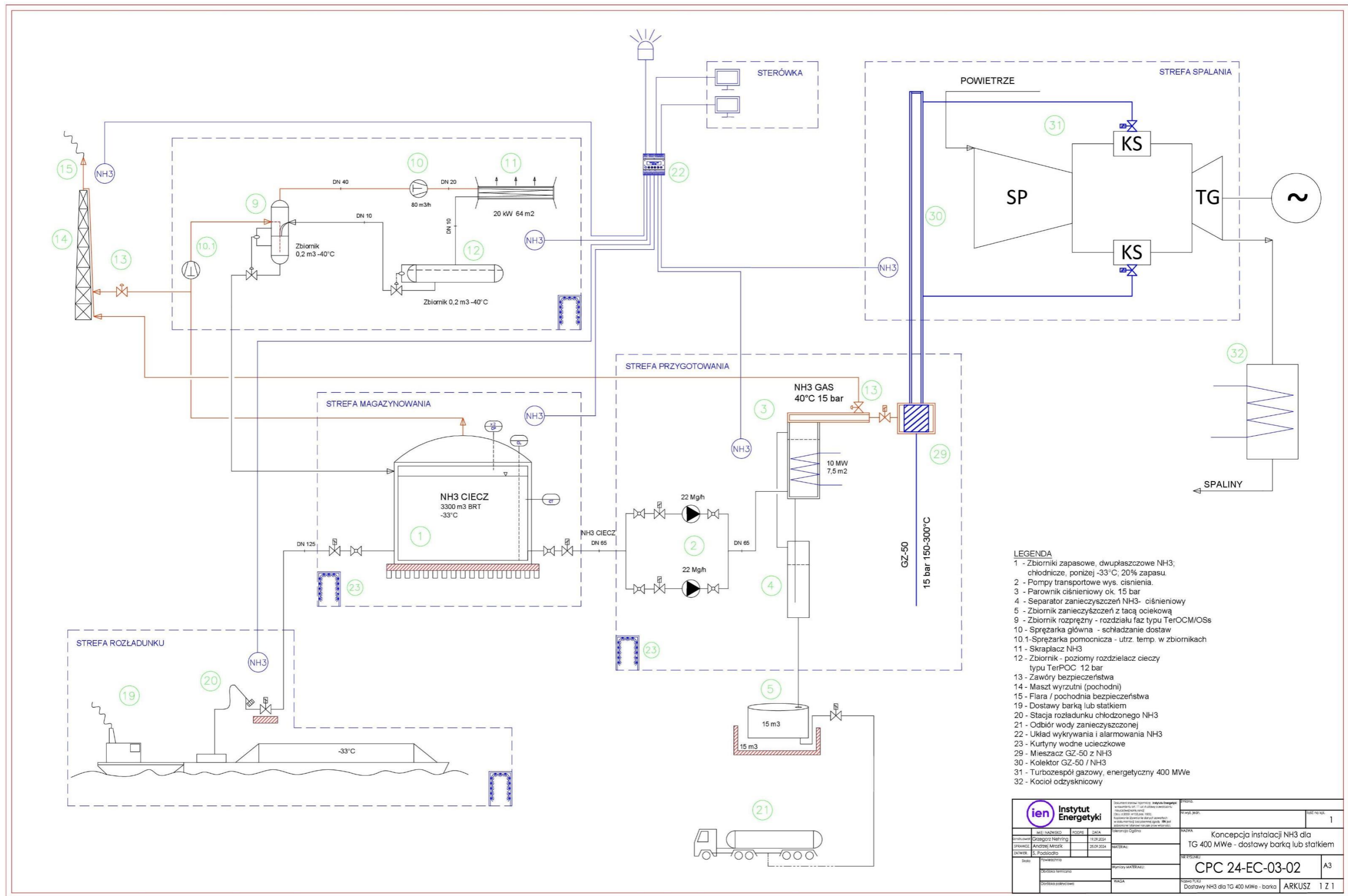
Uwzględniając powyższe czynniki wydaje się, że optymalnym rozwiązaniem dla dużych zakładów energetycznych będzie rozbudowa infrastruktury rurociąkowej łączącej porty morskie z obszarami w głąb kraju oraz magazynowanie surowca wyłącznie w portach bądź na terminalach pływających. Jeśli trend odchodzenia od paliw kopalnych będzie się utrzymywać, a podaż zielonego amoniaku wzrośnie, możliwe stanie się wykorzystanie istniejących rurociągów do transportu gazu ziemnego, przy relatywnie niskich nakładach inwestycyjnych. Alternatywnie, wzdłuż tras tych rurociągów można będzie zbudować nowe, dedykowane rurociągi przystosowane do transportu zielonego amoniaku.

Do czasu rozbudowy infrastruktury stałej i braku chęci do inwestowania dużych środków w magazyny amoniaku na terenie elektrowni bardzo dobrym i niejako istniejącym rozwiązaniem jest transport sprężonego amoniaku za pomocą cystern kolejowych i zabezpieczania zapasu w składzie wagonów. Jest to opcja logistycznie wymagająca (ze względu na konieczność zapewnienia ciągłych i płynnych dostaw), jednak charakteryzuje się stosunkowo niskimi nakładami inwestycyjnymi w porównaniu z budową infrastruktury magazynowej, zaraz po dostawach rurociągiem. Transport sprężonego amoniaku koleją nie wymaga stosowania instalacji chłodniczych, co obniża koszty eksploatacyjne. Zaletą są również duże cysterny kolejowe względem samochodowych (dostępne w kraju 55 ton; Europa do 70 ton) i możliwość zabezpieczenia dwudniowej produkcji kotła OP-650 (40% amoniaku) przy wykorzystaniu 40 wagonów (cystern) w składzie. W ramach tego rozwiązania, skład kolejowy na bocznicę kolejowej pełni funkcję strategicznego magazynu dla elektrowni. Istotnym atutem jest także gęsta sieć kolejowa – niemal każda elektrownia dysponuje bocznicą kolejową, będącą efektem wcześniejszego transportu węgla.

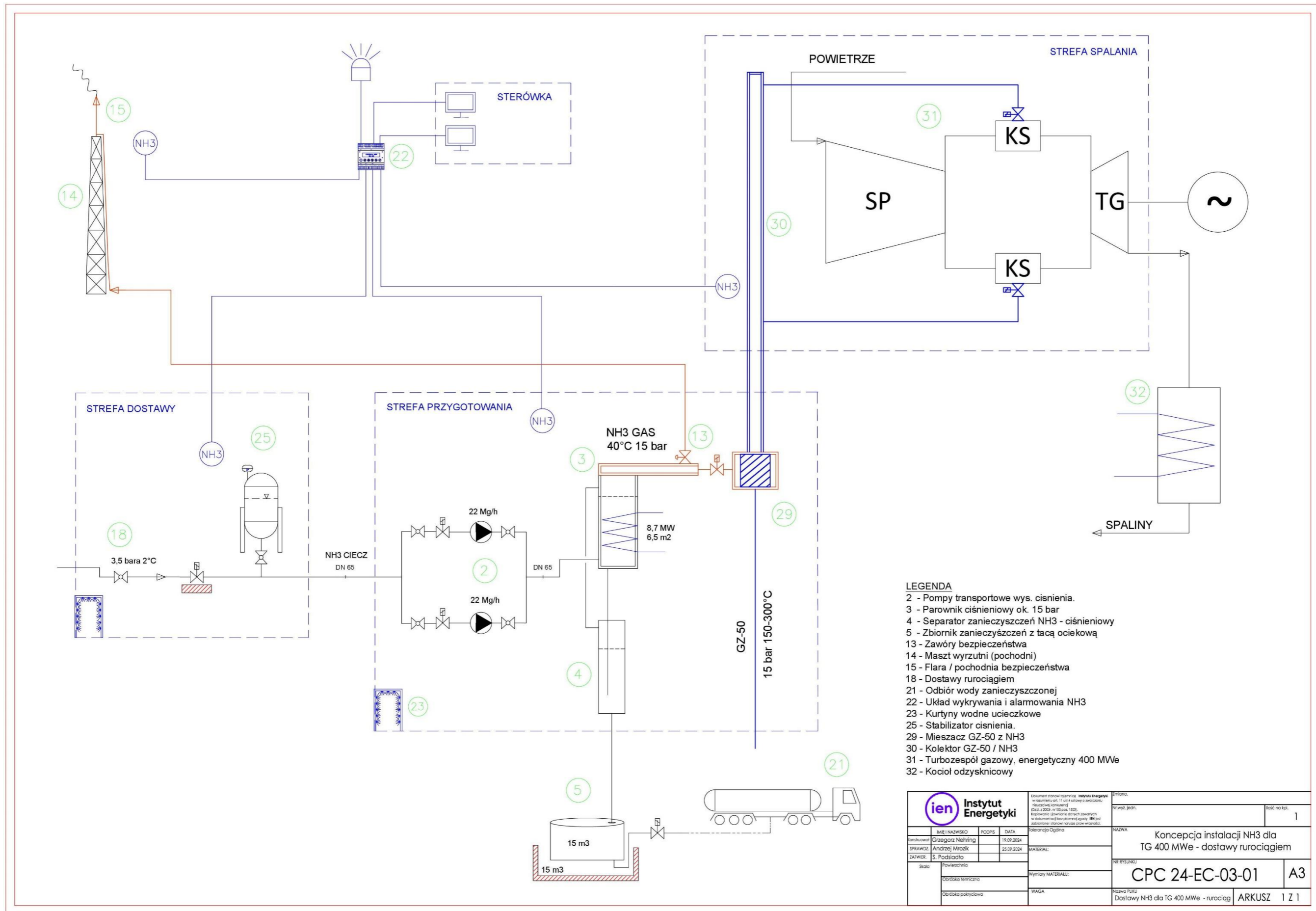
W rozdziałach 2.2.4.3-5 na schematach zostały podane parametry głównych urządzeń wymaganych do magazynowania, transportu i przetwarzania amoniaku wykorzystywanego w celach energetycznych obliczonych dla różnych mocy i sposobów spalania amoniaku. Podstawą do wykonania ww. kalkulacji były maksymalne wydajności, zapotrzebowania, przepływy amoniaku przez poszczególne urządzenia, przy pełnej mocy urządzenia energetycznego, przy dopuszczalnym stężeniu amoniaku lub do założonych warunków rozładunku i magazynowania. Tak jak wspomniano wcześniej nie przewiduje się stosowania oddzielnego systemu monitoringu płomienia, ze względu na częściowy udział amoniaku, wielokanałowość urządzeń skanujących obecność płomienia i możliwość tzw. „nauczania” systemów skanujących, sygnałów od poszczególnych rodzajów spalanych paliw. Potrzeba stosowania dodatkowych warstw katalitycznych w katalizatorach SCR będzie uzależniona od wyników pomiarów w poszczególnych lokalizacjach i w zależności od zastosowanych rozwiązań redukcyjnych NOx. Zwykle podczas budowy katalizatorów SCR były przewidywane miejsca na implementację dodatkowej warstwy na wypadek zaostżenia przepisów emisyjnych.



Rys. 56. Koncepcja instalacji zasilania amoniakiem turbiny gazowej o mocy 400 MWe – dostawy kolejowe.



Rys. 57. Koncepcja instalacji zasilania amoniakiem turbiny gazowej o mocy 400 MWe – dostawy transportem wodnym.



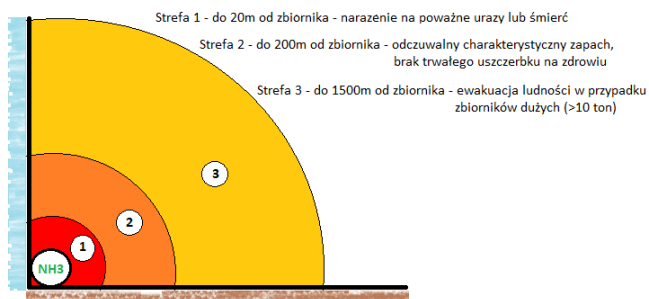
Rys. 58. Konceptja instalacji zasilania amoniakiem turbiny gazowej o mocy 400 MWe – dostawy rurociągiem.

## 2.2.5 Ryzyka związane z magazynowaniem, transportem i wykorzystaniem amoniaku na terenie zakładów przemysłowych

Amoniak jest substancją o działaniu toksycznym, która wywołuje efekty szkodliwe po wdychaniu oparów oraz w wyniku kontaktu ze skórą i oczami, prowadząc do poważnych oparzeń i uszkodzeń tkanek. W przypadku pożaru lub działania wysokiej temperatury, może dojść do uwolnienia niebezpiecznych produktów rozkładu, takich jak tlenek azotu oraz dwutlenek azotu, Rys. 59. Amoniak jest gazem lżejszym od powietrza, co sprzyja jego szybkiemu rozprzestrzenianiu się w postaci unoszącej się chmury, a tym samym zmniejsza poziom narażenia. Niemniej jednak, w praktyce amoniak jest zazwyczaj uwalniany w stanie ciekłym, co prowadzi do powstania gęstej chmury aerozolu, który ulega schłodzeniu w wyniku parowania.



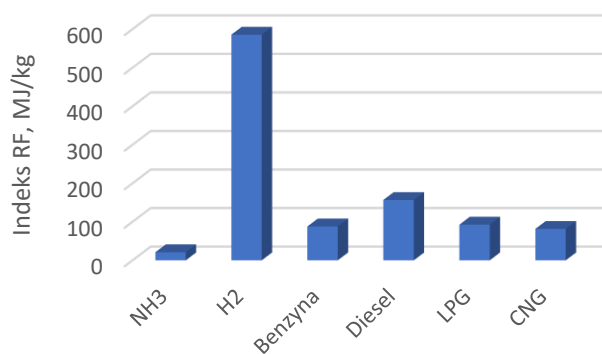
Rys. 59. Następstwa rozszczelnienia zbiornika ciekłego amoniaku [66].



Tab. 25. Wpływ  $NH_3$  na ludzkie zdrowie [67].

4-20 ppm	próg zapachowy
30-50 ppm	charakterystyczny zapach
300-400 ppm	dotkliwy zapach
400-650 ppm	podrażnienie oczu i gardła
2500-4200 ppm	stężenie niebezpieczne w ciągu 30 min
4650-9300 ppm	natychmiastowa śmierć

Rys. 60. Oddziaływanie amoniaku na ludzi w zależności od odległości od miejsca wycieku [55].



Rys. 61. Indeks RF dla wybranych paliw. Opracowanie własne.

Tab. 26. Przykładowe środki bezpieczeństwa dla zbiorników magazynujących ciekły amoniak [55].

Środki bezpieczeństwa stosowane w celu ograniczenia powstawania niebezpiecznego zdarzenia na stoku magazynowym ciekłego amoniaku	
Zbiorniki atmosferyczne	Zbiorniki ciśnieniowe
<ul style="list-style-type: none"> <li>○ podwójne, niezależne pomiary poziomu cieczy w zbiorniku,</li> <li>○ niezależne uruchamianie alarmu w chwili osiągnięcia maksymalnego poziomu NH<sub>3</sub> z każdego wskaźnika poziomu,</li> <li>○ co najmniej dwa zawory bezpieczeństwa,</li> <li>○ zawór przeciwdziałający powstawaniu w zbiorniku ciśnienia niższego od atmosferycznego,</li> <li>○ przeglądy zbiornika co 2 lata,</li> <li>○ utrzymywanie w rezerwie kompresora i kondensatora oparów amoniaku,</li> <li>○ niezależne źródło zasilania kompresorów,</li> <li>○ system spalania nadmiaru oparów w pochodni,</li> <li>○ system wykrywania przecieków w przestrzeni pomiędzy ściankami zbiorników wewnętrznego i zewnętrznego,</li> <li>○ mechaniczne przeszkody uniemożliwiające wjazd pojazdów na teren stoku</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ automatyczny system kontroli stężenia amoniaku w powietrzu,</li> <li>○ instalacja zraszaczowa,</li> <li>○ szybko działające zawory odcinające,</li> <li>○ system ostrzegania załogi i ludności o skażeniu terenu,</li> <li>○ rezerwowość zbiornik do awaryjnego opróżnienia zbiornika uszkodzonego,</li> <li>○ w odpowiedniej odległości umieszczona sterownia</li> </ul>

Stopień zagrożenia związany z wyciekami substancji chemicznych zależy od odległości od miejsca zdarzenia, Rys. 60. Potencjalnym zagrożeniom chemicznym mogą podlegać zarówno obszary znajdujące się w obrębie zakładów przemysłowych, które wykorzystują tego typu substancje, jak i tereny

sąsiadujące. Pracownicy obsługujący instalacje amoniakalne znajdują się w grupie najwyższego ryzyka. Z tego względu konieczne jest stosowanie odpowiednich środków ochrony indywidualnej, takich jak specjalistyczna odzież ochronna, rękawice oraz maski z pochłaniaczami gazowymi.

„Analiza właściwości pożarowych związków chemicznych stanowi niezwykle ważne zagadnienie w aspekcie ochrony przeciwpożarowej. Określenie charakterystyk pożarowych daje możliwość przewidzenia zachowania się rozpatrywanej substancji w danych warunkach.” [68] Jednym z parametrów określających niebezpieczeństwo zaistnienia zapłonu jest tzw. Index RF. Substancje klasyfikowane są na podstawie wartości RF w następujący sposób:  $RF < 30$  słabo zapalne,  $30 < RF < 150$  o normalnej zapalności,  $RF > 150$  silnie zapalne. Amoniak posiada względnie niski indeks RF (21 MJ/kg), Rys. 61. Niemniej, należy zastosować środki ostrożności zapobiegające wyładowaniom elektrostatycznym. Dodatkowe środki bezpieczeństwa, mające na celu zminimalizowanie ryzyka wystąpienia niebezpiecznych incydentów w magazynach z ciekłym amoniakiem, zostały przedstawione w Tab. 26 [55]. Zewnętrzny zbiornik można wyposażyć w system umożliwiający zatrzymanie wycieku i system pokrywania powierzchni rozlanej cieczy folią polietylenową lub pianą w celu zmniejszenia parowania. Podczas eksploatacji aparatów ciśnieniowych ważne jest regularne kontrolowanie stanu metalowych powierzchni podatnych na korozję, ponieważ korozja osłabia wytrzymałość stali i może prowadzić do uszkodzenia aparatu ciśnieniowego. Obsługa aparatów ciśnieniowych musi odbywać się zgodnie z odpowiednimi przepisami BHP oraz specjalnymi zaleceniami Urzędu Dozoru Technicznego. Urząd ten przechowuje dokumenty dotyczące każdego aparatu ciśnieniowego, w tym protokoły odbioru aparatu na stanowisku pracy wraz z decyzją o jego dopuszczeniu do użycia oraz protokoły okresowych przeglądów kontrolnych [69].

Decyzja o wprowadzeniu układu amoniakalnego w zakładzie przemysłowym powinna być każdorazowo poprzedzona szczegółową analizą ryzyka projektu. Ocena ryzyka to proces polegający na określeniu istotności ryzyka dla realizacji projektu, wpływając na sposób dalszego postępowania i wyboru najlepszych metod łagodzenia ryzyka. Istotność ryzyka może zostać określona poprzez ocenę prawdopodobieństwa oraz skutków wystąpienia ryzyka.

Dla celów oceny ryzyka projektu należy rozpocząć od zdefiniowania kryteriów oceny prawdopodobieństwa oraz skutków wystąpienia ryzyka.

W celu oceny prawdopodobieństwa realizacji poszczególnych ryzyk, rozumianego jako możliwość materializacji danego ryzyka w określonym horyzoncie czasowym, zastosowano następującą skalę oceny:

- 1 – prawdopodobieństwo znikome,
- 2 – prawdopodobieństwo małe,
- 3 – prawdopodobieństwo średnie,
- 4 – prawdopodobieństwo wysokie,
- 5 – prawdopodobieństwo bardzo wysokie.

Do oceny ciężkości następstw, rozumianych jako jakościowe lub ilościowe wyrażenie skutków zmaterializowania się ryzyka, zastosowano następującą skalę oceny:

- 1 – następstwa nieznaczące,
- 2 – następstwa małe,
- 3 – następstwa średnie,
- 4 – następstwa duże,
- 5 – następstwa krytyczne.

W celu wyceny ryzyka, które stanowi wynik iloczynu prawdopodobieństwa zmaterializowania się ryzyka oraz ciężkości jego następstw, zastosowano poniższą kwantyfikację kategorii ryzyk:

W – ryzyko wysokie, tj. ryzyko o wysokim prawdopodobieństwie i wysokich skutkach,  
 S – ryzyko średnie, tj.:

- ryzyko o małym prawdopodobieństwie i wysokich skutkach,
- ryzyko o średnim prawdopodobieństwie i średnich skutkach,
- ryzyko o wysokim prawdopodobieństwie i małych skutkach,

N – ryzyko niskie, tj. małym prawdopodobieństwie i małych skutkach.

Prawdopodobieństwo	5	5	10	15	20	25
	4	4	8	12	16	20
	3	3	6	9	12	15
	2	2	4	6	8	10
	1	1	2	3	4	5
		1	2	3	4	5
	Ciężkość następstw					

Legenda	
Ryzyko	P x N
Wysokie	>12
Średnie	5-12
Niskie	1-4

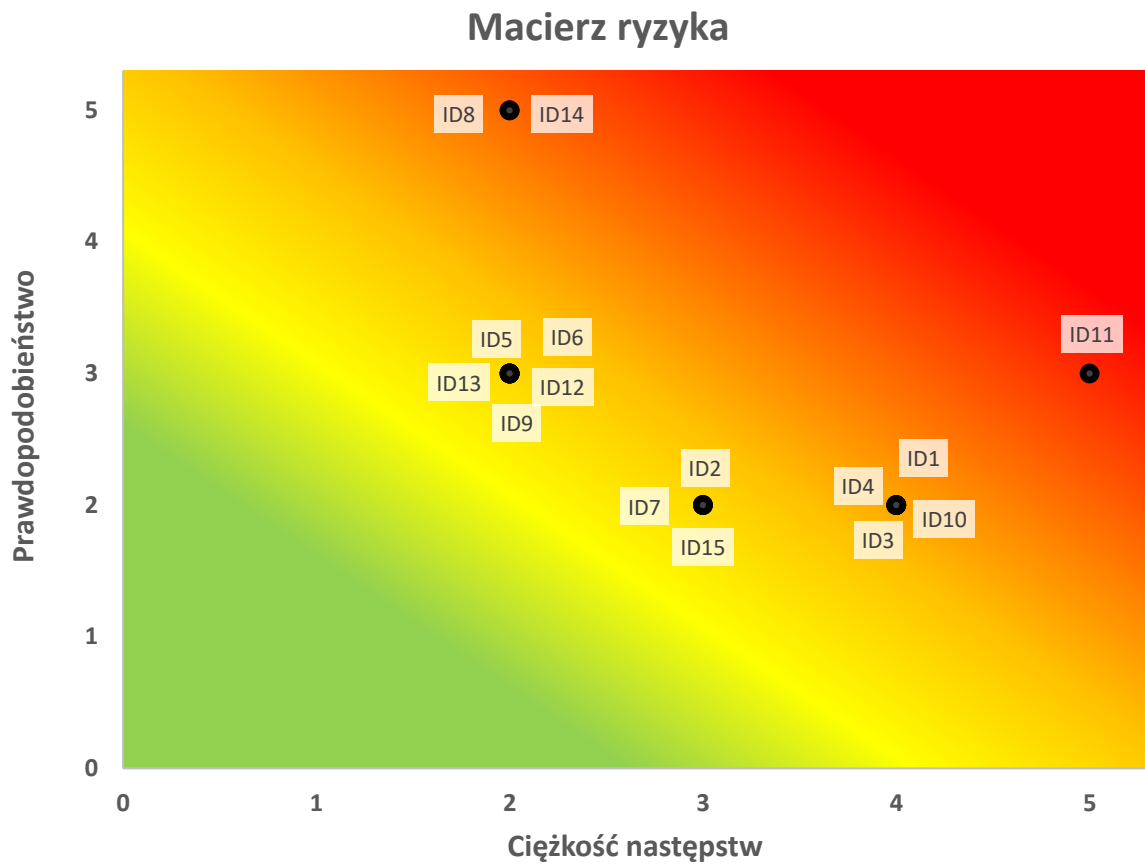
Rys. 62. Kwantyfikacja kategorii ryzyk.

Do oceny prawdopodobieństwa wystąpienia ryzyka przyjęto średnie roczne prawdopodobieństwo jego wystąpienia i skalę podaną w Tab. 27.

Tab. 27. Skala oceny prawdopodobieństwa wystąpienia ryzyka.

SKALA	PRAWDOPODOBIENSTWO	OPIS
1	Znikome	Poniżej 10% szansy wystąpienia
2	Małe	Poniżej 25% szansy wystąpienia
3	Średnie	Poniżej 50% szansy wystąpienia
4	Wysokie	Poniżej 75% szansy wystąpienia
5	Bardzo wysokie	Powyżej 75% szansy wystąpienia

Przykłady ryzyk, które mogą wystąpić w trakcie magazynowania, transportu oraz wykorzystywania amoniaku do celów energetycznych, zostały przedstawione w Tab. 28, Tab. 29, Tab. 30 oraz na Rys. 63.



Rys. 63. Macierz ryzyka dla wykorzystywania instalacji amoniakalnej do celów energetycznych.

Tab. 28. Analiza przykładowych ryzyk mogących wystąpić podczas magazynowania amoniaku w stanie ciekłym.

ID	Potencjalne zagrożenie	Skutki	Prawdop. Wystąpienia (P)	Ciężkość następstw (N)	P x N	Zabezpieczenia /środki zaradcze
<b>Magazynowanie amoniaku w stanie ciekłym</b>						
ID1	Wzrost ciśnienia w zbiorniku powyżej zadanych wartości progowych spowodowany nagromadzeniem oparów amoniaku	Rozszczelnienie zbiornika i miejscowy wyciek amoniaku	2	4	8	Kontrola zaworów bezpieczeństwa Regularne konserwacje systemu chłodzenia zbiorników. Redundantne systemy bezpieczeństwa. Zastosowanie awaryjnego zrzutu par do pochodni. Zastosowanie systemów zbierających wycieki w przypadku jednopłaszczowych zbiorników. Opracowanie procedury na wypadek ewakuacji zagrożonej strefy. Wyposażenie personelu w środki ochrony osobistej. Regularne przeprowadzanie ćwiczeń ewakuacyjnych i ratowniczych.
ID2	Uszkodzenie zbiornika magazynowego na skutek korozji lub uszkodzeń mechanicznych	Wyciek do wanny ociekowej	2	3	6	Regularne kontrole stanu zbiorników i sprawności systemów zbierających wycieki.
ID3	Mechaniczne uszkodzenie zbiornika magazynowego (katastrofa budowlana lub atak terrorystyczny)	Wyciek wielkoskalowy na zewnątrz zbiornika dwupłaszczowego	2	4	8	Opracowanie planu ewakuacji zakładu i stref przyległych do zakładu w zależności od opracowanego planu bezpieczeństwa. Regularne przeprowadzanie ćwiczeń ewakuacyjnych i ratowniczych zakładu. Wyposażenie personelu w środki ochrony osobistej. Informowanie ludności przyległych stref o potencjalnym zagrożeniu i możliwości szybkiej ewakuacji. Dla nowych obiektów lokalizacja poza terenami zurbanizowanymi.

Tab. 29. Analiza przykładowych ryzyk mogących wystąpić podczas transportu ciekłego amoniaku za pomocą rurociągów, pomp i zaworów z magazynu do instalacji użytkowych.

ID.	Potencjalne zagrożenie	Skutki	Prawdop. wystąpienia (P)	Ciężkość następstw (N)	P x N	Zabezpieczenia /środki zaradcze
<b>Transport ciekłego amoniaku za pomocą rurociągów, pomp i zaworów z magazynu do instalacji użytkowych.</b>						
ID4	Rozszczelnienie cysterny	Wylew ciekłego amoniaku	2	4	8	Organizacja drużyny ratownictwa chemicznego na terenie zakładu wraz z wyposażeniem w specjalistyczny sprzęt ochronny i do niwelacji skutków skażenia chem. Oprac. planu ewakuacji zagrożonego strefy.
ID5	Rozszczelnienie przewodu rozładawczego	Wyciek ciekłego amoniaku	3	2	6	Opracowanie procedury neutralizacji wycieku dla drużyny ratowniczej. Opracowanie sposobu zabezpieczenia strefy rozładunku przed skutkami wycieku.
ID6	Awaria i wyciek ze stacji rozładawczej	Wyciek ciekłego lub gazowego amoniaku	3	2	6	Zabezpieczenie stacji rozładawczej dodatkową osłoną z wyprowadzeniem do gazów do pochodni. Opracowanie procedury postępowania na wypadek awarii. Stały monitoring strefy i automatyczne alarmowanie o zmianie parametrów pracy.
ID7	Rozszczelnienie zbiornika ciśnieniowego (magazynowego lub rozładawczego)	Wyciek amoniaku gazowego, ciekłego lub w obu fazach.	2	3	6	Odpowiednie oczyunikowanie stref ze zbiornikami ciśnieniowymi. Obowiązkowe stosowanie wanien ociekowych. Opracowanie procedury na wypadek zdarzenia – pozostawienie możliwości przepompowania amoniaku do innego zbiornika; odcięcie dopływu amoniaku do zbiornika; zrzut do pochodni.
ID8	Rozszczelnienie rurociągu	Wyciek amoniaku	5	2	10	Regularne inspekcje rurociągów pod kątem korozji, pęknięć i innych uszkodzeń. Właściwy monitoring gazowy stref. Opracowanie procedur odcięcia uszkodzonego odcinka rurociągu. Podział długich rurociągów na odcinki z zaworami odcinającymi. Detektory amoniaku w miejscach połączeń. Unikanie połączeń rozłącznych.
ID9	Brak zapłonu amoniaku w kotle	Zagrożenie wybuchem i emisja amoniaku do atmosfery	3	2	6	Regularne sprawdzenia automatyki kontrolnej, skanerów płomienia i elementów zapłonu mieszanki. W przypadku cząstkowego spalania amoniaku, podawać amoniak po uruchomieniu palników na paliwie podstawowym.
ID10	Uszkodzenie izolacji termicznej rurociągu	Szybkie odparowanie amoniaku w rurociągu skutkujące podwyższeniem ciśnienia.	2	4	8	Instalacja systemów chłodzenia awaryjnego rurociągów w miejscach narażonych na nagrzewanie. Stosowanie monitoringu temperaturowego newralgicznych fragmentów rurociągu

Tab. 30. Analiza przykładowych ryzyk mogących wystąpić podczas użytkowania instalacji.

ID	Potencjalne zagrożenie	Skutki	Prawdop. wystąpienia (P)	Ciężkość następstw (N)	P x N	Zabezpieczenia /środki zaradcze
<b>Awarie instalacji</b>						
ID11	Brak zadziałania systemu wykrywania wycieku amoniaku	Wejście personelu do skażonej strefy.	3	5	15	Regularne kontrole systemu wykrywania amoniaku. Regularne kalibracje czujników. Redundancja czujników i systemów kontroli. Regularne kontrole zagrożonych stref. Wyposażanie pracowników w detektory osobiste.
ID12	Brak zadziałania lub nieprawidłowa praca aparatury kontrolnej pomiarowej.	Nieprawidłowa praca instalacji. Zatrzymania pracy instalacji lub zrzut par amoniaku do pochodni.	3	2	6	Redundancja newralgicznych elementów automatyki kontrolnej. Regularne kontrole działania poszczególnych elementów. Opracowanie procedury bezpiecznej wymiany uszkodzonych elementów kontrolnych w poszczególnych strefach pomiarowych.
ID13	Brak spalania amoniaku w pochodni z awaryjnego zrzutu par amoniaku.	Zrzut amoniaku gazowego do atmosfery.	3	2	6	Regularne konserwacje i przeglądy i systemu zapłonu mieszanki w pochodni. Zastosowanie zapłonu awaryjnego za pomocą redundantnej zapalarki gazowej.
ID14	Awaria systemu chłodzenia i wzrost ciśnienia w zbiornikach magazynowych.	Zrzut amoniaku do pochodni	5	2	10	Regularne konserwacje instalacji chłodniczej.
ID15	Awaria systemu chłodzenia. Niezadziałanie zaworów bezpieczeństwa.	Możliwe rozszczelnienie zbiornika magazynowego	2	3	6	Regularne kontrole zaworów bezpieczeństwa. Wyposażenie instalacji w system ręcznego zrzutu amoniaku do pochodni. Obowiązkowe wyposażenie w wanny ociekowe i systemy zbierające wycieki.

Najpoważniejszym zidentyfikowanym ryzykiem jest potencjalna awaria systemu wykrywania wycieku amoniaku, co może prowadzić do przypadkowego wejścia personelu do skażonej strefy. Z tego względu kluczowe znaczenie mają regularne kontrole systemu detekcji amoniaku oraz wyposażenie pracowników w detektory osobiste. Kolejnym istotnym ryzykiem jest rozszczelnienie rurociągu, czego efektem będzie wyciek amoniaku. Środkami zaradczymi w takim przypadku są m. in. regularne inspekcje rurociągów pod kątem korozji, pęknięć i innych uszkodzeń.

### **2.2.6 Ocena wpływu zastosowania technologii spalania amoniaku na żywotność instalacji oraz gospodarkę remontową**

Technologia współspalania amoniaku z węglem lub gazem ziemnym niesie za sobą istotne wyzwania techniczne związane z wpływem na żywotność instalacji oraz gospodarkę remontową. Główne zagrożenia to zwiększona korozja, erozja oraz zmiany w warunkach spalania, które prowadzą do większych obciążeń termicznych i mechanicznych.

Czynnikami przyspieszającymi korozję podczas współspalania amoniaku z węglem w kotle energetycznym są takie zanieczyszczenia, jak [70]:

- cząstki stałe, np. kurz, piasek, pył węglowy, sadza, związki chemiczne w postaci cząstek rozpylonych w powietrzu, np. siarczan amonu itp. - osiadając na konstrukcjach, mogą powodować mechaniczne niszczenie warstwy ochronnej lub stanowić ośrodki kondensacji wilgoci;
- cząstki ciekłe, np. mgła, para wodna nasycona gazami lub związkami chemicznymi;
- gazy, np. dwutlenek węgla, dwutlenek siarki, siarkowodór, chlorowodór, amoniak, tlenki azotu itp. - zanieczyszczenia ciekłe oraz rozpuszczone gazy obecne w cienkiej warstwie wody na powierzchni metalu zwiększają koncentrację oraz agresywność elektrolitu, co przyspiesza proces korozji. Spośród wymienionych zanieczyszczeń, szczególnie niebezpieczne pod względem korozji są dwutlenek siarki i siarczan amonu.

Jako silny środek redukujący,  $\text{NH}_3$  może potencjalnie wywoływać korozję wysokotemperaturową w ścianach kotłów wodnych. Jedne z niewielu dostępnych badań naukowych na temat opisywanego zagadnienia można znaleźć w źródle [71]. W badaniu przeprowadzono eksperymenty korozji wysokotemperaturowej na stal kotłową 15CrMoG przy różnych stężeniach amoniaku w warunkach współspalania amoniaku z węglem. Krzywe kinetyki korozji wykazały, że odporność korozyjna 15CrMoG stopniowo zmniejszała się wraz ze wzrostem stężenia amoniaku od 0% do 40%, co skutkowało wzrostem przyrostu masy korozyjnej na jednostkę powierzchni z 6,68 mg/cm<sup>2</sup> do 13,32 mg/cm<sup>2</sup>. Charakterystyka za pomocą analiz SEM-EDS i XRD ujawniła ciągły wzrost głębokości warstwy korozyjnej z 46,92 μm do 57,63 μm w obecności amoniaku. Długotrwała ekspozycja na wysokie stężenia  $\text{NH}_3$  doprowadziła do zniszczenia gęstej warstwy tlenku  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  na powierzchni stopu. Ten proces korozji przeszedł z  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  do  $\text{Fe}_3\text{O}_4$ , następnie do  $\text{FeO}$ , a ostatecznie do  $\text{Fe}$ . Ogólnie rzecz biorąc, główną przyczyną korozji wysokotemperaturowej w ścianie wodnej było zintensyfikowane niszczenie gęstej warstwy tlenku, napędzane wzrostem stężenia amoniaku. Niektórzy badacze wykorzystali symulacje numeryczne do zbadania rozkładu pola przepływu  $\text{NH}_3$  w piecach na skalę przemysłową. Zhang et al. [72] stwierdzili, że znaczne domieszki  $\text{NH}_3$  stwarzały wysokie ryzyko nieodpowiedniego spalania, szczególnie gdy stosunek mieszania amoniaku z węglem przekraczał 40%. W takich przypadkach nieprzereagowany  $\text{NH}_3$ , napędzany przez strumień gazu o dużej prędkości, prawdopodobnie osadzał się na tylnej ścianie, wpływając na główną strefę spalania. Ponadto w pobliżu palników zaobserwowano warunki bogate w  $\text{NH}_3$ . Spekulowano, że wysokotemperaturowa korozja amoniaku w kotłach

współpalających amoniak z węglem może dotyczyć głównie ściany wodnej w pobliżu dysz palnika i głównej strefy spalania. Niewiele badań dotyczyło tego, czy  $\text{NH}_3$  z kotłów współpalających amoniak z węglem powodował korozję wysokotemperaturową stali stopowej ściany wodnej.

Błędy lub nieprawidłowy projekt układu mogą prowadzić do nieosiągnięcia optymalnych warunków spalania amoniaku. W konsekwencji może dojść do nadmiernej emisji tlenków azotu oraz innych związków azotowych, które, które mogą oddziaływać na powierzchnie metaliczne, prowadząc do zwiększonej korozji. W obecności pary wodnej i tlenków metali może dochodzić do tworzenia kwaśnych związków, które przyspieszają proces korozji, zwłaszcza w wysokotemperaturowych częściach kotła. Należy mieć na uwadze, że dla amoniaku stosowane są stale nierdzewne typu 304 i 316. Kotły natomiast wykonywane są ze stali kotlewej 16Mo3 i pokrewnych.

W związku z wyżej opisanymi zagadnieniami istnieje potencjalne ryzyko zwiększonej korozyjności w przestrzeni kotła energetycznego. Z kolei wzrost tempa korozji zwiększa okresowe koszty remontu kotła oraz jest przesłanką do częstszych przeglądów oraz intensywniejszej konserwacji. Niemniej, przeprowadzona w ramach niniejszej ekspertyzy analiza numeryczna wprowadzania bezwodnego amoniaku do komory spalania wykazała, że możliwe jest takie dobranie parametrów procesowych, aby amoniak spalał się całkowicie w relatywnie dalekiej lokalizacji od wylotu z palnika. Całkowite przereagowanie eliminuje problem ulotu amoniaku oraz lokalnych „martwych punktów”, w których mógłby się gromadzić.

Kolejnym problemem pojawiającym się podczas spalania dużych ilości amoniaku jest zwiększona zawartość pary wodnej w spalinach wg reakcji:  $4\text{NH}_3 + 3\text{O}_2 \rightarrow 2\text{N}_2 + 6\text{H}_2\text{O}$ . Skutkiem wyższego stężenia  $\text{H}_2\text{O}$  w spalinach jest wyższa temperatura punktu rosy oraz powstawanie rozcieńczonych, a więc bardzo agresywnych kwasów, które zwiększają i przyspieszają zjawiska korozji. Dlatego podczas przeglądów należy zwracać szczególną uwagę na stan obrotowych podgrzewaczy powietrza. Może okazać się niezbędne zabezpieczenie wirników na zimnym końcu przez położenie powłok antykorozyjnych.

W przypadku turbiny gazowej analiza numeryczna wykazała, że ze względu na podwyższoną emisję  $\text{NO}_x$  rekomendowany udział amoniaku w mieszance paliwowej wynosi maksymalnie 10% dla istniejących układów. Taki niewielki dodatek  $\text{NH}_3$  z dużym prawdopodobieństwem nie wpłynie niekorzystnie na stan elementów turbiny. Nowoczesne turbiny gazowe wykorzystują superstopy na bazie niklu ze względu na ich doskonałą wytrzymałość w wysokich temperaturach i odporność na korozję.

Natomiast w kontekście zastosowania paliwa amoniakalnego w turbinach gazowych w większych stężeniach, dysza wtryskiwacza paliwa, zawory i bogata w paliwo część komory spalania mogą być podatne na uszkodzenia korozyjne w atmosferze redukującej zawierającej amoniak w podwyższonych temperaturach. W związku z tym komponenty turbin gazowych nowej generacji (wykorzystujących paliwo amoniakalne) mogą wymagać zastosowania specjalistycznych materiałów oraz zaawansowanych powłok ochronnych, które zapewnią odpowiednią wydajność i bezpieczną eksploatację w tych agresywnych warunkach pracy [73].

Zastosowanie amoniaku w kotłach przemysłowych typu płomienicowo-płomieniówkowego napotyka również problemy korozyjności. Produkowane kotły grzewcze o niskiej mocy można spotkać w wykonaniu ze stali konstrukcyjnej niestopowej S235JR [74] o niskiej zawartości pierwiastka węgla (<0,17%), zawierającej domieszki m. in. takich pierwiastków jak mangan (<1,4%) i miedź (<0,55%) [75]. A miedź wykazuje tendencję do tworzenia kompleksów korozyjnych z amoniakiem. Jednak przeważnie stosowana jest stal węglowa. Zakładając, że warunki spalania amoniaku z gazem są optymalne a  $\text{NH}_3$

spala się całkowicie, największe zagrożenie korozyjne może pojawić się w płomienicy w strefie mieszania gazów palnych. Stąd należałoby rozważyć pokrycie płomienicy warstwą antykorozyjną bądź wymianę tego elementu na konstrukcję ze stali nierdzewnej.

Mając na względzie powyższe potencjalne zagrożenia, należy podkreślić, że brakuje długookresowych doświadczeń eksploatacyjnych związanych ze współspalaniem amoniaku z paliwami kopalnymi. Niemniej, aby minimalizować zagrożenia korozyjne podczas współspalania amoniaku z paliwem kopalnym warto rozważyć wdrożenie środków zapobiegawczych, takich jak:

- Regularne monitorowanie składu spalin i produktów ubocznych,
- Odpowiednia kontrola temperatury w krytycznych strefach kotła,
- Wykorzystanie materiałów odpornych na wysokie temperatury i korozję,
- Stosowanie inhibitorów korozji oraz specjalnych powłok ochronnych na newralgicznych częściach instalacji.

## 2.3 Podsumowanie Zadania 1

Zadanie 1 obejmowało realizację działań badawczych mających na celu analizę technologii zasilania komór spalania amoniakiem w kontekście instalacji przemysłowych oraz energetyki zawodowej, takich jak turbiny gazowe i kotły energetyczne. W ramach tego zadania zostały przeanalizowane charakterystyki cykli pracy komór spalania, które posłużyły jako dane wyjściowe do przeprowadzania wielowariantowych symulacji numerycznych (CFD). Przeprowadzono symulacje numeryczne oraz przeanalizowano kompleksowo wszystkie elementy systemu (palnik, komorę, urządzenia pomocnicze jak dmuchawy, pompy, zawory, system monitorowania i detekcji płomienia). Parametry poszczególnych urządzeń oraz zintegrowany układ procesowy obejmujący etapy od dostawy, poprzez rozładunek i przygotowanie amoniaku do jego dalszego wykorzystania, zostały przedstawione w sposób graficzny na schematach Rys. 52-Rys. 58.

Zostały przeanalizowane na drodze symulacji numerycznych trzy układy wykorzystania amoniaku w referencyjnych i reprezentatywnych instalacjach energetyki przemysłowej i zawodowej:

- współspalanie w turbinach gazowych (o mocy 400MW),
- współspalanie/spalanie w kotle płomienicowo-płomieniówkowym (typu RPW 7700 FAKO Rumia),
- współspalanie w kotle energetycznym (kocioł węglowy klasy 200MW: typ OP-650 z Dolnej Odry).

Wybrane urządzenia występują powszechnie w instalacjach energetyki przemysłowej i zawodowej oraz różnią się dość istotnie warunkami procesu spalania. Wybór konkretnych typów kotłów do modelowania został przeprowadzony na podstawie wcześniejszej analizy najbardziej perspektywicznych lokalizacji pod kątem dostępności amoniaku jako paliwa. Dla wybranych układów oceniono wpływ współspalania amoniaku na żywotność instalacji oraz gospodarkę remontową. Przedstawione rekomendacje pozwoliły na zmapowanie zapotrzebowania na amoniak dla polskich jednostek wytwórczych energetyki przemysłowej i zawodowej z uwzględnieniem obliczonych poziomów zastąpienia paliw kopalnych.

## 2.4 Rekomendacje techniczne dotyczące zastosowania technologii spalania amoniaku w referencyjnych jednostkach wytwórczych

Wyniki przeprowadzonych symulacji numerycznych współspalania amoniaku wskazują na istotny potencjał tego paliwa jako częściowego lub całkowitego substytutu paliw kopalnych w instalacjach energetycznych i przemysłowych, jednak zastosowanie to wymaga dostosowania warunków procesu do specyfiki analizowanych urządzeń.

W przypadku kotłów energetycznych o dużej mocy, maksymalny udział amoniaku w paliwie, który nie powoduje znacznego pogorszenia parametrów pracy, wynosi około 40%. Wyższe stężenia (np. 50%) powodują intensyfikację niekorzystnych zjawisk, takich jak wzrost emisji NO i zmiany charakterystyki spalania. Optymalna lokalizacja wtrysku NH<sub>3</sub> to dolne rzędy palników, co minimalizuje emisję NO (do 598 mg/m<sub>n</sub><sup>3</sup>). Przy współspalaniu amoniaku w ilości 40% zauważono wzrost zawartości części palnych w popiele, ale proces ten pozwala na znaczną redukcję emisji CO<sub>2</sub>, nawet o połowę. Zaleca się stosowanie reżimu podstechiometrycznego (współczynnik 0,8–0,9) oraz precyzyjną kontrolę dystrybucji powietrza, aby ograniczyć emisje NO i utrzymać stabilność spalania. Wprowadzenie dodatkowych zabiegów eksploatacyjnych oraz zdalnej regulacji separatorów młynowych może poprawić efektywność spalania. Należy jednak pamiętać, że przedstawione wyniki mają zastosowanie do analizowanej, konkretnej instalacji paleniskowej. Zarówno maksymalny dopuszczalny udział amoniaku, jak i optymalna lokalizacja punktów jego wtrysku powinny być każdorazowo dostosowywane do specyfiki konkretnej instalacji paleniskowej oraz rodzaju stosowanego paliwa.

Symulacje współspalania amoniaku w kotle płomienicowo-płomieniówkowym RPW 7700 wykazały, że udział NH<sub>3</sub> na poziomie 30% pozwala na znaczną redukcję emisji CO<sub>2</sub>, lecz prowadzi do wzrostu strumienia spalin o 26%, co zwiększa prędkość przepływu, wymianę ciepła oraz temperaturę spalin na wylocie o 9-11%, potencjalnie obniżając efektywność cieplną kotła. Jednocześnie emisje NO<sub>x</sub> wzrastają niemal dziewięciokrotnie w porównaniu do spalania gazu ziemnego, co wskazuje na nieoptymalność obecnych palników do spalania amoniaku. Badania numeryczne wykazały, że możliwe jest współspalanie do 10<sup>th</sup> amoniaku w badanej konstrukcji palnika.

W przypadku współspalania amoniaku z gazem ziemnym w turbinach gazowych zaobserwowano znaczący wzrost emisji NO<sub>x</sub>. Przy 10% udziału energetycznego NH<sub>3</sub> emisja NO<sub>x</sub> podwaja się. Osiągnięcie niższych emisji wymaga zastosowania dedykowanych komór spalania, które pozwolą na precyzyjne dozowanie amoniaku i optymalny rozdział powietrza.

Przeprowadzona analiza lokalizacji referencyjnych jednostek wytwórczych oraz analiza numeryczna pozwoliły na zmapowanie zapotrzebowania na amoniak dla polskich jednostek wytwórczych energetyki przemysłowej i zawodowej z uwzględnieniem racjonalnych z technicznego punktu poziomów zastąpienia paliw kopalnych oraz ograniczeń związanych z możliwością zastosowania w tym celu amoniaku. Wnioski z niniejszych analiz zostały zastosowane w rozdziale 4 do oszacowania krajowego zapotrzebowania na zielony amoniak. Modernizacja kotłów przemysłowych jest rekomendowana, gdy możliwe jest zastosowanie dofinansowań dla tej technologii oraz zwiększenie udziału współspalanego amoniaku.

Optymalnym rozwiązaniem transportu amoniaku dla dużych zakładów energetycznych jest rozbudowa infrastruktury rurociąkowej łączącej porty z obszarami w głąb kraju, przy jednoczesnym

magazynowaniu surowca w portach lub na terminalach pływających. Alternatywnie, transport sprężonego amoniaku koleją może pełnić funkcję tymczasowego magazynu, korzystając z istniejących bocznic kolejowych. To rozwiązanie wymaga niskich nakładów inwestycyjnych i jest logistycznie wykonalne przy odpowiedniej organizacji dostaw.

W przypadku spalania amoniaku w turbinach gazowych i kotłach płomienicowo-płomieniówkowych kluczowe jest pokonanie barier technologicznych związanych z komorami spalania, zanim możliwe będzie zwiększenie udziału amoniaku. Istotne jest też zarządzanie ryzykiem wycieków poprzez regularne kontrole systemów detekcji i rurociągów oraz stosowanie środków zapobiegawczych, takich jak materiały odporne na korozję i wysoką temperaturę. Dla mniejszych instalacji (do 50 MW) transport drogowy i niewielkie magazyny są wystarczające, natomiast dla większych jednostek efektywniejszy może być transport kolejowy.

Analiza otrzymanych wyników wskazuje, że współspalanie amoniaku w kotle energetycznym o mocy 200 MW do 40%<sub>th</sub> pozwala na znaczną redukcję emisji CO<sub>2</sub>, jednocześnie utrzymując akceptowalne parametry pracy kotła, choć przy wyższych stężeniach wzrastają emisje NO i zmienia się charakterystyka spalania. W turbinach gazowych i kotłach płomienicowo-płomieniówkowych współspalanie NH<sub>3</sub> prowadzi do znacznego wzrostu emisji NO<sub>x</sub>, co wymaga opracowania dedykowanych komór spalania i palników umożliwiających warunki podstechiometryczne. Kluczowe jest dostosowanie infrastruktury i technologii do specyfiki instalacji, by optymalnie wykorzystać potencjał amoniaku jako paliwa przy minimalizacji emisji i ryzyka operacyjnego.

Technologia współspalania amoniaku z węglem lub gazem ziemnym wiąże się z istotnymi wyzwaniami technicznymi, szczególnie w zakresie wpływu na żywotność instalacji i gospodarkę remontową. Główne problemy wynikają ze zwiększonej korozji i erozji elementów kotłów oraz turbin, co jest spowodowane obecnością zanieczyszczeń w spalinach, takich jak dwutlenek siarki, siarczan amonu czy para wodna. Amoniak jako silny reduktor sprzyja procesom korozyjnym, zwłaszcza w warunkach wysokiej temperatury, co przyczynia się do degradacji warstwy ochronnej tlenków metali na powierzchniach stalowych.

Dla wszystkich typów instalacji konieczne jest wdrożenie odpowiednich środków zapobiegawczych, takich jak regularne monitorowanie składu spalin, kontrola temperatury w newralgicznych strefach, zastosowanie materiałów odpornych na wysokie temperatury i korozję oraz powłok ochronnych.

Mimo braku długoterminowych doświadczeń eksploatacyjnych, analizy wskazują, że możliwe jest minimalizowanie ryzyka korozyjnego poprzez optymalizację parametrów spalania, zapewnienie całkowitego przereagowania amoniaku i unikanie tworzenia lokalnych stref bogatych w amoniak. Wprowadzenie tych środków pozwoli na bardziej bezpieczne i efektywne wykorzystanie amoniaku jako paliwa współspalanego w instalacjach energetycznych.

### **3 Analiza ekonomiczna wdrożenia technologii zastąpienia amoniakiem paliw kopalnych na przykładzie referencyjnych obiektów energetyki przemysłowej i zawodowej**

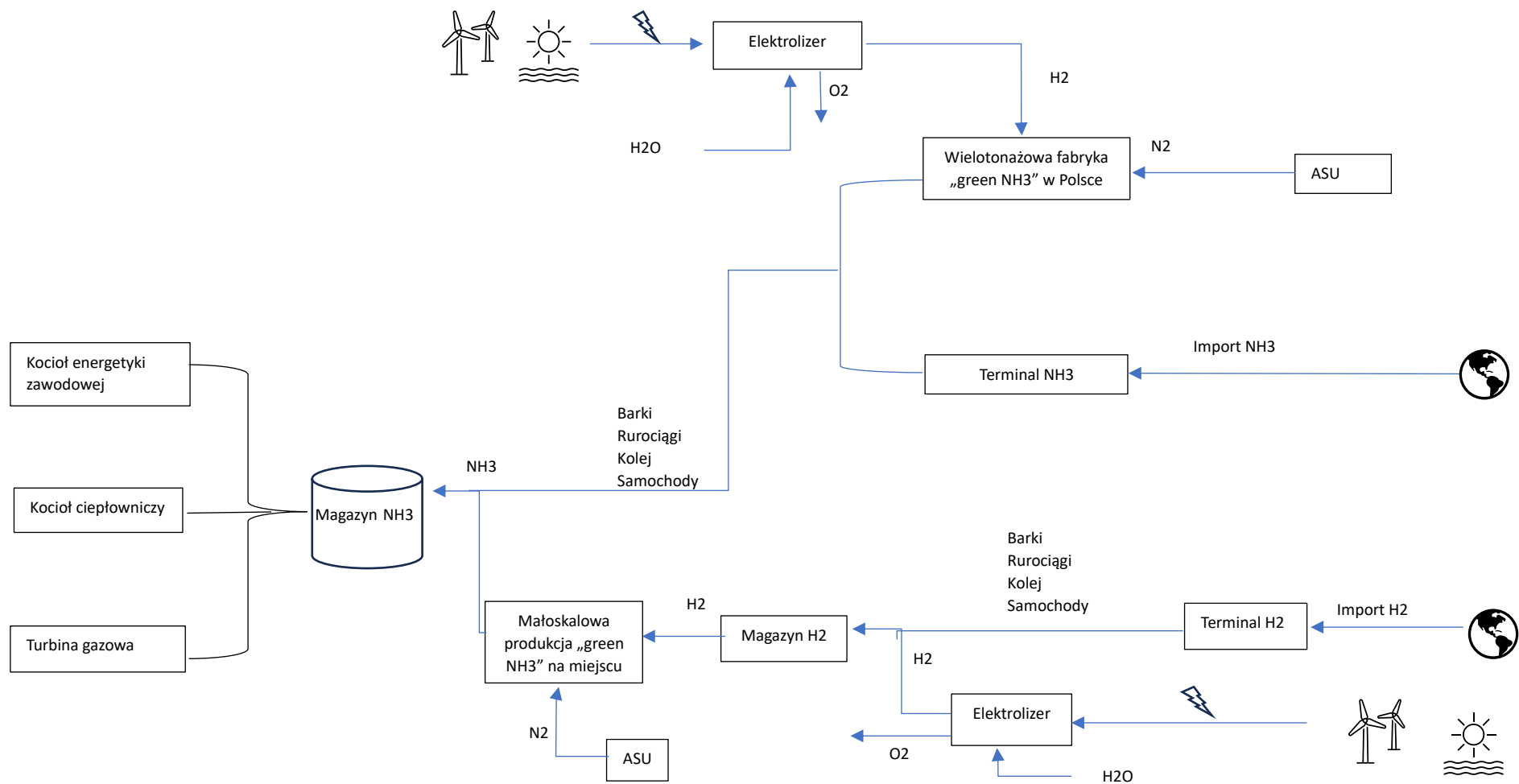
Celem etapu drugiego, przedstawionego w tym podrozdziale, jest wielowariantowa analiza techniczno-ekonomiczna wdrożenia technologii spalania i współspalania amoniaku w różnych wybranych lokalizacjach na terenie Polski obejmująca koszty: pozyskania, transportu amoniaku oraz adaptacji jednostek wytwórczych do zastosowania z technologią współspalania paliwa kopalnego z amoniakiem. Przeprowadzona analiza ma wyłonić rekomendacje dotyczącą drogi wdrażania technologii współspalania amoniaku z uwagi na aktualne i prognozowane otoczenie ekonomiczne. Zakres czasowy analizy to lata 2026 – 2045, co pozwoli na uprzednie zaplanowanie działań i wykonanie niezbędnych inwestycji dla przewidzianych prognoz cen. Analiza ekonomiczna została przeprowadzona dla trzech wybranych rodzajów jednostek wytwórczych współspalających paliwo kopalne oraz amoniak:

- Kocioł energetyczny bloku węglowego o mocy elektrycznej 200 MW,
- Turbina gazowa bloku gazowo-parowego o mocy elektrycznej 400 oraz 463 MW,
- Kocioł przemysłowy zakładu przemysłowego o mocy 5 MW,

W niniejszym rozdziale zostaną przedstawione:

- Prognozy cen:
  - amoniaku,
  - węgla,
  - gazu ziemnego,
  - energii elektrycznej,
  - energii cieplnej,
  - emisji dwutlenku węgla,
- Koszty transportu zielonego amoniaku,
- Nakłady finansowe związane z modernizacją istniejących jednostek wytwórczych,
- Wyniki finansowe prezentowanych jednostek wytwórczych,
- Wyniki analizy wrażliwości na wybrane parametry dla prezentowanych jednostek wytwórczych,
- Rekomendacje ekonomiczne dla współspalania amoniaku z paliwem kopalnym w wybranych jednostkach wytwórczych.

Analiza ekonomiczna zakłada wykorzystanie zielonego amoniaku do celów współspalania, aby uniknąć emisji dwutlenku węgla uwzględniając również emisje z zakresu trzeciego, tj. emisji, które związane są z działalnością obiektu, ale występują poza jego granicami. Zastąpienie zielonym amoniakiem paliw kopalnych w obiektach przemysłowych wymaga rozważenia wielu aspektów począwszy od źródeł pozyskiwania green NH<sub>3</sub>, poprzez jego logistykę na terenie kraju, kończąc na niezbędnych inwestycjach w obszarze infrastruktury obiektów energetycznych. Przykładowy łańcuch wartości dla procesu redukcji śladu węglowego polskich jednostek wytwórczych energetyki przemysłowej i zawodowej poprzez zastąpienie paliw kopalnych zielonym amoniakiem przedstawiono schematycznie na Rys. 64.



Rys. 64. Przykładowy łańcuch wartości dla wykorzystania zielonego amoniaku w zastosowaniach energetycznych jako paliwo wodoronośne.

Zielony amoniak do procesu spalania w urządzeniach energetycznych może być importowany lub wytwarzany w kraju. Jego produkcja może być prowadzona zarówno w wielkotonażowych instalacjach – pod warunkiem wystarczającej dostępności „zielonego wodoru” (produkowanego na miejscu lub importowanego), a także w zdecentralizowanych małych zakładach produkcji amoniaku. Przesył amoniaku na terenie kraju może odbywać się barkami, rurociągami, transportem kolejowym i kołowym. Dla niezakłóconej pracy instalacji spalania/współspalania amoniaku niezbędne są magazyny amoniaku.

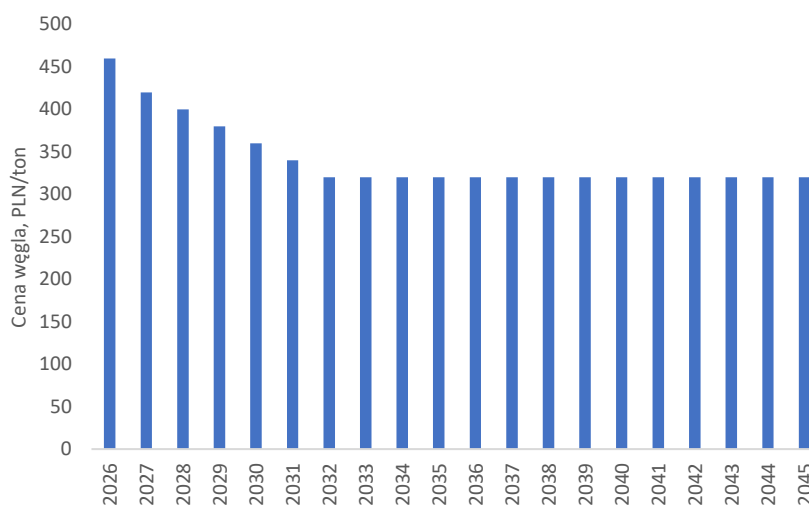
### 3.1 Prognozy cen wykorzystane w analizie ekonomicznej

Rynek energii podlega ciągłym wahaniom oraz wpływom zjawisk o charakterze globalnym oraz lokalnym. Analiza ekonomiczna została oparta o prognozy cen, aby w możliwie najlepszy sposób przybliżyć wartości wynikowe do wartości rzeczywistych.

#### 3.1.1 Prognoza cen węgla

Prognoza ceny węgla została wykonana na podstawie danych historycznych indeksu PSCMI-1 dostępnych na stronie Polskiego Rynku Węgla [76] oraz prognozy wykonanej przez Bank Zjednoczonych Stanów Ameryki (Bank of America) [77].

Cena węgla z sierpnia 2024 wyniosła 478,86 PLN, co jest ceną znacznie niższą niż w roku 2023, gdzie średnia cena wynosiła 700 PLN/ton. Spadek cen węgla w ostatnim okresie przemawia na korzyść bloków węglowych, które będą przed wprowadzeniem wyższych cen emisji dwutlenku węgla, osiągały lepsze wyniki finansowe.



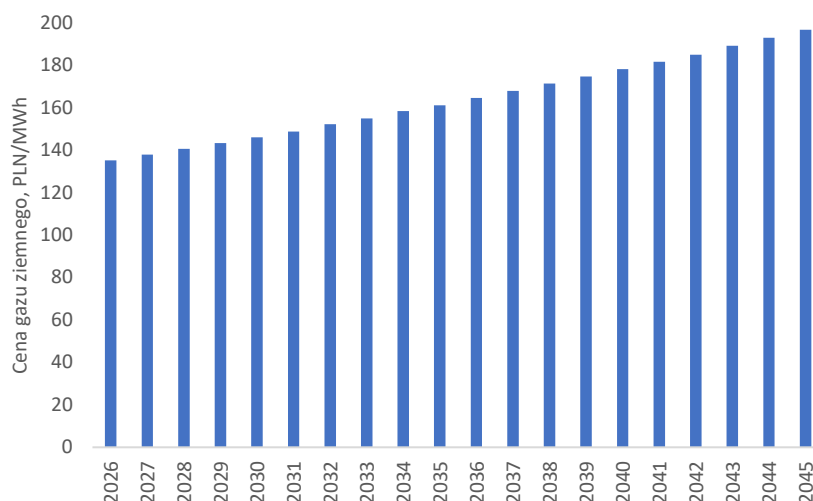
Rys. 65. Prognoza cen węgla.

Prognoza banku amerykańskiego przewiduje spadek globalnych cen węgla do roku 2032 i następnie utrzymanie się tych cen na stałym poziomie. Na tej podstawie została również przyjęta prognoza cen węgla w Polsce. Cena węgla według prognozy ma spadać z poziomu około 450 PLN/ton w roku 2026 do ceny 320 PLN/ton w roku 2032 (Rys. 65). Następnie cena węgla ma się utrzymać, jednakże prognoza banku amerykańskiego nie przewiduje na jaki okres czasu cena ma być stała, dlatego na potrzeby wykonywanej analizy przyjęto, że cena ta pozostanie na tym poziomie do końca przewidywanego zakresu czasowego.

### 3.1.2 Prognoza cen gazu ziemnego

Prognoza cen gazu ziemnego w Polsce została wykonana na podstawie prognozy przygotowanej przez firmę Deloitte [78] dla punktów handlowych Henry Hub w Stanach Ameryki Zjednoczonej oraz Brytyjskiego NBP (Natural Balancing Point).

Cena gazu ziemnego w roku 2024 w NBP to 144 PLN/MWh. W Polsce na Towarowej Giełdzie Energii cena ta wynosi około 194 PLN/MWh. Występuje aktualnie znaczna różnica ceny gazu ziemnego, cena gazu ziemnego w Polsce jest o 34% wyższa niż w NBP, jednakże z braku innej wiarygodnej prognozy przyjęto ceny innego Europejskiego rynku, czyli brytyjskiego NBP, zakładając podobny trend cenowy w całej Europie.



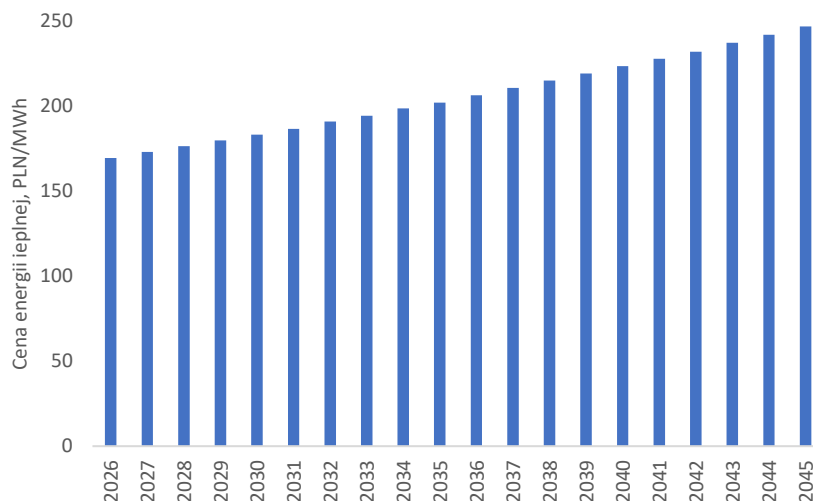
Rys. 66. Prognoza cen gazu ziemnego.

Prognoza opublikowana przez firmę Deloitte zakłada stały wzrost cen gazu ziemnego od roku 2026 do roku 2045. Według prognozy cena ta ma średnio rosnąć o 2% każdego roku (Rys. 66) z wartości 135 PLN/MWh do 196 PLN/MWh. Prognoza Deloitte przewiduje dalszy wzrost cen gazu ziemnego poza rok 2045, jednakże nie jest on brany pod uwagę ze względu na wybrany zakres czasowy. Wzrost cen gazu ziemnego będzie miał wpływ na ceny wytwarzania szarego amoniaku oraz ciepła, a także negatywnie wpłynie na koszt wytwarzania energii elektrycznej w blokach opalanych gazem ziemnym.

### 3.1.3 Prognoza ceny energii cieplnej

Prognozy cen energii cieplnej są aktualnie niejednolite i często sprzeczne ze sobą. Cena energii cieplnej zależy w dużej mierze od źródła energii pozwalającego na generację ciepła, jednakże aktualnie nie ma absolutnej zgody co do kierunku technologicznego wytwarzania energii cieplnej w przyszłości w świetle przepisów Unijnych dotyczących ochrony środowiska i klimatu.

Na potrzeby tej analizy przyjęto, że największy udział w wytwarzaniu energii cieplnej będą miały technologie bazujące na spalaniu gazu ziemnego. Dlatego też prognoza cen energii cieplnej została oparta o prognozę cen gazu ziemnego. Każdy wzrost cen gazu ziemnego według prognozy Deloitte został odwzorowany również w wzroście cen energii cieplnej.



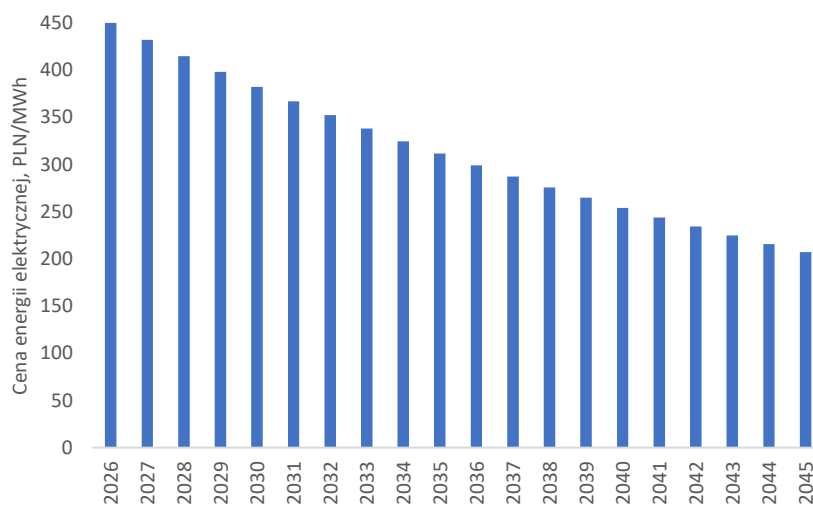
Rys. 67. Prognoza ceny energii ciepłej.

Podobnie jak w prognozie cen gazu ziemnego, cena energii ciepłej będzie wzrastać średnio o 2 % każdego roku (Rys. 67). Cena w 2026 roku wyniesie 170 PLN/MWh, a pod koniec założonego do obliczeń czasu, w roku 2045 wyniesie 247 PLN/MWh.

### 3.1.4 Prognoza cen energii elektrycznej

Prognoza ceny energii elektrycznej została wykonana na podstawie danych historycznych uzyskanych w Urzędzie Regulacji Energetyki w latach 2014 – 2026 [79] oraz na podstawie europejskich trendów cenowych wykazujących spadek cen energii elektrycznej ze względu na rozwój odnawialnych źródeł energii.

Cena energii elektrycznej zależy od źródła energii pierwotnej z której ją wygenerowano. Aktualnie w Krajowym Systemie Energetycznym większość źródeł produkujących energię elektryczną bazuje na spalaniu paliw kopalnych. Jednakże ze względu na szybki rozwój odnawialnych źródeł energii oraz postępujących innowacjach w optymalizacji rynku energii przyjęto, że pomimo rosnących cen gazu ziemnego cena energii elektrycznej będzie maleć.



Rys. 68. Prognoza ceny energii elektrycznej.

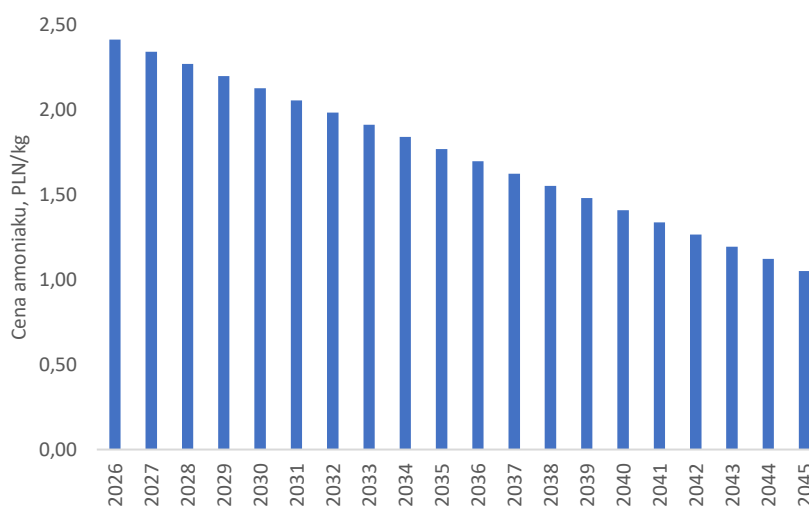
Przyjęta prognoza zakłada spadek cen energii elektrycznej w całym zakresie czasowym wykonywanej analizy ekonomicznej. Cena energii elektrycznej ma obniżyć się z poziomu 450 PLN/MWh w roku 2026, aż do 207 PLN/MWh (Rys. 68). W państwach Unii europejskiej w roku 2024 występują sytuacje, gdy energia elektryczna jest darmowa na rynku energii. Najprawdopodobniej takie sytuacje wystąpią również na rynku Polskim w prezentowanym okresie. Jednakże prognoza w rozdzielczości godzinnej w przyszłości jest z pewnością niewiarygodna, toteż do analizy ekonomicznej przyjęto prognozę, która prezentuje uśrednioną cenę energii elektrycznej za dany okres.

Spadek ceny energii elektrycznej jest zarówno korzystny jak i nie korzystny dla inicjatywy współspalania amoniaku z paliwami kopalnymi. Spadek ceny energii elektrycznej, skutkuje mniejszym zyskiem ze sprzedaży energii elektrycznej, pogarszając wynik finansowy modernizowanych do współspalania bloków energetycznych. Jednakże spadek ceny energii elektrycznej, powoduje niższe koszty wytwarzania zielonego amoniaku, które będą skutkować niższą ceną rynkową zielonego amoniaku. Niższe koszty zakupu amoniaku do współspalania poprawią wynik finansowy współspalania amoniaku.

### 3.1.5 Prognoza cen amoniaku

Przedstawiona w tym podrozdziale prognoza cen amoniaku została oparta na podstawie informacji branżowych, prognoz rynkowych [80] oraz prognozy z Uniwersytetu Oxfordzkiego [81].

Aktualnie cena zielonego amoniaku w 2024 r. wynosi 2 485 PLN/ton, co w porównaniu do ceny szarego amoniaku 1 480 PLN/ton jest ceną wysoką, która będzie miała znaczny wpływ na analizę finansową.



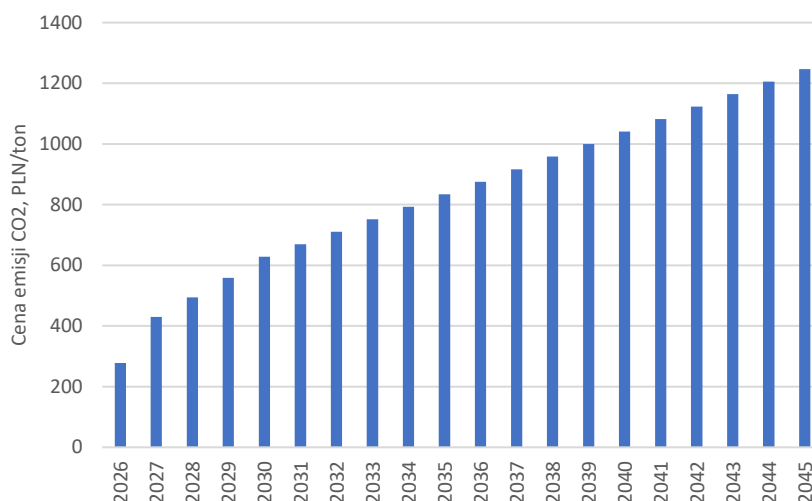
Rys. 69. Prognoza ceny zielonego amoniaku.

Jednakże zgodnie z prognozą można spodziewać się stopniowego obniżania się ceny zielonego amoniaku z aktualnego poziomu do poziomu 1,05 PLN/kg (Rys. 69). Cena zielonego amoniaku ściśle związana jest z ceną zielonej energii elektrycznej oraz rozwoju przemysłu amoniakalnego. Ze względu na postępujące inwestycje w odnawialne źródła energii przewiduje się spadek cen energii elektrycznej, który wpłynie na koszt wytworzenia zielonego amoniaku, a zatem i na jego cenę. Aktualnie prowadzony jest również szereg inwestycji na świecie w celu zwiększenia potencjału produkcji amoniaku i przewiduje się znaczący wzrost wielkości rynku zielonego amoniaku. Ze względu na większą dostępność amoniaku na rynku, łatwiej będzie o jego import.

### 3.1.6 Prognoza cen emisji dwutlenku węgla

Prognoza cen emisji dwutlenku węgla została oparta na podstawie danych historycznych pozyskanych dla roku 2024 w analizie rynku wykonanej przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE) [82], w analizie wykonanej w Ariadne Project przez zespół z Leibniz centrum badań ekonomicznych [83] oraz na podstawie prognoz wykonanych przez zespół Bloomberg [84].

Wiele źródeł przewiduje wzrost cen emisji dwutlenku węgla w nadchodzących latach, jednakże nie wszystkie źródła są zgodne co do tego jak ta prognoza będzie wyglądać. Na potrzeby analizy ekonomicznej przyjęto, że cena będzie zmieniać się zgodnie z przyjętymi źródłami Ariadne Project i Bloomberg, które zakładają stały, ale wolniejszy wzrost cen emisji.



Rys. 70. Prognoza ceny emisji dwutlenku węgla.

Cena emisji dwutlenku węgla gwałtownie wzrośnie z roku 2026, gdzie wyniesie 280 PLN/ton, na rok 2027 do wartości 430 PLN/ton z powodu zmian wprowadzonych przez system European Trading System 2. Następnie przyjęte prognozy zakładają stały wzrost cen emisji do ceny 1330 PLN/ton w roku 2045 (Rys. 70). Cena ta najprawdopodobniej będzie rosła do roku 2050, kiedy zachowa wartość stałą na następnym lata po osiągnięciu celu neutralności klimatycznej w Unii Europejskiej. Cena emisji dwutlenku węgla jest jedną z ważniejszych zmiennych w wykonanej analizie ekonomicznej, a jej wzrost ma poważny wpływ na rentowność aktualnie pracujących bloków korzystających z paliw kopalnych.

### 3.2 Koszty transportu zielonego amoniaku

Koszt transportu amoniaku zależy od wielu czynników, takich jak odległość między portem początkowym i docelowym, a także od dostępności statku, wielkości ładunku, kosztów paliwa, kosztów załogi i czynników związanych z terminalem, takich jak czas spędzony w porcie i operacje portowe (np. załadunek, odbiór, przechowywanie oraz transfer do i z portu). Zwykle transport kolejowy jest droższy niż rurociąg lub barka w przeliczeniu na tonę/kilometr, a w niektórych przypadkach może być tańszy niż połączona trasa rurociągu/barki i ciężarówki. Transport barkami jest jednak bardziej wskazany jako zamiennik transportu kolejowego w celu zminimalizowania wpływu na środowisko, zmniejszając emisję gazów cieplarnianych.

Dostarczony amoniak należy również zmagazynować w odpowiedniej ilości na terenie instalacji współpalającej amoniak. Przepisy nie określają jasno wielkości zapasu amoniaku magazynowanego przy instalacji, jednakże należy wziąć pod uwagę magazyn o wystarczającej wielkości, aby zapewnić

nieprzerwaną pracę instalacji. Głównym czynnikiem decydującym o rodzaju magazynowania (ciśnieniowe, pół-chłodzone lub chłodzone) jest pojemność magazynowa amoniaku i jest ona określana na podstawie wyników analizy ekonomicznej. W przypadku porównywalnie dużych pojemności magazynowych, koszty inwestycyjne w przypadku magazynowania pod ciśnieniem atmosferycznym są znacznie niższe niż w przypadku magazynowania ciśnieniowego. Pomimo wyższych kosztów energii potrzebnej do utrzymania ciśnienia oraz doprowadzania i odprowadzania gazu z magazynu atmosferycznego, jest on nadal bardziej ekonomiczny niż magazynowanie pod ciśnieniem. Dotyczy to zwłaszcza magazynowania amoniaku pochodzącego z pętli syntezy amoniaku (gdzie niskie temperatury są potrzebne do oddzielenia amoniaku od reagentów) oraz załadunku/rozładunku pojazdów chłodniczych. Dlatego też w pełni chłodzone zbiorniki są wykorzystywane do przechowywania dużych ilości amoniaku (do 50 000 ton).

Koszty transportu amoniaku zostały określone na podstawie źródeł literaturowych oraz doświadczenia branżowego. Koszt transportu amoniaku ulegnie zmianie w horyzoncie czasowym 20 lat, jednakże w celu uproszczenia tej części analizy przyjęto, że cena transportu amoniaku nie ulegnie zmianie i będzie stała w całym zakresie czasowym wykonanej analizy ekonomicznej.

### **3.2.1 Transport amoniaku rurociągiem**

Pierwszym z możliwych sposobów transportu amoniaku jest transport amoniaku przy pomocy rurociągów. Rurociągi umożliwiają ciągłe dostawy amoniaku z punktu dystrybucji do punktu odbioru przy zachowaniu niskiego kosztu eksploatacji i utrzymania rurociągu. Jednakże koszt wybudowania rurociągu amoniaku jest znaczny, a jego wybudowanie np. na trasie 100 km wiąże się z wielomilionowym nakładem inwestycyjnym w dodatkową infrastrukturę, która obecnie nie jest wybudowana na terenie kraju. Zgodnie z [85] przybliżony jednostkowy koszt budowy rurociągu transportującego amoniak wynosi 3,87 zł za każdy kW mocy w amoniaku na każdy km długości rurociągu. Oznacza to, że budowa 100 km odcinka zdolnego transportować 20 MW mocy cieplnej w amoniaku związana jest z inwestycją na poziomie 7 740 000,00 PLN, a jest to koszt jedynie wybudowania rurociągu. Do całkowitego kosztu należy również doliczyć koszt ewentualnych mostów, tuneli, wykupień działek, zabezpieczeń, pozwoleń i innych kosztów powiązanych z budową rurociągu. W wykonanej analizie ekonomicznej przyjęto, że koszt wybudowania rurociągu do przesyłu amoniaku z punktu dystrybucji do punktu odbioru nie jest uwzględniany ze względu na znaczne nakłady finansowe na dodatkową infrastrukturę, która nie jest celem analizy ekonomicznej opłacalności instalacji współpalającej amoniak i paliwo kopalne.

Cena transportu amoniaku przy pomocy rurociągu została oszacowana na podstawie opracowania przygotowanego przez Exactrix Global Systems [86] oraz raportu International Energy Agency [87].

Do analizy przyjęto cenę transportu amoniaku przy pomocy rurociągów jako cenę wskaźnikową równą 9,00 PLN za tonę amoniaku przetransportowanego na odległość 100 km. Punkt dystrybucji, od którego liczona jest odległość, został przyjęty jako port w Świnoujściu lub Gdańsku w zależności od lokalizacji bloku.

### **3.2.2 Transport amoniaku barką**

Kolejnym szeroko stosowanym sposobem transportu amoniaku jest transport przy pomocy statków w transporcie morskim oraz barek w transporcie rzeczonym. Barka umożliwia transport amoniaku w znacznych ilościach przy jednej dostawie przez co wymaga znacznych inwestycji w system odbioru oraz magazynowania amoniaku. Transport amoniaku barką polega na wykorzystaniu naturalnych cieków wodnych w kraju do dystrybucji amoniaku. Sposób ten jednakże jest odpowiedni dla jednostek

współspalających znajdujących się w pobliżu cieków umożliwiających taki transport. W niektórych przypadkach mogą być konieczne dodatkowe nakłady finansowe, które nie zostały uwzględnione w analizie ekonomicznej, na poszerzenie i pogłębienie cieków wodnych, którymi planowany jest transport.

Cena transportu amoniaku przy pomocy statków oraz barek została oszacowana na podstawie przeglądu technologii transportu amoniaku Uniwersytetu Oxfordzkiego [88], opracowania przygotowanego przez Exactrix Global Systems [86] oraz raportu International Energy Agency [87].

Do analizy przyjęto cenę transportu amoniaku przy pomocy dróg wodnych jako cenę wskaźnikową równą 2,40 PLN za tonę amoniaku przetransportowanego na odległość 100 km.

### **3.2.3 Transport amoniaku koleją**

Amoniak może być również transportowany w cysternach przy pomocy systemu kolejowego istniejącego w kraju. Transport kolejowy umożliwia transport znacznych ilości amoniaku przy jednej dostawie i jest szeroko zastosowany w transporcie węgla do jednostek wytwórczych mocy elektrycznej oraz cieplnej. Znaczna część bloków energetycznych posiada aktualnie zabudowaną zwrotnicę kolejową do dostaw węgla, która może być również wykorzystana po modernizacji do odbioru amoniaku. Krajowa sieć dróg żelaznych umożliwi transport amoniaku do odległych lokalizacji, w których transport drogą wodną jest niemożliwy, a zabudowa nowego rurociągu jest ekonomicznie nieopłacalna. Dostawy amoniaku drogą kolejową również będą wymagały instalacji magazynowania amoniaku ze względu na nieciągły sposób transportu amoniaku.

Cena transportu amoniaku przy pomocy transportu kolejowego została oszacowana na podstawie opracowania przygotowanego przez Exactrix Global Systems [86] oraz opracowania Uniwersytetu Brukselskiego [89].

Do analizy przyjęto cenę transportu amoniaku przy pomocy kolei jako cenę wskaźnikową równą 40,00 PLN za tonę amoniaku przetransportowanego na odległość 100 km. Punkt dystrybucji, od którego liczona jest odległość, został przyjęty jako port w Świnoujściu lub Gdańsku w zależności od lokalizacji bloku.

### **3.2.4 Transport amoniaku transportem drogowym**

Podobnie jak w przypadku transportu drogami żelaznymi, amoniak może być również transportowany cysternami samochodów ciężarowych. Transport ten umożliwia dystrybucję amoniaku do lokalizacji, które są pozbawione innej infrastruktury, a inwestycja w inne sposoby dystrybucji jest ekonomicznie nieopłacalna. Jednakże ilość amoniaku, która jest możliwa do transportu przy pomocy jednego samochodu ciężarowego z cysterną jest znacznie mniejsza w porównaniu do całego składu kolejowego. Ilość samochodów ciężarowych z cysternami wymagana do pracy bloku energetycznego może być na tyle duża, że dostawy amoniaku będą musiały odbywać się w trybie ciągłym. Z tego też powodu transport drogowy przy pomocy samochodów ciężarowych jest uwzględniony jedynie w analizie ekonomicznej kotłów płomienicowo-płomieniówkowych w instalacjach przemysłowych.

Cena transportu amoniaku przy pomocy transportu drogowego została oszacowana na podstawie opracowania przygotowanego przez Exactrix Global Systems [86] oraz opracowania Uniwersytetu Brukselskiego [89].

Do analizy przyjęto cenę transportu amoniaku przy pomocy cystern samochodowych jako cenę wskaźnikową równą 80,00 PLN za tonę amoniaku przetransportowanego na odległość 100 km. Punkt dystrybucji, od którego liczona jest odległość, został przyjęty jako port w Świnoujściu lub Gdańsku w zależności od lokalizacji bloku.

### **3.3 Nakłady finansowe związane z modernizacją istniejących jednostek wytwórczych**

Współspalanie amoniaku z paliwami kopalnymi w aktualnie istniejących blokach energetycznych oraz przemysłowych będzie wymagało modernizacji infrastruktury bloku, budowy jednostek magazynujących oraz urządzeń transportujących amoniak na terenie bloku. Nakłady inwestycyjne na modernizację zostały oszacowane na podstawie wykonanych koncepcji instalacji amoniaku w 2.2.4 Koncepcja instalacji energetycznej zasilanej amoniakiem. Do wyceny nakładów finansowych przyjęto dane pozyskane z ofert firm wykonujących dane podzespoły, cen jednostkowych materiałów, takich jak stal czy beton oraz doświadczenia własnego pracowników Instytutu Energetyki – Państwowego Instytutu Badawczego.

Nakłady zostaną zaprezentowane dla każdego rodzaju bloku współpalającego amoniak dla każdego analizowanego rodzaju transportu. Poszczególne rodzaje bloków różnią się ilością niezbędnego amoniaku, który jest współpalany z paliwami kopalnymi, co rzutuje na różne wielkości jednostek magazynujących oraz urządzeń pomocniczych. Każdy rodzaj transportu wiąże się z nieco inną infrastrukturą załadunkowo-rozładunkową oraz urządzeniami pomocniczymi, dlatego nakłady finansowe należało przygotować dla każdego możliwego wariantu osobno. Nakłady te wymienione są poniżej w formie listy.

#### **3.3.1 Nakłady inwestycyjne na modernizację bloku z kotłem energetycznym**

Nakłady finansowe dla transportu rurociągiem:

- zawór regulacji wydatku NH <sub>3</sub> ,	55 700,00 zł
- parownik o mocy 20 MW,	2 160 000,00 zł
- separator fazy,	443 600,00 zł
- zbiornik wody odpadowej,	492 400,00 zł
- palniki przystosowane do spalania amoniaku,	5 117 600,00 zł
- Aparatura Kontrolno-Pomiarowa i Automatyka (AKPiA),	504 900,00 zł
- rurociągi technologiczne,	807 600,00 zł
- nadzór na montażem i rozruchem,	429 000,00 zł
- dokumentacja geologiczno-inżynierska,	158 400,00 zł
- stabilizator ciśnienia.	14 500,00 zł

W przypadku ciągłych dostaw amoniaku do bloku energetycznego, nie jest wymagana instalacja magazynująca amoniak, która zwiększyłaby znacznie koszt modernizacji bloku. Nakład finansowy sumarycznie wynosi 10 183 700,00 zł.

Nakłady finansowe dla transportu barką:

- zbiorniki magazynujące amoniak,	14 828 300,00 zł
- pompy transportowe,	55 700,00 zł
- parownik o mocy 20 MW,	2 160 000,00 zł
- separator fazy,	443 600,00 zł
- zbiornik wody odpadowej,	492 400,00 zł
- palniki przystosowane do spalania amoniaku,	5 117 600,00 zł
- zbiornik rozdziału faz,	46 800,00 zł
- sprężarka oraz sprężarka pomocnicza,	48 000,00 zł
- skraplacz NH <sub>3</sub> ,	15 700,00 zł
- zbiornik skroplonego NH <sub>3</sub> ,	46 800,00 zł
- zawory bezpieczeństwa,	26 500,00 zł
- wyrzutnia kominowa,	97 700,00 zł
- flara,	417 300,00 zł
- stacja rozładunku barki,	600 000,00 zł
- rurociąg łączący nabrzeże z blokiem energetycznym,	5 211 800,00 zł
- Aparatura Kontrolno-Pomiarowa i Automatyka (AKPiA),	1 009 800,00 zł
- rurociągi technologiczne,	3 169 700,00 zł
- nadzór na montażem i rozruchem,	686 400,00 zł
- dokumentacja geologiczno-inżynierska.	422 400,00 zł

Dostawy amoniaku barką związane są z dodatkowymi kosztami instalacji magazynowania, separacji fazy, transportu amoniaku oraz utylizacji gazów resztkowych. Ze względu na odległość potencjalnego bloku przyjęto dodatkowy nakład inwestycyjny na budowę rurociągu amoniaku, który dostarczałby amoniak w niewielkiej odległości (około 2 km) z terenów nabrzeża do instalacji magazynującej na terenie bloku energetycznego. Ze względu na dodatkowe koszty instalacji, całkowite nakłady inwestycyjne dla dostaw amoniaku drogą wodną wynoszą 34 896 500,00 zł.

Nakłady finansowe dla transportu kolejowego:

- zbiorniki magazynujące amoniak,	3 322 700,00 zł
- zawór regulacyjny,	11 400,00 zł
- parownik o mocy 20 MW,	2 160 000,00 zł

- separator fazy,	443 600,00 zł
- zbiornik wody odpadowej,	492 400,00 zł
- palniki przystosowane do spalania amoniaku,	5 117 600,00 zł
- zawory bezpieczeństwa,	26 500,00 zł
- wyrzutnia kominowa,	97 700,00 zł
- flara,	417 300,00 zł
- stacja rozładunku cystern kolejowych,	81 800,00 zł
- Aparatura Kontrolno-Pomiarowa i Automatyka (AKPiA),	1 009 800,00 zł
- rurociągi technologiczne,	1 586 400,00 zł
- nadzór na montażem i rozruchem,	686 400,00 zł
- dokumentacja geologiczno-inżynierska.	422 400,00 zł

Dostawy amoniaku przy pomocy cystern kolejowych wymagają mniej infrastruktury niż w przypadku dostawy barką oraz nie wymagają dodatkowego nakładu finansowego na połączenie nabrzeża z terenem bloku energetycznego. Jednakże przedstawione nakłady finansowe zostały przygotowane przy założeniu, że aktualnie istnieje zwrotnica kolejowa przy bloku i nie istnieje konieczność budowy torów kolejowych z pobliskiego węzła. Koszt całkowity dla transportu koleją wynosi 15 876 000,00 zł.

Nakłady inwestycyjne dla lokalnej produkcji amoniaku:

- instalacja wytwarzania amoniaku,	628 300 000,00 zł
- instalacja separacji powietrza,	449 930 000,00 zł
- elektrolizer,	1 996 840 000,00 zł
- koszty pozostałe.	609 000 000,00 zł

W ramach przeprowadzonej analizy finansowej dla współspalania amoniaku z paliwami kopalnymi w wybranych blokach energetycznych i przemysłowych wykonano również analizę dla wariantu, gdy blok energetyczny lub przemysłowy inwestuje w dedykowaną instalację wytwarzania amoniaku na własne potrzeby. Oszacowanie nakładów inwestycyjnych dla tego wariantu wykonano wskaźnikowo wykorzystując dane literaturowe zawarte w:

- Green ammonia as a spatial energy vector: a review, N. Salmon, R. Banares-Alcantra, Sustainable Energy & Fuels [88],
- Ammonia Production from Clean Hydrogen and the Implications for Global Natural Gas Demand, D. Saygin, H. Blanco i inni, MDPI:Sustainability [90],
- Ammonia Technology Roadmap, International Energy Agency [91].

oraz doświadczenie własne pracowników Instytutu Energetyki – Państwowego Instytutu Badawczego.

Koszt instalacji wytwarzania amoniaku jest obliczany na podstawie godzinowego zapotrzebowania na amoniak bloku energetycznego lub przemysłowego, gdzie przyjęte wskaźniki definiują koszt odpowiadający produkcji jednej tony amoniaku na godzinę. Pozostałe koszty zostały przybliżone jako 20% dodatkowych nakładów finansowych i zawierają w sobie rurociągi technologiczne, instalacje magazynujące, AKPiA, nadzór nad montażem oraz dokumentację projektową. Całkowity koszt instalacji wytwarzania amoniaku jest znaczny i wynosi 3 684 070 000,00 zł.

### 3.3.2 Nakłady inwestycyjne na modernizację bloku z turbiną gazową

Nakłady finansowe dla transportu rurociągiem:

- zawór regulacji wydatku NH <sub>3</sub> ,	60 750,00 zł
- parownik o mocy 20 MW,	1 424 500,00 zł
- separator fazy,	443 600,00 zł
- zbiornik wody odpadowej,	246 200,00 zł
- zawory bezpieczeństwa,	6 700,00 zł
- wyrzutnia kominowa,	97 700,00 zł
- flara,	417 300,00 zł
- Aparatura Kontrolno-Pomiarowa i Automatyka (AKPiA),	504 900,00 zł
- rurociągi technologiczne,	1 083 800,00 zł
- nadzór na montażem i rozruchem,	429 000,00 zł
- dokumentacja geologiczno-inżynierska,	158 400,00 zł
- stabilizator ciśnienia,	14 500,00 zł
- mieszacz GZ-50/NH <sub>3</sub> .	100 000,00 zł

W przypadku transportu amoniaku rurociągiem w celu spalania amoniaku w turbinie gazowej należy dodatkowo przewidzieć dodatkowe zawory, mieszacz oraz flarę awaryjną. Całkowite nakłady inwestycyjne wynoszą 4 987 450,00 zł.

Nakłady finansowe dla transportu barką:

- zbiorniki magazynujące amoniak,	14 828 300,00 zł
- pompy transportowe,	60 750,00 zł
- parownik o mocy 20 MW,	1 583 500,00 zł
- separator fazy,	443 600,00 zł
- zbiornik wody odpadowej,	246 200,00 zł

- zbiornik rozdziału faz,	46 800,00 zł
- sprężarka oraz sprężarka pomocnicza,	48 000,00 zł
- skraplacz NH <sub>3</sub> ,	15 700,00 zł
- zbiornik skroplonego NH <sub>3</sub> ,	46 800,00 zł
- zawory bezpieczeństwa,	13 250,00 zł
- wyrzutnia kominowa,	97 700,00 zł
- flara,	417 300,00 zł
- stacja rozładunku barki,	800 000,00 zł
- rurociąg łączący nabrzeże z blokiem energetycznym,	4 411 800,00 zł
- Aparatura Kontrolno-Pomiarowa i Automatyka (AKPiA),	1 009 800,00 zł
- rurociągi technologiczne,	3 445 850,00 zł
- nadzór na montażem i rozruchem,	686 400,00 zł
- dokumentacja geologiczno-inżynierska,	422 400,00 zł
- mieszacz GZ-50/NH <sub>3</sub> .	100 000,00 zł

Wysokość nakładów inwestycyjnych dla transportu amoniaku barką różni się dla turbiny gazowej ze względu na inne moce danych jednostek, co skutkuje innymi ilościami amoniaku, które wpływają na wielkość poszczególnych urządzeń, rur czy zabezpieczeń. Całkowity koszt inwestycyjny dla transportu amoniaku barką to 28 724 250,00 zł.

Nakłady finansowe dla transportu kolejowego:

- zbiorniki magazynujące amoniak,	1 661 300,00 zł
- pompy transportowe,	60 750,00 zł
- parownik o mocy 20 MW,	1 424 500,00 zł
- separator fazy,	443 600,00 zł
- zbiornik wody odpadowej,	246 200,00 zł
- zawory bezpieczeństwa,	19 900,00 zł
- wyrzutnia kominowa,	97 700,00 zł
- flara,	417 300,00 zł
- stacja rozładunku cystern kolejowych,	81 800,00 zł
- Aparatura Kontrolno-Pomiarowa i Automatyka (AKPiA),	1 009 800,00 zł
- rurociągi technologiczne,	1 586 400,00 zł
- nadzór na montażem i rozruchem,	686 400,00 zł

- dokumentacja geologiczno-inżynierska,	422 400,00 zł
- mieszacz GZ-50/NH <sub>3</sub> .	100 000,00 zł

Całkowita wysokość nakładu inwestycyjnego wynosi 8 258 150,00 zł.

Nakłady inwestycyjne dla lokalnej produkcji amoniaku:

- instalacja wytwarzania amoniaku,	299 148 400,00 zł
- instalacja separacji powietrza,	214 223 900,00 zł
- elektrolizer,	936 464 500,00 zł
- koszty pozostałe.	290 000 000,00 zł

Nakład inwestycyjny lokalnej produkcji amoniaku na potrzeby współspalania w turbinie gazowej jest mniejszy niż w przypadku kotła energetycznego pomimo dwukrotnie większych mocy porównywanych jednostek. Udział współspalania amoniaku dla turbiny gazowej wynosi 10% zgodnie z wynikami analiz numerycznych, gdzie dla kotła energetycznego wartość ta wynosi 40%. Całkowity nakład inwestycyjny wynosi 1 739 836 800,00 zł.

### **3.3.3 Nakłady finansowe na modernizację bloku z kotłem płomienicowo-płomieniówkowym**

Dla kotłów przemysłowych o mniejszej mocy niż kotły energetyczne rozpatrzono jeden rodzaj transportu amoniaku. Ze względu na znacznie mniejsze zapotrzebowanie na amoniak w jednostkach z kotłem płomienicowo-płomieniówkowym amoniak transportowany jest do obiektu przy pomocy cystern drogowych. Posiadają one wystarczającą pojemność oraz umożliwiają one transport do odległych miejsc. Korzystanie z transportu amoniakiem drogą wodną, czy rurociągiem nie jest wymagane w przypadku mniejszych ilości amoniaku wymaganych do spalania w tych jednostkach. W większych jednostkach przemysłowych, gdzie może występować większa ilość rozpatrywanych kotłów możliwych jest również transport kolejowy, jednakże nie każdy zakład przemysłowy posiada bocznicę kolejową na swoim terenie. Nakłady inwestycyjne dla transportu amoniaku cysterną drogową:

- zbiorniki zapasowe,	615 000,00 zł
- zawór regulacyjny,	6 400,00 zł
- parownik 40 kW,	72 000,00 zł
- separator zanieczyszczeń,	56 400,00 zł
- zbiornik zanieczyszczeń,	8 700,00 zł
- palnik wielopaliwowy lub dedykowany dla spalania amoniaku,	70 000,00 zł
- zawór bezpieczeństwa,	19 900,00 zł
- wyrzutnia kominowa,	97 700,00 zł
- flara,	288 000,00 zł

- stacja rozładunku,	43 400,00 zł
- Aparatura Kontrolno-Pomiarowa i Automatyka (AKPiA),	107 000,00 zł
- rurociągi technologiczne,	67 000,00 zł
- nadzór na montażem i rozruchem,	50 000,00 zł
- dokumentacja geologiczno-inżynierska,	15 000,00 zł

Całkowita wysokość nakładu inwestycyjnego wynosi 1 516 500,00 zł.

### 3.4 Analiza ekonomiczna oraz jej wyniki dla współspalania amoniaku

W sporządzonym opracowaniu w etapie drugim wykonano analizę ekonomiczną dotyczącą implementacji współspalania amoniaku z paliwami kopalnymi w blokach energetycznych i przemysłowych. Wykonana analiza ekonomiczna uwzględnia:

- Zmianę cen nośników energii oraz emisji, prognozy zostały szerzej opisane w rozdziale 3.1,
- Szereg sposobów transportu amoniaku, a w szczególności ich koszt opisany w rozdziale 3.2,
- Wartość nakładów inwestycyjnych, zależnych od przyjętego rodzaju transportu oraz wybranego rodzaju bloku energetycznego czy przemysłowego, opisane w rozdziale 3.3,
- Kilka lokalizacji, w których potencjalnie można przeprowadzić modernizacje. Lokalizacje zostały podane osobne dla każdego rodzaju bloku w odpowiednich podrozdziałach rozdziału 3.4,
- Parametry energetyczne pracy danego rodzaju bloku takie jak ilość godzin pracy w roku, udział procentowy amoniaku w paliwie, sprawność bloku,
- Parametry ekonomiczne wykonanej analizy takie jak rozpatrywany czas inwestycji oraz stopa dyskonta.

Poniżej zaprezentowane są założenia ekonomiczne, które zostały przyjęte dla każdego rodzaju rozpatrywanych bloków.

Czas pracy bloku w roku	7500 godzin
Rozpatrywane lata w analizie finansowej	2026 – 2045
Stopa dyskonta	8,5%
Cena emisji SO <sub>2</sub> *	0,57 zł/kg
Cena emisji NO <sub>x</sub> *	0,57 zł/kg
Cena emisji pyłów *	0,38 zł/kg
Cena emisji CO *	0,12 zł/kg

\* [92]

W ramach analizy ekonomicznej wykonano obliczenia wartości bieżącej netto (NPV) oraz zdyskontowanego czasu zwrotu (DPP) na podstawie porównania przepływów finansowych pomiędzy blokiem referencyjnym spalającym jedynie paliwo kopalne, a blokiem zmodernizowanym współspalającym paliwo kopalne oraz amoniak. Większe przepływy finansowe w zmodernizowanym bloku niż w bloku referencyjnym oznaczają zysk uzyskany przez modernizacje i na jej podstawie jest oszacowana wartość dodatnia przedsięwzięcia oraz czas jej zwrotu.

### **3.4.1 Wyniki analizy ekonomicznej w kotle węglowym bloku o mocy elektrycznej 200 MW**

Analizę ekonomiczną dla bloku węglowego wykonano dla kotła OP-650, który w bloku docelowo zapewni 200 MW mocy elektrycznej. Analiza została wykonana dla bloków w trzech wybranych lokalizacjach, charakteryzujących się innymi kosztami oraz możliwościami transportu, tj. Elektrownia Dolna Odra jako reprezentant bloków położonych na północy kraju, elektrownia Rybnik jako reprezentant bloków położonych na południu kraju oraz elektrownia Kozienice, która reprezentuje bloki energetyczne znajdujące się w centralnej części kraju.

Do obliczeń parametrów energetycznych kotłów przyjęto:

- sprawność elektryczną na poziomie 37,75%,
- tryb pracy jedynie na produkcję energii elektrycznej,
- emisje dwutlenku węgla w stanie referencyjnym na poziomie 875 kg/MWh,
- emisje dwutlenku węgla przy współpalaniu na poziomie 475 kg/MWh,
- udział amoniaku w energii paliwa na 40%.

Poniżej przedstawione zostaną tabele z wynikami finansowymi dla poszczególnych lokalizacji oraz wybranych rodzajów transportu. Wartości liczbowe w tabelach przedstawione są w milionach polskich złotych. Stan referencyjny jest zaprezentowany w formie całkowitej i wspólny dla każdej analizowanej lokalizacji oraz analizowanego środka transportu amoniaku. Wyniki finansowe dla pozostałych wariantów zostały zaprezentowane w wersji skróconej, aby przedstawić wartości, które zmieniają się w największym stopniu. Ze względu na niską cenę emisji NO<sub>x</sub> oraz ich mniejszą emisję w porównaniu do emisji CO<sub>2</sub> zmiana kosztu emisji NO<sub>x</sub> jest niewielka i została pominięta w ujęciu tabelarycznym skróconym.

Tab. 31. Wyniki finansowe dla stanu referencyjnego w mln PLN.

Rok	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Koszt węgla	310,81	283,78	270,27	256,75	243,24	229,73	216,21	216,21	216,21	216,21
Koszt amoniaku	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Koszty operacyjne	6,94	6,94	6,94	6,94	6,94	6,94	6,94	6,94	6,94	6,94
Koszt emisji CO <sub>2</sub>	405,01	626,46	719,70	814,39	913,46	974,65	1 034,38	1 094,11	1 153,85	1 215,03
Koszt pozostałych emisji	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39
Sprzedaż energii elektrycznej	749,25	719,28	690,51	662,89	636,37	610,92	586,48	563,02	540,50	518,88
Przepływy finansowe	26,10	- 198,29	- 306,78	- 415,59	- 527,66	- 600,79	- 671,44	- 754,63	- 836,89	- 919,70
Zysk względem stanu referencyjnego	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NPV	26,10	- 156,65	- 417,25	- 742,61	- 1 123,36	- 1 522,91	- 1 934,47	- 2 360,78	- 2 796,52	- 3 237,86

Rok	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Koszt węgla	216,21	216,21	216,21	216,21	216,21	216,21	216,21	216,21	216,21	216,21
Koszt amoniaku	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Koszty operacyjne	6,94	6,94	6,94	6,94	6,94	6,94	6,94	6,94	6,94	6,94
Koszt emisji CO <sub>2</sub>	1 274,77	1 334,50	1 395,69	1 455,42	1 515,15	1 574,88	1 636,07	1 695,80	1 755,53	1 816,72
Koszt pozostałych emisji	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39
Sprzedaż energii elektrycznej	498,13	478,20	459,07	440,71	423,08	406,16	389,91	374,32	359,34	344,97
Przepływy finansowe	- 1 000,18	- 1 079,84	- 1 160,16	- 1 238,25	- 1 315,61	- 1 392,27	- 1 469,70	- 1 545,03	- 1 619,73	- 1 695,30
Zysk względem stanu referencyjnego	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NPV	- 3 680,23	- 4 120,41	- 4 556,29	- 4 985,05	- 5 404,92	- 5 814,44	- 6 212,87	- 6 598,91	- 6 971,91	- 7 331,73

Wyniki finansowe dla stanu referencyjnego, czyli spalającego jedynie węgiel, zostały zaprezentowane w Tab. 31. Jak można zauważyć całkowity roczny koszt węgla do spalania maleje wraz z czasem, co jest wynikiem przyjętej prognozy cen węgla na następne lata. Stan referencyjny nie zużywa amoniaku do współspalania, dlatego też wartości kosztu amoniaku w poszczególnych latach są zerowe. Praca bloku węglowego związana jest również z kosztami eksploatacyjnymi, które zostały w uproszczeniu przyjęte jako niezmiennie w czasie. Koszty eksploatacyjne uwzględniają takie koszty jak koszt wody, sprężonego powietrza, gospodarki odpadami z procesu spalania i inne. Wartość kosztów eksploatacyjnych została przyjęta na tym samym poziomie również dla wariantów modernizacji do współspalania amoniaku.

Ze względu na przewidywane rosnące ceny emisji dwutlenku węgla, koszt emisji CO<sub>2</sub> z roku do roku wzrasta. Koszt pozostałych emisji pozostaje stały w czasie, gdyż cena emisji NO<sub>x</sub> oraz innych cząstek została założona jako stała. Koszt ten jest również zbliżony do kosztu emisji w wariantach zmodernizowanych do współspalania amoniaku, z tego też powodu wartość ta jest pominięta w tabelach prezentujących wyniki finansowe.

Prognozowany spadek cen energii elektrycznej skutkuje również obniżeniem przychodów uzyskanych poprzez sprzedaż energii elektrycznej. Jak można zauważyć, dla przyjętych ram czasowych analizy, jedynie rok 2026 uzyskuje pozytywny wynik finansowy, następne lata nie przynoszą zysków z eksploatacji bloku, co pogłębia ujemny wynik ekonomiczny bloku w całej analizie. Jest to spowodowane wzrostem kosztów emisji dwutlenku węgla przy jednoczesnym obniżeniu się ceny energii elektrycznej na rynku energii. Te dwie zmiany wskazują na konieczność znalezienia alternatywy spalania węgla w blokach energetycznych w świetle aktualnych cen emisji i energii elektrycznej.

Tablice wyników finansowych dla wariantów modernizacji dla poszczególnych lokalizacji są zaprezentowane poniżej w formie uproszczonej, tj. tablice te prezentują poniesione koszty zakupu amoniaku, przepływy finansowe oraz zysk w porównaniu do stanu referencyjnego wraz z bieżącą wartością netto. W pierwszej kolejności została umieszczona tablica prezentująca zmianę kosztu zakupu węgla oraz emisji CO<sub>2</sub>, ponieważ jest ona wspólna dla wszystkich wariantów.

Współspalanie węgla z amoniakiem zgodnie z oczekiwaniami powoduje mniejsze koszty zakupu węgla jako paliwa do spalania oraz skutkuje mniejszymi kosztami emisji dwutlenku węgla podczas współspalania, co zostało zawarte w Tab. 32. Koszt węgla przy współspalaniu wynosi 60% kosztu węgla w porównaniu do stanu referencyjnego, co jest bezpośrednim odzwierciedleniem 40% udziału amoniaku we współspalaniu przyjętego dla pracy kotła energetycznego OP-650. Koszt emisji dwutlenku węgla po modernizacji wynosi 54% kosztu emisji dwutlenku węgla w porównaniu do stanu referencyjnego. Obniżone koszty zakupu węgla oraz emisji CO<sub>2</sub> pozytywnie wpłyną na wynik finansowy wariantów zmodernizowanych, jednakże ostateczny wynik ekonomiczny zależy również od kosztu zakupu amoniaku.

Tab. 32. Koszt węgla oraz emisji dwutlenku węgla dla współpalania węgla z amoniakiem w mln PLN.

Rok	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Koszt węgla	186,48	170,27	162,16	154,05	145,94	137,84	129,73	129,73	129,73	129,73
Koszt emisji CO <sub>2</sub>	219,86	340,08	390,69	442,10	495,88	529,10	561,52	593,95	626,37	659,59

Rok	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Koszt węgla	129,73	129,73	129,73	129,73	129,73	129,73	129,73	129,73	129,73	129,73
Koszt emisji CO <sub>2</sub>	692,02	724,44	757,66	790,08	822,51	854,94	888,15	920,58	953,00	986,22

Tab. 33. Wyniki finansowe dla lokacji Dolna Odra i transportu amoniaku rurociągiem w mln PLN.

Rok	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Koszt amoniaku	827,87	803,37	778,88	754,38	729,88	705,39	680,89	656,39	631,90	607,40
Przepływy finansowe	- 492,32	- 601,79	- 648,57	- 694,99	- 742,68	- 768,75	- 793,01	- 824,40	- 854,85	- 885,19
Zysk względem stanu referencyjnego	- 518,42	- 403,50	- 341,79	- 279,41	- 215,03	- 167,96	- 121,57	- 69,76	- 17,96	34,51
NPV	- 528,60	- 900,50	- 1 190,83	- 1 409,58	- 1 564,74	- 1 676,44	- 1 750,95	- 1 790,37	- 1 799,72	- 1 783,16

Rok	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Koszt amoniaku	582,90	558,41	533,91	509,41	484,92	460,42	435,92	411,43	386,93	362,43
Przepływy finansowe	- 913,87	- 941,73	- 969,57	- 995,87	- 1 021,42	- 1 046,28	- 1 071,24	- 1 094,77	- 1 117,67	- 1 140,76
Zysk względem stanu referencyjnego	86,31	138,11	190,58	242,38	294,19	345,99	398,46	450,26	502,06	554,53
NPV	- 1 744,98	- 1 688,68	- 1 617,08	- 1 533,15	- 1 439,26	- 1 337,49	- 1 229,47	- 1 116,97	- 1 001,35	- 883,66

Tab. 34. Wyniki finansowe dla lokacji Dolna Odra i transportu amoniaku drogą wodną w mln PLN.

Rok	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Koszt amoniaku	914,33	889,83	865,33	840,84	816,34	791,84	767,35	742,85	718,35	693,86
Przepływy finansowe	- 578,77	- 688,24	- 735,02	- 781,44	- 829,13	- 855,20	- 879,46	- 910,85	- 941,30	- 971,64
Zysk względem stanu referencyjnego	- 604,87	- 489,95	- 428,24	- 365,85	- 301,47	- 254,41	- 208,01	- 156,21	- 104,41	- 51,94
NPV	- 639,77	- 1 091,33	- 1 455,10	- 1 741,53	- 1 959,07	- 2 128,26	- 2 255,76	- 2 344,01	- 2 398,37	- 2 423,30

Rok	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Koszt amoniaku	669,36	644,86	620,37	595,87	571,37	546,88	522,38	497,88	473,39	448,89
Przepływy finansowe	- 1 000,32	- 1 028,17	- 1 056,02	- 1 082,31	- 1 107,87	- 1 132,72	- 1 157,69	- 1 181,22	- 1 204,12	- 1 227,21
Zysk względem stanu referencyjnego	- 0,14	51,67	104,13	155,94	207,74	259,54	312,01	363,81	415,62	468,08
NPV	- 2 423,36	- 2 402,30	- 2 363,17	- 2 309,18	- 2 242,88	- 2 166,54	- 2 081,95	- 1 991,05	- 1 895,34	- 1 795,99

Tab. 35. Wyniki finansowe dla lokacji Dolna Odra i transportu amoniaku cysternami kolejowymi w mln PLN.

Rok	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Koszt amoniaku	856,96	832,46	807,97	783,47	758,97	734,48	709,98	685,48	660,99	636,49
Przepływy finansowe	- 521,40	- 630,87	- 677,65	- 724,08	- 771,77	- 797,83	- 822,09	- 853,48	- 883,93	- 914,27
Zysk względem stanu referencyjnego	- 547,50	- 432,58	- 370,87	- 308,49	- 244,11	- 197,05	- 150,65	- 98,85	- 47,04	5,43
NPV	- 563,38	- 962,07	- 1 277,11	- 1 518,63	- 1 694,77	- 1 825,81	- 1 918,15	- 1 973,99	- 1 998,49	- 1 995,88

Rok	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Koszt amoniaku	611,99	587,50	563,00	538,50	514,01	489,51	465,01	440,52	416,02	391,52
Przepływy finansowe	- 942,95	- 970,81	- 998,66	- 1 024,95	- 1 050,51	- 1 075,36	- 1 100,32	- 1 123,85	- 1 146,75	- 1 169,85
Zysk względem stanu referencyjnego	57,23	109,03	161,50	213,30	265,11	316,91	369,38	421,18	472,98	525,45
NPV	- 1 970,57	- 1 926,13	- 1 865,45	- 1 791,59	- 1 706,98	- 1 613,77	- 1 513,63	- 1 408,40	- 1 299,48	- 1 187,95

Tab. 36. Wyniki finansowe dla lokacji Dolna Odra i lokalnej produkcji amoniaku w mln PLN.

Rok	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Koszt amoniaku	3 020,43	2 900,03	2 784,43	2 673,47	2 566,94	2 464,67	2 366,49	2 272,24	2 181,76	2 094,90
Przepływy finansowe	- 2 661,05	- 2 675,57	- 2 632,17	- 2 593,00	- 2 559,50	- 2 508,60	- 2 459,96	- 2 422,34	- 2 387,52	- 2 356,19
Zysk względem stanu referencyjnego	- 2 687,16	- 2 477,28	- 2 325,39	- 2 177,41	- 2 031,84	- 1 907,82	- 1 788,52	- 1 667,71	- 1 550,64	- 1 436,49
NPV	- 6 341,24	- 8 624,45	- 10 599,76	- 12 304,47	- 13 770,60	- 15 039,38	- 16 135,64	- 17 077,77	- 17 885,14	- 18 574,48

Rok	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Koszt amoniaku	2 011,52	1 931,47	1 854,62	1 780,84	1 710,02	1 642,03	1 576,76	1 514,09	1 453,94	1 396,19
Przepływy finansowe	- 2 326,64	- 2 299,57	- 2 275,68	- 2 253,28	- 2 233,07	- 2 214,96	- 2 199,67	- 2 185,53	- 2 173,25	- 2 163,55
Zysk względem stanu referencyjnego	- 1 326,46	- 1 219,73	- 1 115,52	- 1 015,02	- 917,45	- 822,70	- 729,97	- 640,50	- 553,51	- 468,25
NPV	- 19 161,16	- 19 658,37	- 20 077,47	- 20 428,94	- 20 721,74	- 20 963,73	- 21 161,62	- 21 321,65	- 21 449,12	- 21 548,50

Tab. 37. Wyniki finansowe dla lokalizacji Kozienice i transportu amoniaku rurociągiem w mln PLN.

Rok	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Koszt amoniaku	754,13	732,06	710,00	687,93	665,86	643,79	621,72	599,65	577,58	555,51
Przepływy finansowe	- 451,94	- 550,57	- 592,71	- 634,54	- 677,50	- 700,98	- 722,84	- 751,12	- 778,55	- 805,88
Zysk względem stanu referencyjnego	- 475,34	- 371,81	- 316,21	- 260,01	- 202,01	- 159,61	- 117,81	- 71,15	- 24,48	22,79
NPV	- 485,53	- 828,21	- 1 096,82	- 1 300,38	- 1 446,15	- 1 552,30	- 1 624,52	- 1 664,71	- 1 677,45	- 1 666,51

Rok	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Koszt amoniaku	533,44	511,37	489,30	467,24	445,17	423,10	401,03	378,96	356,89	334,82
Przepływy finansowe	- 831,72	- 856,82	- 881,91	- 905,59	- 928,62	- 951,01	- 973,50	- 994,69	- 1 015,33	- 1 036,13
Zysk względem stanu referencyjnego	69,46	116,13	163,40	210,07	256,74	303,41	350,68	397,34	444,01	491,28
NPV	- 1 635,79	- 1 588,45	- 1 527,06	- 1 454,32	- 1 372,39	- 1 283,14	- 1 188,08	- 1 088,80	- 986,55	- 882,28

Tab. 38. Wyniki finansowe dla lokalizacji Kozienice i transportu amoniaku drogą wodną w mln PLN.

Rok	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Koszt amoniaku	823,72	801,65	779,58	757,51	735,44	713,37	691,30	669,24	647,17	625,10
Przepływy finansowe	- 521,53	- 620,15	- 662,30	- 704,12	- 747,08	- 770,57	- 792,42	- 820,70	- 848,13	- 875,47
Zysk względem stanu referencyjnego	- 544,93	- 441,40	- 385,80	- 329,60	- 271,60	- 229,20	- 187,40	- 140,73	- 94,06	- 46,79
NPV	- 579,82	- 986,64	- 1 314,36	- 1 572,40	- 1 768,38	- 1 920,81	- 2 035,68	- 2 115,18	- 2 164,15	- 2 186,61

Rok	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Koszt amoniaku	603,03	580,96	558,89	536,82	514,75	492,68	470,61	448,54	426,48	404,41
Przepływy finansowe	- 901,31	- 926,40	- 951,49	- 975,18	- 998,20	- 1 020,59	- 1 043,08	- 1 064,28	- 1 084,91	- 1 105,72
Zysk względem stanu referencyjnego	- 0,12	46,55	93,81	140,48	187,15	233,82	281,09	327,76	374,43	421,70
NPV	- 2 186,66	- 2 167,69	- 2 132,44	- 2 083,80	- 2 024,07	- 1 955,29	- 1 879,09	- 1 797,20	- 1 710,97	- 1 621,47

Tab. 39. Wyniki finansowe dla lokalizacji Kozienice i transportu amoniaku cysterna kolejową w mln PLN.

Rok	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Koszt amoniaku	845,87	823,80	801,73	779,66	757,59	735,52	713,45	691,38	669,32	647,25
Przepływy finansowe	- 543,68	- 642,30	- 684,45	- 726,27	- 769,23	- 792,72	- 814,57	- 842,85	- 870,28	- 897,62
Zysk względem stanu referencyjnego	- 567,08	- 463,55	- 407,95	- 351,75	- 293,75	- 251,35	- 209,55	- 162,88	- 116,21	- 68,94
NPV	- 582,95	- 1 010,18	- 1 356,72	- 1 632,10	- 1 844,06	- 2 011,22	- 2 139,66	- 2 231,68	- 2 292,19	- 2 325,27

Rok	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Koszt amoniaku	625,18	603,11	581,04	558,97	536,90	514,83	492,76	470,69	448,62	426,56
Przepływy finansowe	- 923,46	- 948,55	- 973,64	- 997,33	- 1 020,35	- 1 042,74	- 1 065,23	- 1 086,43	- 1 107,06	- 1 127,86
Zysk względem stanu referencyjnego	- 22,27	24,40	71,67	118,33	165,00	211,67	258,94	305,61	352,28	399,55
NPV	- 2 335,12	- 2 325,17	- 2 298,25	- 2 257,27	- 2 204,62	- 2 142,35	- 2 072,16	- 1 995,80	- 1 914,67	- 1 829,87

Tab. 40. Wyniki finansowe dla lokalizacji Rybnik i transportu amoniaku rurociągiem w mln PLN.

Rok	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Koszt amoniaku	855,88	831,05	806,22	781,39	756,56	731,74	706,91	682,08	657,25	632,43
Przepływy finansowe	- 515,76	- 626,71	- 674,13	- 721,18	- 769,51	- 795,93	- 820,52	- 852,33	- 883,19	- 913,94
Zysk względem stanu referencyjnego	- 542,23	- 425,76	- 363,21	- 299,99	- 234,74	- 187,04	- 140,02	- 87,51	- 35,01	18,17
NPV	- 552,42	- 944,83	- 1 253,36	- 1 488,23	- 1 657,61	- 1 782,00	- 1 867,82	- 1 917,26	- 1 935,49	- 1 926,77

Rok	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Koszt amoniaku	607,60	582,77	557,94	533,12	508,29	483,46	458,63	433,80	408,98	384,15
Przepływy finansowe	- 943,01	- 971,24	- 999,47	- 1 026,12	- 1 052,02	- 1 077,21	- 1 102,51	- 1 126,35	- 1 149,57	- 1 172,97
Zysk względem stanu referencyjnego	70,67	123,17	176,35	228,85	281,35	333,86	387,04	439,54	492,04	545,22
NPV	- 1 895,52	- 1 845,31	- 1 779,05	- 1 699,81	- 1 610,02	- 1 511,82	- 1 406,89	- 1 297,07	- 1 183,76	- 1 068,04

Tab. 41. Wyniki finansowe dla lokalizacji Rybnik i transportu amoniaku cysterną kolejową w mln PLN.

Rok	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Koszt amoniaku	1 018,05	993,22	968,39	943,57	918,74	893,91	869,08	844,25	819,43	794,60
Przepływy finansowe	- 677,94	- 788,89	- 836,30	- 883,35	- 931,69	- 958,10	- 982,69	- 1 014,50	- 1 045,36	- 1 076,11
Zysk względem stanu referencyjnego	- 704,41	- 587,94	- 525,39	- 462,16	- 396,91	- 349,21	- 302,19	- 249,69	- 197,18	- 144,01
NPV	- 720,28	- 1 262,16	- 1 708,45	- 2 070,28	- 2 356,69	- 2 588,93	- 2 774,16	- 2 915,21	- 3 017,88	- 3 086,99

Rok	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Koszt amoniaku	769,77	744,94	720,12	695,29	670,46	645,63	620,81	595,98	571,15	546,32
Przepływy finansowe	- 1 105,19	- 1 133,42	- 1 161,64	- 1 188,29	- 1 214,19	- 1 239,38	- 1 264,68	- 1 288,53	- 1 311,74	- 1 335,14
Zysk względem stanu referencyjnego	- 91,50	- 39,00	14,18	66,68	119,18	171,68	224,86	277,36	329,87	383,05
NPV	- 3 127,46	- 3 143,36	- 3 138,03	- 3 114,94	- 3 076,90	- 3 026,41	- 2 965,45	- 2 896,14	- 2 820,18	- 2 738,88

Tablice od Tab. 33 do Tab. 41 przedstawiają wpływ kosztu amoniaku na wyniki ekonomiczne każdego analizowanego wariantu. Na koszt amoniaku ma znaczny wpływ rodzaj transportu oraz odległość bloku od punktu dystrybucji.

Koszt amoniaku zakupionego i przetransportowanego systemem rurociągów jest najniższy we wszystkich analizowanych wariantach, co przemawia za stosowaniem właśnie tej metody transportu amoniaku w kraju. Jednakże przeprowadzona analiza finansowa nie obejmuje kosztów inwestycyjnych na zbudowanie krajowej sieci dystrybucji amoniaku rurociągami. Inwestycja w infrastrukturę rurociągów jest znacznym kosztem, który nie byłby ekonomicznie uzasadniony przy aktualnych warunkach cen amoniaku, węgla oraz emisji.

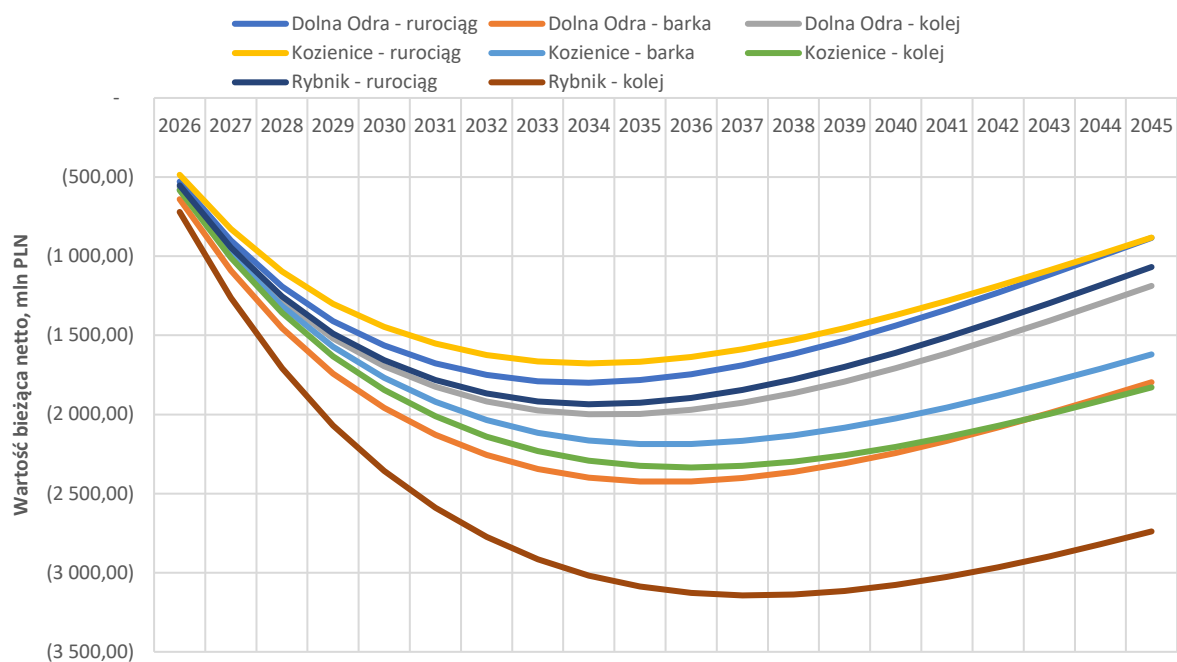
Amoniak zakupiony drogą wodną jest bardziej kosztowny niż zakupiony poprzez rurociąg i utrzymuje się na podobnym poziomie jak koszt amoniaku transportowanego cysternami kolejowymi. Koszt amoniaku transportowanego drogą wodną jest liczony bezpośrednio od punktu dystrybucyjnego takiego jak Rio De Janeiro. Pozostałe metody transportu zakładają transport amoniaku od dystrybutora pośrednika, który występuje pomiędzy zagranicznym dostawcą a krajowym odbiorcą. Gdyby przeanalizować koszt transportu amoniaku rurociągiem biorąc pod uwagę również transport z Brazylii, transport rurociągiem okazałby się bardziej kosztowny. Dlatego też pomimo niższych kosztów transportu rurociągiem, to transport drogą wodną jest ekonomicznie bardziej odpowiedni dla tej inwestycji.

Zakup amoniaku drogą kolejową wiąże się z największym kosztem amoniaku do współspalania, poza produkcją lokalną, która jest droższa i zostanie omówiona poniżej. Jednakże transport amoniaku drogą kolejową, nie wymaga dużych inwestycji w budowę rurociągu czy udroźnienia kanałów wodnych. Krajowa infrastruktura kolejowa jest gotowa do transportu amoniaku, a jedyne inwestycje wymagane do odbioru amoniaku są wymagane po stronie zajezdni kolejowej u odbiorcy. Co więcej transport kolejowy umożliwia transport amoniaku do miejsc niedostępnych dla barki lub ekonomicznie nieopłacalnych dla rurociągu.

Ze względu na znaczne ilości amoniaku niezbędne do pracy bloku, transport kołowy cysternami samochodowymi nie został uwzględniony w analizie.

Ostatnim możliwym wariantem zakupu amoniaku jest inwestycja w instalacje wytwarzania amoniaku przy bloku energetycznym i jego produkcja na miejscu. Koszt transportu amoniaku w takiej sytuacji jest równy zero, a odbiorca w miejscu kosztu zakupu amoniaku ponosi koszt wytworzenia amoniaku. Jednakże przy obecnej sprawności elektrolizerów oraz konieczności ciągłej pracy układu, koszt wytworzenia amoniaku, który jest kosztem zakupu energii elektrycznej, jest zbyt wysoki, aby ekonomicznie usprawiedliwić ten rodzaj „transportu” do bloku. Układ wytwarzania amoniaku musiałby pracować w chwilach niskiej ceny energii elektrycznej, a to by wiązało się z koniecznością zabudowy wysokich mocy wytwórczych oraz znacznej pojemności magazynowej, aby wygładzić profil produkcji i zapotrzebowania na amoniak. Z tego też powodu odrzucono kolejne warianty produkcji lokalnej amoniaku.

Porównując również koszty amoniaku dla danego typu transportu można przedstawić oczywiste twierdzenie, że im dalej od centrum dystrybucji znajduje się blok energetyczny, tym koszt transportu, a więc i samego amoniaku jest wyższy.



Rys. 71. Wyniki NPV omówionych wariantów modernizacji dla kotła węglowego.

Wyniki wykonanej analizy finansowej jednoznacznie stwierdzają o nieopłacalności ekonomicznej współspalania węgla wraz z amoniakiem w kotłach węglowych. Wszystkie przeanalizowane warianty pracy takiego układu, dotyczące różnych lokalizacji oraz różnych sposobów transportu amoniaku, nie osiągają pozytywnego wyniku finansowego w okresie 20 lat. Jak można zauważyć na Rys. 71 spalanie amoniaku wraz z węglem w pierwszych 10 latach inwestycji przynosi straty, co obniża wartość NPV. Współspalanie amoniaku w wybranych blokach węglowych osiąga pozytywne przepływy finansowe dopiero od roku 2034 dla niektórych wariantów. Jednakże relatywnie niski zysk, nie jest w stanie zapewnić zwrotu z inwestycji i zapewnić  $NPV = 0$  po rozpatrywanym w analizie okresie.

Zgodnie z przewidywaniami najlepsze wyniki finansowe osiągają warianty uwzględniające transport amoniaku poprzez rurociąg, jednakże należy pamiętać o pominięciu w analizie ekonomicznej kosztu inwestycji na budowę takiego rurociągu. Najgorszy wynik finansowy osiąga wariant transportu amoniaku drogą kolejową do bloków elektrowni Rybnik.

Nakłady inwestycyjne przedstawione w rozdziale 3.3.1 są relatywnie małe w porównaniu do kosztów zakupu amoniaku czy węgla do spalania w bloku (koszt inwestycji modernizacji bloku Dolna Odra dla transportu amoniaku drogą kolejową wynosi około 16 mln PLN, z kolei koszt zakupu amoniaku do pracy bloku przy współspalaniu wynosi 857 mln PLN). Największy wpływ na wynik finansowy modernizacji bloku węglowego do współspalania amoniaku oraz węgla ma koszt zakupu paliwa oraz koszt emisji, a nakład finansowy nieznacznie wpływa na końcowy wynik finansowy.

Inwestycja w modernizację bloku węglowego oraz współspalanie węgla z amoniakiem do roku 2034 przynosi straty, które znacznie obniżają wartość bieżącą netto projektu. Jest to spowodowane wysokimi cenami amoniaku oraz niskimi cenami emisji dwutlenku węgla w rozpatrywanym zakresie czasowym. Jeżeli blok współpalający amoniak musi zakupić drogi amoniak do pracy bloku, a oszczędność z niższego kosztu emisji dwutlenku węgla nie jest w stanie zbilansować tego wydatku to blok taki ma ujemny przepływ finansowy względem stanu referencyjnego, który pomimo spalania jedynie węgla, mniej wydaje na koszt emisji dwutlenku węgla.

Wyniki finansowe ulegają poprawie po roku 2034, kiedy cena amoniaku maleje zgodnie z prognozą, a ceny emisji dwutlenku węgla wzrastają. Blok współpalający amoniak oraz węgiel emituje mniej dwutlenku węgla, a więc płaci niższy koszt emisji niż blok referencyjny, z kolei cena amoniaku jest na niskim poziomie dzięki czemu możliwe jest wygenerowanie pewnej sumy jako oszczędność w porównaniu do stanu referencyjnego. Wraz ze wzrastającą ceną emisji dwutlenku węgla oraz malejącą ceną amoniaku w kolejnych latach, przepływy finansowe dla wariantów modernizacji są dodatnie i coraz większe. Jednakże w nie są one wystarczające by w analizowanym zakresie czasu osiągnąć wartość NPV projektu równą przynajmniej zero. Pomimo negatywnych wyników analizy ekonomicznej dla bloków węglowych, mniejsza ilość emisji dwutlenku węgla do atmosfery przyniesie korzystny wpływ na środowisko, który zostanie omówiony w rozdziale omawiającym korzyści środowiskowe w związku z zastosowaniem zielonego amoniaku.

Dla powyżej przedstawionej analizy ekonomicznej wykonano również analizę wrażliwości, która analizuje wpływ wybranych cen na wynik NPV analizowanej inwestycji oraz sprawdza jakie powinny być ceny, aby uzyskać zwrot z inwestycji w przypadku bloków węglowych.

### **3.4.2 Wyniki analizy ekonomicznej współpalania amoniaku w turbinie gazowej bloku o mocy elektrycznej 400 oraz 463 MW**

Analizę ekonomiczną dla bloku gazowego wykonano na podstawie bloków gazowo-parowych zlokalizowanych w elektrociepłowni @aek dla turbiny o mocy elektrycznej 400 MW oraz planowanych bloków gazowo-parowych w elektrowni Dolna Odra o mocy elektrycznej 463 MW. Analiza została wykonana dla dwóch lokalizacji bloków, charakteryzujących się różnymi kosztami oraz możliwościami transportu amoniaku. Wybrane bloki gazowo-parowe reprezentują nowoczesne rozwiązania energetyki zawodowej i mogą zostać porównane do innych bloków o podobnej mocy oraz sprawności. Zaniechano analizy dla bloków pracujących jedynie z turbiną gazową ze względu na ich wysokie koszty operacyjne w porównaniu do przychodów. Bloki z samymi turbinami gazowymi mogą pracować jako jednostki pracujące w szczycie zapotrzebowania, jednakże nie są one odpowiednimi jednostkami do pracy w podstawie obciążenia. Z tego też powodu w większości sytuacji budowane są aktualnie bloki gazowo-parowe, które dzięki wyższej sprawności mogą pracować jako jednostki pracujące w podstawie obciążenia.

Do obliczeń parametrów energetycznych kotłów przyjęto:

- sprawność elektryczną turbiny gazowej 40,00%,
- produkcje energii elektrycznej w elektrowni Dolna Odra,
- produkcje energii elektrycznej oraz ciepłej w elektrociepłowni Włocławek,
- emisje dwutlenku węgla bloku gazowo-parowego w stanie referencyjnym na poziomie 500 kg/MWh,
- emisje dwutlenku węgla bloku gazowo-parowego przy współpalaniu na poziomie 400 kg/MWh,
- udział amoniaku w energii paliwa na 10%.

Poniżej przedstawione zostaną tabele z wynikami finansowymi dla poszczególnych lokalizacji oraz wybranych rodzajów transportu. Wartości liczbowe w tabelach przedstawione są w milionach polskich złotych. Stan referencyjny jest zaprezentowany w formie całkowitej, osobno dla lokacji Dolna Odra oraz Włocławek. Wyniki finansowe dla pozostałych wariantów zostały zaprezentowane w wersji skróconej, aby przedstawić wartości, które zmieniają się w największym stopniu. Ze względu na niską cenę emisji NO<sub>x</sub> oraz ich mniejszą emisję w porównaniu do emisji CO<sub>2</sub> zmiana kosztu emisji NO<sub>x</sub> jest niewielka i została pominięta w ujęciu tabelarycznym skróconym.

Tab. 42. Wyniki finansowe dla stanu referencyjnego w elektrowni Dolna Odra w mln PLN.

Rok	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Koszt gazu ziemnego	1 134,90	1 157,83	1 180,76	1 203,68	1 226,61	1 249,54	1 278,20	1 301,13	1 329,79	1 352,71
Koszt amoniaku	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Koszty operacyjne	12,15	12,15	12,15	12,15	12,15	12,15	12,15	12,15	12,15	12,15
Koszt emisji CO <sub>2</sub>	467,04	722,40	829,92	939,12	1 053,36	1 123,92	1 192,80	1 261,68	1 330,56	1 401,12
Koszt pozostałych emisji	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Sprzedaż energii elektrycznej	2 362,50	2 268,00	2 177,28	2 090,19	2 006,58	1 926,32	1 849,27	1 775,29	1 704,28	1 636,11
Przepływy finansowe	747,36	374,57	153,40	- 65,82	- 286,59	- 460,34	- 634,93	- 800,71	- 969,26	- 1 130,92
Zysk względem stanu referencyjnego	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NPV	747,36	1 092,58	1 222,89	1 171,36	964,56	658,41	269,23	- 183,11	- 687,78	- 1 230,48

Rok	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Koszt gazu ziemnego	1 381,37	1 410,03	1 438,69	1 467,35	1 496,01	1 524,67	1 553,33	1 587,72	1 619,47	1 651,86
Koszt amoniaku	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Koszty operacyjne	12,15	12,15	12,15	12,15	12,15	12,15	12,15	12,15	12,15	12,15
Koszt emisji CO <sub>2</sub>	1 470,00	1 538,88	1 609,44	1 678,32	1 747,20	1 816,08	1 886,64	1 955,52	2 024,40	2 094,96
Koszt pozostałych emisji	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Sprzedaż energii elektrycznej	1 570,67	1 507,84	1 447,53	1 389,63	1 334,04	1 280,68	1 229,45	1 180,27	1 133,06	1 087,74
Przepływy finansowe	- 1 293,91	- 1 454,27	- 1 613,80	- 1 769,24	- 1 922,37	- 2 073,27	- 2 223,72	- 2 376,16	- 2 524,01	- 2 672,28
Zysk względem stanu referencyjnego	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NPV	- 1 802,76	- 2 395,57	- 3 001,88	- 3 614,52	- 4 228,02	- 4 837,86	- 5 440,70	- 6 034,40	- 6 615,64	- 7 182,82

Tab. 43. Wyniki finansowe dla stanu referencyjnego w elektrociepłowni Włocławek w mln PLN.

Rok	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Koszt gazu ziemnego	1 013,31	1 033,78	1 054,25	1 074,72	1 095,19	1 115,66	1 141,25	1 161,72	1 187,31	1 207,78
Koszt amoniaku	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Koszty operacyjne	10,98	10,98	10,98	10,98	10,98	10,98	10,98	10,98	10,98	10,98
Koszt emisji CO <sub>2</sub>	417,00	645,00	741,00	838,50	940,50	1 003,50	1 065,00	1 126,50	1 188,00	1 251,00
Koszt pozostałych emisji	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
Sprzedaż energii elektrycznej	1 599,75	1 535,76	1 474,33	1 415,36	1 358,74	1 304,39	1 252,22	1 202,13	1 154,04	1 107,88
Sprzedaż energii ciepłej	530,78	541,50	552,23	562,95	573,67	584,40	597,80	608,52	621,93	632,65
Przepływy finansowe	688,31	386,57	219,39	53,17	- 115,19	- 242,29	- 368,15	- 489,48	- 611,25	- 730,16
Zysk względem stanu referencyjnego	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NPV	688,31	1 044,60	1 230,96	1 272,59	1 189,47	1 028,34	802,69	526,16	207,90	- 142,49

Rok	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Koszt gazu ziemnego	1 233,37	1 258,96	1 284,54	1 310,13	1 335,72	1 361,31	1 386,90	1 417,60	1 445,96	1 474,88
Koszt amoniaku	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Koszty operacyjne	10,98	10,98	10,98	10,98	10,98	10,98	10,98	10,98	10,98	10,98
Koszt emisji CO <sub>2</sub>	1 312,50	1 374,00	1 437,00	1 498,50	1 560,00	1 621,50	1 684,50	1 746,00	1 807,50	1 870,50
Koszt pozostałych emisji	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
Sprzedaż energii elektrycznej	1 063,57	1 021,02	980,18	940,98	903,34	867,20	832,51	799,21	767,25	736,56
Sprzedaż energii ciepłej	646,05	659,46	672,86	686,26	699,67	713,07	726,47	742,56	757,41	772,56
Przepływy finansowe	- 848,16	- 964,39	- 1 080,42	- 1 193,31	- 1 304,63	- 1 414,45	- 1 524,33	- 1 633,75	- 1 740,72	- 1 848,18
Zysk względem stanu referencyjnego	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NPV	- 517,62	- 910,74	- 1 316,66	- 1 729,86	- 2 146,23	- 2 562,27	- 2 975,51	- 3 383,72	- 3 784,58	- 4 176,84

Wyniki finansowe dla stanu referencyjnego, czyli spalającego jedynie gaz ziemny, zostały zaprezentowane w Tab. 42 oraz Tab. 43. Jak można zauważyć całkowity roczny koszt gazu ziemnego do spalania wzrasta wraz z czasem, co jest wynikiem przyjętej prognozy cen gazu ziemnego na następne lata. Stan referencyjny nie zużywa amoniaku do współspalania, dlatego też wartości kosztu amoniaku w poszczególnych latach są zerowe. Praca bloku gazowo-parowego związana jest podobnie jak bloku węglowego, z kosztami eksploatacyjnymi, które zostały w uproszczeniu przyjęte jako niezmiennie w czasie. Koszty eksploatacyjne uwzględniają takie koszty jak koszt wody, sprężonego powietrza, gospodarki odpadami z procesu spalania i inne. Wartość kosztów eksploatacyjnych została przyjęta na tym samym poziomie również dla wariantów modernizacji do współspalania amoniaku.

Do analizy ekonomicznej pracy bloku gazowo-parowego przyjęto takie same założenia jak w bloku węglowym. Cena emisji CO<sub>2</sub> z roku do roku wzrasta i jest wartością kluczową. Z kolei koszt pozostałych emisji pozostaje stały w czasie i pozostają one zaprezentowane w formie zbiorczej dla stanu referencyjnego oraz są pominięte w uproszczonej formie wyników.

Prognozowany spadek cen energii elektrycznej wpływa również na obniżenie przychodów bloków gazowo-parowych, czy bloków turbin gazowych. Jak można zauważyć przepływy finansowe dla bloków gazowo-parowych są dodatnie przez dłuższy czas niż w przypadku bloków węglowych. Związane jest to przede wszystkim z większą sprawnością całkowitą bloku energetycznego oraz mniejszą emisją dwutlenku węgla, a więc mniejszymi poniesionymi kosztami emisji. Jednakże przez wzrost cen emisji dwutlenku węgla, następne lata nie przynoszą zysków z eksploatacji bloku. Wzrost cen emisji dwutlenku węgla oraz spadek cen sprzedaży energii elektrycznej negatywnie wpływa na wyniki finansowe również bloków z turbinami gazowymi. W przypadku elektrociepłowni Włocławek pozytywne wyniki finansowe utrzymują się dłużej ze względu na dodatkowy dochód jakim jest sprzedaż ciepła, gdzie cena ciepła zgodnie z przyjętą prognozą rośnie w czasie. Jednakże nie jest ona w stanie zapewnić dodatniego bilansu finansowego.

Tablice wyników finansowych dla wariantów modernizacji w dwóch wybranych lokalizacjach są zaprezentowane poniżej w formie uproszczonej podobnie jak w rozdziale omawiającym bloki węglowe. W pierwszej kolejności została umieszczona tablica prezentująca zmianę kosztu zakupu gazu ziemnego oraz emisji CO<sub>2</sub>, ponieważ jest ona wspólna dla wszystkich wariantów dla danej lokalizacji.

Współspalanie gazu ziemnego z amoniakiem zgodnie z oczekiwaniami powoduje mniejsze koszty zakupu gazu ziemnego oraz skutkuje mniejszymi kosztami emisji dwutlenku węgla podczas współspalania (Tab. 44 oraz Tab. 45). Zgodnie z przyjętymi założeniami koszt gazu ziemnego wynosi 90% w porównaniu do stanu referencyjnego, ze względu na przyjęty udział amoniaku w paliwie na 10%. Koszt emisji dwutlenku węgla po modernizacji wynosi 80% w porównaniu do kosztu stanu referencyjnego. Obniżone koszty zakupu gazu ziemnego oraz emisji CO<sub>2</sub> pozytywnie wpłyną na wynik finansowy wariantów zmodernizowanych, jednakże ostateczny wynik ekonomiczny zależy również od kosztu zakupu amoniaku.

Tab. 44. Koszt gazu ziemnego oraz emisji dwutlenku węgla dla współspalania gazu ziemnego z amoniakiem dla elektrowni Dolna Odra w mln PLN.

Rok	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Koszt gazu ziemnego	1 021,41	1 042,05	1 062,68	1 083,32	1 103,95	1 124,59	1 150,38	1 171,01	1 196,81	1 217,44
Koszt emisji CO <sub>2</sub>	373,63	577,92	663,94	751,30	842,69	899,14	954,24	1 009,34	1 064,45	1 120,90

Rok	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Koszt gazu ziemnego	1 243,23	1 269,03	1 294,82	1 320,61	1 346,41	1 372,20	1 397,99	1 428,95	1 457,52	1 486,68
Koszt emisji CO <sub>2</sub>	1 176,00	1 231,10	1 287,55	1 342,66	1 397,76	1 452,86	1 509,31	1 564,42	1 619,52	1 675,97

Tab. 45. Koszt gazu ziemnego oraz emisji dwutlenku węgla dla współspalania gazu ziemnego wraz z amoniakiem dla elektrociepłowni Włocławek w mln PLN.

Rok	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Koszt gazu ziemnego	911,98	930,40	948,82	967,25	985,67	1 004,09	1 027,12	1 045,55	1 068,58	1 087,00
Koszt emisji CO <sub>2</sub>	333,60	516,00	592,80	670,80	752,40	802,80	852,00	901,20	950,40	1 000,80

Rok	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Koszt gazu ziemnego	1 110,03	1 133,06	1 156,09	1 179,12	1 202,15	1 225,18	1 248,21	1 275,84	1 301,36	1 327,39
Koszt emisji CO <sub>2</sub>	1 050,00	1 099,20	1 149,60	1 198,80	1 248,00	1 297,20	1 347,60	1 396,80	1 446,00	1 496,40

Tab. 46. Wyniki finansowe dla lokalizacji Dolna Odra i transportu amoniaku rurociągiem w mln PLN.

Rok	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Koszt amoniaku	394,17	382,51	370,84	359,18	347,52	335,85	324,19	312,53	300,86	289,20
Przepływy finansowe	560,58	252,83	67,12	- 116,30	- 300,28	- 445,96	- 592,24	- 730,29	- 870,54	- 1 004,13
Zysk względem stanu referencyjnego	- 187,69	- 122,66	- 87,20	- 51,40	- 14,60	13,47	41,78	69,51	97,81	125,88
NPV	- 192,67	- 305,72	- 379,79	- 420,03	- 430,57	- 421,61	- 396,00	- 356,73	- 305,80	- 245,39

Rok	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Koszt amoniaku	277,53	265,87	254,21	242,54	230,88	219,22	207,55	195,89	184,23	172,56
Przepływy finansowe	- 1 138,80	- 1 270,86	- 1 401,76	- 1 528,89	- 1 653,71	- 1 776,30	- 1 898,11	- 2 021,68	- 2 140,91	- 2 260,17
Zysk względem stanu referencyjnego	154,19	182,49	211,14	239,44	267,75	296,05	324,69	353,57	382,19	411,20
NPV	- 177,20	- 102,81	- 23,48	59,43	144,88	231,96	319,98	408,32	496,34	583,61

Tab. 47. Wyniki finansowe dla lokalizacji Dolna Odra i transportu amoniaku drogą wodną w mln PLN.

Rok	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Koszt amoniaku	435,34	423,67	412,01	400,34	388,68	377,02	365,35	353,69	342,03	330,36
Przepływy finansowe	519,42	211,66	25,95	- 157,47	- 341,44	- 487,12	- 633,41	- 771,45	- 911,70	- 1 045,29
Zysk względem stanu referencyjnego	- 228,85	- 163,82	- 128,36	- 92,57	- 55,76	- 27,69	0,61	28,34	56,65	84,72
NPV	- 257,58	- 408,56	- 517,60	- 590,07	- 630,31	- 648,73	- 648,35	- 632,34	- 602,84	- 562,19

Rok	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Koszt amoniaku	318,70	307,04	295,37	283,71	272,05	260,38	248,72	237,06	225,39	213,73
Przepływy finansowe	- 1 179,97	- 1 312,03	- 1 442,92	- 1 570,06	- 1 694,87	- 1 817,47	- 1 939,27	- 2 062,85	- 2 182,08	- 2 301,33
Zysk względem stanu referencyjnego	113,02	141,33	169,97	198,28	226,58	254,89	283,53	312,41	341,02	370,04
NPV	- 512,20	- 454,59	- 390,73	- 322,08	- 249,76	- 174,79	- 97,93	- 19,87	58,66	137,20

Tab. 48. Wyniki finansowe dla lokalizacji Dolna Odra i transportu amoniaku drogą kolejową w mln PLN.

Rok	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Koszt amoniaku	408,02	396,36	384,69	373,03	361,37	349,70	338,04	326,38	314,71	303,05
Przepływy finansowe	546,73	238,97	53,27	- 130,16	- 314,13	- 459,81	- 606,10	- 744,14	- 884,39	- 1 017,98
Zysk względem stanu referencyjnego	- 201,54	- 136,51	- 101,05	- 65,25	- 28,45	- 0,38	27,93	55,66	83,96	112,03
NPV	- 209,80	- 335,61	- 421,45	- 472,53	- 493,06	- 493,31	- 476,20	- 444,75	- 401,04	- 347,28

Rok	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Koszt amoniaku	291,39	279,72	268,06	256,40	244,73	233,07	221,41	209,74	198,08	186,42
Przepływy finansowe	- 1 152,66	- 1 284,72	- 1 415,61	- 1 542,74	- 1 667,56	- 1 790,16	- 1 911,96	- 2 035,53	- 2 154,76	- 2 274,02
Zysk względem stanu referencyjnego	140,34	168,64	197,28	225,59	253,89	282,20	310,84	339,72	368,33	397,35
NPV	- 285,21	- 216,46	- 142,34	- 64,23	16,80	99,81	184,07	268,96	353,78	438,11

Tab. 49. Wyniki finansowe dla lokalizacji Włocławek i transportu amoniaku rurociągiem w mln PLN.

Rok	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Koszt amoniaku	353,51	343,09	332,68	322,26	311,85	301,44	291,02	280,61	270,19	259,78
Przepływy finansowe	519,98	276,30	140,79	6,53	- 128,97	- 231,01	- 331,60	- 428,17	- 524,67	- 618,52
Zysk względem stanu referencyjnego	- 169,14	- 111,08	- 79,42	- 47,46	- 14,60	10,46	35,73	60,49	85,77	110,83
NPV	- 174,13	- 276,51	- 343,98	- 381,14	- 391,67	- 384,71	- 362,81	- 328,64	- 283,98	- 230,80

Rok	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Koszt amoniaku	249,37	238,95	228,54	218,13	207,71	197,30	186,88	176,47	166,06	155,64
Przepływy finansowe	- 711,25	- 802,20	- 892,66	- 980,28	- 1 066,33	- 1 150,87	- 1 235,17	- 1 318,81	- 1 400,23	- 1 481,79
Zysk względem stanu referencyjnego	136,10	161,37	186,95	212,22	237,49	262,76	288,34	314,12	339,67	365,58
NPV	- 170,60	- 104,82	- 34,58	38,90	114,69	191,98	270,15	348,64	426,86	504,45

Tab. 50. Wyniki finansowe dla lokalizacji Włocławek i lokalnego odbioru amoniaku w mln PLN.

Rok	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Koszt amoniaku	350,37	339,96	329,54	319,13	308,71	298,30	287,89	277,47	267,06	256,65
Przepływy finansowe	523,12	279,44	143,92	9,66	- 125,84	- 227,88	- 328,46	- 425,04	- 521,54	- 615,39
Zysk względem stanu referencyjnego	- 166,01	- 107,95	- 76,29	- 44,33	- 11,46	13,60	38,87	63,63	88,90	113,96
NPV	- 171,00	- 270,49	- 335,29	- 369,99	- 378,26	- 369,22	- 345,40	- 309,45	- 263,16	- 208,47

Rok	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Koszt amoniaku	246,23	235,82	225,40	214,99	204,58	194,16	183,75	173,33	162,92	152,51
Przepływy finansowe	- 708,11	- 799,07	- 889,52	- 977,14	- 1 063,19	- 1 147,74	- 1 232,04	- 1 315,68	- 1 397,10	- 1 478,65
Zysk względem stanu referencyjnego	139,24	164,51	190,08	215,35	240,63	265,90	291,47	317,26	342,81	368,71
NPV	- 146,89	- 79,83	- 8,42	66,15	142,95	221,16	300,17	379,44	458,39	536,64

Tab. 51. Wyniki finansowe dla lokalizacji Włocławek i transportu amoniaku drogą wodną w mln PLN.

Rok	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Koszt amoniaku	388,69	378,28	367,86	357,45	347,04	336,62	326,21	315,80	305,38	294,97
Przepływy finansowe	484,79	241,12	105,60	- 28,66	- 164,16	- 266,20	- 366,79	- 463,36	- 559,86	- 653,71
Zysk względem stanu referencyjnego	- 204,33	- 146,27	- 114,61	- 82,65	- 49,79	- 24,73	0,55	25,31	50,58	75,64
NPV	- 233,06	- 367,87	- 465,22	- 529,93	- 565,85	- 582,30	- 581,96	- 567,67	- 541,33	- 505,03

Rok	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Koszt amoniaku	284,55	274,14	263,73	253,31	242,90	232,48	222,07	211,66	201,24	190,83
Przepływy finansowe	- 746,44	- 837,39	- 927,84	- 1 015,46	- 1 101,51	- 1 186,06	- 1 270,36	- 1 354,00	- 1 435,42	- 1 516,97
Zysk względem stanu referencyjnego	100,91	126,19	151,76	177,03	202,30	227,58	253,15	278,93	304,48	330,39
NPV	- 460,40	- 408,96	- 351,95	- 290,65	- 226,08	- 159,14	- 90,51	- 20,82	49,30	119,42

Tab. 52. Wyniki finansowe dla lokalizacji Włocławek i transportu amoniaku drogą kolejową w mln PLN.

Rok	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Koszt amoniaku	378,24	367,83	357,41	347,00	336,59	326,17	315,76	305,34	294,93	284,52
Przepływy finansowe	495,25	251,57	116,05	- 18,21	- 153,71	- 255,75	- 356,33	- 452,91	- 549,41	- 643,26
Zysk względem stanu referencyjnego	- 193,88	- 135,82	- 104,16	- 72,20	- 39,34	- 14,27	11,00	35,76	61,03	86,09
NPV	- 202,14	- 327,32	- 415,79	- 472,32	- 500,70	- 510,19	- 503,45	- 483,25	- 451,47	- 410,16

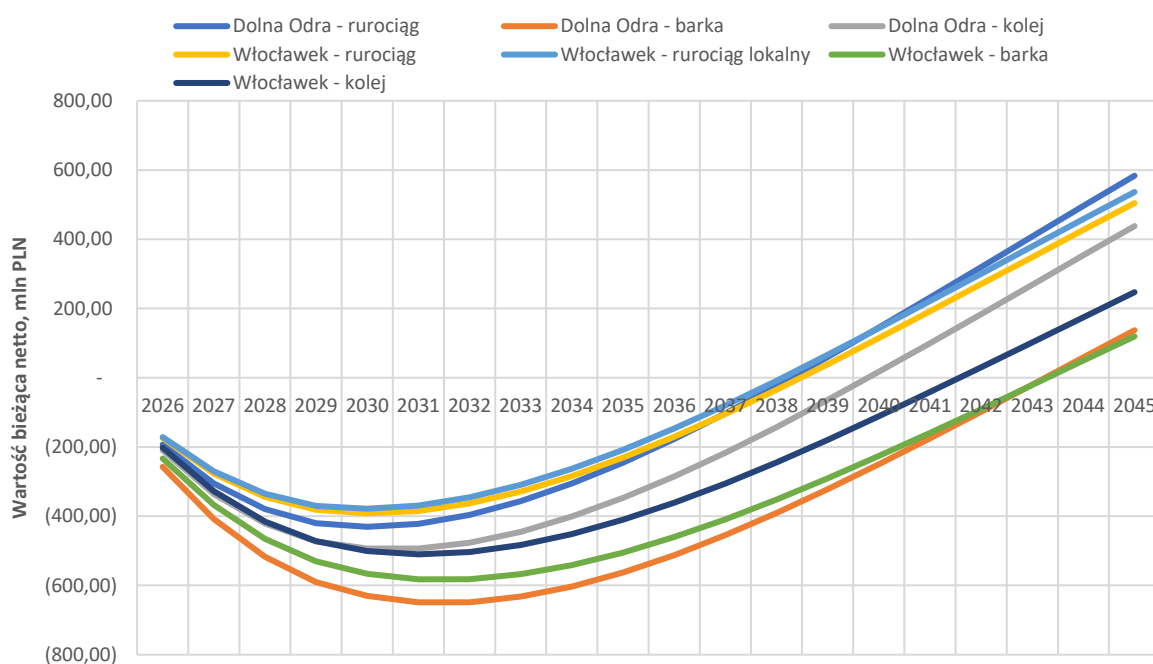
Rok	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Koszt amoniaku	274,10	263,69	253,27	242,86	232,45	222,03	211,62	201,21	190,79	180,38
Przepływy finansowe	- 735,98	- 826,94	- 917,39	- 1 005,01	- 1 091,06	- 1 175,61	- 1 259,91	- 1 343,55	- 1 424,97	- 1 506,52
Zysk względem stanu referencyjnego	111,37	136,64	162,21	187,48	212,76	238,03	263,60	289,39	314,93	340,84
NPV	- 360,91	- 305,21	- 244,26	- 179,34	- 111,45	- 41,43	30,03	102,34	174,86	247,20

Tab. 46 - Tab. 52 przedstawiają uproszczone wyniki finansowe każdego analizowanego wariantu ekonomicznego. Końcowy koszt amoniaku w przedstawionych wariantach zależy od rodzaju transportu oraz odległości na jaką jest transportowany amoniak, co zostało już przedstawione podczas omówienia wyników finansowych dla współspalania węgla oraz amoniaku w kotłach węglowych OP-650.

Podobnie jak w przypadku kotłów węglowych, transport amoniaku przy pomocy cystern samochodowych nie został uwzględniony w analizie ze względu na znaczne ilości amoniaku niezbędne do pracy bloku.

Dla lokacji Włocławek przyjęto jeden dodatkowy wariant transportu amoniaku. Wariant ten zakłada możliwość zakupu amoniaku na terenie zakładów azotowych Anwil S.A. oraz transport amoniaku lokalnym rurociągiem bezpośrednio do elektrociepłowni Włocławek. Koszt takiego transportu został przyjęty za zerowy, ze względu na niewielką odległość. Jak można zauważyć po wynikach finansowych prezentowanych w powyższych tabelach, takie rozwiązanie przyniosłoby najlepsze wyniki finansowe dla współspalania gazu ziemnego z amoniakiem.

Przepływy finansowe układów współpalających gaz ziemny i amoniak przez pierwsze lata są dodatnie, a ich zysk jest ujemny. Jest to spowodowane tym, że układy te przy danych cenach gazu ziemnego, amoniaku oraz emisji dwutlenku węgla przynoszą zyski, jednakże w porównaniu do stanu referencyjnego, który nie jest obciążony kosztem zakupu amoniaku, zyski te są mniejsze.



Rys. 72. Wyniki NPV omówionych wariantów modernizacji dla bloku gazowo-parowego.

Wyniki wykonanej analizy finansowej wskazują, że współspalanie amoniaku wraz z gazem ziemnym w blokach gazowo-parowych jest ekonomicznie opłacalne w porównaniu do stanu referencyjnego. Wszystkie przeanalizowane warianty pracy takiego układu, dotyczące dwóch lokalizacji oraz różnych sposobów transportu amoniaku, osiągają pozytywny wynik finansowy w okresie 20 lat. Najlepsze warianty osiągają wartość bieżącą netto równą zero w roku 2037. Jak można zauważyć na Rys. 72 spalanie amoniaku wraz z gazem ziemnym w pierwszych 5 latach inwestycji przynosi straty podobnie jak w przypadku bloków węglowych (w blokach węglowych 10 pierwszy lat przynosiło straty). Współspalanie amoniaku w blokach gazowo-parowych przynosi zysk względem stanu referencyjnego

od roku 2030, który stale rośnie wraz z ubieganiem czasu. Wyniki te są pozytywne i świadczą o możliwości ekonomicznego uzasadnienia współspalania amoniaku w turbinach gazowych.

Należy jednak pamiętać, że przedstawiony zysk oraz wartość bieżąca netto projektu jest mierzona w porównaniu do stanu referencyjnego. Przepływy finansowe, które są różnicą w zysku ze sprzedaży energii elektrycznej oraz kosztów poniesionych na koszty operacyjne, paliwo oraz emisje są nadal ujemne dla wszystkich analizowanych wariantów. Oznacza to, że pomimo pozytywnych wyników modernizacji w porównaniu do stanu referencyjnego, zmodernizowane układy współpalające amoniak nie będą przynosiły zysków ze swojej działalności. Bloki te będą generować straty, które będą mniejsze niż w sytuacji, gdyby nie zostały zmodernizowane.

Zgodnie z wynikami uzyskanymi dla kotła węglowego najlepsze wyniki finansowe osiągają warianty uwzględniające transport amoniaku poprzez rurociąg, a najgorszy wynik osiąga transport barką.

Podobnie jak w przypadku kotła węglowego nakłady inwestycyjne przedstawione w rozdziale 3.3.2 są relatywnie małe w porównaniu do kosztów zakupu amoniaku czy gazu ziemnego do spalania w bloku, a największy wpływ na wynik finansowy modernizacji bloku gazowo-parowego do współspalania amoniaku oraz gazu ziemnego ma koszt zakupu paliwa oraz koszt emisji.

Inwestycja w modernizację bloków z turbiną gazową, aby współspalać gaz ziemny z amoniakiem do roku 2030 przynosi straty, które obniżają wartość bieżącą netto projektu. Jest to podobnie jak w przypadku kotła węglowego spowodowane wysokimi cenami amoniaku oraz niskimi cenami emisji dwutlenku węgla w rozpatrywanym zakresie czasowym.

Wyniki finansowe ulegają poprawie po roku 2030, kiedy cena amoniaku maleje zgodnie z prognozą, a ceny emisji dwutlenku węgla wzrastają. Bloki pracujące z turbiną gazową osiągają lepsze wyniki finansowe dla współspalania gazu ziemnego z amoniakiem niż kotły węglowe. Wraz ze wzrastającą ceną emisji dwutlenku węgla oraz malejącą ceną amoniaku w kolejnych latach, przepływy finansowe dla wariantów modernizacji są dodatnie i coraz większe. Po czasie pracy 20 lat, warianty te są w stanie wygenerować NPV na poziomie 600 mln PLN.

Dla powyżej przedstawionej analizy ekonomicznej wykonano również analizę wrażliwości, która analizuje wpływ wybranych cen na wynik NPV analizowanej inwestycji oraz sprawdza jakie powinny być ceny, aby uzyskać szybszy zwrot z inwestycji w przypadku bloków gazowo-parowych.

### **3.4.3 Wyniki analizy ekonomicznej współspalania amoniaku w kotle węglowym przemysłowym o mocy cieplnej 5 MW**

Analizę ekonomiczną dla jednostek przemysłowych wykonano dla kotła płomieniowo-płomieniówkowego zasilanego gazem ziemnym, który dostarcza 5 MW mocy cieplnej. Analiza została wykonana dla wirtualnych (tj. niereprezentujących żadnych rzeczywistych zakładów przemysłowych) jednostek przemysłowych w trzech wybranych lokalizacjach, charakteryzujących się inną odległością od potencjalnego dostawcy, tj. Gdańsk jako reprezentant przemysłu zlokalizowanego na północy kraju, Warszawa jako reprezentant przemysłu zlokalizowanego w centrum kraju oraz Kraków, który reprezentuje przemysł znajdujący się w południowej części kraju.

Do obliczeń parametrów energetycznych kotłów przyjęto:

- sprawność cieplną na poziomie 97,00%,
- tryb pracy jedynie na produkcję energii cieplnej,
- emisje dwutlenku węgla w stanie referencyjnym na poziomie 210 kg/MWh,

- emisje dwutlenku węgla przy współpalaniu na poziomie 160 kg/MWh,
- udział amoniaku w energii paliwa na 10%.

Poniżej przedstawione zostaną tabele z wynikami finansowymi dla poszczególnych lokalizacji. Wartości liczbowe w tabelach przedstawione są w milionach polskich złotych. Stan referencyjny jest zaprezentowany w formie całkowitej i wspólny dla każdej analizowanej lokalizacji. Wyniki finansowe dla pozostałych wariantów zostały zaprezentowane w wersji skróconej, aby przedstawić wartości, które zmieniają się w największym stopniu. Ze względu na niską cenę emisji NO<sub>x</sub> oraz ich mniejszą emisję w porównaniu do emisji CO<sub>2</sub> zmiana kosztu emisji NO<sub>x</sub> jest niewielka i została pominięta w ujęciu tabelarycznym skróconym.

Tab. 53. Wyniki finansowe dla stanu referencyjnego kotła przemysłowego w mln PLN.

Rok	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Koszt węgla	5,22	5,33	5,43	5,54	5,65	5,75	5,88	5,99	6,12	6,23
Koszt amoniaku	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Koszty operacyjne	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Koszt emisji CO <sub>2</sub>	2,19	3,39	3,89	4,40	4,94	5,27	5,59	5,91	6,24	6,57
Koszt pozostałych emisji	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sprzedaż energii cieplnej	6,36	6,49	6,62	6,75	6,88	7,01	7,17	7,30	7,46	7,59
Przepływy finansowe	- 1,16	- 2,34	- 2,82	- 3,31	- 3,82	- 4,13	- 4,42	- 4,72	- 5,01	- 5,32
Zysk względem stanu referencyjnego	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NPV	- 1,16	- 3,31	- 5,71	- 8,29	- 11,05	- 13,79	- 16,50	- 19,17	- 21,78	- 24,33

Rok	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Koszt węgla	6,36	6,49	6,62	6,75	6,89	7,02	7,15	7,31	7,45	7,60
Koszt amoniaku	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Koszty operacyjne	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Koszt emisji CO <sub>2</sub>	6,89	7,21	7,54	7,87	8,19	8,51	8,84	9,17	9,49	9,82
Koszt pozostałych emisji	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sprzedaż energii cieplnej	7,75	7,91	8,07	8,23	8,39	8,55	8,71	8,90	9,08	9,26
Przepływy finansowe	- 5,62	- 5,91	- 6,21	- 6,51	- 6,80	- 7,09	- 7,40	- 7,68	- 7,97	- 8,27
Zysk względem stanu referencyjnego	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NPV	- 26,82	- 29,22	- 31,56	- 33,81	- 35,98	- 38,07	- 40,07	- 41,99	- 43,83	- 45,58

Wyniki finansowe dla stanu referencyjnego, czyli spalającego jedynie gaz ziemny, zostały zaprezentowane w Tab. 53. Całkowity roczny koszt gazu ziemnego do spalania rośnie wraz z czasem podobnie jak w przypadku bloków gazowych, co jest wynikiem przyjętej prognozy cen gazu ziemnego na następne lata. Stan referencyjny nie zużywa amoniaku do współspalania, dlatego też wartości kosztu amoniaku w poszczególnych latach są zerowe. Praca bloku przemysłowego związana jest również z kosztami eksploatacyjnymi, które zostały w uproszczeniu przyjęte jako niezienne w czasie. Koszty eksploatacyjne uwzględniają takie koszty jak koszt wody, sprężonego powietrza, gospodarki odpadami z procesu spalania i inne. Wartość kosztów eksploatacyjnych została przyjęta na tym samym poziomie również dla wariantów modernizacji do współspalania amoniaku.

Ze względu na przewidywane rosnące ceny emisji dwutlenku węgla, koszt emisji CO<sub>2</sub> z roku do roku wzrasta, jednakże jest on znacznie mniejszy niż w przypadku jednostek o większych mocach. Koszt pozostałych emisji pozostaje stały w czasie, ze względu na podobne założenia jak w poprzednich dwóch omawianych blokach. Przyjęto, że koszt tlenków azotów jest zbliżony do kosztu jego emisji po modernizacji kotła do współspalania amoniaku, z tego też powodu wartość ta jest pominięta w tabelach prezentujących wyniki finansowe.

Prognozowany wzrost cen energii cieplnej powoduje wzrost przychodów uzyskanych poprzez sprzedaż energii cieplnej. W analizie jest to ujęte jako sprzedaż energii cieplnej, jednakże w rzeczywistości to jest uniknięty koszt zakupu energii cieplnej z poza terenu rozpatrywanego zakładu przemysłowego. Niestety pomimo wzrostu wartości unikniętego kosztu zakupu energii cieplnej, wartość przepływów finansowych jest ujemna na przestrzeni rozpatrywanych lat, a wartość NPV maleje z kolejnym rokiem eksploatacji. Jest to spowodowane wzrostem kosztów emisji dwutlenku węgla na rynku. Wskazuje to na konieczność znalezienia alternatywy spalania wyłącznie gazu ziemnego w jednostkach przemysłowych przy aktualnej prognozie cen emisji dwutlenku węgla.

Tablice wyników finansowych dla wariantów modernizacji dla poszczególnych lokalizacji są zaprezentowane poniżej w formie uproszczonej, tj. tablice te prezentują poniesione koszty zakupu amoniaku, przepływy finansowe oraz zysk w porównaniu do stanu referencyjnego wraz z bieżącą wartością netto. W pierwszej kolejności została umieszczona tablica prezentująca zmianę kosztu zakupu gazu ziemnego oraz emisji CO<sub>2</sub> jako, że jest ona wspólna dla wszystkich wariantów niezależnie od lokalizacji.

Współspalanie gazu ziemnego z amoniakiem zgodnie z oczekiwaniami powoduje mniejsze koszty zakupu gazu ziemnego jako paliwa do spalania oraz skutkuje mniejszymi kosztami emisji dwutlenku węgla podczas współspalania, co zostało zawarte w Tab. 54. Koszt gazu ziemnego przy współspalaniu wynosi 90% kosztu gazu ziemnego w porównaniu do stanu referencyjnego, co jest bezpośrednim odzwierciedleniem 10% udziału amoniaku we współspalaniu przyjętego dla pracy kotła przemysłowego. Koszt emisji dwutlenku węgla po modernizacji wynosi 76% kosztu emisji dwutlenku węgla w porównaniu do stanu referencyjnego. Obniżone koszty zakupu węgla oraz emisji CO<sub>2</sub> pozytywnie wpłyną na wynik finansowy wariantów zmodernizowanych, jednakże ostateczny wynik ekonomiczny zależy również od kosztu zakupu amoniaku.

Tab. 54. Koszt gazu ziemnego oraz emisji dwutlenku węgla dla współspalania gazu ziemnego z amoniakiem dla kotła przemysłowego w mln PLN.

Rok	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Koszt gazu ziemnego	4,70	4,80	4,89	4,99	5,08	5,18	5,29	5,39	5,51	5,60
Koszt emisji CO <sub>2</sub>	1,67	2,58	2,96	3,35	3,76	4,01	4,26	4,51	4,75	5,00

Rok	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Koszt gazu ziemnego	5,72	5,84	5,96	6,08	6,20	6,32	6,43	6,58	6,71	6,84
Koszt emisji CO <sub>2</sub>	5,25	5,50	5,75	5,99	6,24	6,49	6,74	6,98	7,23	7,48

Tab. 55. Wyniki finansowe dla lokacji Gdańsk w mln PLN.

Rok	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Koszt amoniaku	1,84	1,78	1,73	1,67	1,62	1,57	1,51	1,46	1,41	1,35
Przepływy finansowe	- 1,96	- 2,78	- 3,08	- 3,38	- 3,70	- 3,87	- 4,02	- 4,17	- 4,32	- 4,49
Zysk względem stanu referencyjnego	- 0,79	- 0,45	- 0,26	- 0,07	0,12	0,26	0,40	0,54	0,69	0,83
NPV	- 2,31	- 2,72	- 2,94	- 3,00	- 2,92	- 2,74	- 2,50	- 2,19	- 1,83	- 1,43

Rok	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Koszt amoniaku	1,30	1,25	1,19	1,14	1,08	1,03	0,98	0,92	0,87	0,82
Przepływy finansowe	- 4,64	- 4,79	- 4,95	- 5,10	- 5,25	- 5,40	- 5,55	- 5,70	- 5,84	- 5,99
Zysk względem stanu referencyjnego	0,98	1,12	1,26	1,41	1,55	1,70	1,84	1,99	2,13	2,28
NPV	- 1,00	- 0,54	- 0,07	0,42	0,91	1,41	1,91	2,41	2,90	3,38

Tab. 56. Wyniki finansowe dla lokacji Warszawa w mln PLN.

Rok	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Koszt amoniaku	2,02	1,96	1,91	1,85	1,80	1,75	1,69	1,64	1,59	1,53
Przepływy finansowe	- 2,14	- 2,96	- 3,26	- 3,56	- 3,88	- 4,05	- 4,20	- 4,35	- 4,50	- 4,67
Zysk względem stanu referencyjnego	- 0,97	- 0,62	- 0,44	- 0,25	- 0,06	0,08	0,22	0,37	0,51	0,65
NPV	- 2,49	- 3,07	- 3,44	- 3,64	- 3,68	- 3,63	- 3,49	- 3,29	- 3,02	- 2,71

Rok	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Koszt amoniaku	1,48	1,43	1,37	1,32	1,26	1,21	1,16	1,10	1,05	1,00
Przepływy finansowe	- 4,82	- 4,97	- 5,13	- 5,28	- 5,43	- 5,58	- 5,73	- 5,88	- 6,02	- 6,17
Zysk względem stanu referencyjnego	0,80	0,94	1,09	1,23	1,37	1,52	1,66	1,81	1,95	2,10
NPV	- 2,36	- 1,97	- 1,57	- 1,14	- 0,70	- 0,26	0,19	0,65	1,10	1,54

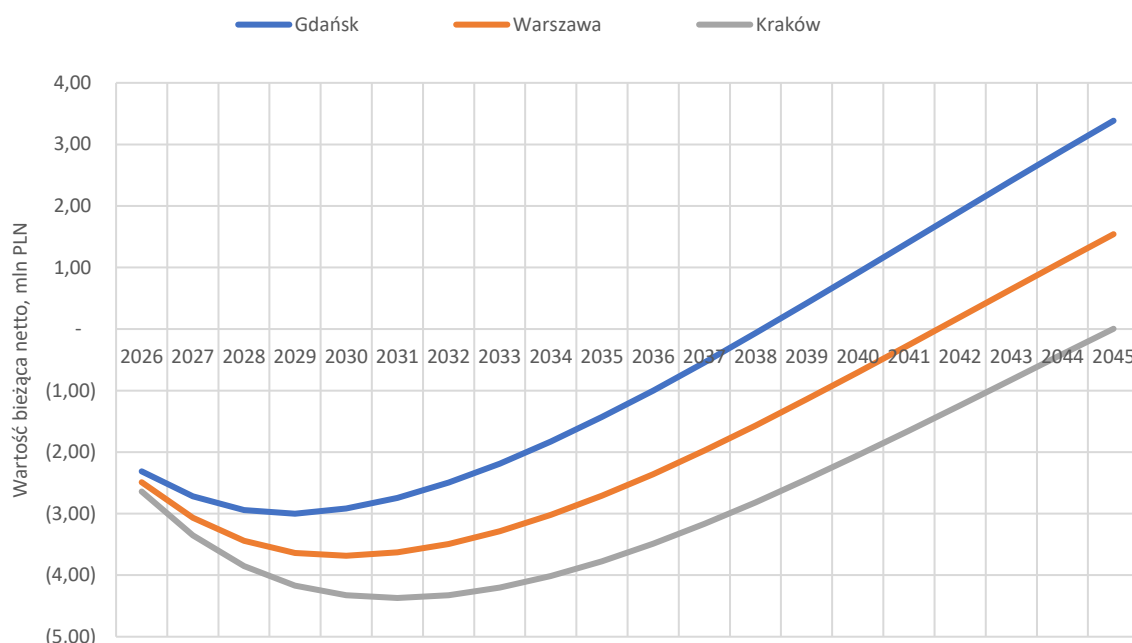
Tab. 57. Wyniki finansowe dla lokacji Kraków w mln PLN.

Rok	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Koszt amoniaku	2,17	2,11	2,06	2,00	1,95	1,90	1,84	1,79	1,74	1,68
Przepływy finansowe	- 2,29	- 3,11	- 3,41	- 3,71	- 4,03	- 4,19	- 4,35	- 4,50	- 4,65	- 4,82
Zysk względem stanu referencyjnego	- 1,12	- 0,77	- 0,59	- 0,40	- 0,21	- 0,07	0,07	0,22	0,36	0,50
NPV	- 2,64	- 3,35	- 3,85	- 4,17	- 4,32	- 4,37	- 4,32	- 4,20	- 4,02	- 3,77

Rok	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Koszt amoniaku	1,63	1,57	1,52	1,47	1,41	1,36	1,31	1,25	1,20	1,15
Przepływy finansowe	- 4,97	- 5,12	- 5,28	- 5,43	- 5,58	- 5,73	- 5,88	- 6,02	- 6,17	- 6,32
Zysk względem stanu referencyjnego	0,65	0,79	0,94	1,08	1,22	1,37	1,51	1,66	1,80	1,95
NPV	- 3,49	- 3,17	- 2,82	- 2,44	- 2,05	- 1,65	- 1,24	- 0,83	- 0,41	0,00

Tablice Tab. 55 do Tab. 57 przedstawiają uproszczone wyniki finansowe każdego analizowanego wariantu ekonomicznego. Finalny koszt amoniaku w przedstawionych wariantach zależy od odległości na jaką jest transportowany amoniak. W przeciwieństwie do poprzednich analizowanych przypadków (kocioł węglowy, blok z turbiną gazową) uwzględniony został jedynie transport amoniaku przy pomocy cystern drogowych.

Przepływy finansowe jednostek przemysłowych współpalających gaz ziemny i amoniak są ujemne od początku modernizacji i mają większą wartość na minusie niż w przypadku stanu referencyjnego. Jest to spowodowane wzrostem kosztów eksploatacji kotła przez konieczność zakupu amoniaku, który ma wyższą cenę niż gaz ziemny i niższą wartość opałow. Pomimo obniżającej się ceny amoniaku przepływy finansowe osiągają niższe wartości z każdym rokiem. Ceny emisji dwutlenku węgla są zbyt wysokie, aby przepływy finansowe mogły wzrastać albo przynajmniej osiągnąć wartość 0. Jeśli jednak weźmiemy pod uwagę oszczędności uzyskane w porównaniu do pracy stanu referencyjnego, to z każdym kolejnym rokiem pracy układu po modernizacji, przynosi on coraz więcej zysku.



Rys. 73. Wyniki NPV omówionych wariantów modernizacji kotła przemysłowego.

Wyniki wykonanej analizy finansowej wskazują, że współpalanie amoniaku wraz z gazem ziemnym w jednostkach przemysłowych jest ekonomicznie opłacalne w porównaniu do stanu referencyjnego. Wszystkie przeanalizowane warianty pracy takiego układu, dotyczące trzech lokalizacji osiągają pozytywny lub neutralny wynik finansowego w okresie 20 lat. Najlepszy wariant, zlokalizowany najbliżej potencjalnego dostawcy amoniaku, osiąga wartość bieżącą netto równą zero w roku 2038. Jak można zauważyć na Rys. 73 spalanie amoniaku wraz z gazem ziemnym w pierwszych 4 latach inwestycji przynosi straty podobnie jak w przypadku poprzednio omawianych bloków. Współpalanie amoniaku w kotłach przemysłowych przynosi zysk względem stanu referencyjnego od roku 2029, który stale rośnie wraz z upływem czasu. Wyniki te są pozytywne i świadczą o możliwości ekonomicznego uzasadnienia współpalania amoniaku w kotłach płomieniowo-płomieniówkowych.

Należy jednak pamiętać, że przedstawiony zysk oraz wartość bieżąca netto projektu jest mierzona w porównaniu do stanu referencyjnego. Przepływy finansowe, które są różnicą w zysku ze sprzedaży (unikniętego kosztu zakupu) energii cieplnej oraz kosztów poniesionych na koszty operacyjne, paliwo

oraz emisje są nadal ujemne dla wszystkich analizowanych wariantów. Oznacza to, że pomimo pozytywnych wyników modernizacji w porównaniu do stanu referencyjnego, zmodernizowane układy współpalające amoniak nie będą przynosiły zysków ze swojej działalności. Jednostki te będą generować straty, które jednakże będą mniejsze niż w sytuacji gdyby nie zostały zmodernizowane.

W przypadku kotła przemysłowego nakłady inwestycyjne przedstawione w rozdziale 3.3.3 są znaczne i wynoszą około 70% kosztów zakupu amoniaku w roku 2026. Mają one duży wpływ na wynik finansowy modernizowanej instalacji, a każde możliwe zmniejszenie kosztu inwestycyjnego poprzez potencjalne dofinansowania unijne bądź krajowe może znacznie poprawić wynik finansowy modernizacji.

Dla powyżej przedstawionej analizy ekonomicznej wykonano również analizę wrażliwości, która analizuje wpływ wybranych cen na wynik NPV analizowanej inwestycji oraz sprawdza jakie powinny być ceny aby uzyskać szybszy zwrot z inwestycji w przypadku kotłów przemysłowych.

### 3.4. Analiza wrażliwości oraz jej wyniki dla współpalania amoniaku

W ramach przeprowadzonej analizy ekonomicznej wykonano również analizę wrażliwości, która ma na celu sprawdzenie wpływu zmian cen amoniaku, wartości udziału amoniaku we współpalaniu oraz emisji dwutlenku węgla na wartość NPV analizowanych wariantów. W poniższych podrozdziałach zostaną zaprezentowane wyniki finansowe dla różnych scenariuszy zmian cen dla poszczególnych rodzajów bloków energetycznych lub przemysłowych. Ze względu na uzyskane ujemne wyniki przepływów finansowych dla analizowanych bloków, analiza wrażliwości koncentruje się na wartości bieżącej netto projektu w porównaniu do stanu referencyjnego, a nie realnemu zyskowi (przepływom finansowych), który prawdopodobnie jest nieosiągalny przy aktualnych prognozach cen.

#### 3.5.1. Wyniki analizy wrażliwości dla kotła energetycznego

W pierwszej kolejności w analizie wrażliwości sprawdzono przy jakiej stałej niskiej cenie amoniaku, NPV modernizacji bloku węglowego osiągnie wartość zero. Inwestycja w Dolnej Odrze dla transportu amoniaku rurociągiem osiągnie wartość NPV=0, gdy cena amoniaku będzie stała i będzie wynosić 1,67 zł/kg, kiedy prognoza ceny w 2026 roku wynosi 2,41 zł/kg. Cena amoniaku musiałaby zostać znacząco obniżona, aby osiągnąć NPV=0, co przy aktualnej prognozie jest mało prawdopodobne.

Tab. 58. Wartość stała ceny amoniaku wyrażona w zł/kg dla NPV=0 dla kotła węglowego współpalającego amoniak.

	Rurociąg	Barka	Kolej
Dolna Odra	1,67	1,41	1,58
Kozienice	1,64	1,41	1,34
Rybnik	1,62	-	1,15

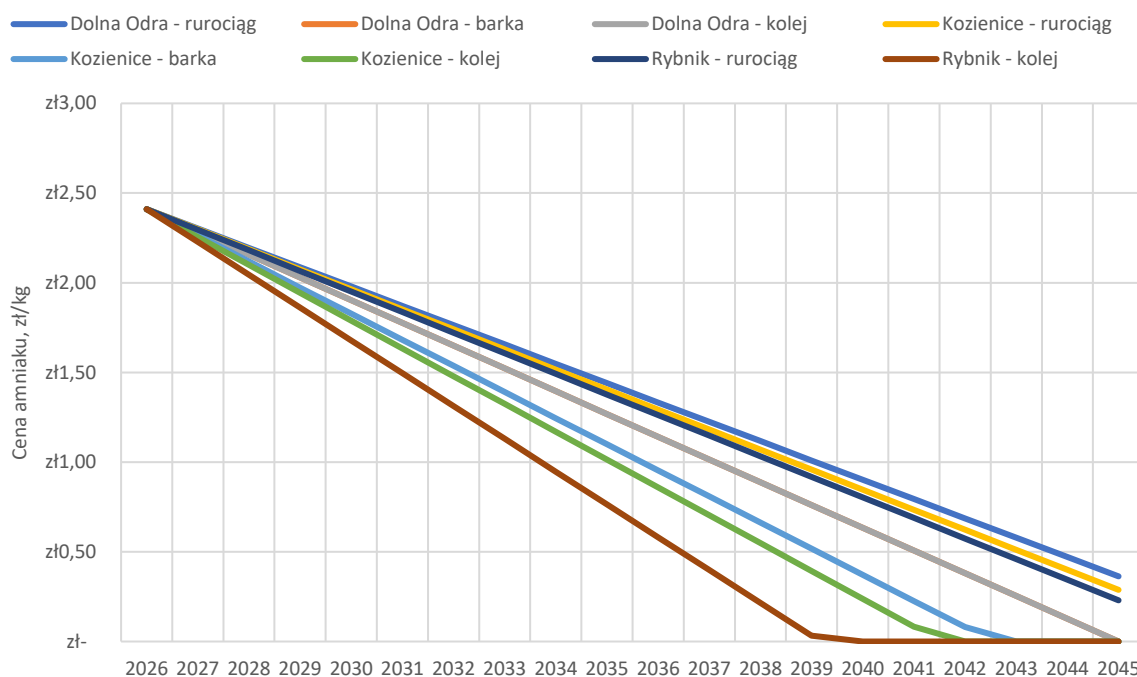
Jeśli inwestycja ma się zwrócić w ciągu 5 lat to ceny amoniaku powinny być jeszcze niższe, co prezentuje Tab. 59. Wymóg zwrotu inwestycji w ciągu 5 lat sprawia, że ceny amoniaku są nierealne przy aktualnej prognozie.

Tab. 59. Wartość stała ceny amoniaku wyrażona w zł/kg dla czasu zwrotu 5 lat dla kotła węglowego współpalającego amoniak.

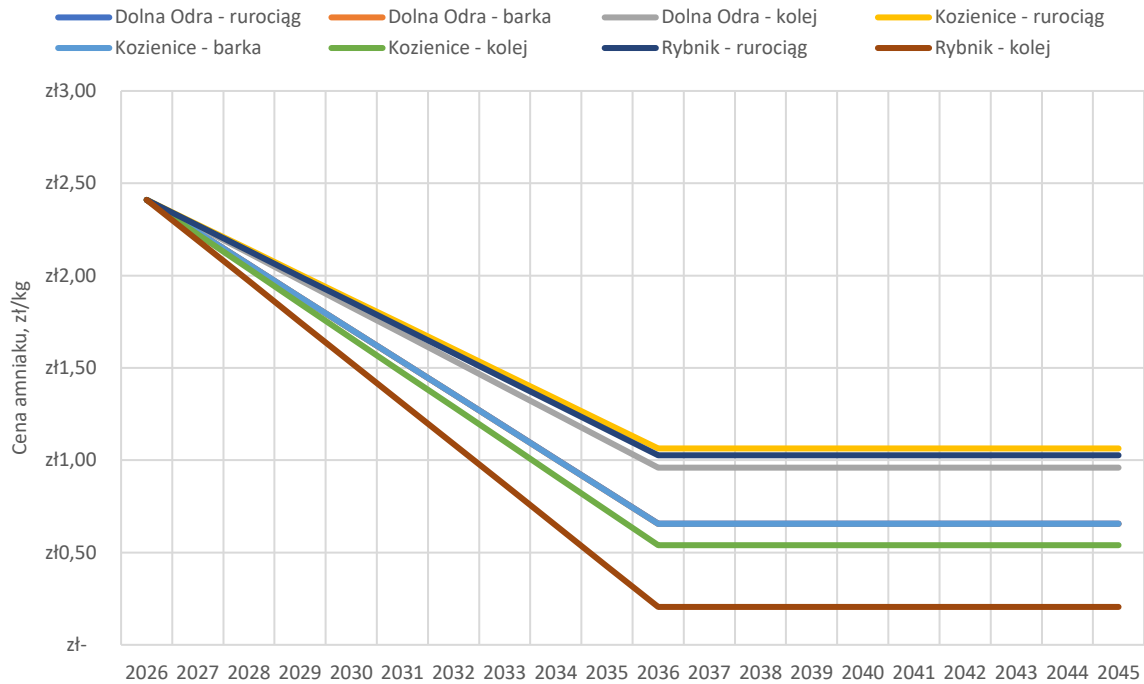
	Rurociąg	Barka	Kolej
Dolna Odra	1,25	0,98	1,16
Kozienice	1,23	0,99	0,93
Rybnik	1,20	-	0,73

Nagły spadek cen i ich utrzymanie się przez okres następnych lat jest mało prawdopodobny, dlatego też sprawdzono w jakim tempie cena amoniaku powinna się obniżyć, aby analizowane warianty osiągnęły wartość NPV = 0. Jak można zauważyć na Rys. 74 cena amoniaku musiałaby znacznie obniżyć się na przestrzeni 20 lat, aby wartość bieżąca netto projektu wynosiła 0. Niektóre warianty wymagają aby cena amoniaku wynosiła 0 zł/kg, co jest skrajnie nierealną wartością. Prawdopodobieństwo wystąpienia takiej sytuacji na rynku jest znikome, a co więcej zapewnia ono jedynie zwrot z inwestycji bez wypracowania dodatkowego zysku.

Wykonano analizę, aby sprawdzić, jak musi zmienić się cena, aby osiągnąć NPV w sytuacji gdy cena amoniaku będzie obniżać się w ciągu 10 lat, a następnie utrzyma się na stałym poziomie (Rys. 75). Jest to bardziej prawdopodobny scenariusz, w którym następuje szybki rozwój rynku amoniaku a jego cena ulegnie znaczącym zmianom. Zgodnie z przyjętą prognozą cena amoniaku w 2037 roku osiągnie wartość 1,70 zł/kg, z kolei wynik analizy wrażliwości dla 10 lat szybko obniżającej się ceny amoniaku przyjmuje wartość 1,06 zł/kg w najlepszym przypadku. Jest to bardziej prawdopodobny wariant zmiany ceny amoniaku, jednakże gwarantuje on jedynie zwrot kosztów z inwestycji bez wypracowania dodatkowego zysku.

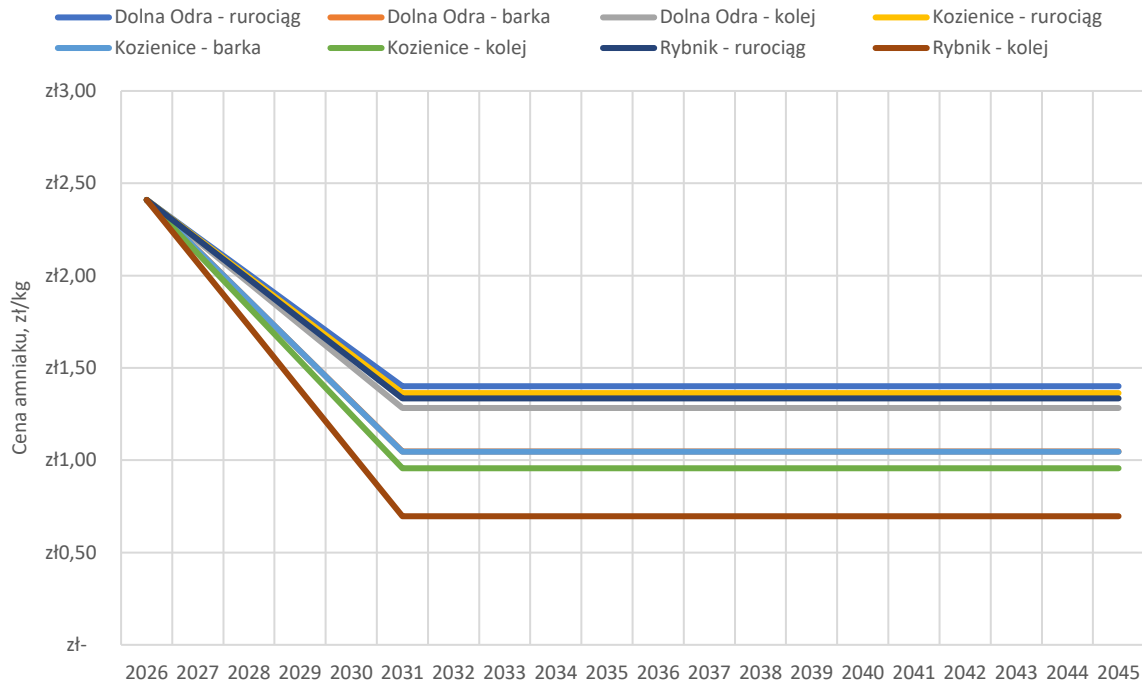


Rys. 74. Zmiana ceny amoniaku w czasie zapewniająca NPV=0 dla analizowanych wariantów.



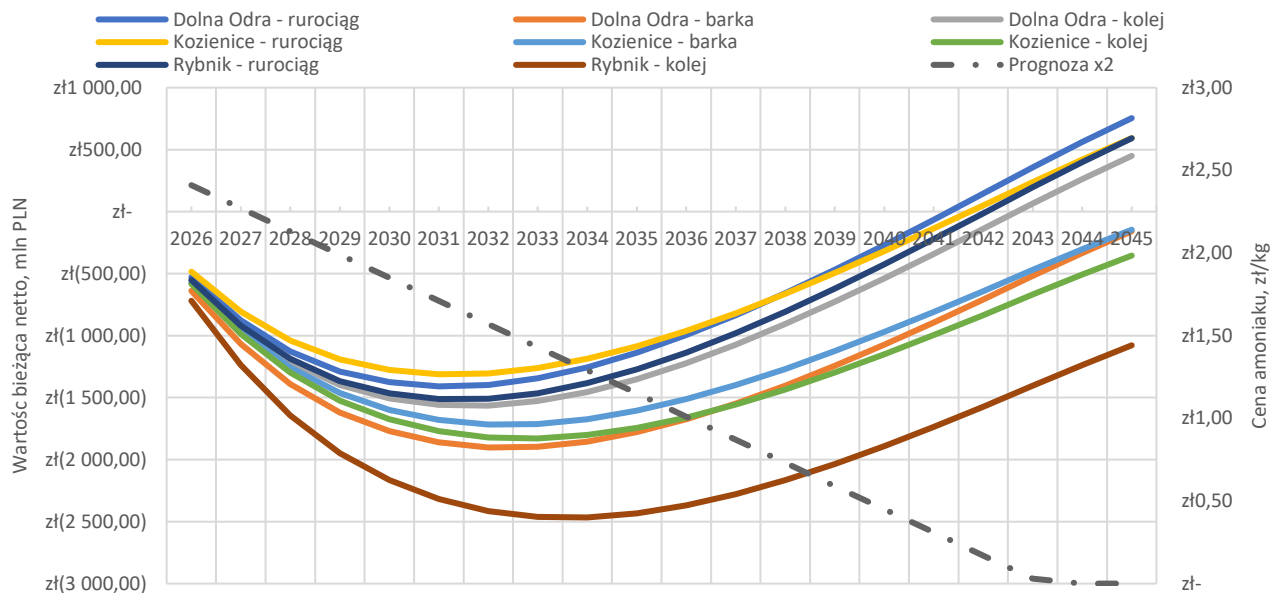
Rys. 75. Zmiana ceny amoniaku w ciągu 10 lat osiągnąca wartość stałą i zapewniająca NPV=0 dla analizowanych wariantów.

Sprawdzono również sytuację jak cena amoniaku musi gwałtownie się obniżyć w ciągu 5 lat, aby osiągnąć NPV=0. Jest to mniej prawdopodobny scenariusz niż w przypadku obniżki cen trwającej 10 lat, jednakże mógłby być prawdopodobny w sytuacji, gdy rynek amoniaku gwałtownie wzrośnie gdy ceny emisji CO<sub>2</sub> będą znacznym kosztem wytwarzania energii w Europie. Jak można zauważyć na Rys. 76 cena amoniaku gwałtownie spada w ciągu 5 lat poniżej ceny 1,5 zł/kg. Cena amoniaku zgodnie z prognozą wynosi w roku 2031 2,05 zł/kg, a więc sytuacja ta zakłada, że cena amoniaku będzie o 25% niższa w ciągu 5 lat. Gdy ta cena utrzyma się możliwe jest uzyskanie zwrotu z inwestycji, z kolei w sytuacji, gdy cena ta będzie dalej się obniżać, nawet w wolniejszym tempie, możliwe jest uzyskanie zysku z pracy takiego układu (uzyskanie większych oszczędności w porównaniu do stanu referencyjnego).



Rys. 76. Zmiana ceny amoniaku w ciągu 5 lat osiągająca wartość stałą i zapewniająca NPV=0 dla analizowanych wariantów.

Sytuację tę można porównać do sytuacji, gdy prognozowana cena amoniaku będzie obniżać się dwa razy szybciej niż zakłada prognoza (Rys. 77). Jak można zauważyć, dwukrotnie szybsza obniżka cen amoniaku niż zakłada prognoza, zakłada, że amoniak będzie darmowy w ostatnich latach przeprowadzonej analizy.



Rys. 77. Wpływ dwukrotnie szybszego obniżania się cen amoniaku na NPV analizowanych wariantów.

Jest to raczej nieprawdopodobna sytuacja, jednak, jeśli nawet cena amoniaku ustabilizuje się na poziomie 0,50 zł/kg to NPV wariantów dotyczących Dolnej Odry nadal będzie dodatnie. Pomimo szybszej zmiany cen amoniaku i jego zerowego kosztu w ostatnich latach założonego przypadku, część

analizowanych wariantów nie osiąga pozytywnego NPV. Jest to spowodowane kosztami transportu, związanego przede wszystkim z odległością od dystrybutora amoniaku.

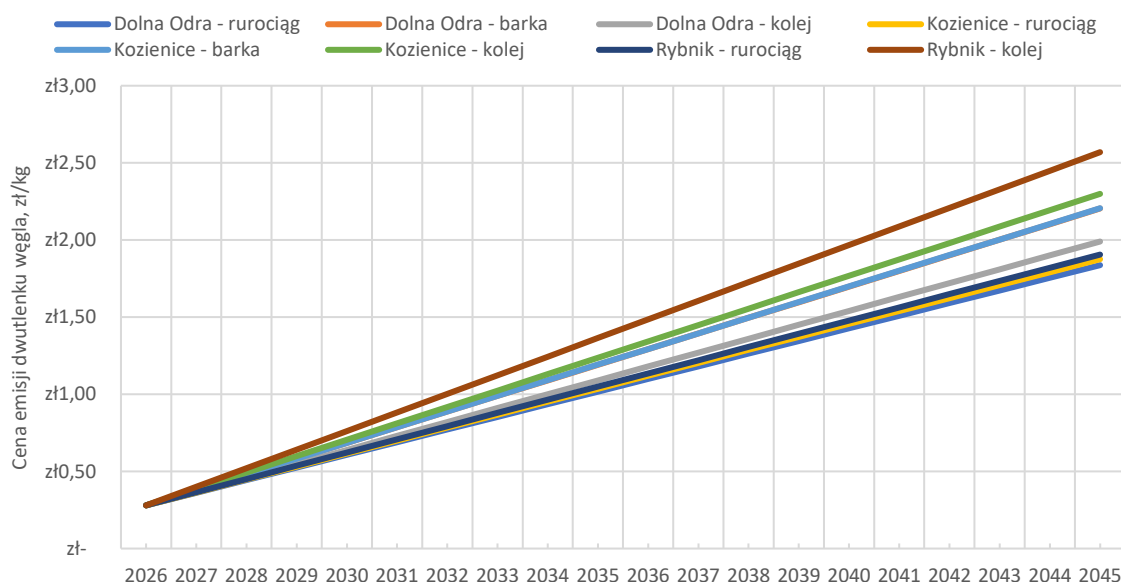
W następnej kolejni sprawdzono jaki wpływ na wyniki finansowe ma cena emisji dwutlenku węgla. W tym celu wykonano szereg symulacji, aby zobrazować możliwe skutki poszczególnych zmian.

Tab. 60. Wartość stała ceny emisji dwutlenku węgla wyrażona w zł/kg dla NPV=0 dla kotła węglowego współpalającego amoniak.

	Rurociąg	Barka	Kolej
Dolna Odra	0,85	0,98	0,89
Kozienice	0,86	0,98	1,01
Rybnik	0,88	-	1,12

Tab. 60 prezentuje poziom ceny emisji dwutlenku węgla, która powinna utrzymywać się przez 20 lat rozpatrywanych w analizie, aby przedstawione warianty modernizacji poszczególnych bloków osiągnęły wartość NPV=0. Prognoza ceny emisji CO<sub>2</sub> na rok 2026 wynosi 0,28 zł/kg, więc sytuacja, w której emisja jest przynajmniej 3 razy większa i stała na przestrzeni następujących lat jest mało prawdopodobna.

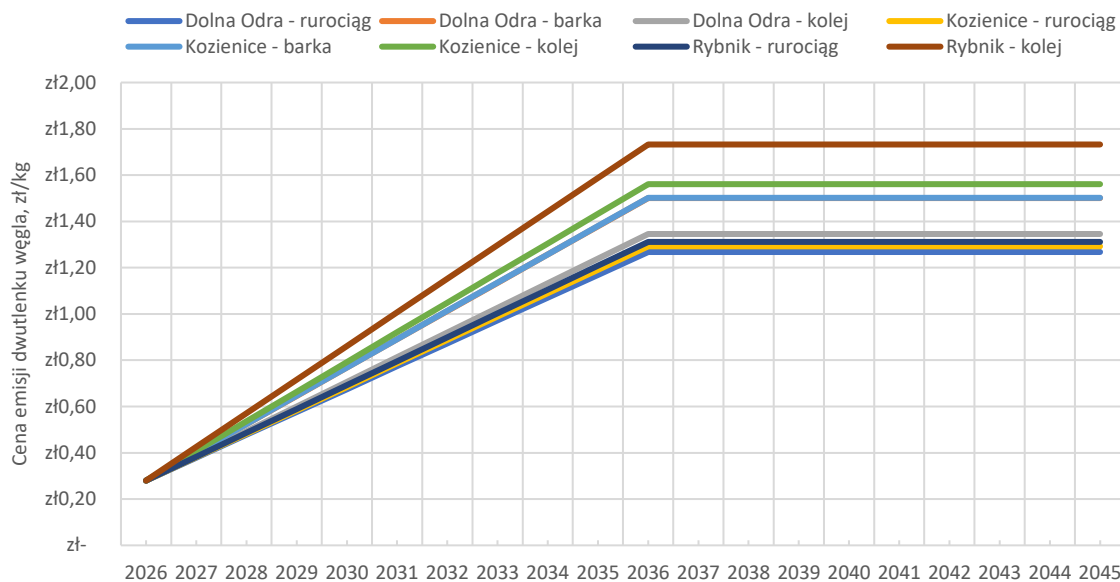
Z tego też powodu sprawdzono, jak powinna się zmieniać cena emisji dwutlenku węgla w perspektywie rozpatrywanych lat analizy ekonomicznej, aby poszczególne inwestycje osiągnęły wartość NPV=0. Jak można zauważyć na Rys. 78 cena emisji dwutlenku węgla dla np. lokalizacji Rybnik uwzględniającej transport amoniaku drogą kolejową w ostatnim roku analizy powinna wynosić 2,57 zł/kg, gdzie wartość prognozowana wynosi 1,25 zł/kg. Oznacza to, że cena emisji dwutlenku węgla musiałaby znacznie szybciej wzrastać, aby omawiane warianty mogły uzyskać zwrot z poniesionych kosztów inwestycyjnych.



Rys. 78. Zmiana ceny emisji CO<sub>2</sub> w czasie zapewniająca NPV=0 dla analizowanych wariantów.

Jedna z prognoz cen emisji dwutlenku węgla, która nie została przyjęta jako wiodąca w wykonanej analizie ekonomicznej, mówi o szybkim wzroście cen emisji na przestrzeni kolejnych lat, a następnie utrzymywaniu się stałej ceny. Z tego też powodu sprawdzono, podobnie jak w przypadku amoniaku, jak musi zmienić się cena emisji dwutlenku węgla, aby NPV dla poszczególnych wariantów wyniósł zero. Zgodnie z przyjętą prognozą cena amoniaku w 2036 roku osiągnie wartość 0,88 zł/kg, z kolei wynik

analizy wrażliwości dla 10 lat szybko obniżającej się ceny emisji dwutlenku węgla przyjmuje wartość 1,27 zł/kg dla najlepszego przypadku (lokalizacja Dolna Odra i transport amoniaku rurociągiem). Jednakże mało prawdopodobne jest, bazując na aktualnie dostępnych źródłach, aby cena emisji dwutlenku węgla wzrosła w tak znaczący sposób. Wynik tej analizy wrażliwości określa cenę emisji w roku 2036 na taką jaka jest aktualnie przyjęta w prognozie na rok 2045.

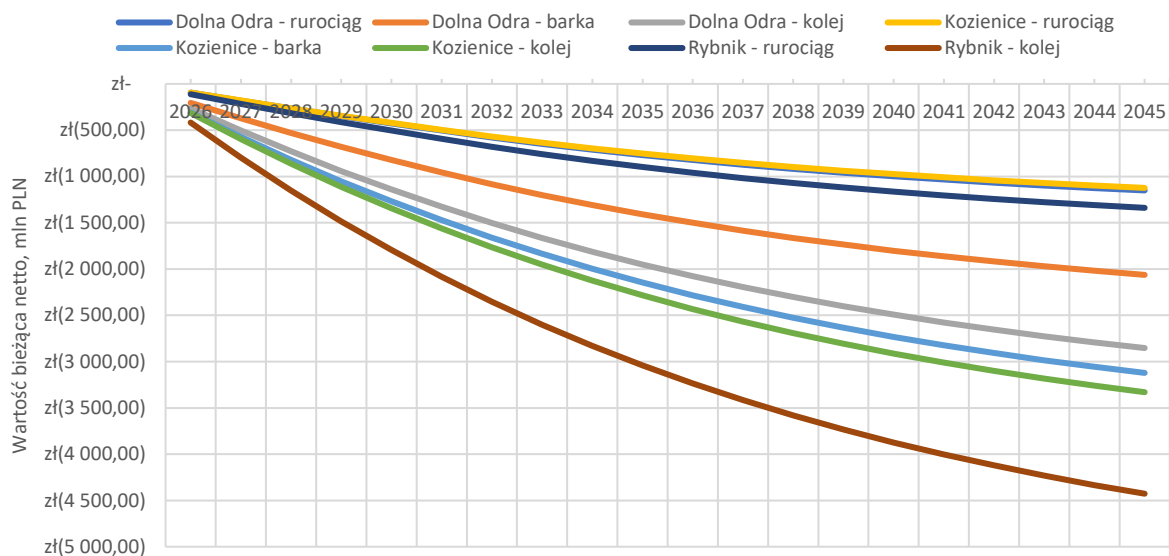


Rys. 79. Zmiana ceny emisji CO<sub>2</sub> w ciągu 10 lat osiągająca wartość stałą i zapewniająca NPV=0 dla analizowanych wariantów.

Wpływ zmian cen amoniaku oraz emisji dwutlenku węgla na wyniki finansowe analizowanych wariantów jest znaczny, toteż w kolejnym kroku przeanalizowano wpływ zmian obu tych parametrów jednocześnie na wartość bieżącą netto projektu.

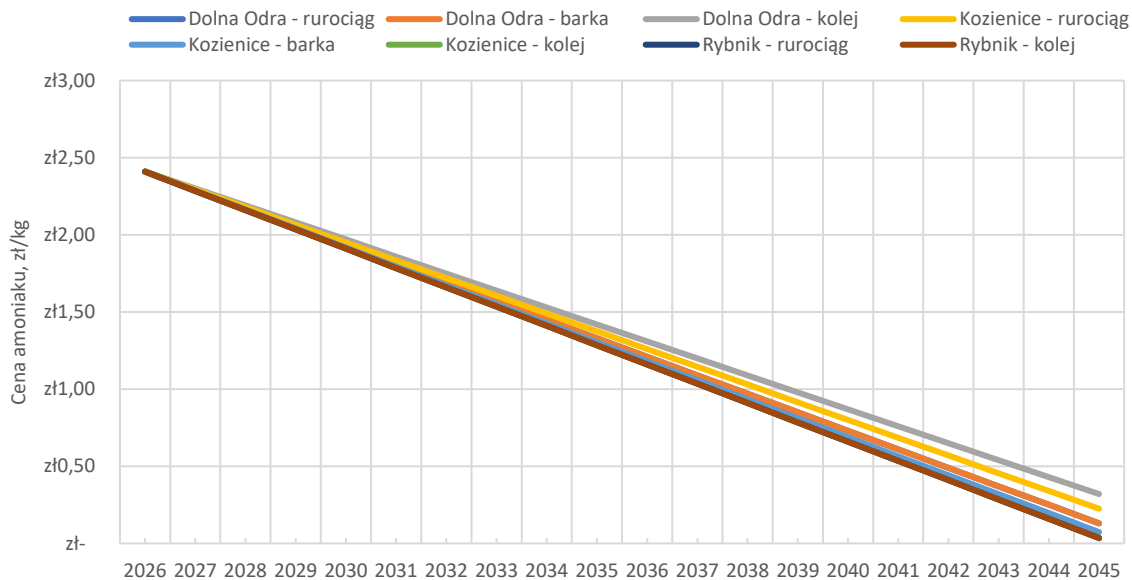
Do pierwszej symulacji analizy wrażliwości na oba te parametry przyjęto, że cena amoniaku będzie stała i niższa o 30% niż w roku 2026, a cena emisji dwutlenku węgla będzie stała i dwa razy wyższa niż w roku 2026 zgodnie z prognozą. Przyjęta cena amoniaku to 1,69 zł/kg, a emisji CO<sub>2</sub> 0,56 zł/kg. Jak można zauważyć na Rys. 80 pomimo przyjęcia niższej ceny amoniaku oraz znacznie wyższej ceny emisji dwutlenku węgla, żaden z analizowanych wariantów nie osiąga pozytywnych wyników finansowych (w porównaniu do stanu referencyjnego). W rzeczywistym otoczeniu ekonomicznym, oba te parametry będą mogły zmieniać się inaczej od prognozy i będą mieć wpływ na wyniki finansowe poszczególnych wariantów. Przedstawiona jednak symulacja ceny nie gwarantuje pozytywnych wyników finansowych.

W drugiej symulacji sprawdzono, jak musi się zmienić cena amoniaku i emisji dwutlenku węgla, aby poszczególne warianty modernizacji osiągnęły wartość NPV=0. Zmiana cen amoniaku została zaprezentowana na Rys. 81, a zmiana ceny emisji dwutlenku węgla została zaprezentowana na Rys. 82.

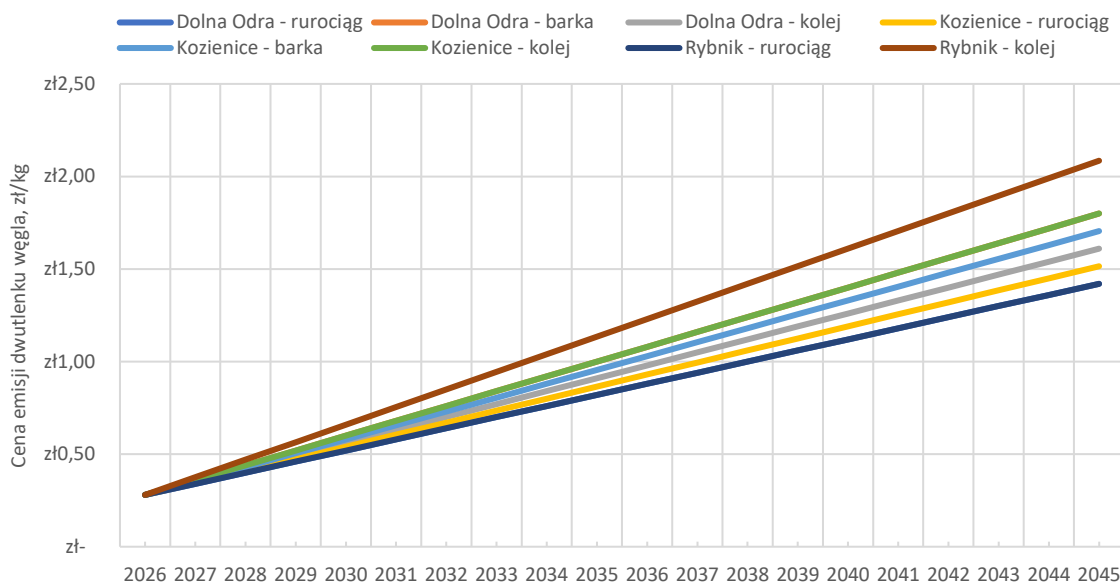


Rys. 80. Wpływ niższej ceny amoniaku oraz wyższej ceny emisji CO<sub>2</sub> na wartość NPV poszczególnych wariantów.

Jak można zaobserwować na podstawie wyników przeprowadzonej analizy, cena amoniaku obniża się prawie do wartości zerowej w 2045 roku, a cena emisji CO<sub>2</sub> wzrasta szybciej niż zakłada prognoza. Wzrost cen emisji dwutlenku węgla 0,25 zł/kg ponad prognozę jest możliwy, jednakże mało prawdopodobnym jest, iż cena amoniaku obniży się do poziomu blisko darmowego amoniaku. Dlatego też sytuacja ta jest w całości mało realna. Jeśli jednak cena emisji dwutlenku węgla wzrosłaby bardziej niż tutaj wskazano, wtedy cena amoniaku nie musiałaby być tak niska dla NPV=0.

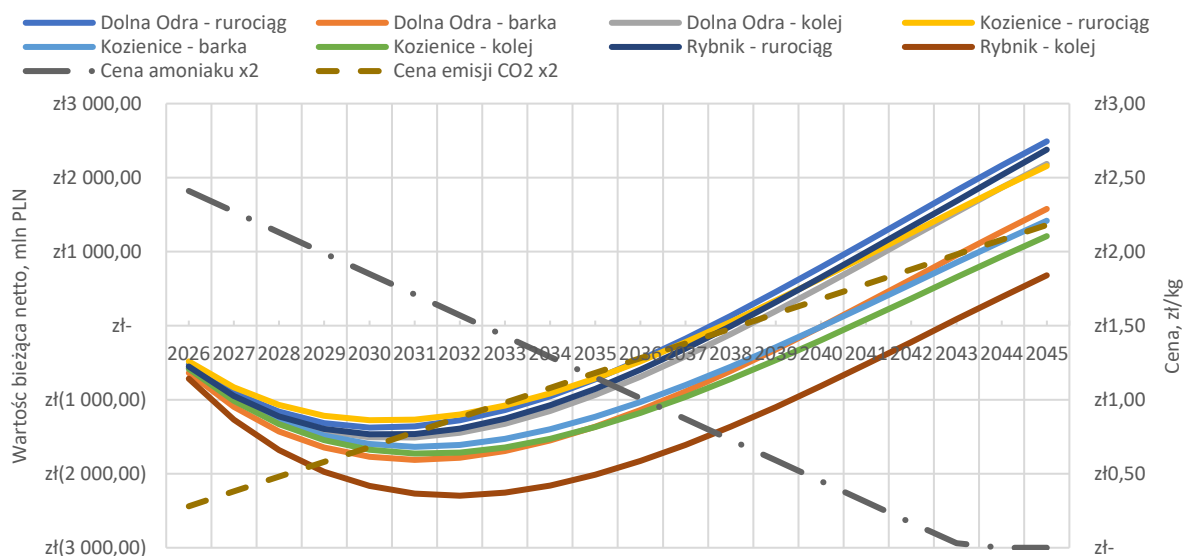


Rys. 81. Zmiana ceny amoniaku przy równoczesnej zmianie ceny emisji dwutlenku węgla zapewniająca NPV=0 dla analizowanych wariantów.



Rys. 82. Zmiana ceny emisji dwutlenku węgla przy równoczesnej zmianie ceny amoniaku zapewniająca NPV=0 dla analizowanych wariantów.

Sprawdzono również jak zmieni się wynik finansowy wariantów współpalania amoniaku z węglem w sytuacji, gdy cena amoniaku obniży się dwa razy szybciej niż prognozowano, a cena emisji dwutlenku węgla wzrasta dwukrotnie szybciej (Rys. 83).

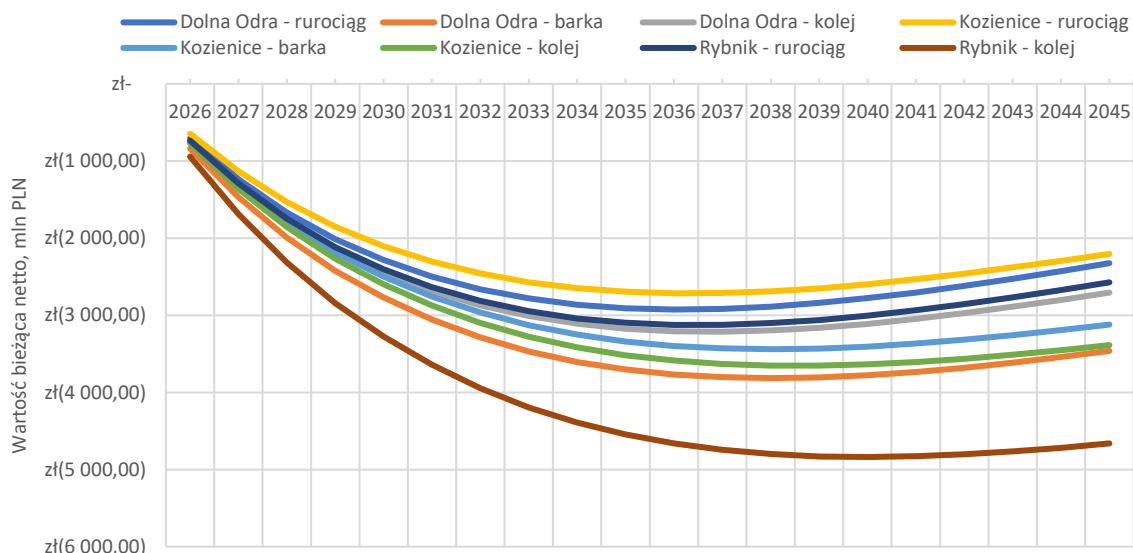


Rys. 83. Wpływ dwukrotnie szybszego obniżania się cen amoniaku i wzrostu cen emisji CO<sub>2</sub> na NPV analizowanych wariantów.

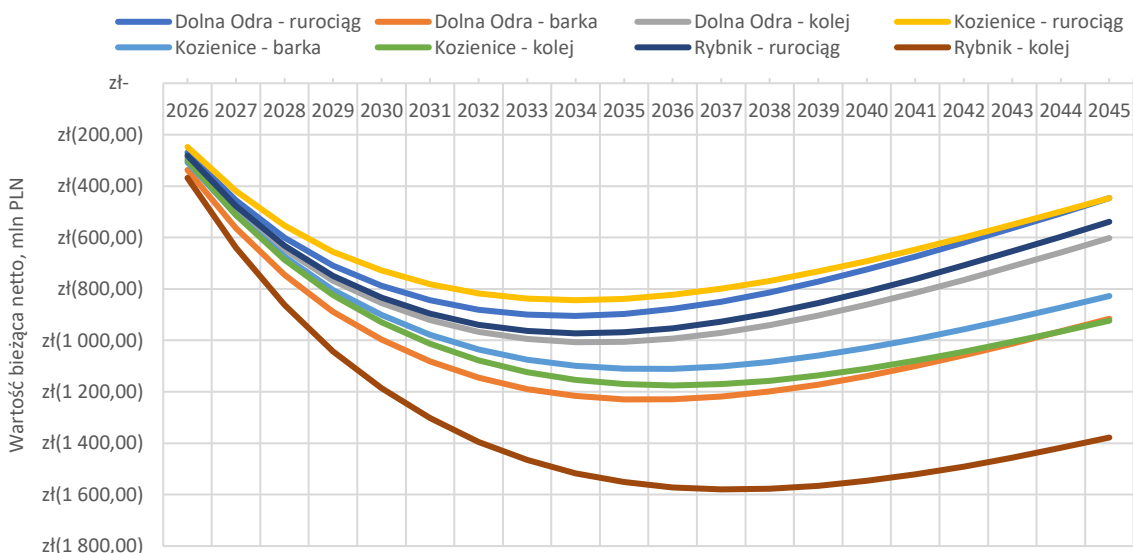
Przy założeniu, że cena amoniaku oraz cena emisji dwutlenku węgla będzie zmieniać się dwa razy szybciej, wszystkie analizowane warianty współpalania węgla i amoniaku uzyskują pozytywny wynik finansowy. Znaczna większość wariantów zwraca się w roku 2037 i zaczyna wypracowywać zysk (dodatkową oszczędność w porównaniu do stanu referencyjnego). Jednakże przedstawiona sytuacja zakłada, że cena amoniaku obniży się pod koniec rozpatrywanego okresu do poziomu darmowego amoniaku, co jest mało prawdopodobne. Skrajnie mało prawdopodobne jest wystąpienie sytuacji, gdy ceny obu tych składników analizy ekonomicznej zmieniają się dwukrotnie szybciej. Dopuszcza się, że będą się zmieniać obie jednocześnie szybciej niż prognoza, jednakże nie w przedstawionym tempie.

Uzyskanie pozytywnego wyniku finansowego przedstawionych wariantów jest mało prawdopodobne przy przedstawionych tutaj nawet skrajnych analizach wrażliwości.

Analiza ekonomiczna wariantów współspalania węgla oraz amoniaku polega na założeniu, że udział amoniaku w paliwie wynosi 40%, co jest wartością graniczną wykazaną w części symulacji numerycznych. Jednakże w analizie wrażliwości sprawdzono jak zmiana udziału amoniaku w paliwie ma wpływ na wynik finansowy poszczególnych wariantów. W tym celu sprawdzono wynik finansowy dla dwóch innych udziałów amoniaku w paliwie, pierwszy wynoszący 50% w celu zminimalizowania emisji dwutlenku węgla i drugi wynoszący 20% w celu zminimalizowania kosztu zakupu amoniaku.



Rys. 84. Wyniki finansowe dla udziału amoniaku w paliwie wynoszącego 50%.

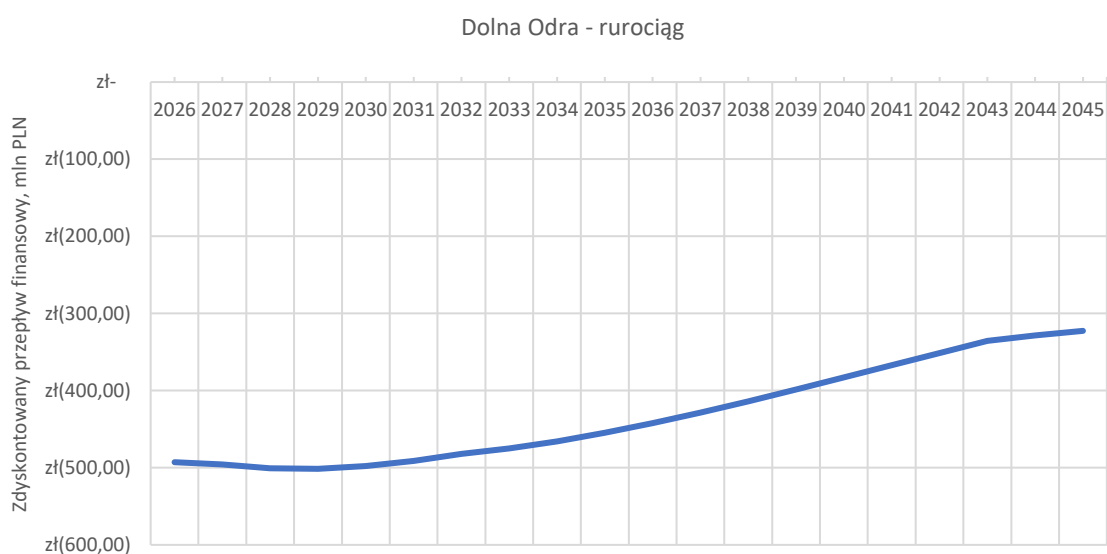


Rys. 85. Wyniki finansowe dla udziału amoniaku w paliwie wynoszącego 20%.

Wzrost udziału amoniaku w paliwie powoduje mniejszą emisję dwutlenku węgla do atmosfery, a więc i niższy koszt emisji CO<sub>2</sub>. Jednakże obniżenie kosztu emisji dwutlenku węgla nie równoważy kosztów zakupu dodatkowej ilości amoniaku, co powoduje znacznie gorsze wyniki finansowe, widoczne na Rys. 84, niż w przypadku udziału amoniaku w paliwie wynoszącego 40%.

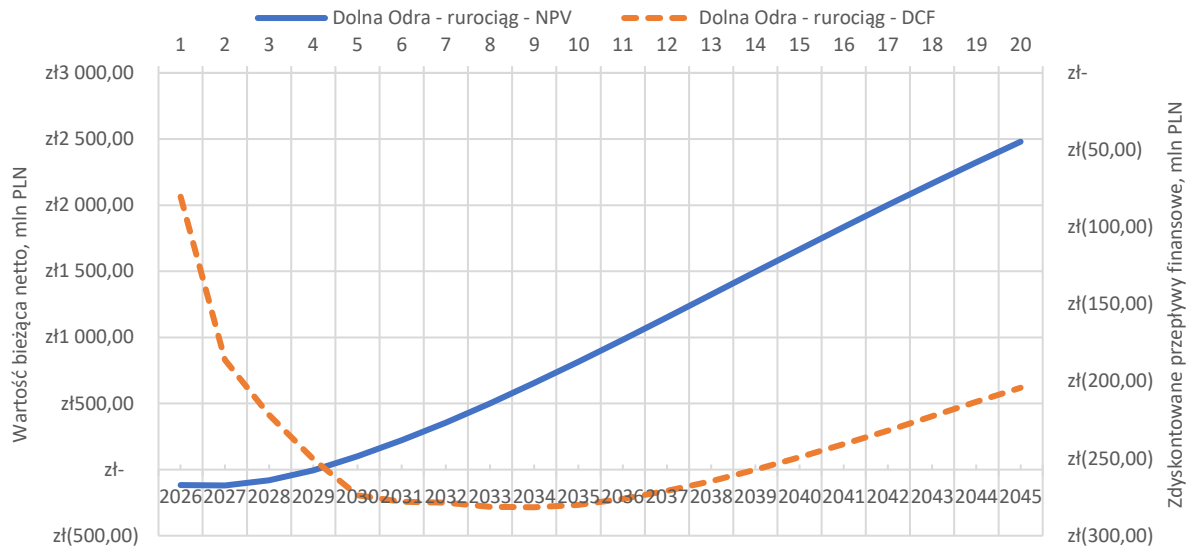
Obniżenie udziału amoniaku w paliwie powoduje mniejszy koszt zakupu amoniaku do spalania, jednakże wzrasta wtedy emisja CO<sub>2</sub> do atmosfery, co powoduje większy koszt emisji. Obniżenie udziału amoniaku w spalaniu poprawia znacznie wyniki finansowe analizowanych wariantów (Rys. 85). Blok węglowy współpalający amoniak w 20% całego paliwa jest w stanie zaoszczędzić (w porównaniu do stanu referencyjnego) więcej niż blok pracujący na 40% udziału amoniaku. Obniżenie ilości amoniaku do spalania, jednakże nie gwarantuje zwrotu z inwestycji, ponieważ NPV po 20 latach nie osiągnął wartości zero, co więcej spalanie mniejszej ilości amoniaku powoduje przekroczenia dopuszczalnej emisji CO<sub>2</sub> na wyprodukowany MWh energii elektrycznej.

Przedstawiona powyżej analiza ekonomiczna oraz jej kontynuacja w postaci analizy wrażliwości wskazuje na nieopłacalność przedsięwzięcia współpalania węgla z amoniakiem w blokach węglowych. Część wykonanych symulacji wskazuje na możliwość uzyskania zwrotu z inwestycji po latach pracy zmodernizowanego bloku węglowego, jednakże symulacje te są mało prawdopodobne i często skrajne w porównaniu do przyjętych prognoz cen paliw, energii oraz emisji. Co więcej, każdy przedstawiony w analizie wrażliwości wariant, który osiągnął wartość NPV=0 po latach eksploatacji, nie uzyskuje pozytywnych przepływów finansowych. Wynik finansowy jest przedstawiony w postaci porównawczej do stanu referencyjnego spalającego jedynie węgiel. Przedstawione warianty modernizacji umożliwiają zaoszczędzenie środków finansowych w porównaniu do stanu referencyjnego, jednakże nie przynoszą one realnego zysku. Jest to dla przykładu zaprezentowane dla symulacji, w której cena amoniaku oraz emisji dwutlenku węgla zmienia się dwukrotnie szybciej niż założono w prognozie. Pomimo pozytywnego NPV w porównaniu do stanu referencyjnego, zdyskontowane przepływy finansowe, które nie są wynikiem porównania ze stanem referencyjnym, a wynikiem surowym danego bloku (widoczne na Rys. 86) są ujemne przez cały okres pracy zmodernizowanego bloku.



Rys. 86. Przepływ finansowy dla Elektrowni Dolna Odra z zakupem amoniaku rurociągiem.

W celu poprawy wyników finansowych analizowanych wariantów można sprawdzić jeszcze jeden scenariusz, który mógłby poprawić sytuację ekonomiczną. Można założyć sytuację, w której zmodernizowane jednostki współpalające węgiel oraz amoniak będą otrzymywać dofinansowanie z funduszy unijnych lub krajowych na zakup amoniaku z tytułu ograniczenia emisji dwutlenku węgla. Scenariusz obliczeniowy wykonano dla założenia, że dofinansowanie wynosi 50% i dla elektrowni Dolna Odra, gdzie amoniak transportowany jest rurociągiem.



Rys. 87. Wynik NPV oraz DCF dla bloku węglowego Dolnej Odry przy 50% dofinansowaniu na zakup amoniaku.

Dofinansowanie 50% do zakupu amoniaku znacznie poprawia wartość NPV projektu oraz pozwala na wzrost przepływów finansowych od roku 2037, co wskazuje na możliwość pozytywnych przepływów finansowych po roku 2045. W 4 roku eksploatacji blok węglowy korzystający z dofinansowania osiąga wartość NPV równa zero, a przez następne lata eksploatacji wypracowuje większe oszczędności niż blok węglowy nie współpalający amoniaku. Jednakże przedstawiony NPV jest wynikiem porównania do stanu referencyjnego. Jak można zauważyć na Rys. 87 zdyskontowane przepływy finansowe pomimo dofinansowania są, ujemne przez cały rozpatrywany zakres czasu.

### 3.5.2. Wyniki analizy wrażliwości dla turbiny gazowej

Wyniki finansowe analizy ekonomicznej dla współpalania amoniaku wraz z gazem ziemnym w turbinie gazowej osiągają znacznie lepsze wyniki niż analizowane bloki węglowe, toteż scenariusze analizy wrażliwości dla turbiny gazowej zakładają inne sytuacje i zmiany cen niż w przypadku analizy wrażliwości wykonanej dla bloku węglowego.

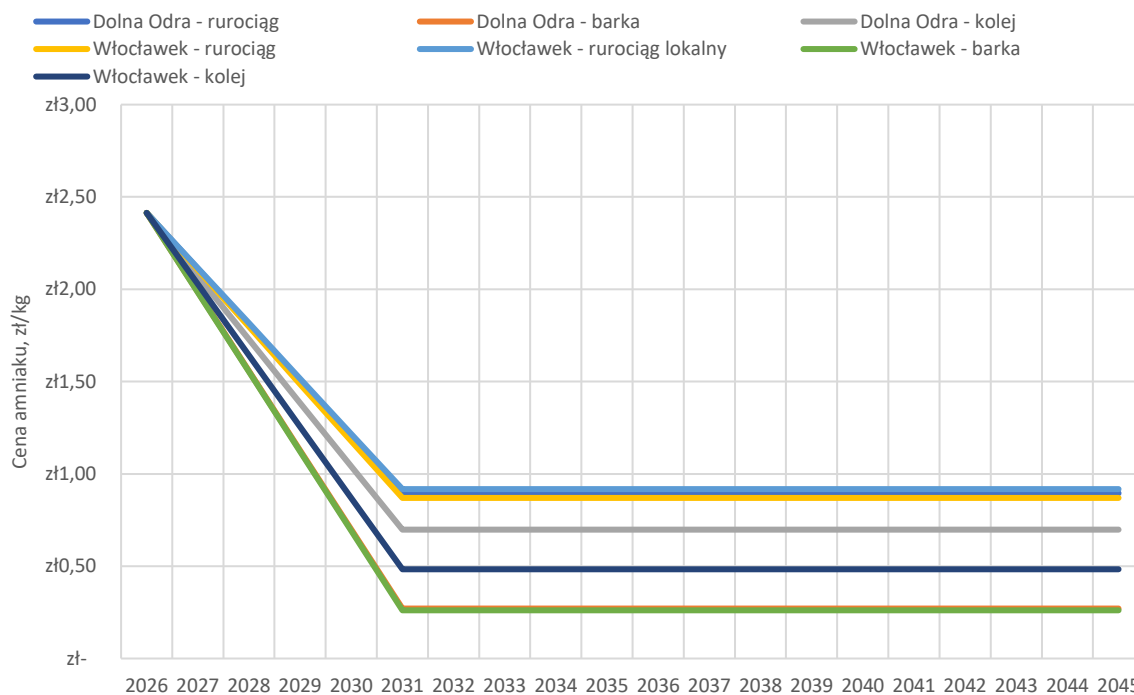
Ze względu na pozytywne wyniki NPV w pespektywie 20 lat, sprawdzono jaka powinna być cena amoniaku, aby uzyskać zwrot z inwestycji w 5 roku eksploatacji zmodernizowanego bloku. Jeśli cena amoniaku byłaby niższa o 1 zł/kg niż zakłada prognoza to wszystkie analizowane warianty modernizacji bloku z turbiną gazową osiągnęłyby zwrot z inwestycji po 5 latach eksploatacji (Tab. 61).

Tab. 61. Wartość stała ceny amoniaku wyrażona w zł/kg dla czasu zwrotu równego 5 lat.

	Rurociąg	Rurociąg lokalny	Barka	Kolej
Dolna Odra	1,73	-	1,44	1,64
Włocławek	1,71	1,74	1,44	1,54

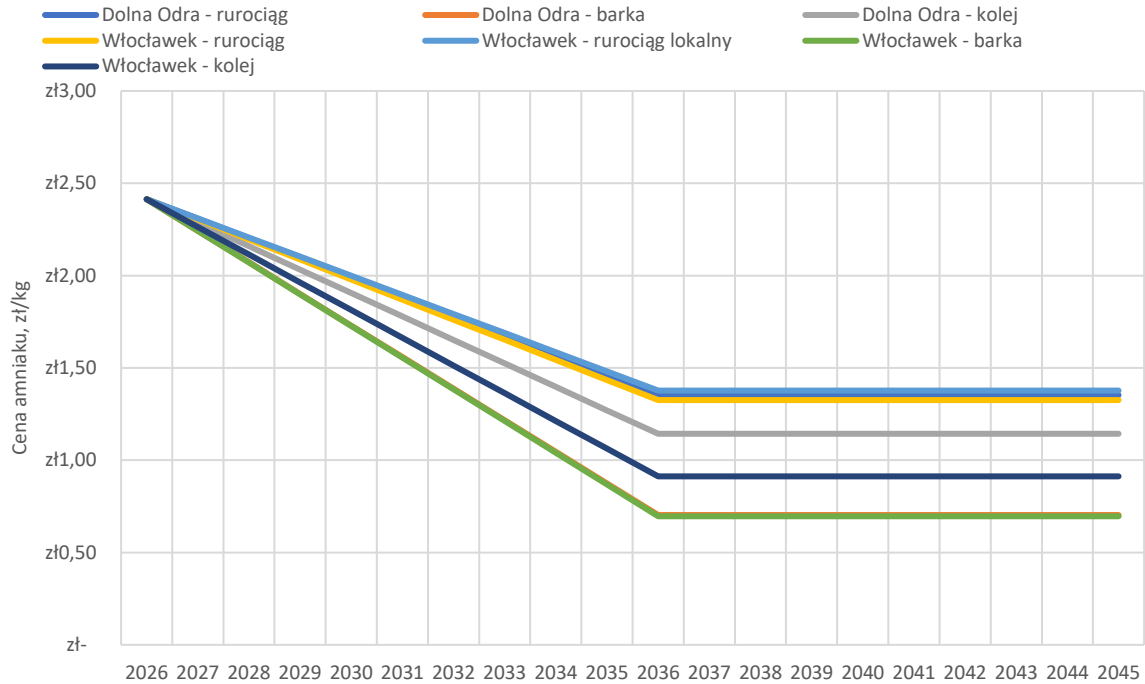
Stała niska cena amoniaku utrzymująca się przez kilka lat jest mało prawdopodobna. Dlatego sprawdzono, jak powinna się zmieniać cena amoniaku w ciągu 5 lat, aby poszczególne warianty osiągnęły wartość NPV=0 w 5 roku eksploatacji bloku. W celu uzyskania zwrotu z inwestycji w ciągu pięciu lat eksploatacji cena amoniaku musiałaby drastycznie obniżyć się, a następnie utrzymać przez pozostały okres eksploatacji. Przyjęta prognoza zakłada spadek ceny amoniaku do poziomu 1,05 zł/kg

dopiero w roku 2045, a przedstawione na Rys. 88 ceny osiągają tą i niższą wartość już w roku 2031. Prawdopodobieństwo wystąpienia takiej sytuacji jest znikome.



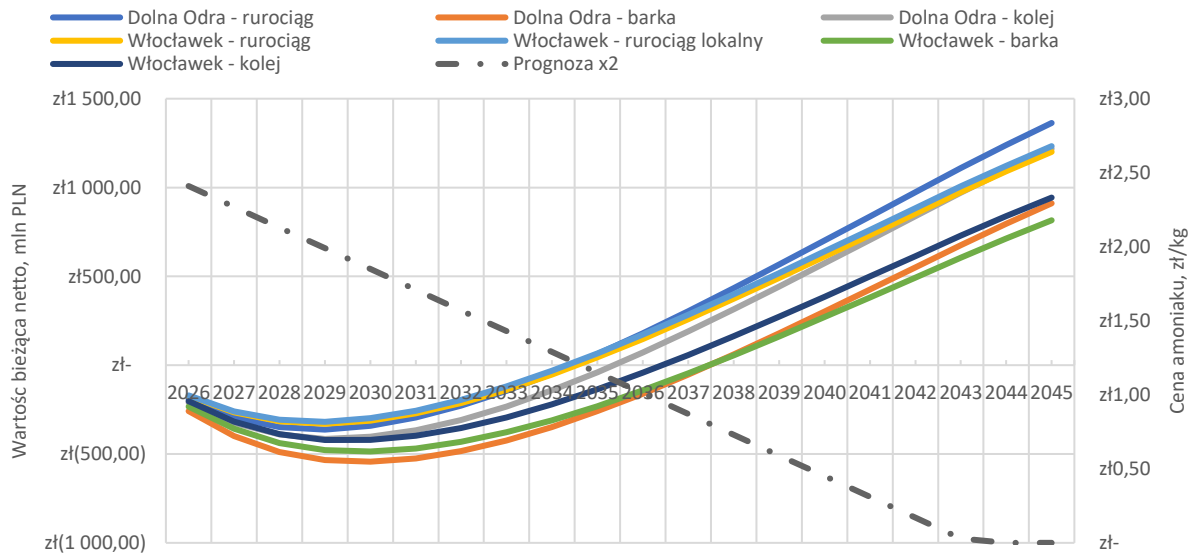
Rys. 88. Zmiana ceny amoniaku w ciągu 5 lat osiągająca wartość stałą i zapewniająca NPV=0 w piątym roku eksploatacji dla analizowanych wariantów.

Z tego powodu sprawdzono, jak powinna się zmieniać cena amoniaku w ciągu 10 lat, aby uzyskać zwrot z inwestycji w ciągu 10 lat eksploatacji bloku. W zależności od lokalizacji oraz rodzaju transportu amoniaku cena amoniaku wymagana do zwrotu z inwestycji osiąga poziom około 1,40 zł/kg dla takich wariantów jak transport rurociągiem dla Włocławka i Dolnej Odry oraz poziom poniżej 1,00 zł/kg dla wariantów związanych z transportem amoniaku barką lub koleją do Włocławka. Sytuacja pierwsza, tzn. osiągnięcie ceny amoniaku poziomu 1,40 zł/kg, jest bardziej prawdopodobna od tej drugiej. Ze względu na szybki planowany wzrost rynku amoniaku na świecie możliwym jest wystąpienie takiej ceny po 10 latach, co pozwoliłoby na zwrot z inwestycji w 10 roku eksploatacji. Sytuacja druga jest mniej prawdopodobna i na tej podstawie można stwierdzić o mniejszym prawdopodobieństwie wcześniejszego zwrotu z inwestycji dla tych wariantów.



Rys. 89. Zmiana ceny amoniaku w ciągu 10 lat osiągająca wartość stałą i zapewniająca NPV=0 w dziesiątym roku eksploatacji dla analizowanych wariantów.

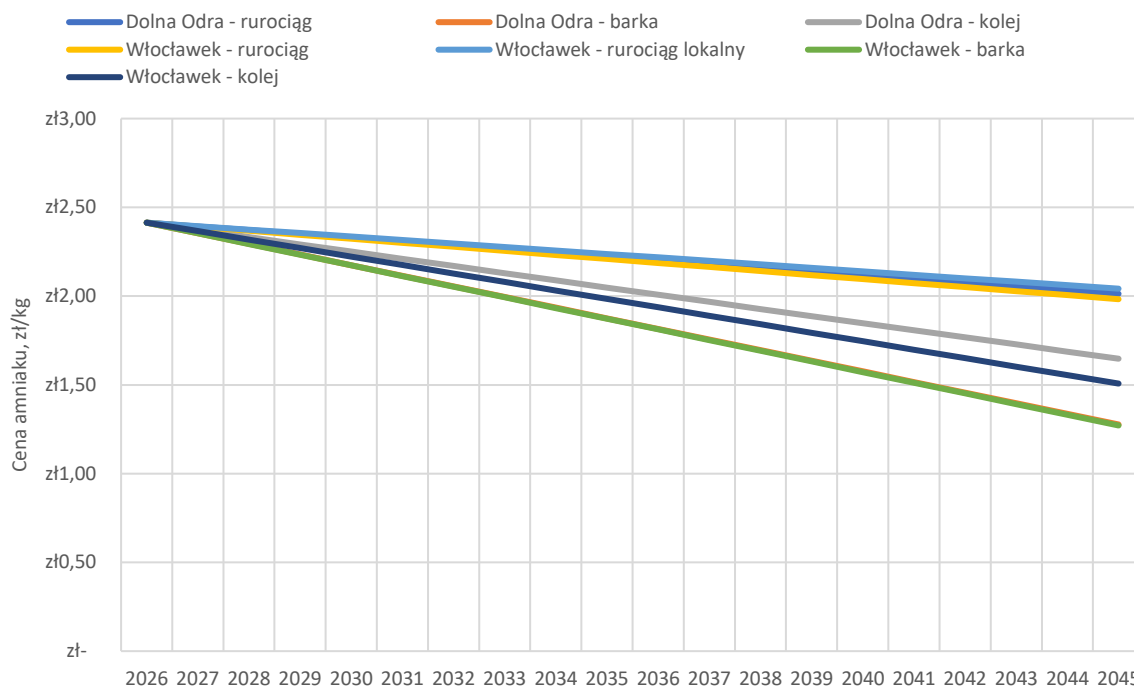
W celu dokładniejszego przedstawienia zmian NPV poszczególnych wariantów wykonano analizę wrażliwości również dla scenariusza, w którym prognozowana cena amoniaku obniża się dwukrotnie szybciej niż przyjęto. Przy szybciej malejącej cenie amoniaku, analizowane warianty uzyskują zwrot między rokiem 2034 a 2038, co pozwala na wypracowanie dodatkowych oszczędności zwiększających wynik NPV analizowanych wariantów (Rys. 90).



Rys. 90. Wpływ dwukrotnie szybszego obniżania się cen amoniaku na NPV analizowanych wariantów.

Ze względu na pozytywny wynik NPV dla bloków gazowo-parowych sprawdzono również jak musiałaby się zmieniać cena amoniaku, aby wynik NPV był równy zero dopiero po 20 latach inwestycji. Scenariusz ten zakłada pesymistyczną prognozę wolniejszych obniżek cen amoniaku. Zgodnie z wykresem

przedstawionym na Rys. 91 najniższą cenę, czyli 1,27 zł/kg amoniaku, osiąga wariant dla lokacji Włocławek i rodzaju transportu amoniaku drogą wodną. Pomimo najgorszego wyniku ze wszystkich zaprezentowanych jest to wynik pozytywny, ponieważ jest to wartość wyższa niż w przyjętej prognozie 1,01 zł/kg. Wskazuje to na pewną rezerwę cenową, dzięki której NPV poszczególnych wariantów osiągnie wartość równą zero nawet jeśli cena amoniaku będzie wyższa niż zgodnie z prognozą, ale mniejsza niż 1,27 zł/kg w roku 2045.



Rys. 91. Wykres cen amoniaku dla pesymistycznego wariantu wolniej obniżającej się ceny amoniaku.

W następnej kolejności sprawdzono jaki wpływ na wyniki finansowe ma cena emisji dwutlenku węgla. W tym celu sprawdzono kilka scenariuszy zmiany tej ceny, aby zobrazować możliwe skutki poszczególnych zmian.

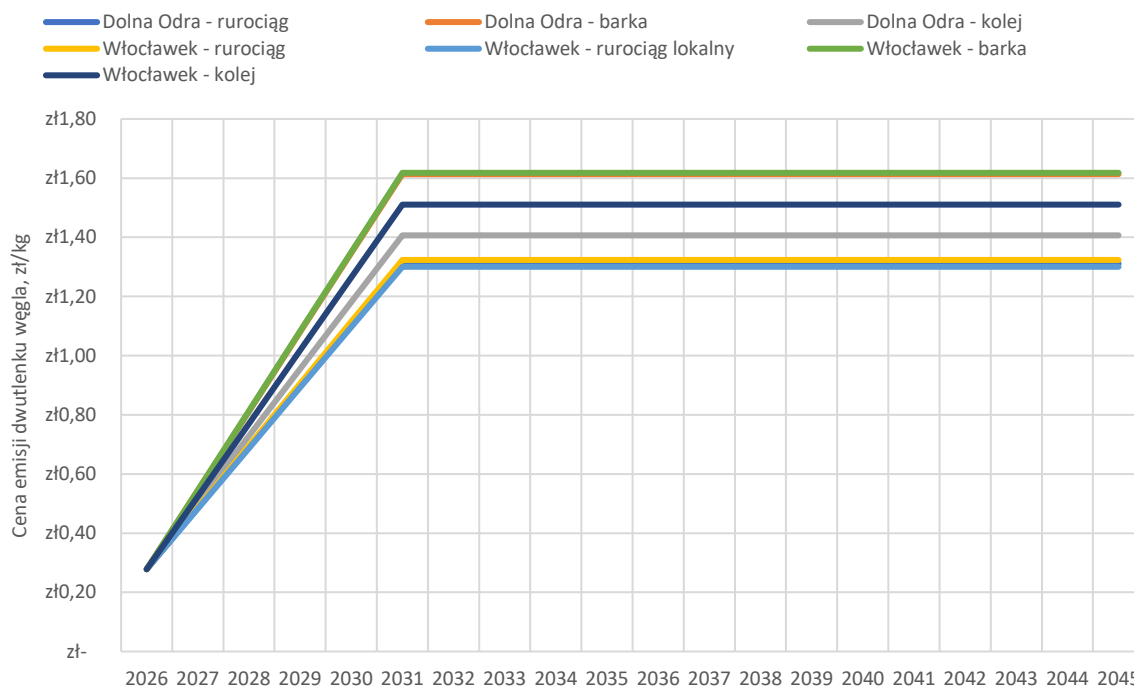
Tab. 62. Wartość stała ceny emisji dwutlenku węgla wyrażona w zł/kg dla NPV=0 w piątym roku eksploatacji.

	Rurociąg	Rurociąg lokalny	Barka	Kolej
Dolna Odra	0,75	-	0,88	0,79
Włocławek	0,75	0,74	0,88	0,84

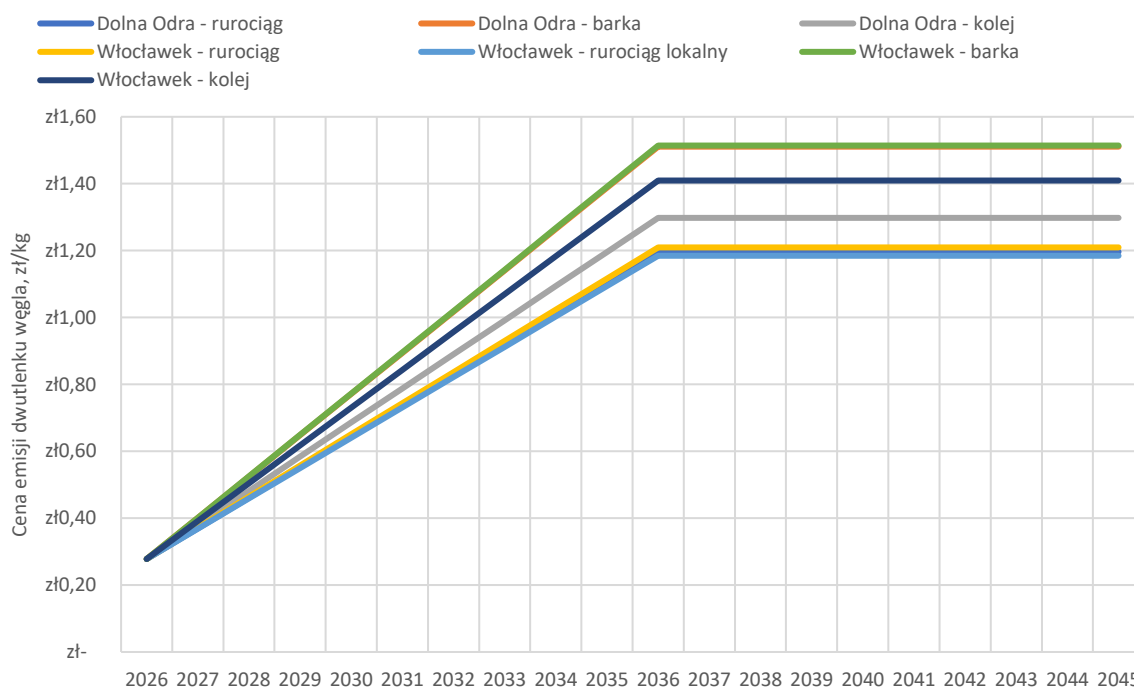
Tab. 62 prezentuje poziom ceny emisji dwutlenku węgla, która powinna utrzymywać się przez 20 lat rozpatrywanych w analizie, aby przedstawione warianty modernizacji poszczególnych bloków osiągnęły wartość NPV=0 w perspektywie 5 lat eksploatacji. Prognoza ceny emisji CO<sub>2</sub> na rok 2026 wynosi 0,28 zł/kg, więc sytuacja, w której emisja jest przynajmniej 3 razy większa i stała na przestrzeni następujących lat jest mało prawdopodobna.

Stać wysoka cena emisji CO<sub>2</sub> utrzymująca się przez kilka lat jest mało prawdopodobna. Dlatego sprawdzono, jak powinna się zmieniać ta cena w ciągu 5 lat, aby poszczególne warianty osiągnęły wartość NPV=0 w 5 roku eksploatacji bloku. W celu uzyskania zwrotu z inwestycji w ciągu pięciu lat eksploatacji cena emisji dwutlenku węgla musiałaby drastycznie wzrosnąć w krótkim czasie, a następnie utrzymać przez pozostały okres eksploatacji. Przyjęta prognoza zakłada wzrost ceny emisji

CO<sub>2</sub> do poziomu 1,25 zł/kg dopiero w roku 2045, a przedstawione na Rys. 92 ceny osiągają tę i wyższą wartość już w roku 2031. Prawdopodobieństwo wystąpienia takiej sytuacji jest znikome.



Rys. 92. Zmiana ceny emisji dwutlenku węgla w ciągu 5 lat osiągająca wartość stałą i zapewniająca NPV=0 w piątym roku eksploatacji dla analizowanych wariantów.



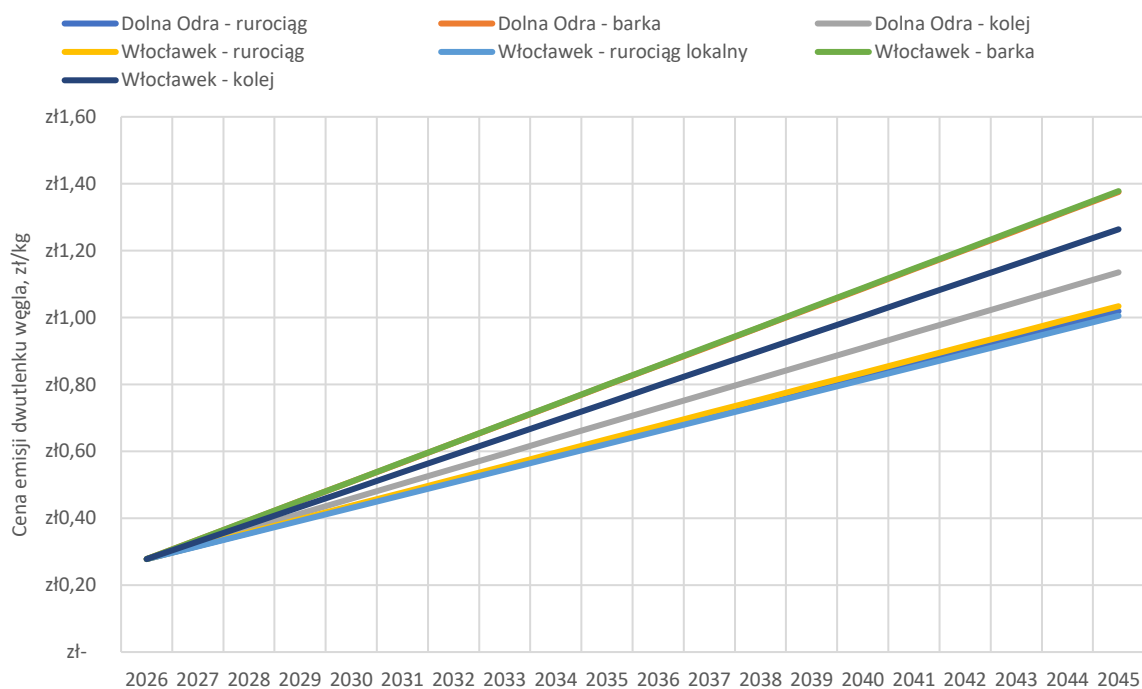
Rys. 93. Zmiana ceny emisji dwutlenku węgla w ciągu 10 lat osiągająca wartość stałą i zapewniająca NPV=0 w dziesiątym roku eksploatacji dla analizowanych wariantów.

Podobnie jak w scenariuszu z obniżką cen amoniaku, postanowiono sprawdzić, jak powinna się zmieniać cena emisji dwutlenku węgla w ciągu 10 lat, aby uzyskać zwrot z inwestycji w ciągu 10 lat eksploatacji bloku. Warianty osiągające najlepsze wyniki, tj. najniższą wymaganą cenę emisji dwutlenku

węgla do uzyskania NPV=0 w ciągu 10 lat, to warianty związane z transportem amoniaku rurociągiem dla Włocławka oraz Dolnej Odry. Według wyników zaprezentowanych na Rys. 93 wymagają one ceny emisji dwutlenku węgla na poziomie 1,18 zł/kg, co jest wartością niższą niż według prognozy w 2045. W zależności od przyjętych wzrostów cen emisji dwutlenku węgla ten scenariusz może być prawdopodobny. Jednakże dla pozostałych wariantów scenariusz ten wynikowo wskazuje na cenę wyższą niż prognozowana w 2045, a więc prawdopodobieństwo wystąpienia takiej sytuacji maleje dla uzyskanych wyższych cen emisji CO<sub>2</sub>.

Ze względu na pozytywny wynik NPV dla bloków gazowo-parowych sprawdzono podobnie jak w przypadku ceny amoniaku, musiałaby się zmieniać cena emisji dwutlenku węgla, aby wynik inwestycja zwróciła się po 20 latach eksploatacji pomimo wolniejszego przyrostu ceny emisji CO<sub>2</sub>.

Zgodnie z wykresem przedstawionym na Rys. 94 najwyższą cenę, czyli 1,38 zł/kg dwutlenku węgla, osiąga wariant dla lokacji Włocławek i rodzaju transportu amoniaku drogą wodną. Jest to cena wyższa niż zakłada przyjęta prognoza, jednakże jest to spowodowane wolniejszym liniowym wzrostem ceny w tym scenariuszu niż w przypadku nieliniowej prognozy. Pomimo tego wyniku inwestycja w wariantie transportu barką dla Włocławka zwraca się w okresie 20 lat, a pozostałe warianty osiągają tą wartość poniżej wartości prognozy na 2045, co pozostawia pewien margines na zmiany ceny, aby nadal uzyskać zwrot z inwestycji.

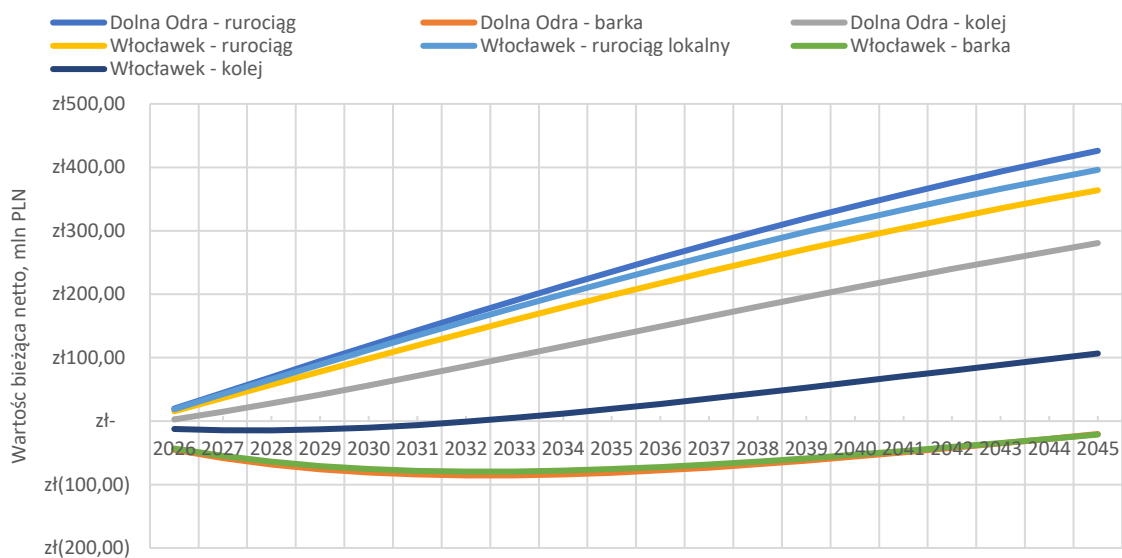


Rys. 94. Wykres cen emisji dwutlenku węgla dla pesymistycznego wariantu wolniejszego wzrostu.

Wpływ zmian cen amoniaku oraz emisji dwutlenku węgla na wyniki finansowe analizowanych wariantów jest znaczny zarówno w przypadku bloków węglowych jak i bloków z turbiną gazową, toteż w kolejnym kroku przeanalizowano wpływ zmian obu tych parametrów jednocześnie na wartość bieżącą netto projektu.

W pierwszym scenariuszu analizy wrażliwości na oba te parametry przyjęto, że cena amoniaku będzie stała i niższa o 30% niż w roku 2026, a cena emisji dwutlenku węgla będzie stała i dwa razy wyższa niż w roku 2026 zgodnie z prognozą. Przyjęta cena amoniaku to 1,69 zł/kg, a emisji CO<sub>2</sub> 0,56 zł/kg.

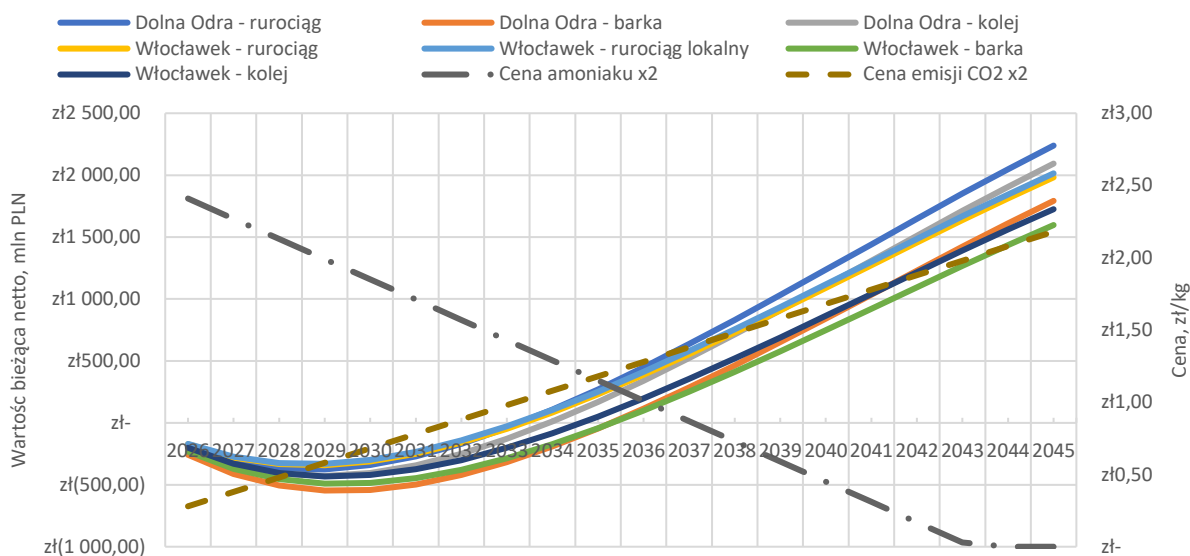
Jak można zauważyć na Rys. 95 w zależności od rodzaju transportu amoniaku analizowane warianty uzyskują pozytywne lub negatywne wyniki finansowe. Negatywne wyniki finansowe uzyskują warianty polegające na transporcie amoniaku barką, a pozostałe warianty uzyskują wartości pozytywne. Co więcej, gdyby taka sytuacja miała miejsce to warianty polegające na transporcie amoniaku koleją oraz rurociągiem uzyskują pozytywną wartość NPV już w pierwszym roku eksploatacji, a przez cały rozpatrywany okres eksploatacji wypracowują zysk (w porównaniu do stanu referencyjnego). W rzeczywistym otoczeniu ekonomicznym, oba te parametry będą mogły zmieniać się inaczej od prognozy i będą mieć wpływ na wyniki finansowe poszczególnych wariantów. Przedstawiony scenariusz zmiany cen jest jednakże mało prawdopodobny.



Rys. 95. Wpływ niższej ceny amoniaku oraz wyższej ceny emisji CO<sub>2</sub> na wartość NPV poszczególnych wariantów.

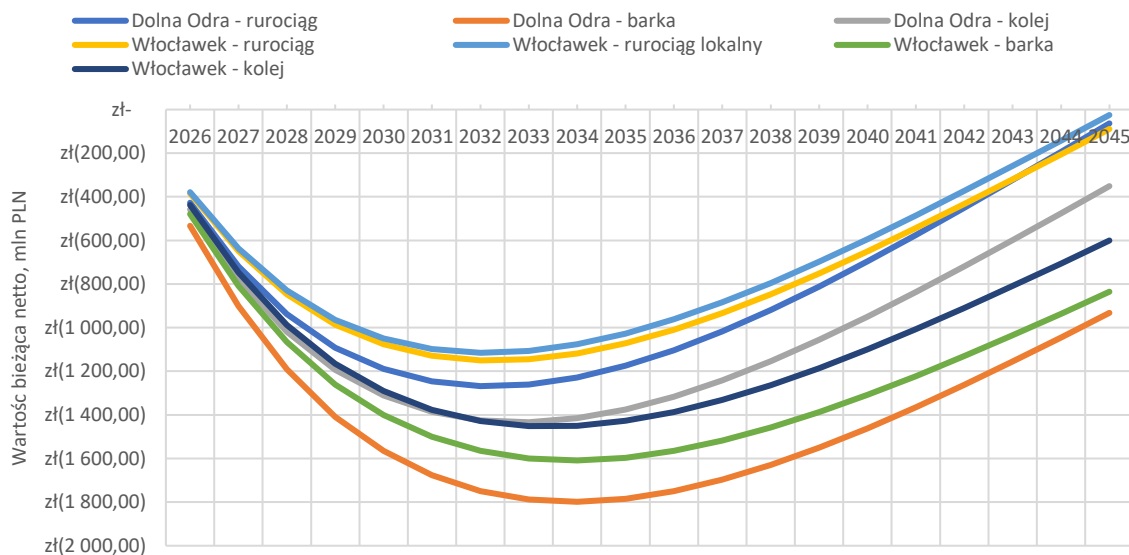
W następnej kolejności sprawdzono wyniki analizy wrażliwości w scenariuszu, gdy cena amoniaku maleje dwukrotnie szybciej niż prognozowano, a cena emisji dwutlenku węgla wzrasta dwukrotnie szybciej niż założono w przyjętej prognozie. Wyniki tego scenariusza przedstawione zostały na Rys. 96. Przy przyjętej dwukrotnie szybszej prognozie zmian cen amoniaku oraz emisji dwutlenku węgla większość analizowanych wariantów uzyskuje NPV=0 w roku 2034, co pozwala na pracę tych układów jeszcze przez 10 lat i generowanie dodatkowych zysków (w porównaniu do stanu referencyjnego) zwiększających NPV pod koniec rozpatrywanego zakresu czasu. Jest to jednak optymistyczny scenariusz, w którym cena amoniaku pod koniec wykonywanej analizy jest równa zero. Wpływ zmian cen amoniaku oraz emisji dwutlenku węgla na wynik finansowy analizowanej możliwości współspalania amoniaku z paliwem kopalnych jest znaczny. Zaprezentowane wyniki tego scenariusza analizy wrażliwości są najwyższe w porównaniu do pozostałych scenariuszy analizy wrażliwości dla turbiny gazowej, jednakże prawdopodobieństwo wystąpienia przedstawionej sytuacji jest skrajnie niskie.

Jako ostatnie scenariusze analizy wrażliwości przyjęto scenariusze zmiany udziału amoniaku w spalonym paliwie w danych blokach. Do analizy ekonomicznej przyjęto 10% amoniaku w paliwie, który został potwierdzony w obliczeniach numerycznych, bez wymogu zmiany palników czy komory spalania. Jednakże na potrzeby analizy wrażliwości i konieczności sprawdzenia wyników finansowych dla innych udziałów, przedstawiono również wyniki finansowe dla udziałów amoniaku wynoszących odpowiednio 20% oraz 5%.



Rys. 96. Wpływ dwukrotnie szybszego obniżania się cen amoniaku i wzrostu cen emisji CO<sub>2</sub> na NPV analizowanych wariantów.

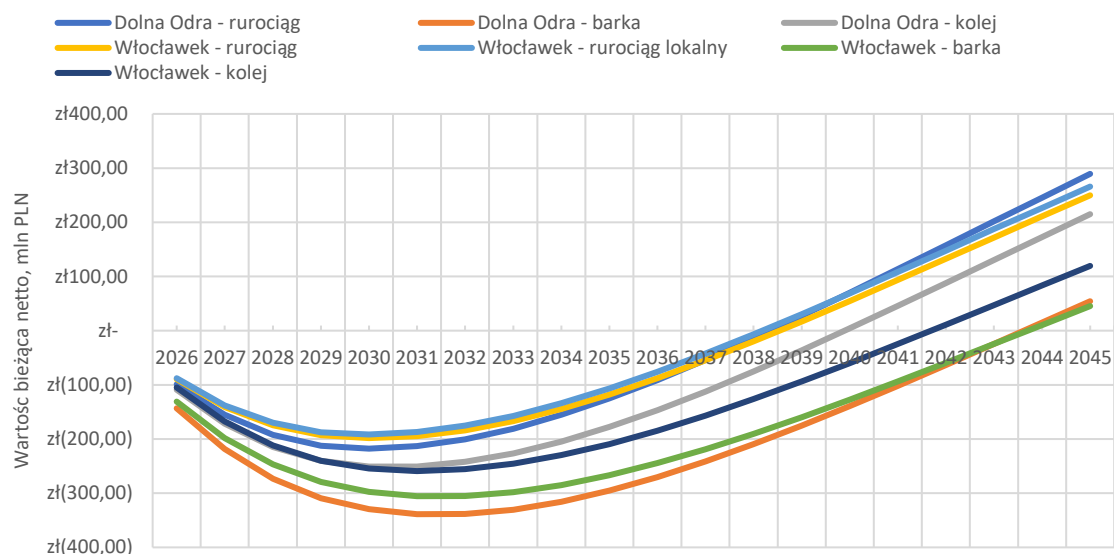
Scenariusz analizy wrażliwości dla udziału amoniaku w wysokości 20% przedstawia gorsze wyniki finansowe dla współspalania gazu ziemnego i amoniaku w turbinie gazowej (Rys. 97). Zysk uzyskany na mniejszej emisji dwutlenku węgla, ekonomicznie nie uzasadnia zwiększonej ilości zakupionego amoniaku do spalania. Zmniejszenie ceny amoniaku znacznie poprawiłoby wynik tego scenariusza, jeżeli jednak dodamy nakłady finansowe niezbędne do modyfikacji komory spalania turbiny, aby spełnić wymagania emisji tlenków azotu, to wynik finalny nadal nie będzie zadowalający.



Rys. 97. Wyniki finansowe dla udziału amoniaku w paliwie wynoszącego 20%.

Scenariusz analizy wrażliwości dla udziału amoniaku w wysokości 5% przedstawia lepsze wyniki niż w przypadku udziału 20%. Jeśli jednak porównamy te wyniki z wartością NPV dla wariantu Dolna Odra, transport amoniaku rurociągiem z Tab. 46 to wynik zaprezentowany na wykresie Rys. 97 jest gorszym wynikiem finansowym. Zmniejszenie ilości zakupionego amoniaku do spalania, w celu redukcji kosztów zakupu amoniaku, nie uzasadnia ekonomicznie kosztów poniesionych poprzez zwiększoną emisję CO<sub>2</sub>.

Analiza wrażliwości dla udziału amoniaku wykazała, że najlepszą wartością udziału amoniaku w paliwie jest ta założona dla głównej analizy ekonomicznej, tj. 10%.

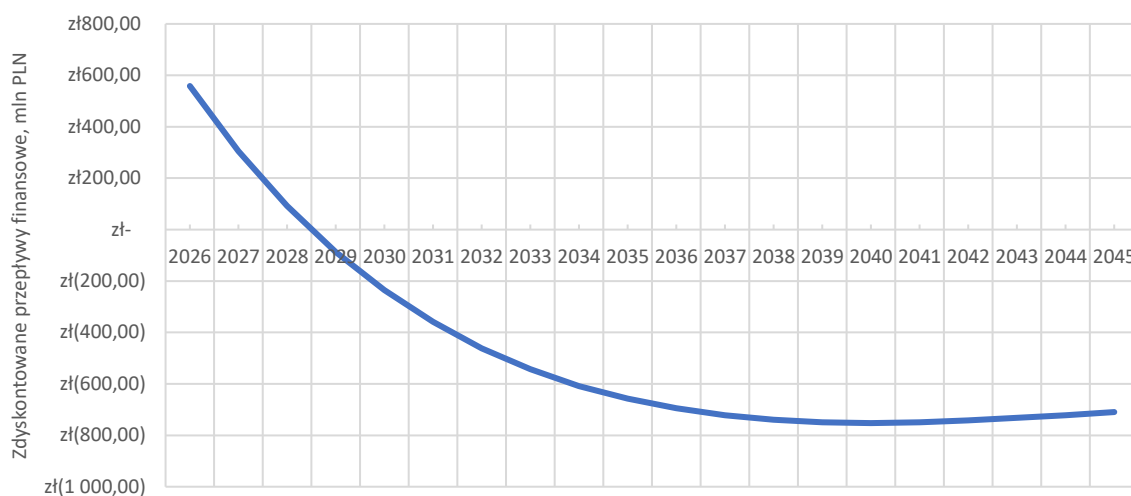


Rys. 98. Wyniki finansowe dla udziału amoniaku w paliwie wynoszącego 5%.

Przedstawiona powyżej analiza ekonomiczna oraz jej kontynuacja w postaci analizy wrażliwości wskazuje na opłacalność przedsięwzięcia współspalania gazu ziemnego z amoniakiem w blokach gazowo-parowych. W sytuacji pracy samej turbiny gazowej, bez części kotła odzyskowego i turbiny parowej, produkcja energii elektrycznej jest mniejsza, a więc i zysk ze sprzedaży jest mniejszy, co skutkuje gorszym wynikiem finansowym. Zgodnie z wynikami analizy ekonomicznej modernizacja układu turbin gazowych w blokach gazowo-parowych przynosi oszczędności pozwalające na zwrot z inwestycji w porównaniu do pracy bloku referencyjnego spalającego jedynie gaz ziemny. Wykonana analiza wrażliwości wskazuje, że wyniki finansowe dla bloków gazowo-parowych mogą być lepsze jeśli dojdzie do szybszej zmiany ceny w analizowanych powyżej kierunkach. Równocześnie sprawdzono, że cena amoniaku w przyszłych latach musiałaby znacznie wolno spadać, niezgodnie z przyjętą prognozą, aby inwestycja zakończyła się  $NPV=0$  pod koniec eksploatacji, co wskazuje na właściwy kierunek modernizacji, niejako odporny na wysoką cenę amoniaku.

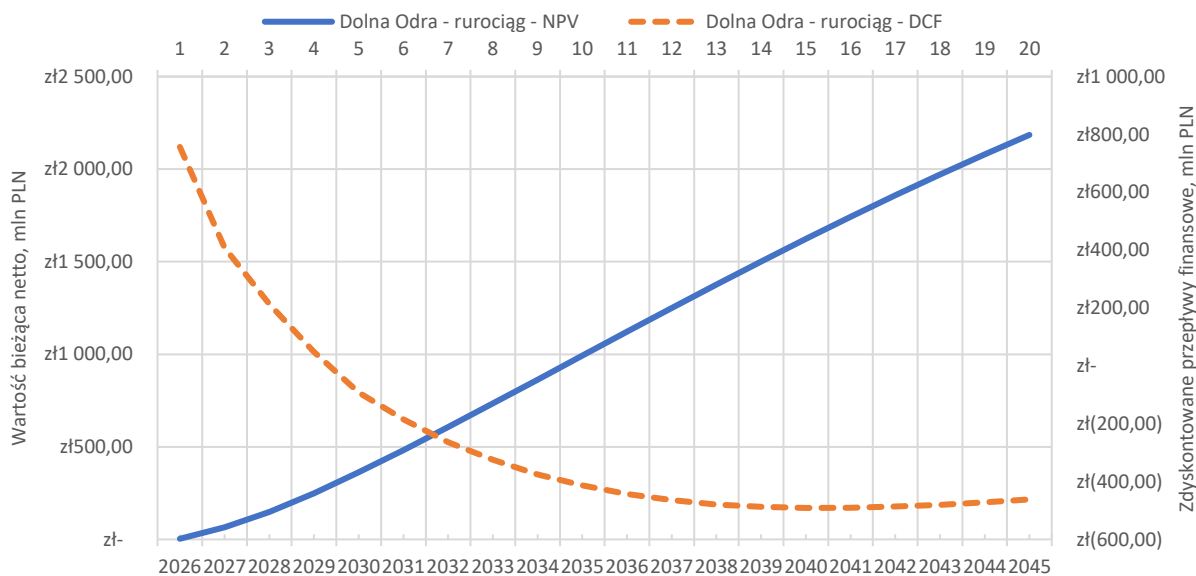
Należy jednak pamiętać, że wynik finansowy przedstawiony jest w postaci porównawczej do stanu referencyjnego spalającego jedynie gaz ziemny. Przedstawione warianty modernizacji umożliwiają zaoszczędzenie środków finansowych w porównaniu do stanu referencyjnego, jednakże nie przynoszą one realnego zysku przez cały okres trwania eksploatacji. Jest to dla przykładu zaprezentowane dla symulacji, w której cena amoniaku oraz emisji dwutlenku węgla zmienia się dwukrotnie szybciej niż założono w prognozie. Pomimo pozytywnego NPV w porównaniu do stanu referencyjnego, przepływy finansowe widoczne na Rys. 99 są ujemne od roku 2029. Pomimo znacznie korzystniejszych warunków cenowych, współspalanie amoniaku z gazem ziemnym w nowoczesnych blokach gazowo-parowych nie przynosi zamierzonego skutku finansowego, jakim powinien być zysk z eksploatacji tych bloków. Jest to przede wszystkim wynik przyjętych prognoz cen gazu ziemnego oraz energii elektrycznej.

Dolna Odra - rurociąg



Rys. 99. Zdyskontowane przepływy finansowe dla wariantu Dolna Odra, transport amoniaku rurociągiem dla turbiny gazowej.

Podobnie jak w przypadku bloku węglowego w celu poprawy wyników finansowych analizowanych wariantów sprawdzono scenariusz zakładający dofinansowanie dla zmodernizowanych jednostek gazowo-parowych współpalających gaz ziemny oraz amoniak z funduszy unijnych lub krajowych na zakup amoniaku z tytułu ograniczenia emisji dwutlenku węgla. Scenariusz obliczeniowy wykonano dla założenia, że dofinansowanie wynosi 50% dla elektrowni Dolna Odra, gdzie amoniak transportowany jest rurociągiem.



Rys. 100. Wynik NPV oraz DCF dla bloku gazowo-parowego Dolnej Odry przy 50% dofinansowaniu na zakup amoniaku.

Dofinansowanie 50% do zakupu amoniaku znacznie poprawia wartość NPV projektu oraz ogranicza ujemne przepływy finansowe do poziomu -500 mln zł. NPV projektu już od początku eksploatacji zmodernizowanego bloku jest pozytywne, a więc i czas zwrotu wynosi 0 lat. Należy jednak pamiętać, że przedstawiony NPV jest wynikiem porównania do stanu referencyjnego. Jak można zauważyć na Rys. 100 zdyskontowane przepływy finansowe w pierwszych latach eksploatacji, tj. do 2030 roku są pozytywne. Dofinansowanie na zakup amoniaku skutecznie obniża koszt zakupu dla bloku gazowo-

parowego, dając lepsze wyniki niż w przypadku scenariusza rozpatrzonego na Rys. 99. Po roku 2030 zdyskontowane przepływy finansowe osiągają coraz większe wartości ujemne. Jest to spowodowane rosnącą ceną gazu ziemnego oraz spadkiem cen energii elektrycznej w przyjętych prognozach. Zwiększenie udziału amoniaku, aby zmniejszyć wpływ wzrostu cen gazu ziemnego, pomogłoby utrzymać zdyskontowane przepływy finansowe powyżej zera. Wymagałoby to jednak zarówno wprowadzenia systemu dofinansowań jak i również przeprowadzenia prac nad zwiększeniem udziału amoniaku w mieszance paliwa.

### 3.5.3. Wyniki analizy wrażliwości dla kotła płomienicowo-płomieniówkowego

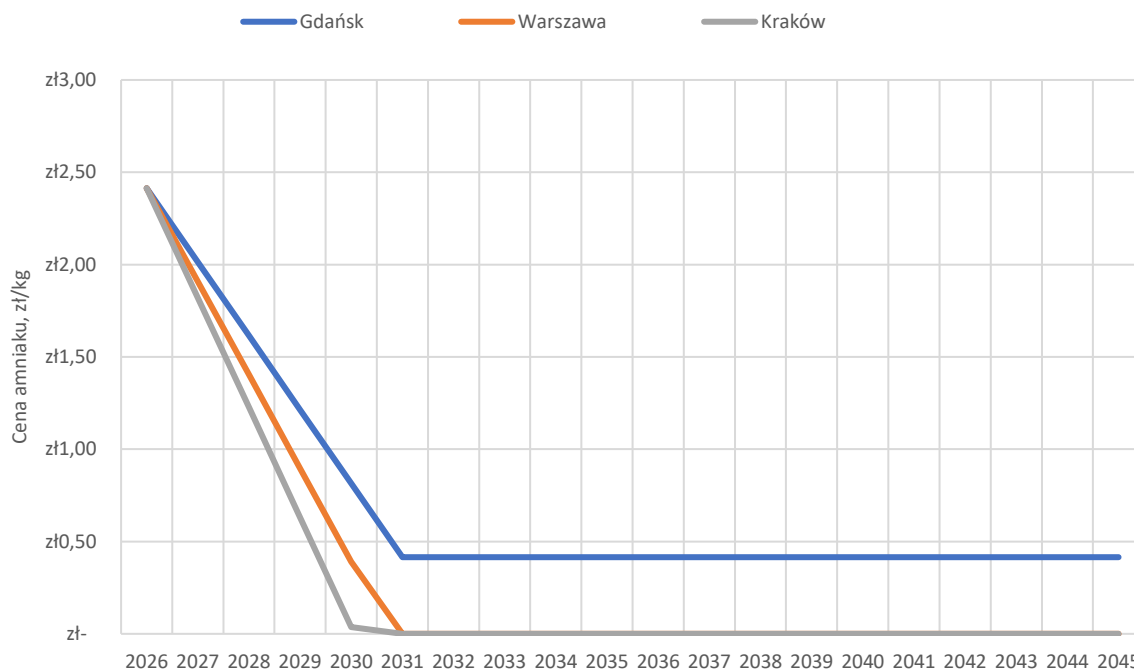
Wyniki finansowe analizy ekonomicznej dla współspalania amoniaku wraz z gazem ziemnym w kotłach płomienicowo-płomieniówkowych w różnych rodzajach obiektów przemysłowych wskazują na możliwe problemy implementacji tej technologii. W zależności od kosztów transportu amoniaku wyniki NPV inwestycji są pozytywne lub osiągają wartość zero po 20 latach eksploatacji. Jednakże czas zwrotu z inwestycji wynoszący 20 lat jest rzadko przyjmowany w planach inwestycyjnych. W celu sprawdzenia jak mogą zmienić się wyniki finansowe w zależności od zmiany poszczególnych parametrów wykonana analizę wrażliwości również dla kotła przemysłowego.

Ze względu na pozytywne wyniki NPV w dwóch lokacjach w pespektywie 20 lat, sprawdzono jaka powinna być cena amoniaku aby uzyskać zwrot z inwestycji w 5 roku eksploatacji zmodernizowanego bloku. Wynik NPV w przypadku kotłów przemysłowych jest silnie zależny od odległości na którą transportowany jest amoniak. Jak można zauważyć w Tab. 63 im dalej znajduje się obiekt przemysłowy od przyjętego punktu zaopatrzenia (Port w Gdańsku) tym cena amoniaku musiałaby być niższa aby osiągnąć zwrot z inwestycji w ciągu 5 lat. Są to różnice większe niż w przypadku pozostałych obiektów, ze względu na to, że transport amoniaku do jednostek przemysłowych odbywał się będzie prawdopodobnie przy pomocy transportu drogowego, którego koszt jest najwyższy.

Tab. 63. Wartość stała ceny amoniaku wyrażona w zł/kg dla czasu zwrotu równego 5 lat.

	Cysterna drogową
Gdańsk	1,51
Warszawa	1,27
Kraków	1,07

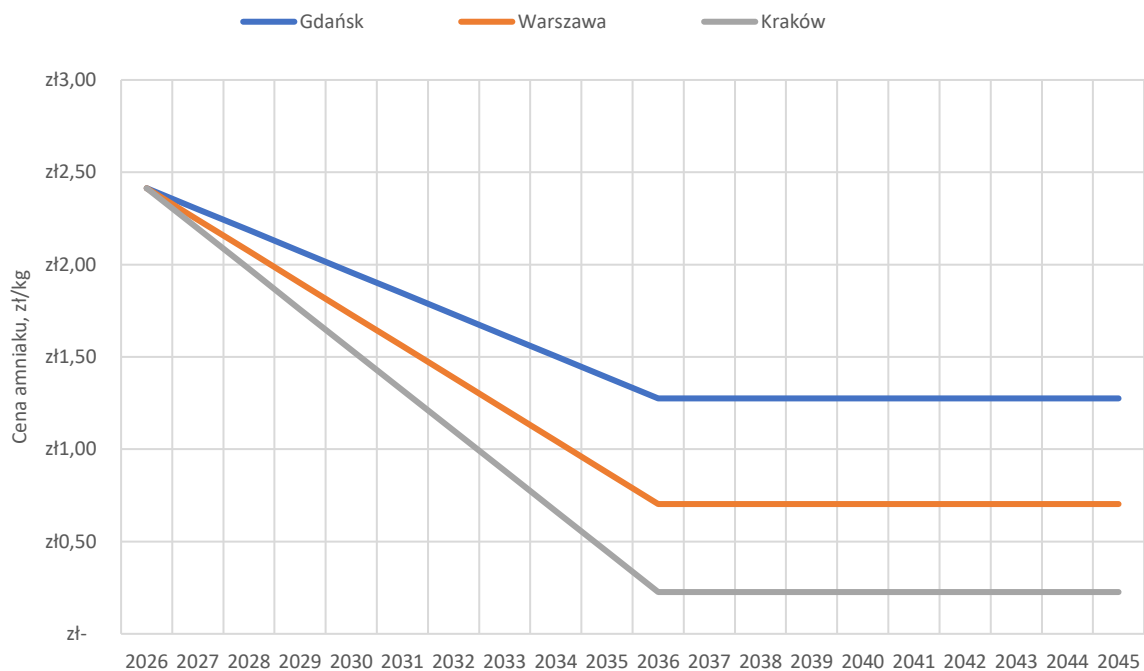
Stała niska cena amoniaku od 2026 roku, która będzie utrzymywać się następnie przez lata jest mało prawdopodobna. Dlatego sprawdzono jak powinna się zmieniać cena amoniaku w ciągu 5 lat, aby poszczególne warianty osiągnęły wartość NPV=0 w 5 roku eksploatacji bloku. W celu uzyskania zwrotu z inwestycji w ciągu pięciu lat eksploatacji cena amoniaku musiałaby obniżyć się do poziomu darmowego amoniaku, a następnie utrzymać się na tym poziomie przez pozostały okres eksploatacji. Uzyskanie pięcioletniego zwrotu z wykonanej inwestycji, który mógłby być przyjęty w przemyśle, jest skrajnie mało prawdopodobny przez zmianę ceny amoniaku, którą można zaobserwować na Rys. 101.



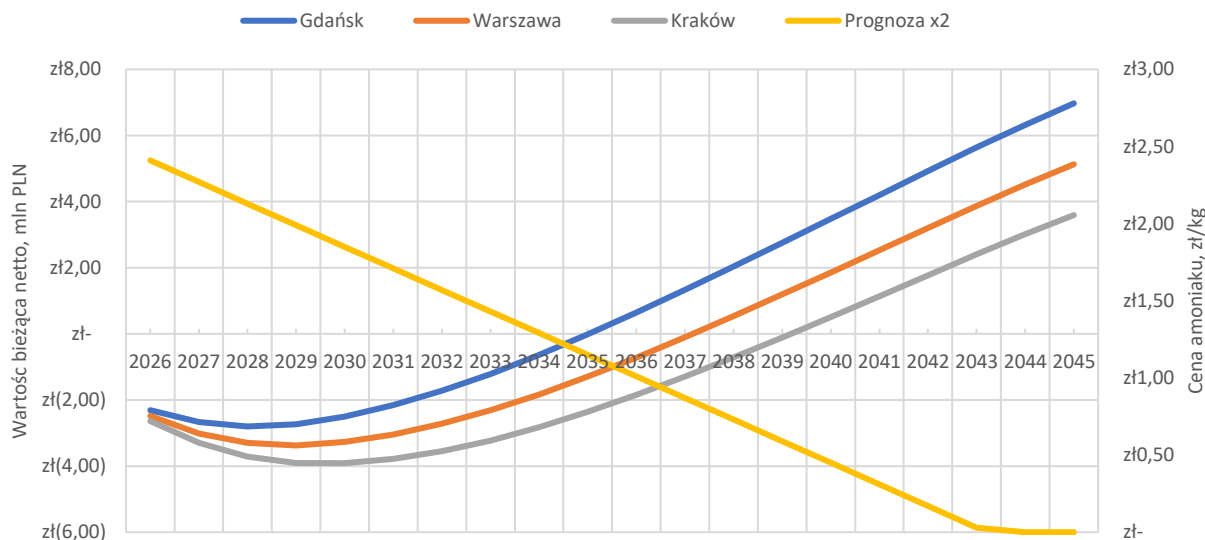
Rys. 101. Zmiana ceny amoniaku w ciągu 5 lat osiągająca wartość stałą i zapewniająca NPV=0 w piątym roku eksploatacji dla analizowanych wariantów.

W kolejnym scenariuszu analizy wrażliwości sprawdzono jak powinna się zmieniać cena amoniaku w ciągu 10 lat, aby uzyskać zwrot z inwestycji w ciągu 10 lat eksploatacji bloku. W zależności od lokalizacji cena amoniaku wymagana do zwrotu z inwestycji osiąga poziom około 1,28 zł/kg dla Gdańska, 0,70 zł/kg dla Warszawy oraz 0,23 zł/kg dla Krakowa (Rys. 102). Spadek cen amoniaku wymagany do czasu zwrotu równego 10 lat jest znaczny. Cena amoniaku, która wymagana jest dla Gdańska jest prawdopodobna ze względu na szybki planowany wzrost rynku amoniaku na świecie. Jednakże poziom ceny amoniaku dla pozostałych dwóch lokalizacji jest zbyt niski aby można go uznać za prawdopodobny. Obie te lokalizacje wymagałyby ceny po 10 latach eksploatacji poniżej poziomu ceny, która w aktualnej prognozie przyjęta jest na rok 2045.

Z powodu wymaganych znacznych obniżek cen amoniaku dla powyższych scenariuszy wykonano analizę ekonomiczną dla sytuacji gdy cena amoniaku obniża się dwukrotnie szybciej niż w założonej prognozie, aby uzyskać informacje o poziomie możliwego NPV na koniec przewidzianych ram czasowych. Przy szybciej malejącej cenie amoniaku, analizowane warianty uzyskują zwrot z inwestycji podobnie jak w przypadku turbiny gazowej, czyli między rokiem 2034 a 2038, co pozwala na wypracowanie dodatkowych oszczędności zwiększających wynik NPV analizowanych wariantów (Rys. 103).

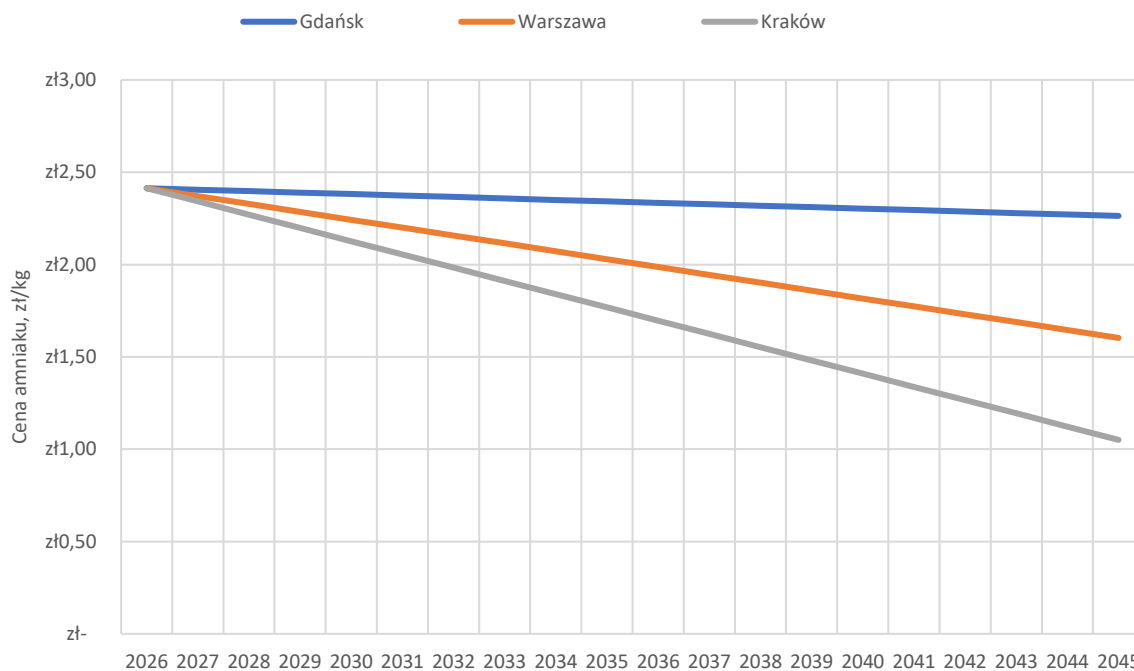


Rys. 102. Zmiana ceny amoniaku w ciągu 10 lat osiagająca wartość stałą i zapewniająca NPV=0 w dziesiątym roku eksploatacji dla analizowanych wariantów.



Rys. 103. Wpływ dwukrotnie szybszego obniżania się cen amoniaku na NPV analizowanych wariantów.

Ze względu na pozytywny wynik NPV Gdańska oraz Warszawy w przeprowadzonej analizie dla kotła przemysłowego, sprawdzono również jak musiałyby się zmieniać cena amoniaku, aby wynik NPV był równy zero po 20 latach inwestycji. Scenariusz ten zakłada pesymistyczną prognozę wolniejszych obniżek cen amoniaku. Zgodnie z wykresem przedstawionym na Rys. 104 najniższą cenę, czyli 1,05 zł/kg amoniaku, osiąga wariant dla lokacji Kraków, który jest wartością zgodną z przyjętą prognozą cen amoniaku. Pozostałe warianty osiagają zwrot z wykonanej inwestycji nawet przy wyższych cenach amoniaku, co wskazuje to na pewną rezerwę cenową, dzięki której NPV poszczególnych wariantów osiagnie wartość równą zero nawet jeśli cena amoniaku będzie wyższa niż zgodnie z prognozą.



Rys. 104. Wykres cen amoniaku dla pesymistycznego wariantu wolniej obniżającej się ceny amoniaku.

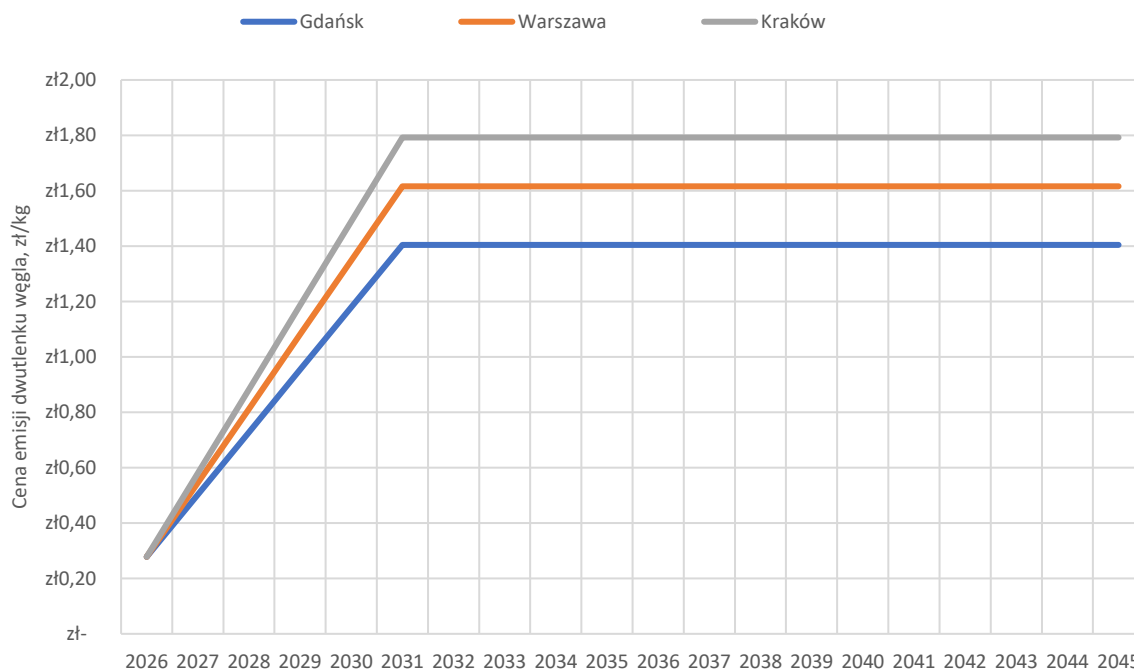
W następnej kolejności sprawdzono jaki wpływ na wyniki finansowe ma cena emisji dwutlenku węgla. W tym celu sprawdzono kilka scenariuszy zmiany tej ceny, aby zobrazować możliwe skutki poszczególnych zmian.

Tab. 64. Wartość stała ceny emisji dwutlenku węgla wyrażona w zł/kg dla NPV=0 w piątym roku eksploatacji.

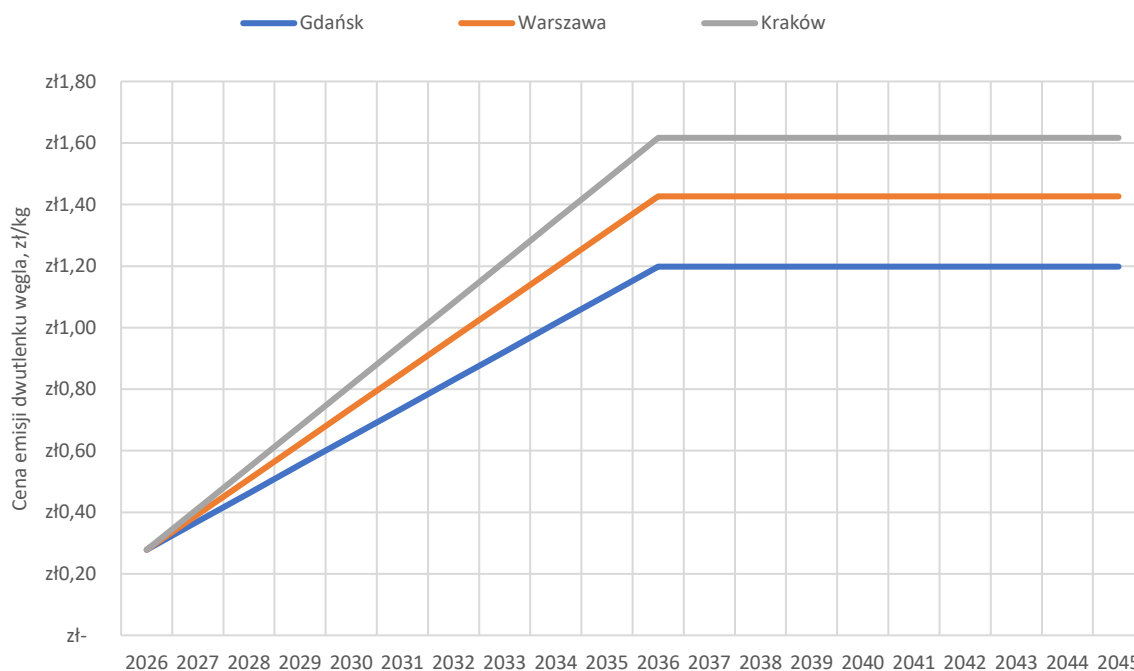
	Cysterna drogowa
Gdańsk	0,79
Warszawa	0,88
Kraków	0,96

Tab. 64 prezentuje poziom ceny emisji dwutlenku węgla, która powinna utrzymywać się przez 20 lat rozpatrywanych w analizie, aby przedstawione warianty modernizacji poszczególnych bloków osiągnęły wartość NPV=0 w perspektywie 5 lat eksploatacji. Wskazane przez analizę wrażliwości ceny emisji CO<sub>2</sub> są wyższe niż w przypadku bloków z turbinami gazowymi. Wyższa wymagana cena do osiągnięcia zwrotu w ciągu 5 lat spowodowana jest wyższymi kosztami transportu amoniaku. Niemniej jednak mało prawdopodobne jest aby cena emisji dwutlenku węgla od roku 2026 była trzy razy wyższa niż prognozowana i utrzymywała się przez 20 lat.

Z tego powodu sprawdzono jak powinna się zmieniać ta cena w ciągu 5 lat, aby poszczególne warianty osiągnęły wartość NPV=0 w piątym roku eksploatacji. W celu uzyskania zwrotu z inwestycji w ciągu pięciu lat eksploatacji cena emisji dwutlenku węgla musiałaby drastycznie wzrosnąć w krótkim czasie, a następnie utrzymać przez pozostały okres eksploatacji. Przyjęta prognoza zakłada wzrost ceny emisji CO<sub>2</sub> do poziomu 1,25 zł/kg dopiero w roku 2045, a przedstawione na Rys. 105 ceny osiągają wyższe wartości już w roku 2031. Prawdopodobieństwo wystąpienia takiej sytuacji jest znikome.



Rys. 105. Zmiana ceny emisji dwutlenku węgla w ciągu 5 lat osiągająca wartość stałą i zapewniająca NPV=0 w piątym roku eksploatacji dla analizowanych wariantów.



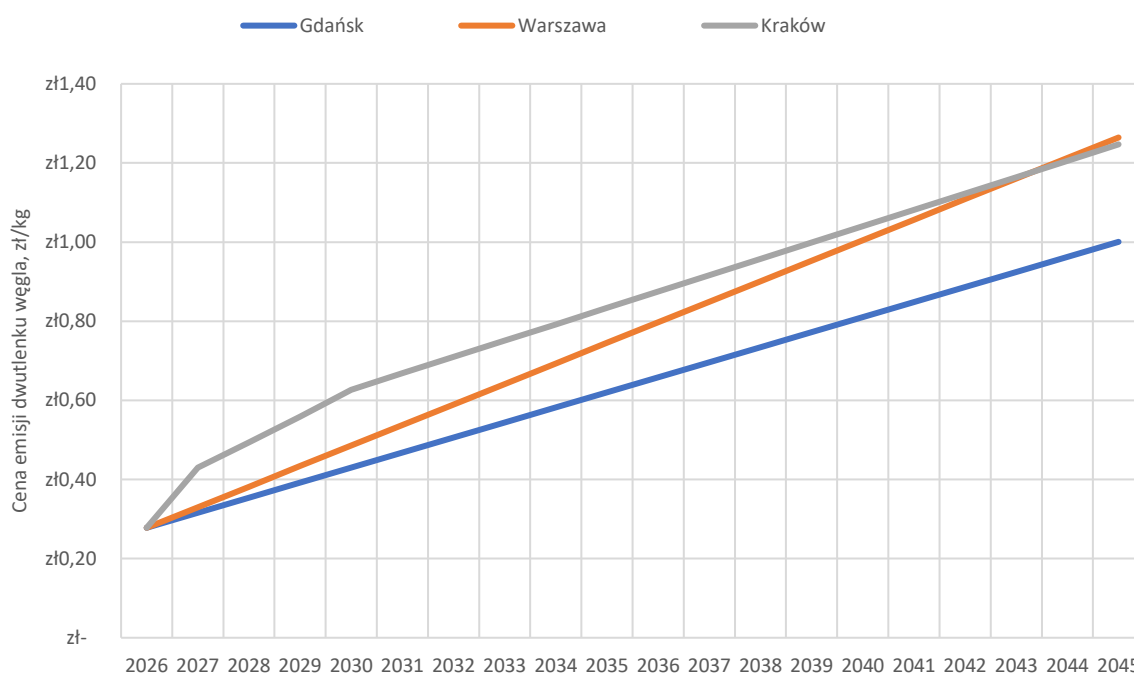
Rys. 106. Zmiana ceny emisji dwutlenku węgla w ciągu 10 lat osiągająca wartość stałą i zapewniająca NPV=0 w dziesiątym roku eksploatacji dla analizowanych wariantów.

Podobnie jak w scenariuszu z obniżką cen amoniaku, postanowiono sprawdzić jak powinna się zmieniać cena emisji dwutlenku węgla w ciągu 10 lat, aby uzyskać zwrot z inwestycji w ciągu 10 lat eksploatacji kotła przemysłowego. Poziom cen osiągniętych w tym scenariuszu jest bliższy przyjętej prognozie cen emisji dwutlenku węgla niż w przypadku scenariusza dla pięcioletniego zwrotu. Według wyników zaprezentowanych na Rys. 106 wymagają one ceny emisji dwutlenku węgla na poziomie 1,20 zł/kg dla

Gdańska, co jest wartością niższą niż według prognozy w 2045. Pozostałe lokacje wymagają wyższego poziomu cen, przez co ich szybszy zwrot niż przewidywano jest mniej prawdopodobny.

Ze względu na pozytywny wynik NPV dla kotłów płomienicowo-płomieniówkowych sprawdzono, podobnie jak w przypadku ceny amoniaku, jak musiałaby się zmieniać cena emisji dwutlenku węgla, aby wynik inwestycja zwrócił się po 20 latach eksploatacji pomimo wolniejszego przyrostu ceny emisji CO<sub>2</sub>.

Zgodnie z wykresem przedstawionym na Rys. 107 najwyższą cenę, czyli 1,26 zł/kg dwutlenku węgla, osiąga wariant dla Warszawy. Jest to cena wyższa niż zakłada przyjęta prognoza, a więc wskazuje na to, że wariant ten nie powinien się zwracać jak to zostało zaprezentowane w wynikach finansowych dla tego wariantu. Jednakże tutaj założony jest liniowy stały wzrost cen emisji, a przyjęta prognoza według której wykonane są obliczenia analizy ekonomicznej wskazuje na nieliniowy wzrost cen. Można to zauważyć porównując wzrost cen emisji dwutlenku węgla dla Krakowa oraz Gdańska czy Warszawy. Kraków osiąga wartość NPV równą 0 po 20 latach eksploatacji przy przyjętej prognozie, dlatego można tak porównać te warianty. Z kolei obiekt przemysłowy zlokalizowany w Gdańsku wymagałby niższej ceny emisji do osiągnięcia zwrotu z inwestycji, co daje tej lokacji pewien zapas cenowy na tą inwestycję.



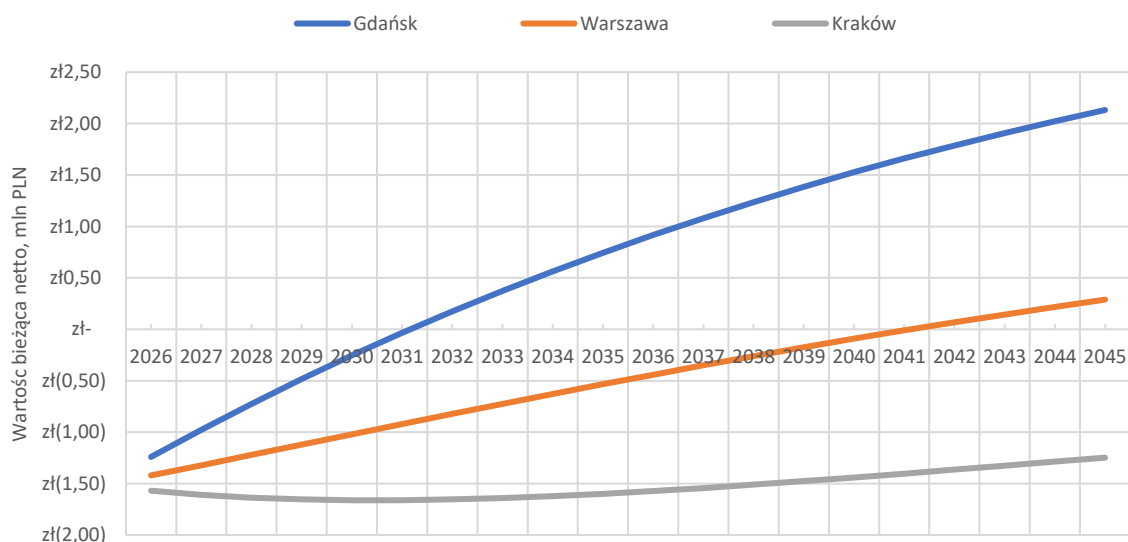
Rys. 107. Wykres cen emisji dwutlenku węgla dla pesymistycznego wariantu wolniejszego wzrostu.

Wpływ zmian cen amoniaku oraz emisji dwutlenku węgla na wyniki finansowe analizowanych wariantów jest znaczny, co udowodniono w przypadku bloków z kotłem węglowym czy blokach z turbiną gazową, toteż w kolejnym kroku przeanalizowano wpływ zmian obu tych parametrów jednocześnie na wartość bieżącą netto projektu.

W pierwszym scenariuszu analizy wrażliwości na oba te parametry przyjęto, że cena amoniaku będzie stała i niższa o 30% niż w roku 2026, a cena emisji dwutlenku węgla będzie stała i dwa razy wyższa niż w roku 2026 zgodnie z prognozą. Przyjęta cena amoniaku to 1,69 zł/kg, a emisji CO<sub>2</sub> 0,56 zł/kg.

Jak można zauważyć na Rys. 108 w zależności od odległości obiektu przemysłowego od centrum sprzedaży amoniaku wyniki finansowe mogą być znacznie różne. Negatywny wynik finansowy uzyskuje

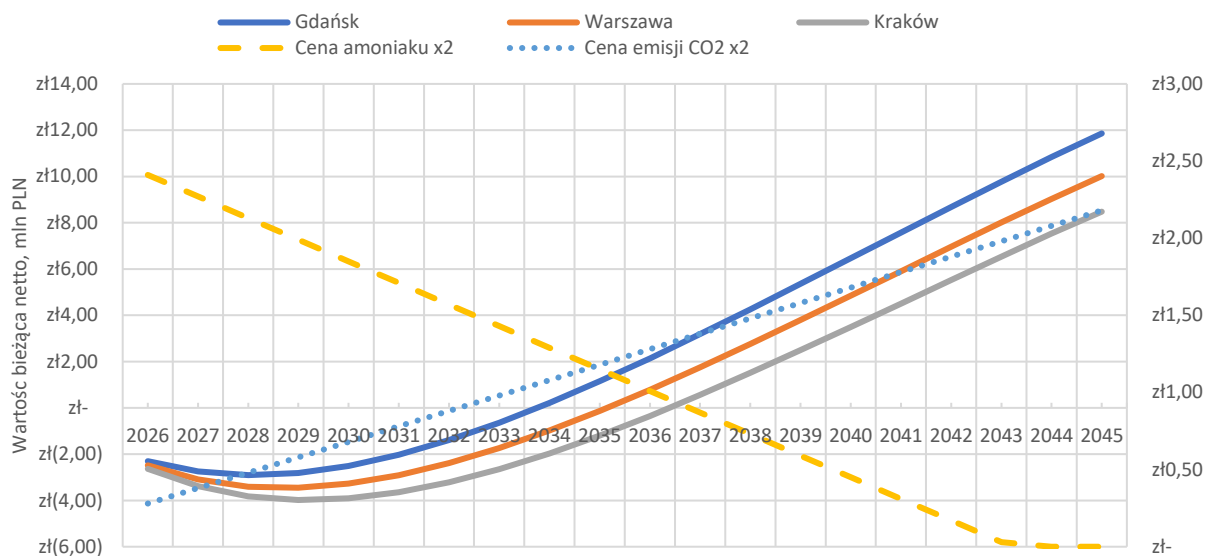
obiekt przemysłowy zlokalizowany w Krakowie. Obiekt położony w Warszawie osiąga pozytywna wartość NPV, jednakże jest ona niemal 10 razy mniejsza niż w przypadku Gdańska (2,13 mln zł w Gdańsku oraz 0,29 mln zł w Warszawie). Gdyby taka sytuacja cenowa miała miejsce to wszystkie obiekty przemysłowe znajdujące się w pobliżu centrum dystrybucji amoniaku mogły by osiągnąć zwrot z inwestycji w ciągu 5 lat. Jednakże w rzeczywistym otoczeniu ekonomicznym, oba te parametry będą mogły zmieniać się inaczej od prognozy oraz zaprezentowanego scenariusza.



Rys. 108. Wpływ niższej ceny amoniaku oraz wyższej ceny emisji CO<sub>2</sub> na wartość NPV poszczególnych wariantów.

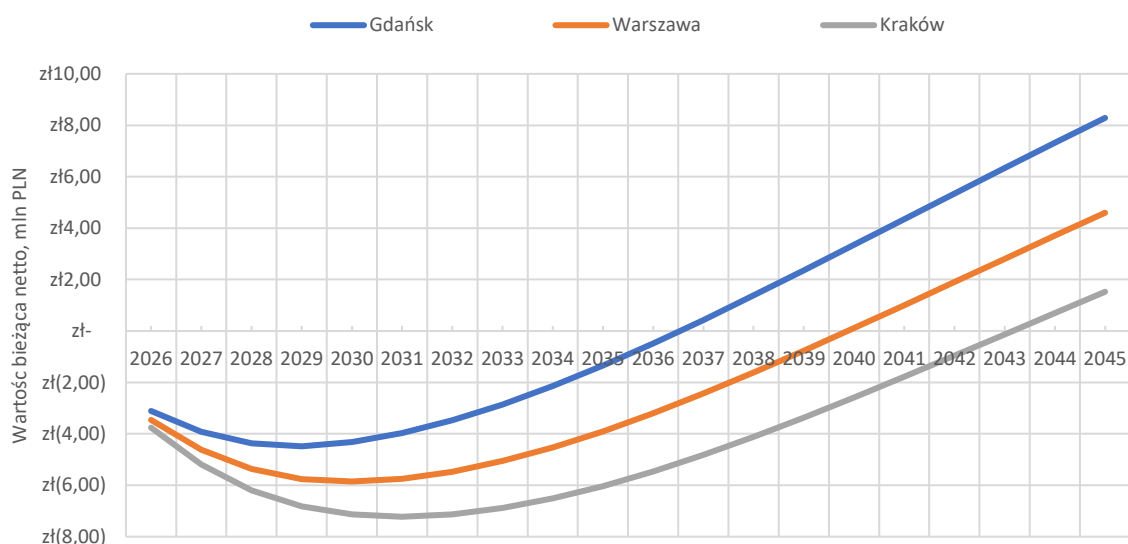
W następnej kolejności sprawdzono wyniki analizy wrażliwości w scenariuszu gdy cena amoniaku maleje dwukrotnie szybciej niż prognozowano, a cena emisji dwutlenku węgla wzrasta dwukrotnie szybciej niż założono w przyjętej prognozie. Wyniki tego scenariusza przedstawione zostały na Rys. 109. Przy przyjętej dwukrotnie szybszej prognozie zmian cen amoniaku oraz emisji dwutlenku węgla analizowane przypadki uzyskują NPV=0 w latach 2034 – 2036, co pozwala na pracę tych układów jeszcze przez 10 lat i generowanie dodatkowych zysków (w porównaniu do stanu referencyjnego) zwiększających NPV pod koniec rozpatrywanego zakresu czasu. Wyniki są również dobre dla obiektów przemysłowych znacznie oddalonych od centrum sprzedaży amoniaku, takich jak Kraków. Jest to jednak optymistyczny scenariusz w którym cena amoniaku pod koniec wykonywanej analizy jest równa zero, co jest wartością skrajną i mało prawdopodobną.

Jako ostatnie scenariusze analizy wrażliwości przyjęto scenariusze zmiany udziału amoniaku w spalonym paliwie w danych blokach. Do analizy ekonomicznej przyjęto 10% amoniaku w paliwie, jednakże na potrzeby analizy wrażliwości wykonano analizę i przedstawiono również wyniki finansowe dla udziałów amoniaku wynoszących odpowiednio 20% oraz 5%.



Rys. 109. Wpływ dwukrotnie szybszego obniżania się cen amoniaku i wzrostu cen emisji CO<sub>2</sub> na NPV analizowanych wariantów.

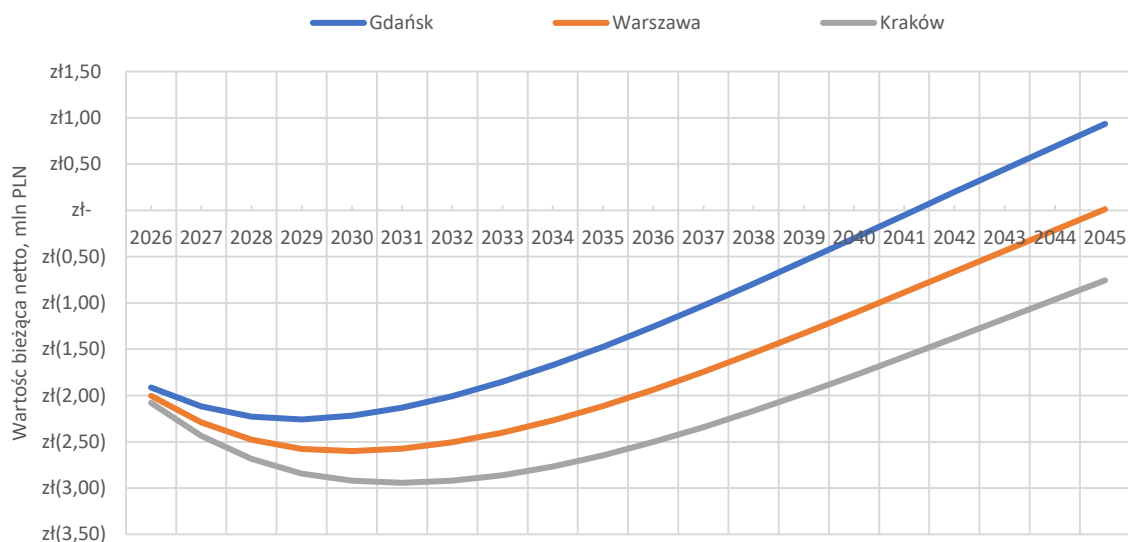
Scenariusz analizy wrażliwości dla udziału amoniaku w wysokości 20% przedstawia przynajmniej dwukrotnie lepsze wyniki finansowe dla współspalania gazu ziemnego i amoniaku w kotle przemysłowym (Rys. 110) niż w przypadku stanu referencyjnego. Straty finansowe na początku eksploatacji są większe niż w przypadku udziału amoniaku 10%, jednakże po stratach ponoszonych do 2030 roku, wszystkie analizowane obiekty przemysłowe osiągają pozytywne wyniki finansowe, które w przypadku Gdańska oraz Warszawy są w 20 roku eksploatacji około dwukrotnie wyższe niż w przypadku scenariusza przedstawiającego dwukrotnie szybszy zmian cen. Co więcej wzrost udziału amoniaku w spalaniu jest możliwy poprzez zastosowanie innych palników do spalania mieszanki lub dodatkowych palników do spalania amoniaku i nie opiera się na zmianie cen amoniaku.



Rys. 110. Wyniki finansowe dla udziału amoniaku w paliwie wynoszącego 20%.

Scenariusz analizy wrażliwości dla udziału amoniaku w wysokości 5% przedstawia gorsze wyniki niż w przypadku udziału 20%. Obiekt położony w Krakowie nie zwraca się w ciągu 20 lat, a obiekt położony w

Warszawie osiąga gorszy wynik i dopiero po 20 latach się zwraca, co jest znacznie gorszym wynikiem niż w przypadku wyników analizy finansowej. Zmniejszenie ilości zakupionego amoniaku do spalania, w celu redukcji kosztów zakupu amoniaku, nie uzasadnia ekonomicznie kosztów poniesionych poprzez zwiększoną emisję CO<sub>2</sub>. Analiza wrażliwości dla udziału amoniaku wykazała, że zwiększenie udziału amoniaku w paliwie do 20% pozwala osiągnąć lepsze wyniki finansowe.

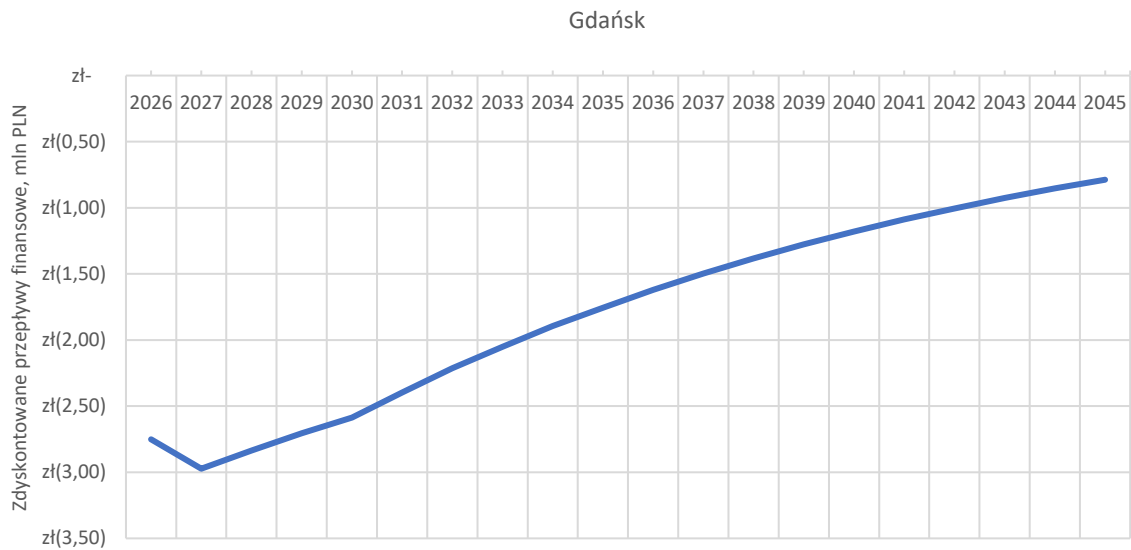


Rys. 111. Wyniki finansowe dla udziału amoniaku w paliwie wynoszącego 5%.

Przedstawiona powyżej analiza ekonomiczna oraz jej kontynuacja w postaci analizy wrażliwości wskazuje na opłacalność przedsięwzięcia współspalania gazu ziemnego z amoniakiem w obiektach przemysłowych korzystających z gazowych kotłów płomienicowo-płomieniówkowych do produkcji ciepła technologicznego. Zgodnie z wynikami analizy ekonomicznej modernizacja kotłów płomienicowo-płomieniówkowych w obiektach przemysłowych przynosi oszczędności pozwalającą na zwrot z inwestycji w porównaniu do pracy bloku referencyjnego spalającego jedynie gaz ziemny. Wykonana analiza wrażliwości wskazuje, że wyniki finansowe dla obiektów przemysłowych mogą być lepsze jeśli dojdzie do szybszej zmiany ceny w analizowanych powyżej kierunkach oraz zostanie zastosowany większy udział amoniaku, tj. 20%. Równocześnie sprawdzono, że cena amoniaku w przyszłych latach musiała by wolniej spadać niż w przypadku przyjętej prognozy, aby inwestycja zakończyła się NPV=0 pod koniec eksploatacji (poza obiektem położonym w Krakowie), co wskazuje na właściwy kierunek modernizacji, niejako odporny na wysoką cenę amoniaku. Z wykonanej powyżej analizy można również wywnioskować znaczny wpływ odległości na jaką transportowany jest amoniak na wynik finansowy analizowanego obiektu przemysłowego. Wyższe odległości powodują znacznie gorsze wyniki finansowe dla kotła przemysłowego niż w przypadku innych rodzajów transportu.

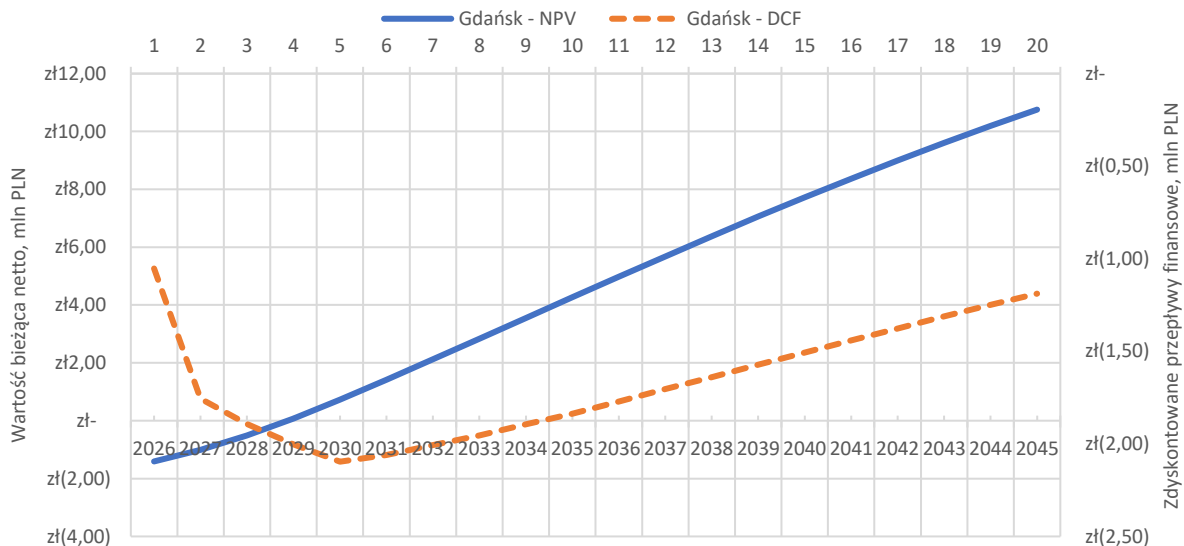
Należy jednak pamiętać, że wynik finansowy przedstawiony jest w postaci porównawczej do stanu referencyjnego spalającego jedynie gaz ziemny. Przedstawione warianty modernizacji umożliwiają zaoszczędzenie środków finansowych w porównaniu do stanu referencyjnego, jednakże nie przynoszą one realnego zysku przez cały okres trwania eksploatacji. Jest to dla przykładu zaprezentowane dla scenariusza, w którym udział amoniaku wynosi 20%. Pomimo pozytywnego NPV w porównaniu do stanu referencyjnego, przepływy finansowe widoczne na Rys. 112 są ujemne przez cały okres eksploatacji kotła. Pomimo znacznie korzystniejszego finansowo udziału amoniaku w spalanej mieszance, współspalanie amoniaku z gazem ziemnym w kotłach płomienicowo-płomieniówkowych nie przynosi zamierzonego skutku finansowego, jakim powinien być zysk, czy wygenerowana

oszczędność z eksploatacji tych kotłów. Jest to przede wszystkim wynik przyjętych prognoz cen gazu ziemnego oraz cen amoniaku.



Rys. 112. Zdykontowane przepływy finansowe dla kotła przemysłowego w Gdańsku.

Podobnie jak w przypadku poprzednio analizowanych bloków w celu poprawy wyników finansowych analizowanych wariantów sprawdzono scenariusz zakładający dofinansowanie dla zmodernizowanych kotłów przemysłowych współspalających gaz ziemny oraz amoniak z funduszy unijnych lub krajowych na zakup amoniaku z tytułu ograniczenia emisji dwutlenku węgla. Scenariusz obliczeniowy wykonano dla założenia, że dofinansowanie wynosi 50% dla obiektu przemysłowego położonego w Gdańsku.

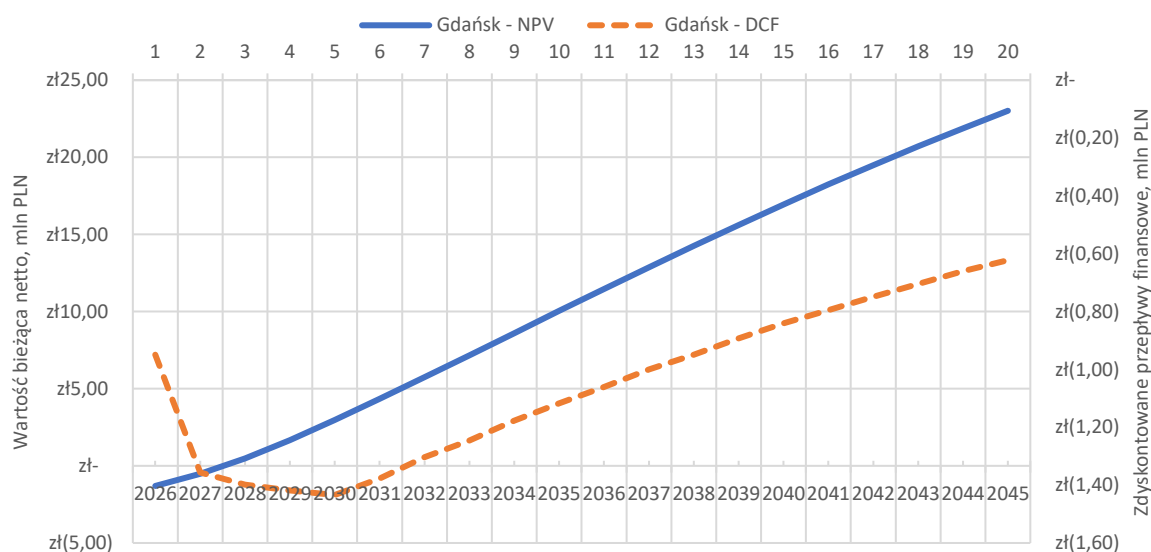


Rys. 113. Wynik NPV oraz DCF dla kotła przemysłowego w Gdańsku z 50% dofinansowania na zakup amoniaku.

Dofinansowanie 50% do zakupu amoniaku poprawia wartość NPV inwestycji, która przekracza wartość uzyskaną dla 20% udziału amoniaku. Co więcej dzięki dofinansowaniu przepływy finansowe zaczynają wzrastać od roku 2030, co wskazuje na możliwość uzyskania pozytywnych przepływów finansowych po roku 2045. NPV projektu jest pozytywne od roku 2029 i wzrasta z każdym kolejnym rokiem. Czas zwrotu w przypadku korzystania z dofinansowania wynosi 3 lata. Należy jednak pamiętać, że przedstawiony

NPV jest wynikiem porównania do stanu referencyjnego. Jak można zauważyć na Rys. 113 zdyskontowane przepływy finansowe w pierwszych latach eksploatacji, tj. do 2030 roku maleją. Dofinansowanie na zakup amoniaku skutecznie obniża koszt zakupu dla kotła przemysłowego, dając podobne wyniki jak w przypadku scenariusza rozpatrzonego na Rys. 110.

Pozytywne wyniki dla zwiększonego udziału amoniaku w spalanej mieszance oraz dofinansowania na zakup amoniaku wskazują na właściwy kierunek w przypadku obiektów przemysłowych. Z tego powodu w kolejnym scenariuszu sprawdzono wynik NPV w porównaniu do stanu referencyjnego oraz zdyskontowane przepływy finansowe dla obiektu przemysłowego położonego w Gdańsku, stosującego 20% amoniaku w spalanej mieszance oraz korzystającego z unijnych bądź krajowych dofinansowań do zakupu amoniaku na poziomie 50%.



Rys. 114. Wynik NPV oraz DCF dla kotła przemysłowego w Gdańsku, 20% udziału amoniaku oraz 50% dofinansowania na zakup amoniaku.

Wyniki wykonanej analizy zostały przedstawione na Rys. 114. NPV wykonanej inwestycji w porównaniu do stanu referencyjnego jest około dwukrotnie wyższe 23 mln zł dla obiektu w Gdańsku z większym udziałem amoniaku i dofinansowaniem w porównaniu do 11 mln zł dla obiektu w Gdańsku jedynie z dofinansowaniem. NPV inwestycji jest pozytywne już od roku 2028, a czas zwrotu można określić na 2 lata. Zdyskontowane przepływy finansowe osiągają lepsze wyniki niż w przypadku poprzedniego scenariusza. Przepływy te zaczynają rosnąć w roku 2030, podobnie jak w scenariuszu poprzednim, jednakże osiągają wyższą wartość. Jednakże pomimo zastosowania wyższego udziału amoniaku w spalanej mieszance oraz 50% dofinansowań na zakup amoniaku, zdyskontowane przepływy finansowe są ujemne przez analizowane 20 lat eksploatacji kotła przemysłowego. Wskazuje to na konieczność opracowania technologii pozwalających na spalanie większych ilości amoniaku w mieszance oraz wymóg niższej ceny amoniaku aby ekonomicznie uzasadnić wprowadzenie technologii współspalania amoniaku do polskich obiektów przemysłowych.

### 3.6. Rekomendacje dotyczące wyboru jednostek wytwórczych

W niniejszym podrozdziale zostaną podsumowane w kolejnych akapitach wyniki finansowe oraz ich części składowe analizowanych wariantów spalania amoniaku. Podsumowanie każdej części zamknięte zostanie rekomendacją dla danego obiektu wraz z możliwym kierunkiem rozwoju. Finalna rekomendacja dotycząca kierunku rozwoju technologii współspalania amoniaku z paliwem kopalnym

została zawarta pod koniec tego podrozdziału. Analizy finansowe zostały wykonane przy zachowaniu parametrów porównawczych takich jak koszty transportu amoniaku (opisane w 3.2) do obiektów w wybranych lokalizacjach oraz koszt budowy instalacji magazynującej amoniak opisanej w 3.3. Rekomendacja obejmuje szczegółowy opis kotła energetycznego, przemysłowego oraz turbiny gazowej. Na podstawie wyników finansowych adaptacja kotła rusztowego klasy WR-25 do BP-2450 została pominięta ze względu na konieczność zastępowania wyeksploatowanych, starych kotłów rusztowych na węgiel kamienny przez wysokosprawne jednostki gazowe.

Analiza ekonomiczna została wykonana dla kilku wybranych lokacji, które służyły za punkt reprezentatywny danego regionu, czy odległości od punktu dystrybucji amoniaku. Lokalizacje, które zostały uwzględnione dla kotła węglowego to Dolna Odra, Kozienice oraz Rybnik, dla turbiny gazowej Dolna Odra oraz Włocławek, a dla kotła przemysłowego Gdańsk, Warszawa oraz Kraków.

Dolna Odra oraz Gdańsk są to lokalizacje, które mogą znaleźć się najbliżej portu amoniaku, dlatego też koszt transportu dla tych lokacji jest najniższy. Wybrano tą lokalizację wszystkich analizowanych wariantów w celu przedstawienia optymistycznego wariantu bliskości punktu dystrybucyjnego.

Kozienice, Warszawa oraz Włocławek są to lokalizacje, które znajdują się w większej odległości od punktu dystrybucji amoniaku i reprezentują centralną część kraju. W zależności od scenariusza transportu amoniaku koszty te są różne. Preferowaną metodą transportu amoniaku jest transport amoniaku barką transportem rzeczny.

Rybnik oraz Kraków są to lokalizacje o największej odległości od założonych punktów dystrybucji amoniaku oraz o braku możliwości transportu amoniaku drogą wodną (w przypadku Krakowa nierekomendowany jest transport amoniaku barką ze względu na wielkość jednorazowego transportu). Lokalizacje te reprezentują odleglejsze części kraju, które wymagają bardziej kosztownych metod transportu amoniaku, a więc są to scenariusze o pesymistycznych założeniach.

Na podstawie wykonanych analiz ekonomicznych pod kątem kosztów transportu rekomenduje się w pierwszej kolejności modernizację jednostek, które są w najbliższej możliwej odległości od punktów dystrybucji amoniaku, np. elektrownia Dolna Odra. W celu zmniejszenia kosztów transportu amoniaku rekomenduje się budowę rozproszonych zakładów produkcji oraz punktów dystrybucji amoniaku na terenie całego kraju, aby możliwie zminimalizować koszty transportu. Jednostkowe koszty transportu amoniaku zostały zbiorczo zaprezentowane w Tab. 65.

Koszty transportu amoniaku przy zastosowaniu barki są najniższe ze wszystkich analizowanych metod transportu. W przypadku geograficznej możliwości transportu amoniaku barką oraz zasadności technicznej wyboru tego transportu (odpowiedni wolumen) należy w pierwszej kolejności przewidzieć taki rodzaj transportu, pomimo większych nakładów finansowych niż w przypadku innych metod transportu. Transport amoniaku drogą wodną jest rekomendowanym rodzajem transportu amoniaku dla jednostek energetyki zawodowej.

Kolejną metodą transportu amoniaku o niskim koszcie jest transport amoniaku przy zastosowaniu rurociągu. Jest on 3,75 razy droższy niż przypadku barki, jednakże umożliwia on transport amoniaku w miejsca ubogie w wodne kanały dystrybucji amoniaku. Jest to jednak rodzaj transportu, który należy indywidualnie rozpatrzyć dla każdej lokalizacji, ze względu na wysokie koszty inwestycyjne w rurociąg amoniaku (omówione na przykładzie w 3.2.1).

Pozostałe metody transportu są o wyższym koszcie, jednakże są one alternatywą niewymagającą znacznych nakładów finansowych. Transport amoniaku cysternami samochodowymi jest zalecany dla kotłów przemysłowych, które wymagają mniejszego wolumenu amoniaku w danej jednostce czasu.

Tab. 65. Jednostkowe koszty transportu amoniaku.

Rodzaj transportu	Koszt transportu, zł/ton na 100 km
rurociąg	9,00
barka	2,40
cysterna kolejowa	40,00
cysterna samochodowa	80,00

Analiza ekonomiczna dla współspalania amoniaku z węglem w kotle węglowym energetycznym została wykonana dla trzech lokalizacji reprezentujących poszczególne regiony Polski, tj. Dolna Odra, Kozienice oraz Rybnik. Każda z analizowanych lokacji uwzględnia transport amoniaku do spalania przy wykorzystaniu różnych rodzajów transportu amoniaku. Wyniki analizy finansowej zaprezentowane na Rys. 71 wskazują na ujemną wartość finansową projektu niezależnie od lokalizacji zmodernizowanego bloku czy rodzaju przyjętego transportu. Wynik ten poddaje w wątpliwość zastosowanie współspalania amoniaku wraz z węglem w energetyce zawodowej. Ujemny wynik finansowy jest spowodowany niską ceną emisji dwutlenku węgla oraz wysoką ceną amoniaku w pierwszych 5 latach eksploatacji bloku, co powoduje znaczne straty finansowe w porównaniu do stanu sprzed modernizacji, który nie musiał ponieść wysokich kosztów zakupu amoniaku. Po roku 2034 oszczędności względem stanu referencyjnego rosną w każdym roku eksploatacji. Oznacza to, że zmodernizowane bloki nie będą przynosić zysków, jednakże będą generować mniejsze straty. Koszt ten może być konieczny w celu utrzymania mocy zainstalowanej w Polskim systemie elektroenergetycznym dlatego też powinno się dążyć do jego minimalizacji. Analiza wrażliwości wykonana dla kotła energetycznego wskazuje, że nawet skrajne scenariusze zmian na rynku globalnym czy europejskim nie są w stanie podnieść wartości NPV oraz przepływów finansowych projektu do poziomu zadowalającego.

Analiza finansowa poddaje w wątpliwość opłacalność ekonomiczną modernizacji bloków węglowych do współspalania amoniaku oraz węgla. Bloki te będą przynosić straty finansowe, które dopiero po roku 2034 będą mniejsze niż w przypadku bloków niezmodyfikowanych. Na tej podstawie nie jest rekomendowane stosowanie współspalania paliwa kopalnego z amoniakiem w sektorze energetycznym w kotłach węglowych. Sugeruje się rozpoczęcie szeroko zakrojonej dyskusji na temat strategii rozwoju tego sektora z uwagi na zachowanie stabilności KSE do czasu występowania wystarczającej dostępności mocy bloków gazowo-parowych. W sytuacji podjęcia decyzji o utrzymaniu pracy i modernizacji tych bloków – modernizowane bloki węglowe powinny pozostać w użyciu tak długo, aż w sieci elektroenergetycznej nie powstaną nowe źródła, które mogą ekologicznie oraz finansowo w sposób dodatni je zastąpić.

Analiza ekonomiczna dla współspalania amoniaku z gazem ziemnym w turbinie gazowej została wykonana dla bloków gazowo-parowych, które cechują się wyższą sprawnością niż bloki, które stosują jedynie obieg z turbiną gazową. Znaczna większość budowanych nowych bloków gazowych wykonana jest właśnie w technologii połączenia obiegu gazowego oraz parowego, dlatego też w analizie oparto się na nich, by odzwierciedlić aktualne posunięcia rynkowe. Analiza ta została wykonana dla dwóch lokalizacji Dolna Odra oraz Włocławek, które reprezentują wysoko sprawne duże bloki gazowo-parowe. Każda z analizowanych lokacji uwzględnia transport amoniaku do spalania przy wykorzystaniu rurociągów, kolei oraz dróg wodnych. Wyniki finansowe zaprezentowane na Rys. 72 wskazują na pozytywny efekt finansowy planowanej modernizacji. Wyniki NPV dla każdego analizowanego wariantu są pozytywne a ich wartość zależy od przyjętego środka transportu amoniaku do wybranego bloku gazowo-parowego. Na tej podstawie można stwierdzić, że bloki gazowo-parowe są odpowiednie do zastosowania technologii współspalania amoniaku z paliwem kopalnym w celu obniżenia emisji dwutlenku węgla. Należy jednak pamiętać, że pozytywny wynik finansowy został obliczony względem stanu referencyjnego, który spala jedynie gaz ziemny. Rzeczywiste przepływy finansowe bloku po

modernizacji są ujemne, co zostało zaprezentowane w Tab. 46 – Tab. 52. Oznacza to, że względem stanu referencyjnego zmodernizowane bloki będą przynosić mniejsze straty finansowe w porównaniu do jednostek niezmodernizowanych. Analiza wrażliwości wykonana dla bloków gazowo-parowych sprawdziła jak zmiany poszczególnych parametrów wpływają na finalny wynik finansowy. Możliwe jest wystąpienie sytuacji gdy zmiana ceny amoniaku inna niż przyjęta w prognozie znacznie poprawi wynik NPV zmodernizowanego bloku. Udowodniono również, że cena amoniaku musiałaby znacznie wolniej maleć na przestrzeni lat, aby modernizacja zwróciła się po 20 latach. Jednakże pomimo przeanalizowania scenariusza z dofinansowaniem na zakup amoniaku, który osiąga najlepsze wyniki finansowe, nie uzyskano pozytywnego przepływu finansowego. Co więcej analiza wrażliwości wskazuje, że mniejszy udział amoniaku w współspalaniu przynosi większe korzyści finansowe niż zastosowanie jego większej ilości niż 10%. Spowodowane jest to wysoką ceną amoniaku, która w porównaniu do ceny emisji dwutlenku węgla nie powoduje zamierzonej oszczędności wynikającej z mniejszej ilości emitowanego CO<sub>2</sub>.

Modernizacja bloków gazowo-parowych jest rekomendowana ze względu na korzystniejsze wyniki finansowe niż w przypadku bloków węglowych. Bloki te po modernizacji powinny pracować w systemie elektroenergetycznym, pomimo generowania ujemnych przepływów finansowych, aby uniknąć ewentualnej sytuacji braku mocy elektrycznej. Równoległe powinny być wykonywane badania oraz prace mające na celu zwiększenie ilości amoniaku możliwego do współspalania oraz rozbudowy rodzimej gospodarki amoniaku w celu zwiększenia podaży amoniaku na rynku polskim oraz stabilizacji ceny amoniaku na niższym poziomie.

Analiza ekonomiczna dla współspalania amoniaku z paliwem kopalnym w kotle przemysłowym została wykonana dla obiektów przemysłowych korzystających z kotłów płomienicowo-płomieniówkowych zasilanych gazem ziemnym. Obliczenia zostały wykonane dla trzech wirtualnych jednostek przemysłowych znajdujących się w trzech różnych lokacjach w Polsce, tj. w Gdańsku, Warszawie oraz Krakowie. Ze względu na wielkość konsumpcji amoniaku w tych układach przyjęto, że amoniak jest transportowany do tych obiektów jedynie za pomocą transportu drogowego – cystern samochodowych. Wyniki finansowe zaprezentowane na Rys. 73 wskazują na pozytywny wynik finansowy dopiero po przynajmniej 12 latach eksploatacji, co w przypadku jednostek przemysłowych, gdzie inwestycje planowane są z trzy- lub pięcioletnim czasem zwrotu jest wynikiem trudnym do przyjęcia. Wynik NPV zależy również, oprócz ceny emisji dwutlenku węgla i amoniaku, od kosztów transportu, które są znaczne w przypadku transportu drogowego. Wynik NPV dla obiektu przemysłowego zlokalizowanego w Krakowie osiąga wartość równą 0 pod koniec rozpatrywanego okresu, czyli w roku 2045. Na podstawie wyników wykonanej analizy Rys. 73 można stwierdzić, że modernizacja kotłów przemysłowych gazowych do współspalania amoniaku oraz gazu ziemnego pozwala na wygenerowanie oszczędności w porównaniu do stanu referencyjnego od roku 2029, dlatego modernizowanie tych jednostek jest bardziej opłacalne ekonomicznie. Należy jednak pamiętać, że pomimo dłuższego niż zwyczajowo przyjętego w przemyśle czasu zwrotu, zaprezentowany NPV jest przedstawiony jako zysk w porównaniu do stanu referencyjnego. Przepływy finansowe zmodernizowanego kotła przemysłowego są ujemne i powodują straty na rzecz obiektu przemysłowego, co zostało zaprezentowane w Tab. 55 – Tab. 57. Analiza wrażliwości wykonana dla obiektów przemysłowych przynosi podobne wnioski jak w przypadku analizy wrażliwości dla bloków gazowo-parowych, gdzie możliwe jest wystąpienie sytuacji, gdy zmiana ceny amoniaku inna niż przyjęta w prognozie znacznie poprawi wynik NPV zmodernizowanego bloku. Różnią się one jednak w wartości udziału amoniaku do współspalania. W przypadku kotłów przemysłowych większy udział amoniaku w współspalaniu przynosi większe korzyści finansowe, pomimo początkowych większych strat niż zastosowanie mniejszej ilości niż 10%. Wysoka sprawność cieplna kotłów płomienicowo-

ptomieniówkowych wpływa na lepsze wyniki finansowe pomimo wysokiego kosztu amoniaku spowodowanego jego większym udziałem we współspalaniu.

Modernizacja kotłów przemysłowych jest możliwa ze względu na korzystniejsze wyniki finansowe niż w przypadku stanu referencyjnego. Obiekty te będą pracować z ujemnym wynikiem finansowym, jednakże będzie to mniejsza strata finansowa dla obiektu przemysłowego niż w przypadku pozostania przy spalaniu samego paliwa kopalnego. W celu poprawy wyników finansowych dla kotła przemysłowego i wsparcia polskiego przemysłu powinny być wykonywane badania oraz prace mające na celu zwiększenie ilości amoniaku możliwego do współspalania, rozbudowę rodzimej gospodarki amoniaku oraz system dofinansowań do zmodernizowanych bloków. Rekomenduje się modernizację kotłów przemysłowych ptomienicowo-ptomieniówkowych w sytuacji, gdyż możliwe będzie współspalanie amoniaku w większym udziale oraz w sytuacji wystąpienia niższych cen amoniaku lub systemu dofinansowań.

Wyniki analizy finansowej dla wszystkich wykonanych rodzajów jednostek wytwórczych oraz wariantów lokalizacji czy transportu wskazują na potencjał zastosowania amoniaku do współspalania wraz z paliwem kopalnym. Jednakże przy aktualnych prognozach cen, cenach transportu i możliwych udziałach amoniaku do współspalania wszystkie analizowane warianty dają ujemne wyniki przepływów finansowych. Wyniki te są, jednakże, korzystniejsze niż w przypadku stanu referencyjnego, czyli pozostania przy spalaniu jedynie paliwa kopalnego.

Na podstawie wyników przeprowadzonej analizy sugeruje się rozpoczęcie szeroko zakrojonej dyskusji na temat strategii rozwoju kotłów węglowych w sektorze energetycznym do zastosowania współspalania amoniaku. Aktualne wyniki finansowe wspierają decyzję o nierekomendowaniu tej technologii, jednakże w przypadku konieczności zachowania mocy zainstalowanej w KSE, modernizacja może okazać się konieczna. Z kolei rekomenduje się modernizację już istniejących oraz budowę nowych dedykowanych bloków gazowych pracujących z większym udziałem amoniaku, tak aby móc kolejno odstawić najbardziej nierentowne kotły węglowe. Bloki gazowo-parowe posiadają wyższą sprawność, emitują mniej zanieczyszczeń oraz przynoszą większe korzyści finansowe niż w przypadku kotłów energetycznych, pomimo tego, że implementacja technologii współspalania amoniaku jest bardziej technicznie skomplikowana niż w przypadku istniejących kotłów węglowych. Należy dążyć do poprawy wyników finansowych omówionych wariantów poprzez współpracę międzynarodową, badania i rozwój technologii współspalania amoniaku oraz budowę rodzimej gospodarki wytwarzania zielonego amoniaku.

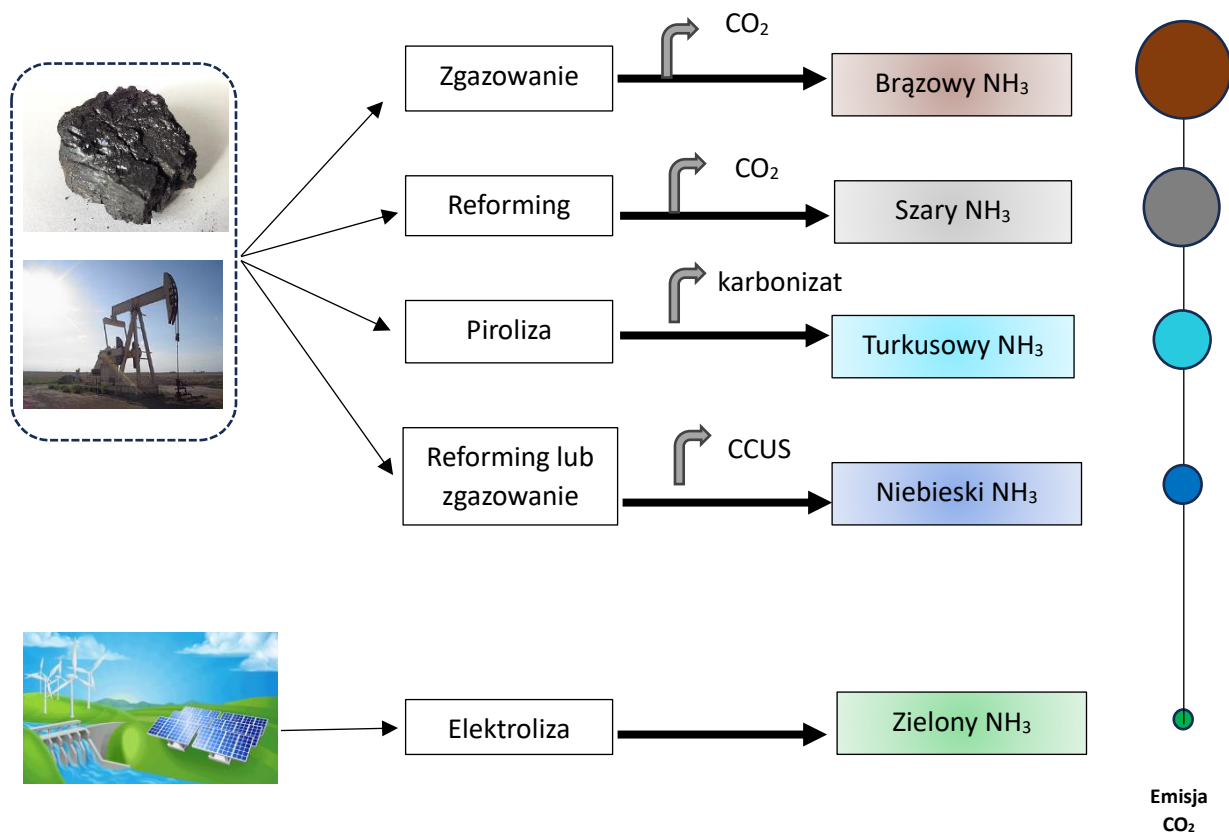
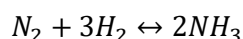
Modernizacja kotłów przemysłowych jest rekomendowana, gdy możliwe jest zastosowanie dofinansowań dla tej technologii oraz zwiększenie udziału współspalanego amoniaku.

#### 4 Określenie potencjału rynkowego i technologicznego dekarbonizacji energetyki przemysłowej i zawodowej w skali kraju oraz możliwości pozyskania amoniaku na ten cel

Przedstawione w rozdziale 2 analizy wykazały, że częściowa dekarbonizacja krajowej energetyki przemysłowej i zawodowej przy wykorzystaniu amoniaku jest możliwa pod względem technicznym. Kolejnym istotnym elementem tego procesu jest dostęp do źródeł zielonego NH<sub>3</sub>, gwarantujący niezakłóconą pracę zmodernizowanych jednostek.

Amoniak (NH<sub>3</sub>) w warunkach normalnych jest bezbarwnym gazem o ostrej woni, działa drażniąco na skórę i błony śluzowe. Największe ilości amoniaku w przemyśle zużywane są do produkcji nawozów sztucznych (80%) oraz do otrzymywania metodą Ostwalda tlenku azotu(II), który jest półproduktem w produkcji kwasu azotowego(V). Ponadto amoniaku używa się do produkcji węgla sodu (sody amoniakalnej) metodą Solvaya, materiałów wybuchowych, cyjanowodoru, tkanin syntetycznych, barwników i innych wyrobów przemysłu chemicznego. W niedalekiej przyszłości może stać się również paliwem niskoemisyjnym, posiadającym potencjał do przeprowadzenia zrównoważonej transformacji sektorów energetyki i przemysłu. Amoniak jest w stanie magazynować duże ilości energii, więc można go stosować jako ekologiczne paliwo w wielu dziedzinach, w których dekarbonizacja jest trudna.

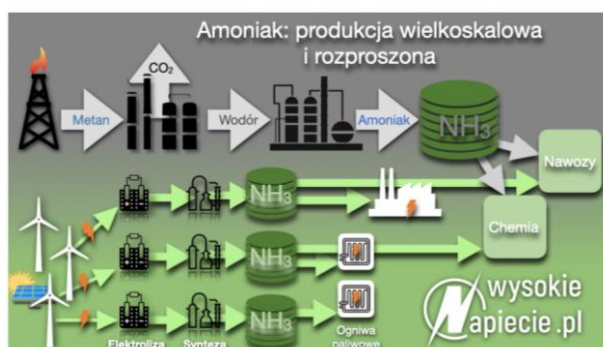
Amoniak produkowany jest tradycyjną metodą Habera-Boscha, który opracował bezpośrednią metodę jego syntezy z wodoru i atmosferycznego azotu na katalizatorze.



Rys. 115. Metody pozyskiwania wodoru do produkcji amoniaku. Na podstawie [93].

Jednym z głównych substratów w reakcji jest wodór, którego metody pozyskiwania charakteryzują się zróżnicowaną emisyjnością dwutlenku węgla, Rys. 115.

Około 83% produkcji amoniaku wykorzystuje wodór pochodzący z gazu ziemnego (wodór uzyskiwany w procesie parowego reformingu gazu ziemnego). Proces ten jest najbardziej rozpowszechniony na świecie i w Polsce. Jest to jednak metoda wysoko emisyjna, gdyż jednym z jej produktów jest dwutlenek węgla. Na tonę wyprodukowanego amoniaku powstają prawie 2 tony CO<sub>2</sub>. Szacuje się, że proces odpowiada za ok. 1,8% światowej emisji dwutlenku węgla. Dodatkowo sama synteza amoniaku wymaga wysokich temperatur (350°C – 550°C) oraz ciśnienia ok. 30MPa. Około 16% amoniaku wytwarza się w oparciu o półspalanie ciężkich węglowodorów lub produktów zgazowania węgla i koksu, pozostałe 0,5% w oparciu o elektrolizę wody [69]. Technologie wytwarzania niebieskiego i zielonego amoniaku należą do najmniej emisyjnych. Niebieski amoniak wykorzystuje szary lub brązowy wodór, ale jego proces produkcyjny jest zintegrowany z technologiami wychwytywania dwutlenku węgla, aby wychwycić do 90% emisji CO<sub>2</sub> związanych z cyklem życia amoniaku. Z kolei rozwój technologii pozyskiwania zielonego amoniaku będzie bardzo ważnym czynnikiem w drodze do przejścia na gospodarkę zeroemisyjną. Jej ideą jest pozyskiwanie energii elektrycznej z OZE do zasilania elektrolizera produkującego tlen i wodór, a następnie przekierowanie wodoru do procesu syntezy amoniaku. Metoda ta może przyczynić się do decentralizacji produkcji NH<sub>3</sub>, Rys. 116.



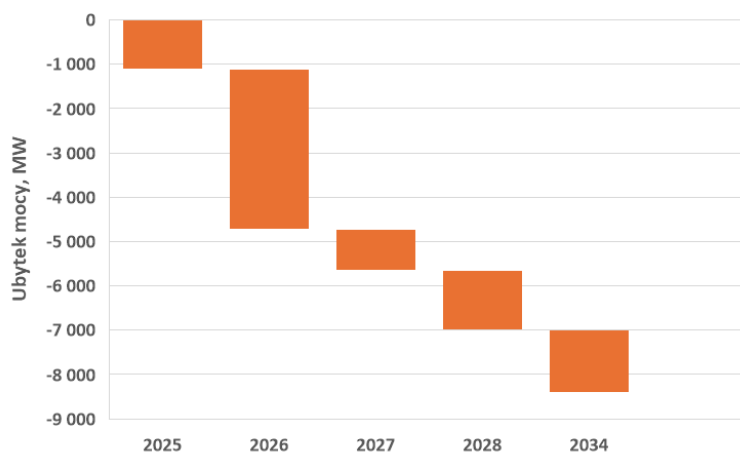
Rys. 116. Schemat wielkoskalowej i rozproszonej produkcji amoniaku. Źródło: [94].

Istotnym problemem w rozwijaniu krajowej produkcji zielonego wodoru, a co za tym idzie zielonego amoniaku, będzie m.in. specyfika wytwarzania energii z OZE oraz uwarunkowania geograficzne i klimatyczne. Obserwowana niestabilność podaży zielonej energii elektrycznej może wymusić konieczność inwestycji w magazyny energii (w celu zapewnienia ciągłości produkcji amoniaku) bądź rozbudowę węzłów logistycznych zapewniających import zielonego amoniaku na teren naszego kraju.

## 4.1 Analiza tempa i możliwego zakresu dekarbonizacji polskich jednostek wytwórczych energetyki przemysłowej i zawodowej

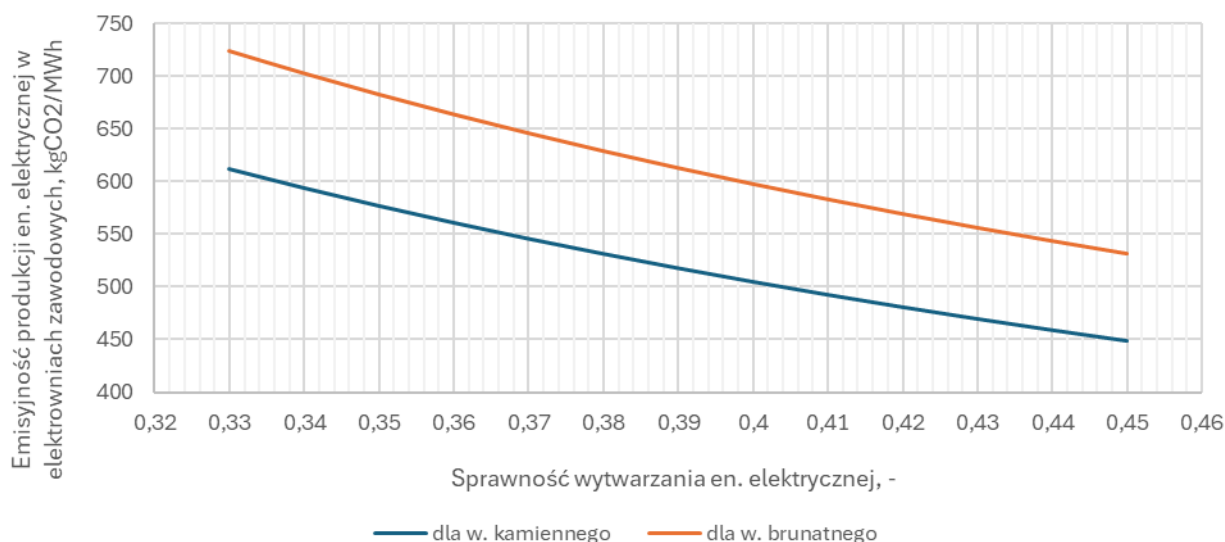
W obliczu dynamicznej transformacji sektora energetycznego oraz rosnącej presji na dekarbonizację, zielony amoniak zyskuje coraz większe znaczenie jako przyszłościowe paliwo i magazyn energii. W kontekście energetyki zawodowej, która odgrywa kluczową rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego kraju, potrzeba wdrażania innowacyjnych rozwiązań jest nieodzowna. Zielony amoniak, wytwarzany z wodoru produkowanego przy użyciu odnawialnych źródeł energii, jawi się jako jeden z obiecujących nośników energii, zdolny do wspierania stabilności systemu elektroenergetycznego oraz redukcji emisji gazów cieplarnianych. Przeprowadzona analiza numeryczna wykazała, że amoniak może być wykorzystywany bezpośrednio jako paliwo. Podobnie jak w przypadku paliw węglowodorowych, energia magazynowana w wiązaniach chemicznych jest uwalniana w reakcji amoniaku z tlenem, tworząc wodę i azot atmosferyczny. W stacjonarnych zastosowaniach energetycznych amoniak może być wykorzystywany jako paliwo zastępujące węgiel i gaz ziemny, co również potwierdzają prace [95], [96]. Według danych z raportu Agencji Rynku Energii „Statystyka elektroenergetyki polskiej 2022” z 2023 r. [97], w 2022r. moc zainstalowana w elektrowniach ciepłych i elektrociepłowniach wyniosła ogółem ok. 33,6 GW, z czego 64% należało do jednostek na węgiel kamienny, 26% do jednostek na węgiel brunatny oraz 7% do jednostek gazowych. W **sektorze elektrowni zawodowych** całkowita produkcja energii elektrycznej wyniosła ok. 109TWh (57% dla węgla kamiennego, 43% dla węgla brunatnego). Chcąc zastosować technologię amoniakalną w całym sektorze (przy założeniu, że energetyczny udział amoniaku w mieszance paliwowej wynosi 40%) szacowane zapotrzebowanie na zielony amoniak osiągnęłoby wartość: 9,5 Mt dla **elektrowni na węgiel kamienny** oraz 6,9 Mt dla **elektrowni na węgiel brunatny**.

Elektrownie węglowe są na chwilę obecną podstawą Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Niemniej duża liczba tych jednostek wymaga modernizacji, aby dalej funkcjonować na rynku. Ma to związek m. in. z możliwością partycypowania w rynku mocy, który został wprowadzony w Polsce ustawą z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (t.j. Dz. U. z 2020 r., poz. 247). Pierwotne założenia wskazywały, że od lipca 2025 r. z mechanizmu wsparcia zostaną wykluczone najbardziej emisyjne jednostki węglowe. Tegoroczne negocjacje z Komisją Europejską przedłużyły możliwość ich uczestnictwa w rynku mocy o kolejne 3 lata. W wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów 09 września 2024 r. została opublikowana informacja dotycząca Projektu ustawy o zmianie ustawy o rynku mocy [98]. Zgodnie z założeniami zostaną przeprowadzone 4 aukcje uzupełniające na następujące okresy dostaw: II połowa 2025 r. (aukcja półroczna) oraz na lata dostaw 2026, 2027 i 2028 (aukcje roczne). Będą mogły do nich przystąpić jednostki wytwórcze emitujące powyżej 550 kgCO<sub>2</sub>/MWh, a same aukcje „będą organizowane w przypadku, gdy po przeprowadzeniu pierwotnych procesów rynku mocy na dany rok dostaw (aukcja główna i akcje dodatkowe) zidentyfikowany problem z wystarczalnością zasobów wytwórczych nie zostanie rozwiązany”. W takim przypadku kontrakty będą zawierane na nie dłużej niż jeden rok. Niemniej, do roku 2034 z rynku potencjalnie zostanie wycofane 8,4GW stabilnej mocy z kotłów na węgiel kamienny klasy 200MW, Rys. 117.



Rys. 117. Potencjalny ubytek mocy elektrycznej wytwarzanej z kotłów na węgiel kamienny klasy 200MW. Opracowanie własne na podstawie raportów INSTRAT oraz prasy branżowej.

Częściowe zastąpienie węgla amoniakiem mogłoby pomóc obniżyć pierwotną emisyjność produkcji energii elektrycznej w elektrowniach zawodowych.



Rys. 118. Wpływ sprawności wytwarzania energii elektrycznej na emisyjność produkcji energii elektrycznej podczas spalania mieszanki 40% amoniak – 60% węgla.

Zastosowanie 40% udziału amoniaku w paliwie może obniżyć emisyjność do poziomu około 550 kg CO<sub>2</sub>/MWh w jednostkach energetycznych, przy założeniu sprawności wytwarzania energii elektrycznej wynoszącej co najmniej 37% dla spalania węgla kamiennego oraz 43,5% dla węgla brunatnego (dla ogólnych założeń: węgiel kamienny – wskaźnik emisji CO<sub>2</sub> 93,55kg/GJ, wartość opału – 21,48MJ/kg; węgiel brunatny - wskaźnik emisji CO<sub>2</sub> 110,72kg/GJ, wartość opału – 8,24MJ/kg), Rys. 118. W Tab. 66 - Tab. 69 przedstawiono szacunkowe wartości emisyjności dla przykładowych bloków energetycznych opalanych węglem. Należy zaznaczyć, że podana sprawność wytwarzania energii elektrycznej jest przybliżona i może się różnić od stanu faktycznego, a oszacowane wartości emisyjności przed zastosowaniem amoniaku są orientacyjne.

Tab. 66. Porównanie emisji dwutlenku węgla z kotłów energetyki zawodowej: stan obecny oraz po zastosowaniu technologii współpalania amoniaku o 40% udziale w mieszance paliwowej. Bloki klasy 200MW. Paliwo: węgiel kamienny.

Nazwa bloku	Moc zainstalowana elektryczna, MW	Data uruchomienia	Prognozowana data wyłączenia	Sprawność elektryczna netto. %	*Szacowana emisyjność przed modernizacją, kgCO <sub>2</sub> /MWh	Szacowana emisyjność po modernizacji, kgCO <sub>2</sub> /MWh
Dolna Odra B5	222	1975	2026	0,378	891	535
Dolna Odra B6	222	1976	2026	0,378	891	535
Dolna Odra B7	232	1976	2026	0,378	891	535
Dolna Odra B8	232	1977	2026	0,378	891	535
Jaworzno 3 B1	225	1977	2028	0,34	991	594
Jaworzno 3 B2	225	1977	2028	0,34	991	594
Jaworzno 3 B3	225	1977	2028	0,34	991	594
Jaworzno 3 B4	225	1977	2028	0,34	991	594
Jaworzno 3 B5	220	1978	2028	0,34	991	594
Jaworzno 3 B6	225	1978	2028	0,34	991	594
Kozienice B1	230	1972	2025	0,385	875	525
Kozienice B2	230	1973	2025	0,385	875	525
Kozienice B3	230	1973	2025	0,385	875	525
Kozienice B4	230	1973	2025	0,385	875	525
Kozienice B5	230	1973	2027	0,385	875	525
Kozienice B6	230	1974	2027	0,385	875	525
Kozienice B7	230	1974	2027	0,385	875	525
Kozienice B8	230	1975	2027	0,385	875	525
Ostrołęka B B1	221	1972	2026	0,36	936	561
Ostrołęka B B2	200	1972	2026	0,36	936	561
Ostrołęka B B3	226	1972	2026	0,36	936	561

\*szacunkowe wartości emisyjności wyznaczone na podstawie danych z literatury branżowej i stron internetowych wytwórców; dane pochodzą z różnych okresów i mogą nieco odbiegać od stanu aktualnego; WE CO<sub>2</sub> 93,55kg/GJ; WO 21,48MJ/kg

Tab. 67. Porównanie emisyjności z kotłów energetyki zawodowej: stan obecny oraz po zastosowaniu technologii współpalania amoniaku o 40% udziale w mieszance paliwowej. Bloki klasy 200MW. Paliwo: węgiel brunatny.

Nazwa bloku	Moc zainstalowana elektryczna, MW	Data uruchomienia	Prognozowana data wyłączenia	Sprawność elektryczna netto. %	*Szacowana emisyjność przed modernizacją, kgCO <sub>2</sub> /MWh	Szacowana emisyjność po modernizacji, kgCO <sub>2</sub> /MWh
Pątnów I B1	222	1967	2024	0,338	1 179	708
Pątnów I B2	222	1967	2024	0,338	1 179	708
Pątnów I B5	200	1969	2024	0,3	1 329	797
Turów B1	250	1998	2044	0,344	1 159	695
Turów B2	250	1998	2044	0,338	1 179	708
Turów B3	250	2000	2044	0,338	1 179	708
Turów B4	266	2004	2044	0,367	1 086	652
Turów B5	266	2003	2044	0,367	1 086	652
Turów B6	266	2005	2044	0,367	1 086	652

\*szacunkowe wartości emisyjności wyznaczone na podstawie danych z literatury branżowej i stron internetowych wytwórców; dane pochodzą z różnych okresów i mogą nieco odbiegać od stanu aktualnego; WE CO<sub>2</sub> 110,72kg/GJ; WO 8,24MJ/kg

Tab. 68. Porównanie emisyjności z kotłów energetyki zawodowej: stan obecny oraz po zastosowaniu technologii współpalania amoniaku o 40% udziale w mieszance paliwowej. Bloki klasy powyżej 200MW. Paliwo: węgiel kamienny.

Nazwa bloku	Moc zainstalowana elektryczna, MW	Data uruchomienia	Prognozowana data wyłączenia	Sprawność elektryczna netto. %	*Szacowana emisyjność przed modernizacją, kgCO <sub>2</sub> /MWh	Szacowana emisyjność po modernizacji, kgCO <sub>2</sub> /MWh
<i>Bloki klasy 360MW</i>						
Opole B1	380	1993	2050	0,367	918	551
Opole B2	362	1994	2050	0,367	918	551
Opole B3	380	1996	2050	0,367	918	551
Opole B4	370	1997	2050	0,367	918	551
<i>Pozostałe</i>						
Jaworzno 2 JWCD B7	910	2020	2040	0,459	734	440
Kozienice B10	560	1979	2042	0,385	875	525
Kozienice B11	1111,8	2017	2048	0,435	775	465
Kozienice B9	560	1978	2041	0,385	875	525
Opole B5	958	2019	2050	0,455	740	444
Opole B6	958	2019	2050	0,455	740	444
*szacunkowe wartości emisyjności wyznaczone na podstawie danych z literatury branżowej i stron internetowych wytwórców; dane pochodzą z różnych okresów i mogą nieco odbiegać od stanu aktualnego; WE CO <sub>2</sub> 93,55kg/GJ; WO 21,48MJ/kg						

Tab. 69. Porównanie emisyjności z kotłów energetyki zawodowej: stan obecny oraz po zastosowaniu technologii współpalania amoniaku o 40% udziale w mieszance paliwowej. Bloki klasy powyżej 200MW. Paliwo: węgiel brunatny.

Nazwa bloku	Moc zainstalowana elektryczna, MW	Data uruchomienia	Prognozowana data wyłączenia	Sprawność elektryczna netto. %	*Szacowana emisyjność przed modernizacją, kgCO <sub>2</sub> /MWh	Szacowana emisyjność po modernizacji, kgCO <sub>2</sub> /MWh
<i>Bloki klasy 360MW</i>						
Bełchatów B10	390	1987	2034	0,38	1049	629
Bełchatów B11	390	1988	2035	0,38	1049	629
Bełchatów B12	390	1988	2035	0,38	1049	629
Bełchatów B2	362	1983	2030	0,38	1049	629
Bełchatów B3	362	1984	2031	0,38	1049	629
Bełchatów B4	362	1984	2032	0,38	1049	629
Bełchatów B5	390	1985	2032	0,38	1049	629
Bełchatów B6	395	1985	2033	0,38	1049	629
Bełchatów B7	390	1985	2033	0,38	1049	629
Bełchatów B8	390	1985	2034	0,38	1049	629
Bełchatów B9	390	1986	2034	0,38	1049	629
<i>Pozostałe</i>						
Bełchatów II B14	885,7	2011	2036	0,42	949	569
Pątnów II	464	2008	2024	0,41	972	583
Turów B11	512,55	2021	2044	0,415	960	576
*szacunkowe wartości emisyjności wyznaczone na podstawie danych z literatury branżowej i stron internetowych wytwórców; dane pochodzą z różnych okresów i mogą nieco odbiegać od stanu aktualnego; WE CO <sub>2</sub> 110,72kg/GJ; WO 8,24MJ/kg						

**Elektrociepłownie zawodowe na węgiel kamienny** również będą przechodzić transformację w kierunku bardziej zrównoważonych źródeł energii, w tym wykorzystania gazu, biomasy i technologii wodorowych, aby spełniać wymogi środowiskowe oraz wspierać stabilność systemu energetycznego. W omawianym sektorze występują jeszcze nieliczne kotły rusztowe (w 2022r. w omawianym sektorze pracowało 37 takich jednostek o łącznej wydajności 1 382 t<sub>pary</sub>/h; przykładowo, w EC Mielec 3 kotły parowe OR-64 o mocy 37,5 MW<sub>th</sub> z 2 turbozespołami) oraz kotły pyłowe (przykładowo, w EC Siekierki kotły pyłowe typu OP-230 i OP-430). Elektrociepłownie na węgiel kamienny odpowiadały we wspomnianym okresie za produkcję 15,8TWh energii elektrycznej. Dodatek 40% udziału NH<sub>3</sub> oznaczałoby zapotrzebowanie na niego w ilości ok. 3,7 Mt. Udział elektrociepłowni na węgiel brunatny w całkowitej produkcji energii elektrycznej przez elektrociepłownie zawodowe stanowi ok. 0,3% i jest pomijalny w niniejszej analizie. W 2022r. w **krajowych elektrociepłowniach energia pochodząca z gazu** stanowiła 19% całkowitego wolumenu (moc zainstalowana 2,46GW; ok. 5,9 TWh) wyprodukowanego przez ten sektor. Teoretycznie, przy założeniu 10% energetycznie udziału amoniaku w paliwie zapotrzebowanie na NH<sub>3</sub> w sektorze elektrociepłowni gazowych wyniosłoby ok. 0,22 Mt. Produkcja energii elektrycznej z gazu ziemnego w elektrociepłowniach będzie rosła z uwagi na zaplanowane bądź już zrealizowane inwestycje w turbiny gazowe lub silniki gazowe (m.in. EC Żerań, EC Pruszków, EC Gorzów, EC Lublin – Wrotków, EC Czechnica Nowa i inne). Jednostki gazowe mogą być rozpatrywane w kontekście stabilizacji systemu elektroenergetycznego jako źródła elastyczne i mające wypełnić lukę mocową po kolejnych wygaszeniach kotłów węglowych. Między innymi, w dokumencie PEP2040 założono taki wzrost wykorzystania gazu ziemnego jako paliwa o relatywnie niższej emisyjności niż węgiel, w celu poprawy jakości powietrza, Tab. 70.

Tab. 70. Prognoza mocy osiągalnej netto dla źródeł gazowych.

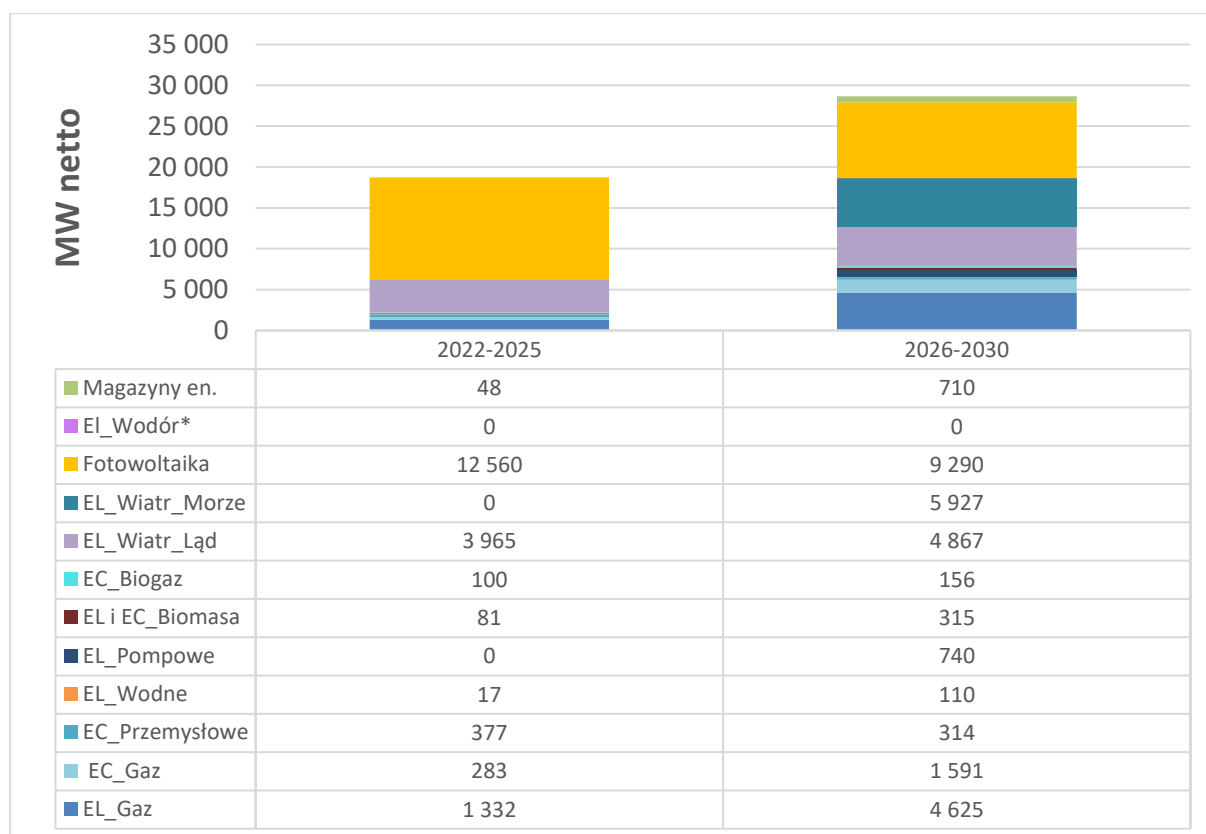
Moc osiągalna [MW]:	2025	2030	2035	2040
<i>PEP2040 (2021r.) [2]</i>				
el. na gaz ziemny	1 900	1 900	3 039	3 260
ec. na gaz ziemny	3 807	4 371	4 100	5 261
<i>Suma</i>	<i>5 707</i>	<i>6 271</i>	<i>7 139</i>	<i>8 521</i>
<i>Projekt aktualizacji do PEP2040 (2023r.) – scenariusz do prekonsultacji [99]</i>				
el. na gaz ziemny	3 446	10 036	10 036	10 036
ec. na gaz ziemny	2 286	2 973	3 079	3 071
<i>Suma</i>	<i>5 732</i>	<i>13 009</i>	<i>13 115</i>	<i>13 107</i>
<i>Projekt aktualizacji do KPEiK (październik 2024r.) – scenariusz WAM</i>				
el. na gaz ziemny	1332	5957	5957	6703
ec. na gaz ziemny	3515	5071	4581	4760
<i>Suma</i>	<i>4847</i>	<i>11 028</i>	<i>10 538</i>	<i>11 463</i>
<i>Analiza KE na potrzeby oprac. oceny skutków regulacji do pakietu „Fit for 55” scenariusz MIX [6]</i>				
el. na gaz ziemny	6 800	10 800	-	-

Jednostki gazowe miały zwiększyć niezawodność pracy systemu elektroenergetycznego przy dużym udziale niesterowalnych źródeł odnawialnych. W Projekcie aktualizacji KPEiK (2024r.) [100] scenariusz WAM podano projekcje zużycia paliw na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Z przedstawionych tam wartości wynika, że zapotrzebowanie na amoniak w elektrociepłowniach gazowych 2030r. może sięgać 1,76Mt i w 2035r. utrzymywać się na podobnym poziomie 1,66Mt. Wśród gazowych urządzeń wytwórczych zainstalowanych w elektrociepłowniach można wyróżnić m. in. turbiny z oddzielnymi komorami spalania zainstalowanymi po obwodzie (typu „can”), turbiny zaadaptowane z silników lotniczych, silniki gazowe. W niniejszym raporcie analizie numerycznej została poddana pierwsza z wymienionych, z uwagi na jej szerokie zastosowanie w sektorze elektrowni

zawodowych. Tego typu turbiny zaplanowane są również do pracy w sektorze elektrociepłowni m. in. EC Stalowa Wola 450MW, EC Włocławek 463MW, ORLEN Płock 596MW, EC Żerań 497MW. Moc zainstalowana w elektrociepłowniach zawodowych istniejąca oraz planowana z turbinami typu „can” (które były przedmiotem analizy numerycznej jako jednostki referencyjne) może wynieść nawet 2,3GW do 2025r., co oznacza szacowane zapotrzebowanie na amoniak na poziomie ok. 0,2 Mt.

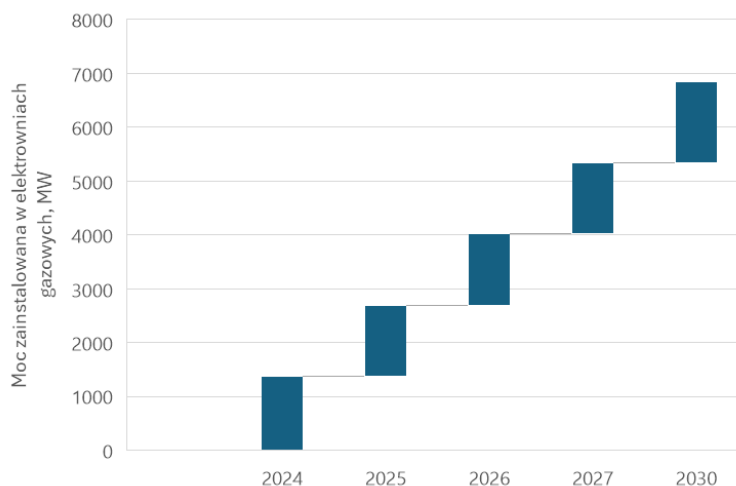
**Sektor elektrowni zawodowych gazowych** również będzie przechodzić ożywienie. Według dokumentu PEP2040 sumaryczna prognozowana moc osiągalna jednostek gazowych w 2030r. wyniesie 6,27 GW, co jest niższą wartością niż ta prognozowana przez PSE [6] na poziomie 8,97 GW w 2032r. jedynie dla elektrowni gazowych. Bardziej optymistyczne prognozy dotyczące mocy gazowych znalazły się w projekcie tzw. małej aktualizacji do PEP2040 [99], gdzie w 2030r. prognoza dla mocy gazowych wynosi ok. 13 GW (z czego ok. 10 GW to elektrownie istniejące lub źródła oddane do użytkowania do 2030r.), by w kolejnych latach utrzymywać się na w miarę stałym, zbliżonym poziomie.

Według analiz przedstawionych w Załączniku 1. do aktualizacji KPEiK [100] zgodnie z harmonogramem uruchomień jednostek wytwórczych w latach 2022- 2025 volumen mocy netto z nowych elektrowni na gaz ma wynieść 1,3 GW, natomiast w latach 2026-2030 będzie to już dodatkowe 4,6 GW, Rys. 119. Najnowsza aktualizacja z października 2024r. w scenariuszu WAM zaostrza prognozy na 2030r. – ok. 6GW dla elektrowni gazowych i ok. 5GW dla elektrociepłowni gazowych. Przeprowadzona na potrzeby niniejszego raportu analiza istniejących i planowanych do uruchomienia elektrowni gazowych wskazuje, że do 2030r. w Polsce może być nawet 6,8 GW mocy zainstalowanej w omawianym sektorze, Rys. 120. Wśród lokalizacji nowych i planowanych bloków gazowo-parowych wyróżnić można m. in. El. Dolna Odra 2 x 683MW (2024r.), El. Rybnik 883MW (2027r.), E. Adamów 560 MW (20247r.), El. Ostrołęka C 764 MW (2025r.), El. Grudziądz 563 MW (2025r.), El. Koźlenice ok. 2,2 MW (planowane po 2027r.).



Rys. 119. Harmonogram uruchomień jednostek wytwórczych w latach 2022-2030. Cytowane z [100].

W fazie analiz pozostają planowane moce gazowe w EI. Łagisza o mocy 413MW oraz w EC Siekierki o mocy ok. 500MW, dla których termin realizacji inwestycji jest nieznan. Przy założeniu 10% energetycznie udziału amoniaku w spalonym gazie oszacowano, że w 2030r. zapotrzebowanie na amoniak może wynieść 1Mt, a w 2035r. 0,9Mt z uwagi na spadek zapotrzebowania na moc w gazie spowodowany wejściem na rynek mocy z elektrowni jądrowej.



Rys. 120. Szacowany wolumen mocy zainstalowanej w elektrowniach gazowych. Opracowanie własne.

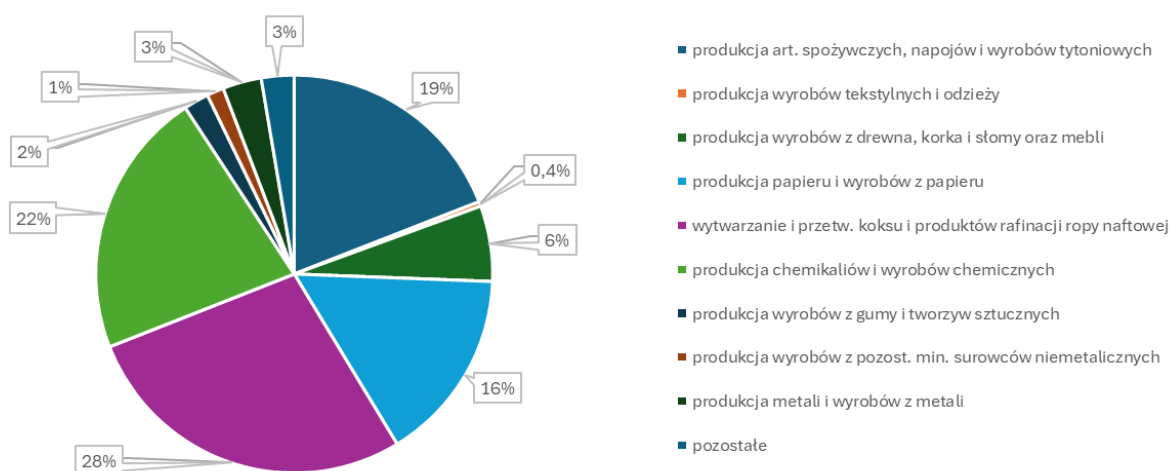
Wpływ zastosowania amoniaku na emisyjność produkcji energii elektrycznej pokazano na przykładowych, planowanych do realizacji krajowych blokach parowo-gazowych, Tab. 71.

Tab. 71. Porównanie emisyjności z kotłów energetyki zawodowej: stan obecny oraz po zastosowaniu technologii współspalania amoniaku o 10% udziale w mieszance paliwowej. Bloki parowo-gazowe.

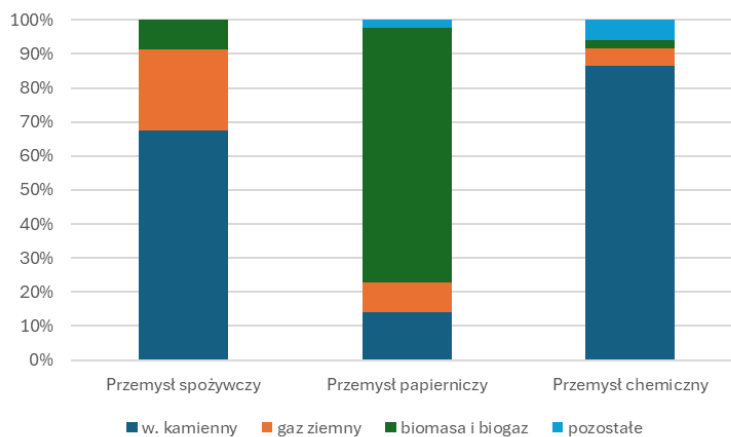
Nazwa bloku/ Lokalizacja	Moc zainstalowana bloku gazowo-parowego, MW	Data uruchomienia	Sprawność elektryczna netto bloku	Emisyjność przed modernizacją, kgCO <sub>2</sub> /MWh	Emisyjność po modernizacji, kgCO <sub>2</sub> /MWh
Dolna Odra B10	683	2024	0,63	317	285
Dolna Odra B9	683	2024	0,63	317	285
Ostrołęka C B1	764	2025	0,64	312	280
Grudziądz B1	563	2025	0,62	322	290
Rybnik B9	883	2026	0,64	312	281
Gdańsk	450	2026	0,57	348	313
Adamów B6	560	2027	0,62	322	290
Kozienice B12	750	2027	0,64	312	280
Kozienice	750	b.d.	0,64	312	280
Kozienice	750	b.d.	0,64	312	280

Dużą część sektora energetycznego zajmuje **energetyka rozproszona z mniejszymi instalacjami konwencjonalnymi**. Zadaniem lokalnych kotłowni jest dostarczanie energii w postaci m.in. ciepła dla osiedli mieszkaniowych, budynków przemysłowych czy komercyjnych, bądź w postaci pary technologicznej dla procesów przemysłowych (m.in. produkcja żywności, przemysł chemiczny, papierniczy) oraz energii elektrycznej, bez konieczności przesyłania jej na dużą odległość. W takim ujęciu kotłownie na paliwa kopalne wpisują się w definicję energetyki rozproszonej, ponieważ działają na ograniczonym obszarze i są bardziej autonomiczne niż duże, scentralizowane systemy. Postępująca transformacja energetyczna ma na celu stopniowe zastępowanie obecnych jednostek węglowych

urządzeniami o mniejszej emisyjności. Presja na redukcję emisji gazów cieplarnianych oraz rosnące regulacje środowiskowe (np. unijne normy emisji) mają wpływ na konieczność modernizacji ciepłowni i elektrociepłowni przemysłowych. Przemysł przetwórczy szuka więc rozwiązań pozwalających na zmniejszenie śladu węglowego i ograniczenie negatywnego wpływu działalności przemysłowej na środowisko, zwłaszcza, że rozwój rynku będzie uzależniony od polityki energetycznej oraz dostępności funduszy na modernizację ciepłowni. A dekarbonizacja przemysłu może wymagać kosztownych, niskoemisyjnych technologii wytwarzania produktów. Jej wdrożenie może być przeprowadzone poprzez korzystanie w produkcji ciepła z energii elektrycznej pochodzącej z OZE bądź właśnie przez stosowanie paliw wodoronośnych. **W sektorze elektrociepłowni przemysłowych** (grupa elektrociepłowni i ciepłowni należących do małych, średnich i dużych przedsiębiorstw produkcyjnych; grupy od 10.1 do 33.2 według PKD) w 2022r. moc osiągalna elektryczna istniejących źródeł wytwórczych wyniosła 10 601,2 MW [101]. Z dostępnych danych za 2023r. wynika, że produkcja ciepła w sektorze przetwórstwa przemysłowego wyniosła 238 423 TJ [102], z czego produkcja art. spożywczych, napojów i wyrobów tytoniowych to 19%, produkcja wyrobów tekstylnych i odzieży 0,37%, produkcja wyrobów z drewna, korka i słomy oraz mebli 6,1%, produkcja papieru i wyrobów z papieru 15,7%, Rys. 121. Przemysł przetwórstwa chemicznego i spożywczego jest szczególnie obciążony śladem węglowym, Rys. 122.



Rys. 121. Udział wybranych gałęzi przemysłu przetwórstwa przemysłowego w produkcji ciepła dla tego sektora. Na podstawie [102].



Rys. 122. Udział zużycia paliw w wybranych gałęziach przemysłu w 2022r. Na podstawie [97].

Na potrzeby niniejszej analizy założono, że opracowanie dedykowanego palnika do współspalania amoniaku, w celu zapewnienia dla tego procesu warunków podstechiometrycznych, da możliwość wprowadzania  $\text{NH}_3$  do mieszanki paliwowej na poziomie min. 10% energetycznie. Możliwość zastosowania amoniaku w całym sektorze przetwórstwa przemysłowego wiązałaby się z zapotrzebowaniem na amoniak w ilości ok. 1,3 Mt. Często spotykanymi jednostkami wytwórczymi w sektorze przemysłowym są wysłużone kotły rusztowe na paliwa stałe o faktycznej osiągniętej sprawności cieplnej 70% - 80%. Druga grupa to kotły gazowe (jak zamodelowany w niniejszym opracowaniu referencyjny kocioł płomienicowo-płomieniówkowy) i gazowo-olejowe. Przy założeniu, że wyeksploatowane, stare kotły rusztowe na węgiel kamienny będą sukcesywnie zastępowane przez wysokosprawne jednostki gazowe, szacowane zapotrzebowanie na amoniak może wynieść 0,2 Mt dla przemysłu spożywczego i 0,3 Mt dla przemysłu chemicznego.

### Tabela podsumowująca.

Tab. 72. Zmapowane szacowane zapotrzebowanie na zielony amoniak jako nośnika wodoru w celu redukcji śladu węglowego polskich jednostek wytwórczych energetyki przemysłowej i zawodowej.

	Zapotrzebowanie na zielony amoniak, Mt		
	obecnie	2030r.	2035r.
Elektrownie zawodowe:			
węgiel kamienny	9,5	4,2	3,8
węgiel brunatny	6,9	2,5	0,6
gaz		1	0,9
Elektrociepłownie zawodowe:			
węgiel kamienny	3,7	2	1,8
gaz	0,22	1,8	1,7
Przetwórstwo przemysłowe:			
ogółem, w tym:	1,3	1,3	
przemysł spożywczy	0,2	0,2	
przemysł chemiczny	0,3	0,3	

## 4.2 Korzyści środowiskowe wynikające z ograniczenia emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń powietrza

Zastosowanie zielonego amoniaku w energetyce jako alternatywy dla paliw kopalnych niesie ze sobą takie korzyści środowiskowe jak ograniczenie emisji dwutlenku węgla do atmosfery poprzez mniejsze zużycie paliw kopalnych. Ograniczenie emisji dwutlenku węgla do atmosfery pozytywnie oddziałuje nie tylko na środowisko naturalne, ale również na obniżenie kosztów produkcji energii i ciepła związanych z opłatami za emisję  $\text{CO}_2$ .

W 2022 r. w wyniku procesów przemysłowych wyemitowano na całym świecie około 11 gigaton  $\text{CO}_2$ , które przyczyniają się do globalnej zmiany klimatu. W celu zmniejszenia śladu węglowego do około zera w roku 2050 coraz więcej procesów przemysłowych będzie elektryfikowanych. Emisja dwutlenku węgla jest ściśle związana ze spalaniem paliw kopalnych w procesach przemysłowych, transporcie, energetyce zawodowej, czy zastosowaniem paliw kopalnych w mieszkaniach. Zwiększenie zawartości  $\text{CO}_2$  w atmosferze negatywnie wpływa na klimat oraz środowisko naturalne. Wzrost zawartości dwutlenku węgla w skali globalnej zwiększa izolację gazową na całym świecie, co wpływa na globalne ocieplenie.

Aktualnie prowadzone obserwacje stwierdzają, że każdy wzrost o 10 ppm dwutlenku węgla w atmosferze wpływa na globalny wzrost temperatury o 0,1 °C. Prowadzi to do wystąpienia łańcucha wydarzeń w środowisku, takich jak zmiana poziomu morza oraz zmiana klimatu czy opadów deszczowych w danym regionie. Spalanie paliw kopalnych takich jak węgiel kamienny oraz brunatny wiąże się z emisją tlenków siarki do otoczenia. Zbyt duża emisja tlenków siarki negatywnie wpływa na środowisko naturalne oraz ludzkie zdrowie. Tlenki siarki negatywnie wpływają na układ oddechowy i mogą prowadzić do poważnych utrudnień zdrowotnych w szczególności u osób cierpiących na astmę i inne choroby układu oddechowego. Tlenki siarki negatywnie wpływają na wzrost roślin i rozwój zwierząt, spowalniając lub całkowicie hamując ich rozwój. Co więcej tlenki te mogą oddziaływać z innymi cząstkami w atmosferze oraz negatywnie wpływać na konstrukcje (np. przyspieszać korozję elementów metalowych).

Tlenki siarki oraz dwutlenku węgla można wychwycić po procesie spalania w części procesów przemysłowych czy w przypadku energetyki zawodowej, jest to jednak kosztowne rozwiązanie. Dlatego też szereg firm przemysłowych oraz energetycznych rozwija rozwiązania oparte o paliwach niskoemisyjnych, takich jak amoniak. W przypadku energetyki zawodowej, zmniejszenie śladu węglowego odbędzie się przy zastosowaniu paliw niskoemisyjnych oraz odnawialnych źródeł energii. Paliwa niskoemisyjne, takie jak zielony amoniak charakteryzują się zerową emisją dwutlenku węgla oraz wystarczającą gęstością energii, aby był opłacalny do magazynowania, transportu oraz spalania. Co więcej amoniak jako nośnik wodoru można wykorzystać do wytwarzania wodoru w sytuacji zwiększonego zapotrzebowania na wodór. Wykorzystanie energetyczne amoniaku wiąże się ze zwiększoną emisją szkodliwych tlenków azotu, które mogą powodować i zaostrzać infekcje dróg oddechowych, zwiększając koszty leczenia u populacji narażonej na emisje NO<sub>x</sub>. Jednakże tlenki amoniaku można wychwycić w drodze katalitycznej redukcji, tak by spełnić określone normy jakości spalin czy gazów wylotowych, dzięki czemu wpływ wykorzystania amoniaku w energetyce będzie niewielki. Co więcej wychwytywanie NO<sub>x</sub> jest rozwiązaniem mniej kosztownym, a więc i bardziej realnym niż wychwytywanie CO<sub>2</sub> poprzez zastosowanie układu Carbon Capture Storage (CCS).

Zastosowanie technologii współspalania amoniaku wraz z paliwem kopalnym w analizowanych w tym opracowaniu blokach węglowych, turbinach gazowych oraz zastosowaniach przemysłowych pozwala obniżyć emisję CO<sub>2</sub> oraz koszt związany z opłatami emisyjnymi. Zmniejszenie emisji dwutlenku węgla na wyprodukowany MWh energii jest zaprezentowane w Tab. 73. Wartości te zostały oszacowane jako średnia ważona na podstawie mocy zainstalowanych oraz emisji sprzed i po planowanej modernizacji bloków zaprezentowanych w Tab. 72 – Tab. 69 oraz Tab. 71.

*Tab. 73. Wpływ współspalania amoniaku z paliwem kopalnym na emisję dwutlenku węgla w blokach energetyki zawodowej oraz zakładach przemysłowych*

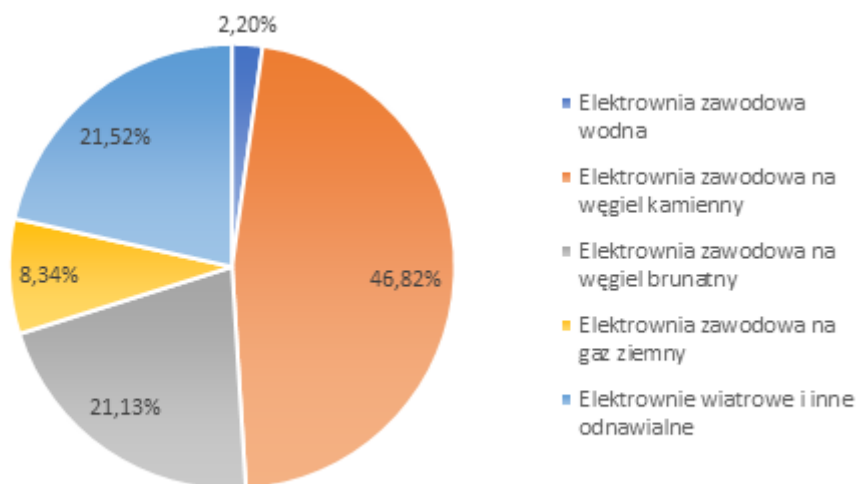
	Emisja CO <sub>2</sub> przy spalaniu paliwa kopalnego, kg/MWh	Udział amoniaku w współspalaniu, %	Emisja CO <sub>2</sub> przy współspalaniu amoniaku, kg/MWh	Procentowe obniżenie emisji, %
<b>Blok na węgiel kamienny</b>	856	40%	524	-38,8%
<b>Blok na węgiel brunatny</b>	1056	40%	634	-40,0%
<b>Blok gazowo-parowy</b>	317	10%	284	-10,0%
<b>Kocioł przemysłowy</b>	210	10%	160	-23,8%

W przypadku zastosowania współspalania węgla kamiennego z amoniakiem w bloku energetyki zawodowej z kotłem węglowym, emisja CO<sub>2</sub> jest niższa o 38,8%, co jest wartością znaczną, umożliwiającą dalszą pracę tego bloku przy spełnieniu emisji poniżej poziomu 550 kg/MWh. Bloki na węgiel brunatny przy współspalaniu z amoniakiem osiągają emisję CO<sub>2</sub> niższą o 40%, co jednak nie pozwala na spełnienie wymogów emisji poniżej poziomu 550 kg/MWh. Zastosowanie 10% udziału amoniaku w spalaniu gazu ziemnego w turbinie gazowej bloku gazowo-parowego umożliwia obniżenie emisji dwutlenku węgla o 10%. Dalsza redukcja jest możliwa przy zastosowaniu dedykowanych komór spalania. Zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub> w kotle przemysłowym pozwala na zmniejszenie emisji dwutlenku węgla o 23,8% w przypadku kotłów płomienicowo-płomieniówkowych opalanych gazem ziemnym.

W roku 2023 elektrownie zawodowe wyprodukowały 128 420 GWh energii elektrycznej, w czym 124 828 GWh zostały wyprodukowane w elektrowniach na paliwa kopalne. Elektrownie gazowe wyprodukowały 13 650 GWh, a elektrownie na węgiel kamienny oraz brunatny łącznie 111 178 GWh.

Tab. 74. Struktura produkcji energii elektrycznej w elektrowniach krajowych w roku 2023 na podstawie danych uzyskanych z PSE.

Rodzaj jednostki wytwórczej	Produkcja energii elektrycznej, GWh
Elektrownia zawodowa wodna	3 592
Elektrownia zawodowa na węgiel kamienny	76 607
Elektrownia zawodowa na węgiel brunatny	34 571
Elektrownia zawodowa na gaz ziemny	13 650
Elektrownie wiatrowe i inne odnawialne	35 209



Rys. 123. Procentowy udział w krajowej produkcji energii elektrycznej poszczególnych grup elektrowni według rodzaju paliwa w roku 2023 [103].

Przyjmując zaprezentowane w Tab. 73 wartości emisji CO<sub>2</sub> na wyprodukowany jeden MWh energii elektrycznej dla elektrowni gazowych oraz węglowych można wyznaczyć, że w roku 2023 elektrownie węglowe wyemitowały 102,1 miliona ton dwutlenku węgla, a elektrownie gazowo-parowe 4,4 miliona ton dwutlenku węgla. Jeśli możliwa byłaby modernizacja wszystkich bloków do współspalania paliwa

kopalnego oraz amoniaku z podobną redukcją emisji dwutlenku węgla, to pozwoliłoby to na zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub>:

- dla bloków na węgiel kamienny o 25,4 milion ton,
- dla bloków na węgiel brunatny o 14,6 milion ton,
- dla bloków gazowo-parowych o 0,4 milion ton,

Łącznie emisja zmniejszyłaby się o 40,5 mln ton CO<sub>2</sub> rocznie, co można przyrównać do całkowitej krajowej emisji Bułgarii ze spalania paliw kopalnych w roku 2022 [104], która jest sumą dla przemysłu, transportu oraz energetyki. Jest to znacząca wartość, która ma wpływ na środowisko globalne oraz lokalne warunki środowiska w Polsce.

Przyjmując dodatkowo, że produkcja ciepła w sektorze przetwórstwa przemysłowego wyniosła 238 423 TJ [102], co przy założeniu że przynajmniej 50% z tej energii została wygenerowana przy pomocy kotłów płomienicowo-płomieniówkowych na gaz, emisja polskiego przemysłu zmniejszyłaby się o 3,3 mln ton.

Przy aktualnej cenie emisji dwutlenku węgla wynoszącej w przybliżeniu 283 zł za tonę CO<sub>2</sub>, można wyznaczyć oszczędności na poziomie krajowym wynoszące 11,5 mld PLN dla energetyki zawodowej oraz 0,9 mld PLN dla sektora przemysłowego. Znaczna kwota oszczędności mogłaby być dalej wykorzystana na rozwój infrastruktury energetycznej, modernizację bloków lub inwestycje w innowacyjne, czyste technologie wytwarzania energii elektrycznej oraz ciepłej.

Liczyby te, jednakże nie uwzględniają dodatkowego kosztu na zakup amoniaku. W tym celu przygotowano jednostkowe wskaźniki oszczędności uzyskane przy współspalaniu amoniaku z paliwem kopalnym na podstawie udziałów oraz cen w poszczególnych latach. Wskaźniki opierają się jedynie na zmianie emisji dwutlenku węgla w poszczególnych wariantach do stanu referencyjnego oraz udziale amoniaku w paliwie. Im wyższy udział amoniaku, tym więcej amoniaku należy zakupić na każdy wyprodukowany MWh energii elektrycznej, tym mniej należy zakupić gazu ziemnego lub węgla oraz mniej zapłacić za koszt emisji CO<sub>2</sub>.

Tab. 75. Jednostkowy wskaźnik oszczędności dla wyprodukowania jednego MWh energii elektrycznej lub ciepłej dla układów współpalających amoniak.

	Udział amoniaku, %	2026	2035	2045
<b>Blok energetyki zawodowej z kotłem węglowym</b>	40%	- 299,40 PLN/MWh	26,66 PLN/MWh	342,32 PLN/MWh
<b>Blok gazowo-parowy energetyki zawodowej</b>	10%	-23,10 PLN/MWh	57,75 PLN/MWh	129,90 PLN/MWh
<b>Kocioł przemysłowy</b>	10%	-17,58 PLN/MWh	25,87 PLN/MWh	65,53 PLN/MWh

Wyniki te zostały zaprezentowane w Tab. 75. Pomimo znacznych oszczędności uzyskanych na niższym koszcie emisji dwutlenku węgla, wyniki finansowe poszczególnych wariantów współspalania paliwa kopalnego oraz amoniaku nie są pozytywne. Analiza finansowa wykonana w poprzednim rozdziale omówiła wyniki finansowe oraz przyczyny tych wyników. Zgodnie z wynikami uzyskanymi w rozdziale analizy ekonomicznej można zauważyć, że w roku 2026 współspalanie paliw kopalnych z amoniakiem przynosi ujemne oszczędności i dopiero po kilku latach eksploatacji oszczędności te osiągną wartości

dotąd. Jest to spowodowane wysokimi cenami amoniaku oraz niskimi emisjami CO<sub>2</sub> w roku 2026, które z czasem zmieniają się na bardziej korzystne.

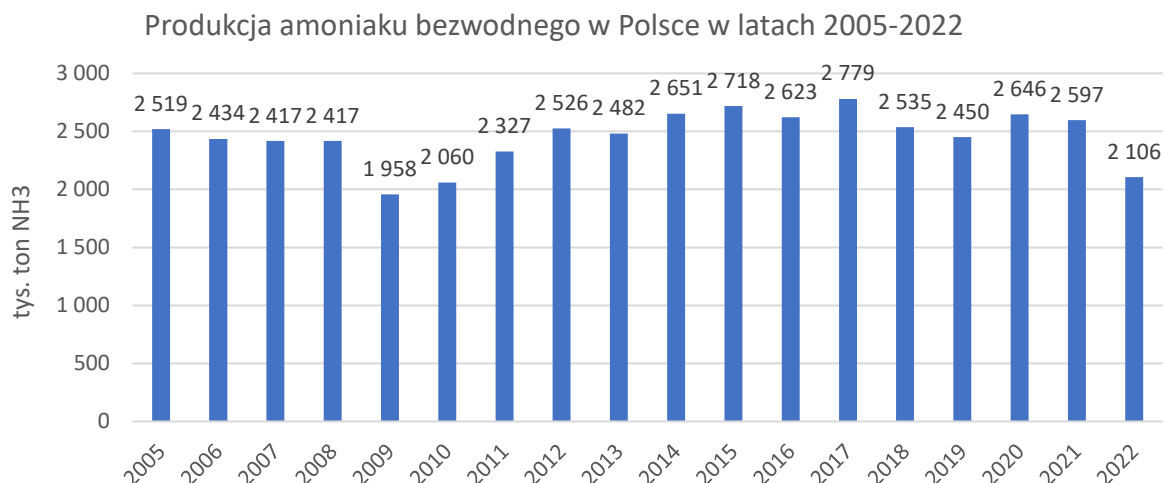
Spalanie węgla kamiennego oraz brunatnego w blokach energetyki zawodowej wiąże się z emisją tlenków siarki. Emisja tlenków siarki wg. Raportu Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami [105] dla bloków węglowych wynosi 0,54 kg SO<sub>x</sub> na wytworzony 1 MWh energii elektrycznej. Emisja dwutlenku siarki dla Polski w roku 2020 wyniosła 183 tysięcy ton [106]. Poprzez zastosowanie technologii współspalania amoniaku emisja ta może zostać obniżona o 84 tysięcy ton, co przy cenie emisji dwutlenku siarki równej 570 PLN/ton pozwoli na średnie krajowe oszczędności na poziomie 48 milionów polskich złotych. Co więcej obniżenie emisji tlenków siarki w sektorze energetyki zawodowej wpłynie również pozytywnie na środowisko naturalne w Polsce.

Zastosowanie technologii współspalania paliw kopalnych wraz z amoniakiem w analizowanych blokach węglowych i gazowych energetyki zawodowej oraz jednostkach kotłów węglowych przemysłowych umożliwi znaczące obniżenie krajowej emisji dwutlenku węgla oraz tlenków siarki. Mniejsza emisja CO<sub>2</sub> spowolni zmiany klimatu oraz niekorzystne zjawiska związane z wysokim stężeniem dwutlenku węgla w atmosferze. Mniejsza emisja SO<sub>x</sub> zmniejszy straty spowodowane kosztami zdrowotnymi populacji, napraw oraz utrzymania budynków i zachowania środowiska naturalnego. Modernizacja bloków wymagać będzie amoniaku, który będzie miał nieznaczny wpływ na środowisko. Dodatkowe emisje NO<sub>x</sub> związane ze spalaniem amoniaku zostaną skutecznie wychwycone aktualnie stosowanymi technologiami katalitycznej redukcji. Produkcja amoniaku również nie powinna wywrzeć wpływu na środowisko ze względu na zakup lub produkcję amoniaku przy pomocy zielonej energii elektrycznej.

Na podstawie wyników analizy ekonomicznej można stwierdzić, że modernizacja istniejących bloków energetyki zawodowej oraz jednostek przemysłowych nie przyniesie zamierzonego skutku finansowego, tj. nie będzie prowadzić do opłacalności produkcji energii elektrycznej przy zastosowaniu współspalania paliwa wraz z amoniakiem. Jednakże, pozostanie przy aktualnej metodzie wytwarzania energii elektrycznej bądź cieplnej będzie prowadzić do większych strat finansowych niż w przypadku modernizacji. Dlatego też współspalanie amoniaku przyniesie nie tylko korzyść środowiskową ze względu na mniejszą emisję dwutlenku węgla, ale również ze względu na niższe straty ekonomiczne podczas eksploatacji bloków energetycznych.

### 4.3 Określenie potencjału wytwórczego zielonego amoniaku w oparciu o zasoby krajowe

W Polsce na szeroką skalę stosowana jest tradycyjna produkcja amoniaku w oparciu o parowy reforming gazu ziemnego, w którym to procesie wytwarzany jest wodór. Według danych GUS wielkość produkcji „szarego amoniaku” w ostatnich latach oscylowała w okolicy 2,5 mln ton rocznie, Rys. 124.



Rys. 124. Produkcja bezwodnego amoniaku w Polsce w latach 2005-2022. Opracowano na podstawie [107].

W 2022 roku produkcja szarego wodoru na potrzeby syntezy amoniaku wyniosła ok. 374 tys. ton przy całkowitej zdolności produkcyjnej ok. 602 tys. ton/rok, Tab. 76.

Tab. 76 Produkcja wodoru w Polsce w 2022r. w wybranych zakładach na potrzeby syntezy amoniaku [108].

Nazwa	Zdolność produkcyjna H <sub>2</sub> t/rocznie	Produkcja H <sub>2</sub> t/rocznie	Konsumpcja H <sub>2</sub> t/rocznie
Puławy Zakłady Azotowe	214 620	133 536	133 536
Police Zakłady Chemiczne	105 120	65 405	65 405
Włocławek Anwil S.A. (Grupa Orlen)	92 327	57 446	57 446
Kędzierzyn Zakłady Azotowe 2	70 844	44 079	44 079
Kędzierzyn Zakłady Azotowe 1	68 180	42 421	42 421
Tarnów Zakłady Azotowe	50 602	31 485	31 485

Na chwilę obecną produkcja zielonego wodoru w celu wytworzenia zielonego amoniaku nie funkcjonuje w Polsce. Dlatego konieczne jest stworzenie i rozwój krajowego łańcucha wartości dostaw zielonego amoniaku. Elementy tego łańcucha zostały zaprezentowane wcześniej na Rys. 64. W przypadku produkcji krajowej należy rozważyć segmenty takie, jak:

- źródło pozyskania odnawialnej energii elektrycznej (elektrownie wiatrowe, słoneczne) do celu stworzenie produktu końcowego w całym ciągu technologicznym,
- elektrolizer wykorzystujący energię z OZE do produkcji zielonego wodoru wraz z urządzeniami towarzyszącymi (instalacją do rozdzielania powietrza atmosferycznego na jego główne składniki: tlen (O<sub>2</sub>), azot (N<sub>2</sub>) oraz instalacją uzdatniania wody),

- jednostka realizująca syntezę zielonego amoniaku,
- magazynowanie i dostawy do odbiorców końcowych.

W rozdziale 4.1 krajowe zapotrzebowanie na amoniak do celów energetycznych w 2030r. oszacowano na poziomie ok. 12,7 Mt. Do wyprodukowania takiej ilości amoniaku szacuje się, że wymagane jest ok. 2,3 Mt zielonego wodoru oraz ok. 113 TWh energii elektrycznej z OZE do wytworzenia wskazanej ilości zielonego wodoru oraz 14,3TWh na separację azotu z powietrza oraz podtrzymanie procesu syntezy w reaktorze, Tab. 77.

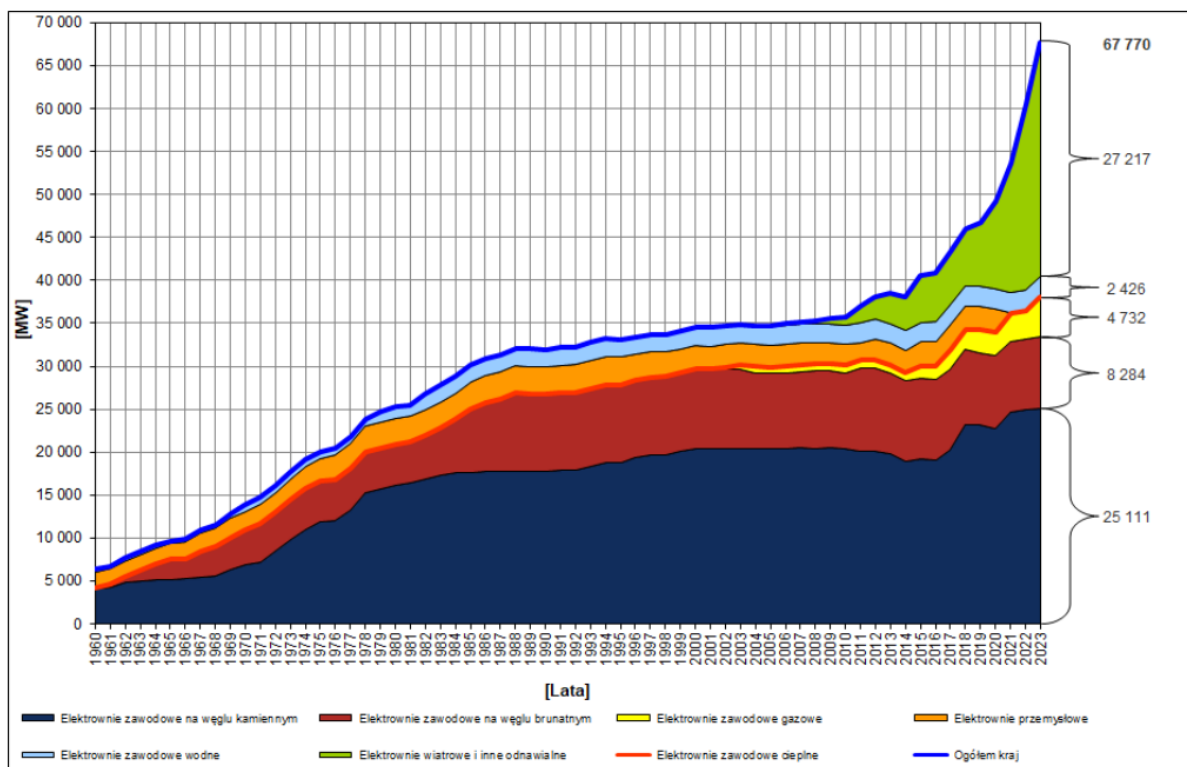
Tab. 77. Szacowane zapotrzebowanie na zielony wodór i energię elektryczną z OZE do jego produkcji w podziale na obszary zastosowania w 2030r. i 2035r.

	Zapotrzebowanie na:					Wymagana sumaryczna moc elektrolizerów, GW
	NH <sub>3</sub> , Mt	H <sub>2</sub> , Mt	wodę, Mt	en. elektr. do elektrolizy, TWh	en. elektr. do reaktora H-B i ASU*, TWh	
Elektrownie						
na węgiel kamienny w 2030r.	4,2	0,747	6,72	37	4,7	8,8
w 2035r.	3,8	0,672	6,05	34	4,3	7,9
na węgiel brunatny w 2030r.	2,5	0,435	3,92	22	2,8	5,1
w 2035r.	0,6	0,115	1,03	6	0,7	1,4
na gaz w 2030r.	1,0	0,173	1,56	9	1,1	2,0
w 2035r.	0,9	0,151	1,36	8	1,0	1,8
Elektrociepłownie zawodowe:						
na węgiel kamienny w 2030r.	2,0	0,357	3,21	18	2,3	4,2
w 2035r.	1,8	0,321	2,89	16	2,0	3,8
na gaz w 2030r.	1,8	0,313	2,81	16	2,0	3,7
w 2035r.	1,7	0,294	2,64	15	1,9	3,5
Przetwórstwo przemysłowe (2030r. i 2035r.):						
ogółem, w tym:	1,3	0,231	2,08	12	1,5	2,7
przemysł spożywczy	0,2	0,036	0,32	2	0,2	0,4
przemysł chemiczny	0,3	0,053	0,48	3	0,3	0,6
<b>suma w 2030r.</b>	<b>12,7</b>	<b>2,3</b>	<b>20,3</b>	<b>113</b>	<b>14,3</b>	<b>26,6</b>
<b>suma w 2035r.</b>	<b>10,0</b>	<b>2,1</b>	<b>19,3</b>	<b>107</b>	<b>13,6</b>	<b>25,2</b>

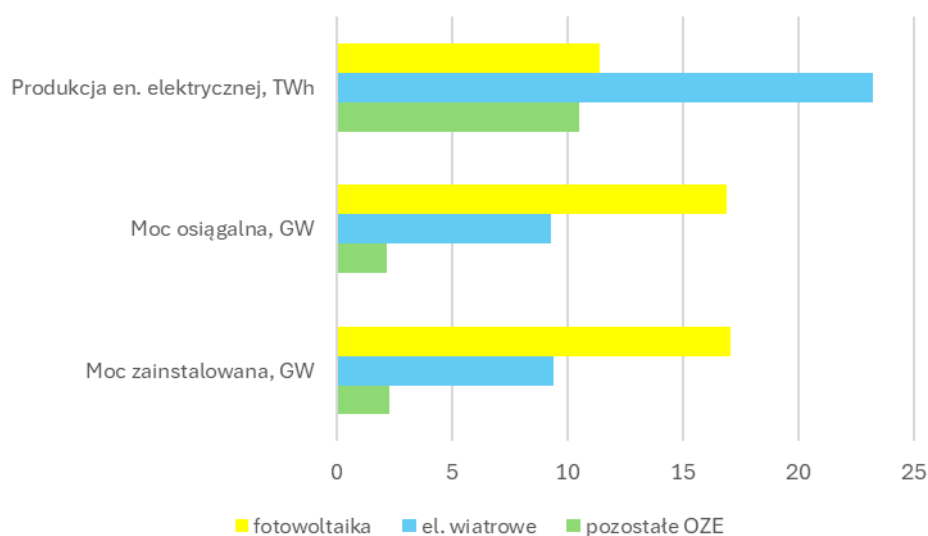
\* ASU – ang. Air Separation Unit - instalacja do rozdzielania powietrza atmosferycznego na jego główne składniki: tlen (O<sub>2</sub>), azot (N<sub>2</sub>)

**Pierwszym elementem łańcucha wartości** krajowej produkcji amoniaku jest pozyskiwanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii.

Moc zainstalowana elektrowni odnawialnych począwszy od 2009r. stale rośnie. W 2023r. jej wartość wyniosła 27 217MW, przy ogólnej mocy zainstalowanej na poziomie 67 770MW, Rys. 125. Niemniej, z uwagi na wyeksploatowanie najstarszych turbin spodziewane jest wycofanie ok 3,7GW mocy w latach 2036-2040, [109].

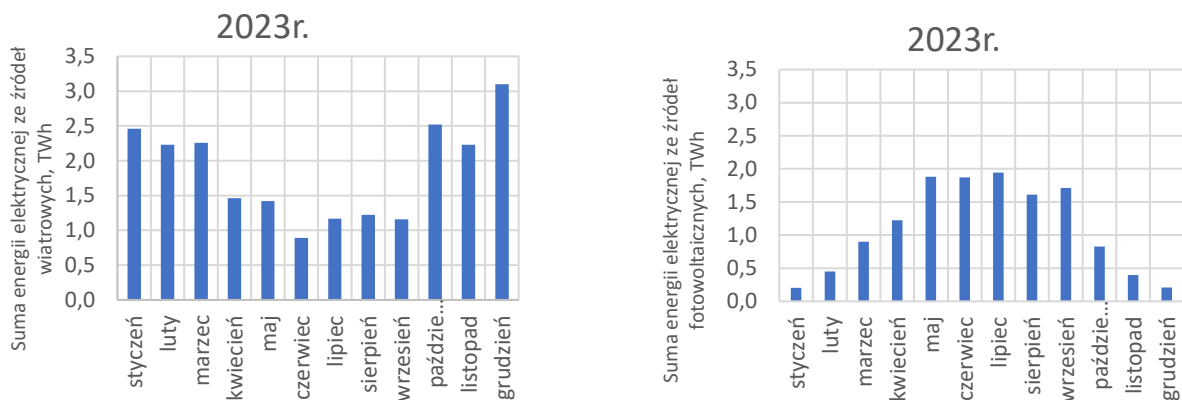


Rys. 125. Dynamika wzrostu mocy zainstalowanej w KSE w latach 1960-2023 w Polsce [109].



Rys. 126. Moc zainstalowana, osiągalna oraz produkcja energii w sektorze OZE w 2023r.. Opracowano na podstawie danych z [110].

Elektrownie wiatrowe, pomimo niższej mocy zainstalowanej w porównaniu z fotowoltaiką (el. wiatrowe 9,4 GW, fotowoltaika 17,1 GW), w 2023r. wyprodukowały ok. dwa razy więcej energii elektrycznej, Rys. 127. Miało to związek z dostępnością źródeł OZE w ciągu roku. Lądowe farmy wiatrowe w 2023r. przpracowały ok. 2 500h. Według Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej (PSEW) źródła wiatrowe mogą wytwarzać energię przez jedną trzecią roku – czyli przez 2 890 godzin. Natomiast w farmach morskich czas pracy turbin może wynosić od 3 500 godzin rocznie (Bałtyk) do 4 500 godzin rocznie (Morze Północne) [111].



Rys. 127. Energia elektryczna wygenerowana przez elektrownie a) wiatrowe oraz b) fotowoltaiczne w Polsce w 2023r. zarejestrowane w KSE. Opracowanie własne na podstawie danych z [112].

Prognozowany potencjał farm wiatrowych w roku 2030 to 8,6 GW w offshore (zdolność produkcji energii elektrycznej ok. 30,1 TWh) i od 12,7 GW (ok. 31,8 TWh) w scenariuszu 'business as usual' do 18 GW (ok. 45 TWh) w scenariuszu maksymalnym, przy elastycznym podejściu rządu, w onshore.

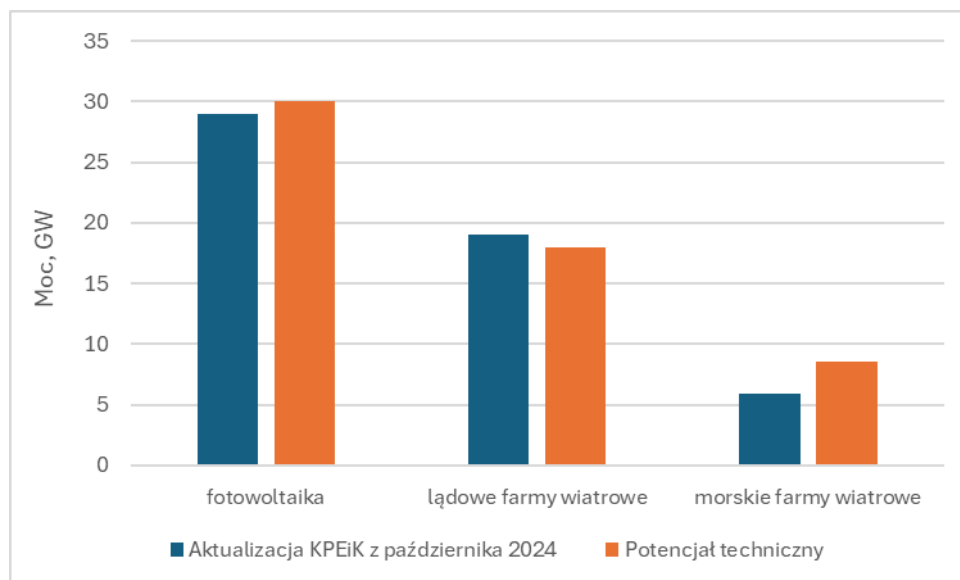
Co więcej, Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (PSEW) [113] szacuje, że potencjał ekonomiczny lądowej energetyki wiatrowej do 2040r. (przy założeniu minimalnej odległości 500m) może wynosić aż 41,4 GW. PSEW oszacowało, że na samych terenach przemysłowych potencjał techniczny onshore wynosi 16,9 GW. Za możliwy do szybkiej realizacji (w perspektywie 2030 roku) i obciążony relatywnie niskim ryzykiem regulacyjnym i ekonomicznym, jeśli chodzi o przyłączenia do sieci i konflikty z innymi formami użytkowania terenu uznać można potencjał rynkowy wynoszących 1,6 GW [114].

Moc zainstalowana fotowoltaiki również rośnie. Pod koniec 2023r. moc zainstalowana wynosiła 17,1 GW (ok. 11,4 TWh), z czego 10,67 to instalacje prosumenckie, natomiast pod koniec sierpnia 2024r. było to już 19,56 GW [115]. W obszarze farm fotowoltaicznych szacowana wartość mocy zainstalowanej w Polsce może dojść do poziomu 30 GW w 2030r. [116].

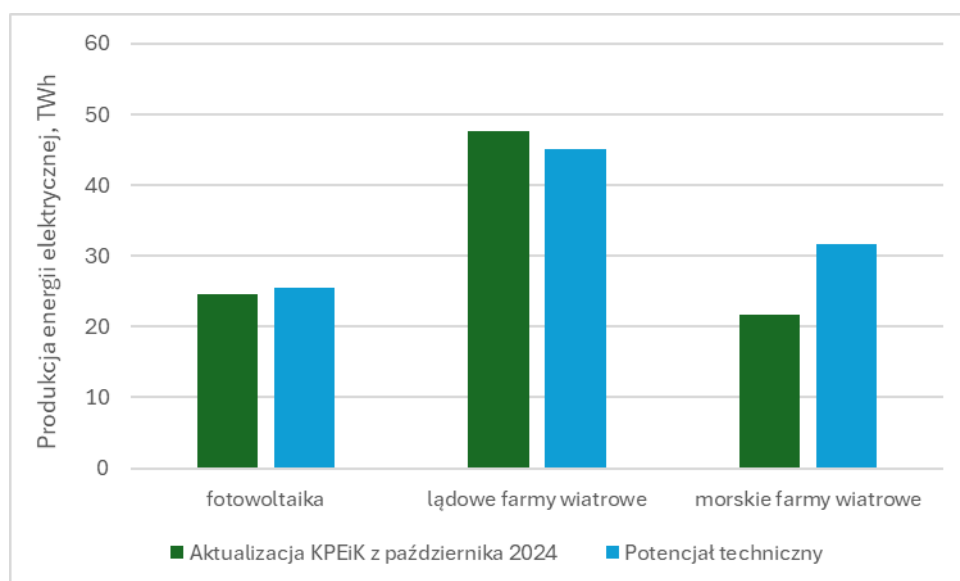
Produkcja wodoru na potrzeby syntezy amoniaku wymaga stabilnych i dużych dostaw energii, a energetyka wiatrowa (szczególnie morska) jest w stanie zapewnić większą stabilność w ujęciu rocznym. Dlatego wydaje się być właściwsze, aby większy udział w produkcji energii do zasilania elektrolizerów pochodził z bardziej stabilnych źródeł, takich jak wiatr, a energia ze słońca była uzupełnieniem wolumenu.

W październiku 2024r. upubliczniono najnowszą aktualizację KPEiK, w której cele dla mocy zainstalowanych w elektroenergetyce znalazły się na poziomie: fotowoltaika 29 GW, farmy onshore 19 GW, farmy off-shore 5,9 GW. Z porównania założeń do aktualizacji oraz możliwego do osiągnięcia potencjału OZE wynika, że w 2030r. niemal cała dostępna moc z fotowoltaiki i cała z lądowych farm wiatrowych zostanie bezpośrednio zagospodarowana. Niemniej, potencjał OZE do wykorzystania w

produkcji zielonego amoniaku jest widoczny w morskich farmach wiatrowych (Rys. 128 - Rys. 129), który szacunkowo może wynieść do 9,9TWh. Taka ilość energii elektrycznej wystarczyłaby na wyprodukowanie ok. 1,12 Mt zielonego amoniaku, przy wymaganej sumarycznej mocy elektrolizerów 2,3 GW.



Rys. 128. Moc zainstalowana OZE wg technologii w 2030r.

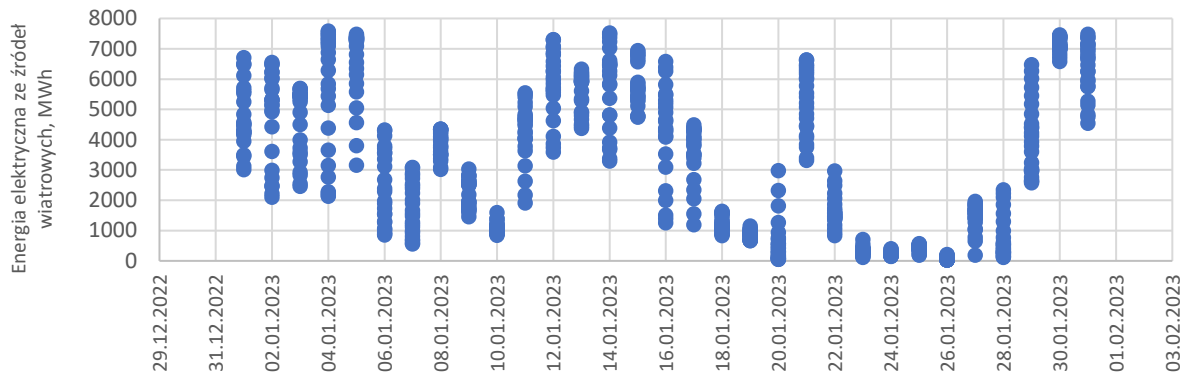


Rys. 129. Produkcja energii elektrycznej z OZE wg technologii w 2030r.

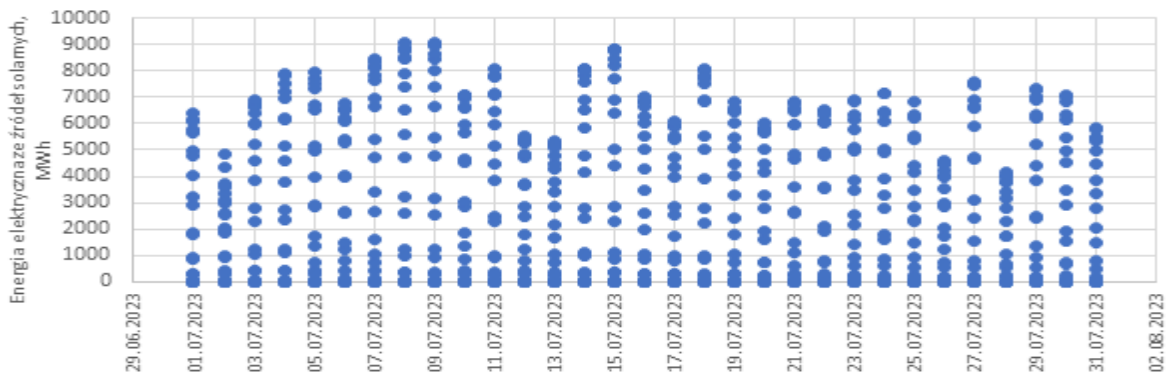
Możliwość produkcji zielonego amoniaku w Polsce wiąże się z następującymi problemami:

- Profil produkcji NH<sub>3</sub> oparty na energii z wiatru i słońca w naszych warunkach klimatycznych jest zmienny i nieprzewidywalny - zasilanie elektrolizerów w 100% energią odnawialną oznacza, że mogą one nie działać przez znaczną część dnia ze względu na zmienność wiatru i natężenie promieni słonecznych, patrz Rys. 131.

- Wyzwaniem jest potrzeba zbudowania znacznej pojemności magazynowej zielonego wodoru i/lub zielonego amoniaku w celu utrzymania niezakłóconego profilu ich dalszego wykorzystania, uwzględniając przy tym akceptowalne poziomy kosztów inwestycyjnych.
- Produkcja zielonego wodoru, a następnie amoniaku, wymaga dużych gruntów, potencjału odnawialnego i wsparcia rządowego.
- Aby zapobiec wykorzystaniu istniejących i przyszłych elektrowni odnawialnych, pierwotnie zaplanowanych w celu dekarbonizacji systemu energetycznego, należałoby rozważyć instalację dodatkowych mocy.



Rys. 130. Godzinowa i dzienna zmienność produkcji energii elektrycznej ze źródeł wiatrowych zarejestrowanych w KSE w styczniu 2023r. Opracowanie własne na podstawie danych z [112].



Rys. 131. Godzinowa i dzienna zmienność produkcji energii elektrycznej ze źródeł solarnych zarejestrowanych w KSE w lipcu 2023r. Opracowanie własne na podstawie danych z [112].

Z wyżej wymienionych powodów rozwijając krajowy potencjał produkcji amoniaku należy zadbać o **rozwój magazynów energii**. W okresach, gdy produkcja energii z farm fotowoltaicznych czy wiatrowych, jest najwyższa, nadprodukcja jest magazynowana. Zgromadzona energia jest następnie wykorzystywana w czasie, gdy produkcja z OZE jest niższa. Zapewniłoby to stabilną pracę elektrolizera, a w konsekwencji ciągłość produkcji amoniaku. Przy założeniach poczynionych wcześniej (zapotrzebowanie na energię elektryczną z OZE ok. 9,9TWh, czas pracy elektrowni wiatrowej off-shore w ciągu roku 3500h) szacuje się, że sumaryczna moc magazynów energii musiałaby wynieść ok. 1,13 GW.

Oczekuje się, że rynek magazynów energii będzie rozwijać się coraz intensywniej. Łączna moc zainstalowana tych magazynów na koniec 2023r. wynosiła 1 464,5 MW. Wśród nich dominowały technologie oparte na elektrowniach szczytowo-pompowych (85% całkowitej mocy) oraz bateriach litowo-jonowych. W wyniku aukcji głównej rynku mocy na rok dostaw 2028 zakontraktowano budowę 33 nowych magazynów energii, które będą wykorzystywały technologię elektrochemiczną. Łączna moc tych jednostek wyniesie 1 734 MW. Niemniej, na potrzeby gospodarki amoniakalnej powinny powstać dodatkowe, dedykowane magazyny energii.

Z uwagi na nieoptymalne uwarunkowania geograficzno-klimatyczne należy rozważyć zakup zielonej energii w formie kontraktów Power Purchase Agreements (PPA), które mogą odegrać kluczową rolę w rozwoju technologii związanych z zielonym amoniakiem, szczególnie w kontekście zapewnienia stabilnych dostaw energii z odnawialnych źródeł (OZE), niezbędnych do produkcji RFNBO (Renewable Fuels of Non-Biological Origin). Tego typu kontrakty mogą stać się jednym z filarów **budowy otoczenia rynkowo-regulacyjnego** sprzyjającego produkcji zielonego amoniaku, pozwalając na połączenie długoterminowej stabilności energetycznej z ambicjami klimatycznymi. Kontrakty PPA gwarantują stabilne dostawy tej energii po ustalonej cenie przez długi czas, co pozwala producentom na przewidywanie kosztów i oszacowanie opłacalności inwestycji oraz ochronę przed wahaniami cen (co jest szczególnie istotne w energochłonnych procesach takich jak elektroliza czy synteza amoniaku). Popularyzacja kontraktów PPA może stymulować budowę nowych instalacji odnawialnych, które będą dedykowane dostawom energii do omawianego sektora. Szczególnie, że aby amoniak i wodór były uznawane za paliwo RFNBO musi zostać spełnione kryterium:

- korelacji czasowej – paliwo produkuje się w tym samym miesiącu kalendarzowym, w którym wyprodukowano odnawialną energię z OZE w ramach umowy zakupu odnawialnej energii elektrycznej. Od 1 stycznia 2030 r. będzie to okres jednej godziny.
- odnawialności - instalacje produkujące energię odnawialną oraz paliwo muszą być podłączone linią bezpośrednią lub obie produkcje muszą zachodzić w tej samej instalacji.
- dodatkowości - energia elektryczna pozyskiwana do produkcji wodoru ma mieć charakter „dodatkowy” w stosunku do istniejącej produkcji energii elektrycznej, co ma zachęcać do zwiększenia ilości energii odnawialnej dostępnej w sieci w porównaniu ze stanem obecnym.
- korelacji geograficznej - elektrolizer musi znajdować się w tej samej strefie przetargowej co produkowana energia odnawialna.

**Kolejnym elementem łańcucha wartości** krajowej produkcji amoniaku jest proces pozyskiwania zielonego wodoru. Proces ten odbywa się przy zastosowaniu elektrolizera. Elektroliza przekształca energię elektryczną w energię chemiczną. W celu rozbicia cząsteczki wody na wodór i tlen wykorzystuje się zjawisko rozkładu cząsteczki pod wpływem elektronów pochodzących od przepływającego przez elektrolit prądu elektrycznego. Na jednej elektrodzie wytwarza się tlen, a na drugiej wodór. Obecnie rozwijane technologie to: elektrolizer alkaliczny (niska czystość gazu, najwyższa dojrzałość technologiczna TRL 9), elektrolizer z membraną do wymiany protonów (PEM, dostępny komercyjnie w skali do 10 MW, TRL 8-9), elektrolizer ze stałym tlenkiem (SOE, najwyższa sprawność, wstępny etap komercjalizacji TRL 8-9). Elektroliza jest uznawana za kluczowy element rozwoju gospodarki wodorowej na świecie ze względu na szybki wzrost mocy zainstalowanej z OZE. Produkcja ekologicznego wodoru wykorzystuje uzdatnioną wodę jako kluczowy surowiec, a odnawialną energię elektryczną jako źródło energii do oddzielania wodoru i tlenu od wody w elektrolizerze. Aby zaspokoić krajowe zapotrzebowanie na amoniak do celów energetycznych wymagane byłoby zainstalowanie elektrolizerów o sumarycznej mocy ok. 26,6 GW w 2030r. tylko na ten cel (mniejsze zapotrzebowanie na moc elektrolizerów w 2035r. w porównaniu z 2025r. wynika z harmonogramu planowanych wyłączeń

kotłów węglowych w obszarze elektrowni zawodowych). Polska Strategia Wodorowa co prawda zakłada rozwój technologii wodorowych w kraju, w tym produkcji wodoru z wykorzystaniem elektrolizerów. Jednak w ramach tej strategii przewiduje się zainstalowanie w Polsce elektrolizerów o łącznej mocy do 2 GW, a w całej Europie o mocy 40 GW do 2030 roku [117]. Przy założeniu, że dostępna moc elektrolizerów jest w całości zagospodarowana do procesu wytwarzania zielonego amoniaku, krajowa zdolność produkcji  $\text{NH}_3$  wyniosłaby ok. 0,95 Mt. Pozostały wolumen w ilości ok. 11,75 Mt musiałby pochodzić z importu.

Alternatywną metodą wodoru może być produkowany metodami termochemicznymi. Technologia TWSC (Thermochemical Water Splitting Cycle) to metoda, której celem jest produkcja wodoru poprzez rozdzielanie cząsteczki wody z wykorzystaniem wysokotemperaturowych reakcji chemicznych. Proces ten ma potencjał do wytwarzania wodoru w sposób bardziej efektywny i ekologiczny niż tradycyjne metody, takie jak elektroliza czy reforming gazu ziemnego. Od lat 70. XX wieku zidentyfikowano ponad 100 różnych metod TWSC, różniących się zapotrzebowaniem na energię, formą energii dostarczonej do poszczególnych etapów oraz przede wszystkim związkami chemicznymi biorącymi udział w cyklu. Niektóre z nich, jak metoda siarkowo - jodowa umożliwiają produkcję wodoru wyłącznie w oparciu o ciepło, które może stanowić strumień odpadowy generowany np. w instalacjach przemysłowych a inne, jak metoda miedziowo – chlorowa poza ciepłem wymagają również dostarczenia energii elektrycznej.

Mimo, że badania nad poszczególnymi cyklami były prowadzone już w ubiegłym wieku, charakteryzuje je stosunkowo niski poziom gotowości technologicznej (TRL) osiągający według różnych źródeł literaturowych od 2 do 4 [118], [119].

Obecnie produkcja wodoru w technologii TWSC nie jest jeszcze stosowana w przemyśle. Niemniej jednak technologia ta ma duży potencjał w przyszłości, zwłaszcza w kontekście rosnącego zapotrzebowania na zielony wodór i konieczności rozwoju bardziej efektywnych oraz ekologicznych procesów produkcji. W perspektywie kilku lat, w zależności od dalszego postępu badań i rozwoju, proces TWSC może zostać wdrożony w małych i średnich instalacjach przemysłowych, zwłaszcza w miejscach, gdzie dostępna jest tania energia cieplna lub źródła energii odnawialnej.

Najważniejszym elementem łańcuch produkcji wodoru jest **synteza zielonego amoniaku**. Najbardziej rozpowszechnioną metodą wytwarzania amoniaku jest proces Habera-Boscha, polegający na syntezie azotu z wodorem pod wysokim ciśnieniem (>100 bar) i w wysokiej temperaturze (400°C) w obecności katalizatora. Kluczowymi elementami instalacji procesowej są:

- Reaktory syntezowe - zaprojektowane do wytrzymywania ekstremalnych warunków ciśnienia i temperatury, zapewniające optymalną powierzchnię kontaktu między reagentami a katalizatorem.
- Systemy przygotowania surowców - obejmujące instalacje do pozyskiwania i oczyszczania azotu oraz wodoru, niezbędnych do procesu syntezy.
- Katalizatory - wysokowydajne materiały, najczęściej na bazie żelaza, przyspieszające reakcję i zwiększające jej efektywność.
- Wymienniki ciepła i systemy chłodzenia - kontrolujące temperaturę procesu oraz umożliwiające kondensację i separację wytworzonego amoniaku.
- Systemy bezpieczeństwa i kontroli - zaawansowane układy monitorujące parametry procesu w czasie rzeczywistym, zapewniające bezpieczną i stabilną pracę instalacji [120].

Drugą metodą produkcji amoniaku jest wykorzystanie w procesie Habera-Boscha wodoru pochodzącego z procesu elektrolizy wody. W fazie badań (TRL 4) pozostaje alternatywna metoda elektrochemiczna rozwijana przez start-up Swan-H. Proces odbywa się w temperaturze pokojowej i ciśnieniu atmosferycznym, znacznie zmniejszając wymagany nakład energetyczny do produkcji amoniaku i decentralizując produkcję amoniaku [121].

Również start-up o nazwie Jupiter Ionics, którego założycielami są naukowcy z Monash University, prowadził badania laboratoryjne nad procesem elektrochemicznym. Proces jest bardzo podobny do produkcji wodoru w elektrolizerze wodnym, z tą różnicą, że używa się elektrolitów, które są dobrze znane w świecie baterii litowych. Na powierzchni katody jest elektrolit oraz azotek litu ( $\text{Li}_3\text{N}$ ). Elektrolit zawiera nośniki jonów wodorowych lub protonów, np. sole fosfonowe. Kiedy jony wodoru docierają do katody, wypierają atomy litu w każdej cząsteczce azotku litu, tworząc  $\text{NH}_3$ , czyli amoniak. Jest on uwalniany z powierzchni katody i wychwytywany. Jony fosfonowe krążą pomiędzy dwiema elektrodami – dostarczając protony na katodę i anodę, proces zachowuje ciągłość i można go prowadzić cztery dni [122].

Synteza amoniaku w procesie Habera-Boscha w skali przemysłowej musi być procesem ciągłym z następujących powodów:

1. Wysoka temperatura i ciśnienie: Reakcja wymaga temperatury rzędu 400–500°C i ciśnienia od 150 do 300 atmosfer. Rozgrzanie reaktora do takich warunków i ich stabilizacja to proces czasochłonny i kosztowny energetycznie. Przerwanie procesu wymagałoby schłodzenia i obniżenia ciśnienia, co skutkuje stratami energii i zwiększonym zużyciem sprzętu.
2. Żywotność katalizatora: Proces wykorzystuje katalizatory (zwykle na bazie żelaza), które są wrażliwe na zmiany temperatury i ciśnienia. Częste zmiany tych parametrów mogą prowadzić do szybszego zużycia katalizatora i spadku jego efektywności, co zwiększa koszty operacyjne.
3. Ekonomia i efektywność: Proces Habera-Boscha jest zoptymalizowany do pracy ciągłej, co pozwala na maksymalne wykorzystanie energii i surowców. Przerwanie procesu prowadzi do strat materiałowych (np. nieprzereagowanego gazu), a także do większych kosztów związanych z ponownym rozruchem.
4. Bezpieczeństwo: Ponowne podgrzanie i sprężanie gazów do wysokich parametrów stwarza dodatkowe ryzyko w zakresie bezpieczeństwa. Instalacje przemysłowe są projektowane tak, aby zminimalizować liczbę uruchomień i wyłączeń, co zmniejsza ryzyko awarii i wycieków.

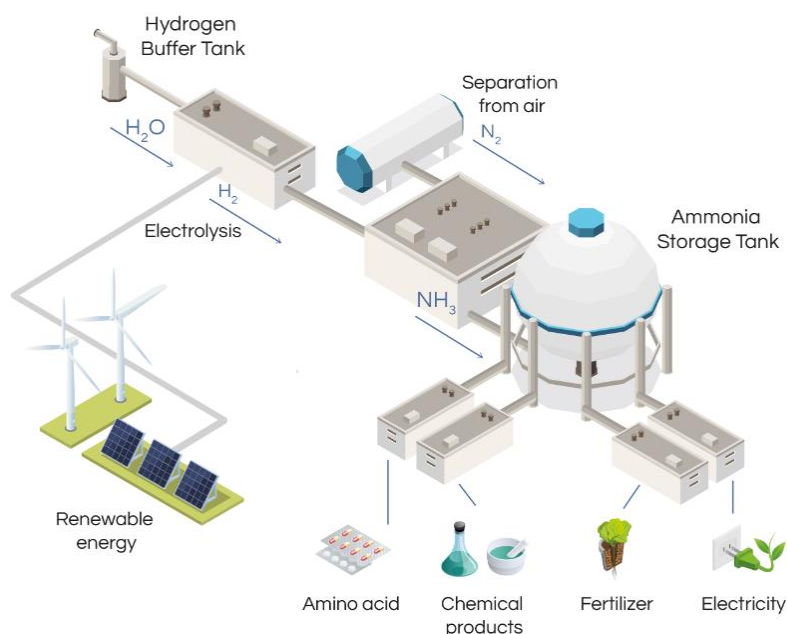
Z tych powodów przemysłowa synteza amoniaku jest przeprowadzana jako proces ciągły, który jest zatrzymywany tylko w wyjątkowych przypadkach, takich jak planowane prace konserwacyjne lub nieprzewidziane awarie. Problem niesterowalności i niestabilności produkcją energii z OZE jest zatem poważną przeszkodą w krajowej produkcji zielonego amoniaku, co mogłoby być złagodzone przez dostęp do magazynów energii.

Logistyka związana z magazynowaniem i transportem zielonego amoniaku została szczegółowo omówiona w rozdziale 2.2.4 oraz 3.2.

### **Krajowe działania w kierunku wytwarzania zielonego amoniaku**

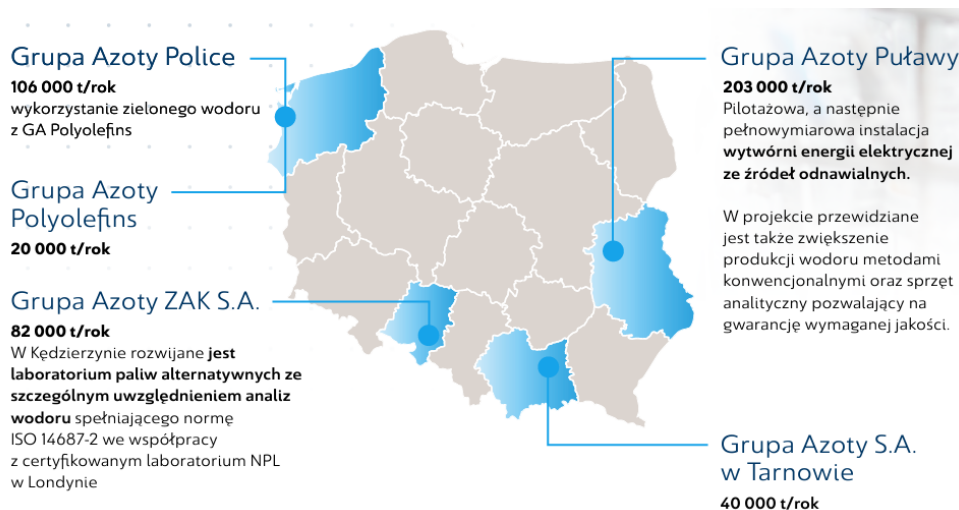
Tematyka wytwarzania zielonego  $\text{NH}_3$  została podjęta przez czołowych polskich producentów amoniaku. **Orlen**, według aktualnej strategii, będzie m.in. starał się istotnie zwiększyć produkcję ze źródeł OZE. Zakłada się, że do 2030 r. jego moce w OZE wyniosą 9 GW. Równocześnie koncern rozwija

portfel projektów wodorowych, [123]. Anwil Grupa Orlen uczestniczy w pracach w ramach projektu HyStrAm, którego celem jest opracowanie metod konwersji wodoru w amoniak, przy uwzględnieniu aspektu dekarbonizacji sektora energetycznego. Dzięki uczestnictwu w projekcie ANWIL S.A. pozyska dostęp do rezultatów projektu – green ammonia, technologii magazynowania energii w amoniaku oraz krótkotrwałego przechowywania wodoru, [124]. Technologia pod nazwą HyStrAm może częściowo lub w pełni zastąpić gaz ziemny w procesie produkcji amoniaku. System przetestuje połączenie porowatych materiałów i wzmocnionych zbiorników ciśnieniowych, które zademonstrują alternatywę dla przechowywania wodoru w niższych ciśnieniach i bezpieczniejsze opcje transportu. Dodatkowo, zastosowanie ultraporowatych materiałów i zbiorników ciśnieniowych ma ułatwić uzyskanie stabilnych parametrów pracy reaktora syntezy amoniaku. Zastosowanie sorbentów w reaktorze syntezy ma zwiększyć konwersję amoniaku, eliminując potrzebę recykulacji reagentów. Oczekuje się, że poprawi to wydajność, efektywność i żywotność systemu operacyjnego, ale także odblokuje zdecentralizowany plan produkcji amoniaku ( $\text{NH}_3$ ). Kluczowym zadaniem wrocławskiej spółki jest przetestowanie opracowanych rozwiązań w warunkach rzeczywistych, [125]. Instalacja ma posiadać poziom gotowości technologicznej TRL5. Projekt rozpoczął się w lipcu 2022r. i potrwa 3 lata. Schemat ideowy instalacji został przedstawiony na Rys. 132.



Rys. 132. Schemat ideowy instalacji produkującej zielony amoniak [126].

**Grupa Azoty** jest z kolei członkiem Klastra Wodorowego, w ramach którego realizowane są projekty badawcze i rozwojowe ukierunkowane na wspieranie rozwoju gospodarki wodorowej, w szczególności produkcję wodoru z wykorzystaniem energii produkowanej z instalacji odnawialnych źródeł energii, przy uwzględnieniu realizacji Polskiej Strategii Wodorowej. Wynikiem działań Klastra będą badania, rozwój i wdrożenie technologii produkcji zielonego wodoru. W dokumencie pn. STRATEGIA GRUPY KAPITAŁOWEJ NA LATA 2021-2030 opublikowanym w 2021r. zostały przedstawione plany Grupy Azoty na aktywne uczestnictwo w kreowaniu rynku wodorowego w Polsce. Jeśli wszystkie zaproponowane tam działania zostaną zrealizowane, moc produkcyjna zielonego wodoru Spółki osiągnie poziom ok. 450 000t/rok, Rys. 133.



Rys. 133. Plany Grupy Azoty dotyczące produkcji zielonego wodoru [127].

**Spółka Energy Group**, funkcjonująca na rynku odnawialnych źródeł energii, 17 lipca 2023 roku w Elektrowni Kozienice podpisała List Intencyjny na rzecz utworzenia Centralnej Doliny Wodorowej im. Braci Łaszczyńskich. Projekt zakłada pozyskanie 13.000 ha terenów – w województwie pomorskim, zachodniopomorskim i warmińsko-mazurskim, w odległości maksymalnej 70 km w linii prostej od Portów Morskich w Policach i Gdyni – budowę farm fotowoltaicznych i wiatrowych i połączenie ich ze sobą własną linią energetyczną oraz wybudowanie instalacji do wytwarzania wodoru, amoniaku i metanolu w oparciu o technologię elektrolizy, z wykorzystaniem zielonej energii dostarczanej ze słońca – 8 tys. MW oraz wiatru – 2 tys. MW. W skali roku w założeniu inwestycja ma dostarczyć energię elektryczną w ilości 15 TWh. Projekt ma zostać zrealizowany do 2030r.. Zrealizowanie projektu pozwoli osiągnąć produkcję roczną w wysokości około 110.000 ton wodoru odnawialnego oraz około **600 tys. ton amoniaku odnawialnego** lub 800 tys. ton metanolu odnawialnego [128].

**Firma Skłodowski** (sprzedająca artykuły do produkcji rolnej) również inwestuje w produkcję zielonego amoniaku. Przedsięwzięcie obejmie budowę instalacji wykorzystującej elektrolizę zasilaną energią z OZE, tj. z farmy wiatrowej i farmy fotowoltaicznej. Powstanie ona na terenach należących do firmy Skłodowski w powiecie oleckim, województwie warmińsko-mazurskim. Instalacja będzie miała charakter wyspowy (off-grid). W ramach projektu rozwijany będzie magazyn energii o planowanej mocy 15 MW i pojemności 60 MWh. Nominalna zdolność produkcji zielonego amoniaku to **20 tys. ton rocznie**. Start produkcji zaplanowany jest na drugi kwartał 2028r. [129].

#### 4.4 Potencjał, perspektywy i kierunki importu zielonego amoniaku

Krajowy potencjał wytwórczy zielonego amoniaku oszacowany w rozdziale 4.3 nie jest w stanie pokryć sumarycznego zapotrzebowania na ten rodzaj paliwa alternatywnego. Dlatego konieczne jest rozważenie innych źródeł pozyskania brakującej ilości amoniaku, w tym możliwości importu z regionów lub krajów, które dysponują większymi zasobami energii odnawialnej i zaawansowanymi projektami produkcji zielonego amoniaku.

Wśród perspektywicznych projektów dotyczących produkcji zielonego amoniaku na świecie wyróżnić można następujące:

### 1. Technologia Tsubame BHB

Polska spółka Hynfra podpisała porozumienie o współpracy z japońskim dostawcą technologii Tsubame BHB, który opracował rozwiązanie umożliwiające małoskalowe wytwarzanie amoniaku poprzez stworzenie technologii syntezy amoniaku na elektrydowym katalizatorze przy użyciu energii elektrycznej z OZE. Katalizator pozwala na przeprowadzanie reakcji w niższych temperaturach i przy niższym ciśnieniu, niż wielkoskalowe instalacje dostępne dziś na rynku. Dodatkowo, reakcja syntezy jest egzotermiczna, zatem powstające ciepło odpadowe można wykorzystać np. do ogrzewania i budowy wzajemnej synergii pomiędzy strumieniem wytwarzania wodoru oraz amoniaku.

### 2. Komercyjne moduły wytwarzające zielony amoniak

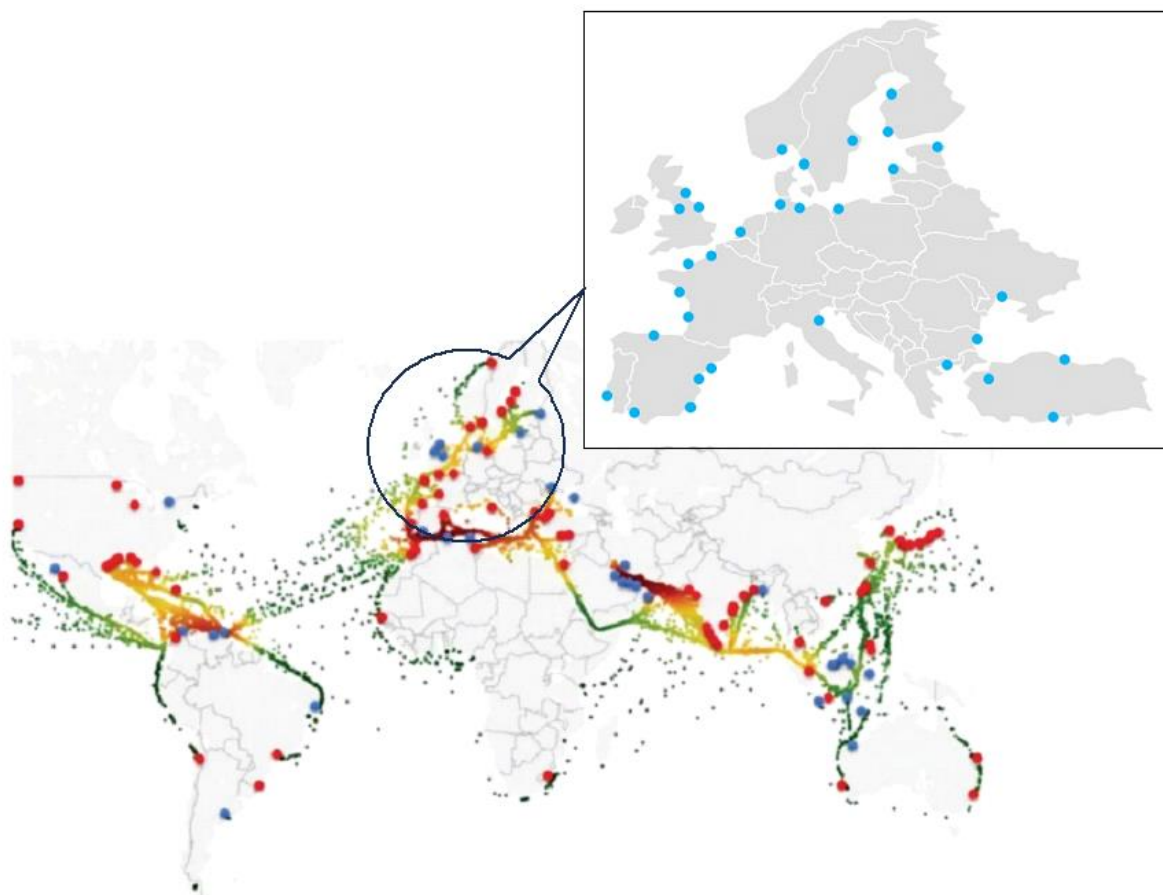
Jesienią 2023r. firmy Uniper i First Ammonia nawiązały współpracę w celu dostarczenia zielonego amoniaku do Uniper w ramach globalnych wysiłków na rzecz zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych przez konsumentów amoniaku. Każdy moduł o mocy 100 MW będzie początkowo produkował do 100 000 MTPA (milion ton rocznie) zielonego amoniaku. Stanowi to równowartość 180 000-240 000 Mt unikniętej produkcji dwutlenku węgla rocznie w porównaniu do szarego amoniaku. Ten zeroemisyjny amoniak pomoże Uniper przyspieszyć transformację energetyczną dla swoich klientów, Niemiec i szerszego rynku europejskiego. Zakład wdraża unikalną koncepcję Power to Ammonia opartą na integracji wysokotemperaturowego stałotlenkowego ogniwa elektrolizera (SOEC) z egzotermicznym procesem syntezy amoniaku. Produkcja zielonego amoniaku rozpocznie się w 2026 r., a następnie zostanie szybko zwiększona dzięki modułowej konstrukcji, obsługującej przemysłowych i globalnych klientów UNIPER, [130].

Unijny pakiet Fit for 55 i plan REPowerUE przewidują znaczące rozpowszechnienie zielonego wodoru w ramach dekarbonizacji i niezależnienia się od surowców z Rosji. W 2030 roku zużycie zielonego wodoru w UE ma sięgać 20 mln ton rocznie, z czego 10 mln ton ma być produkowane w Unii. Reszta ma być importowana, z czego 4 mln ton w formie zielonego amoniaku [94].

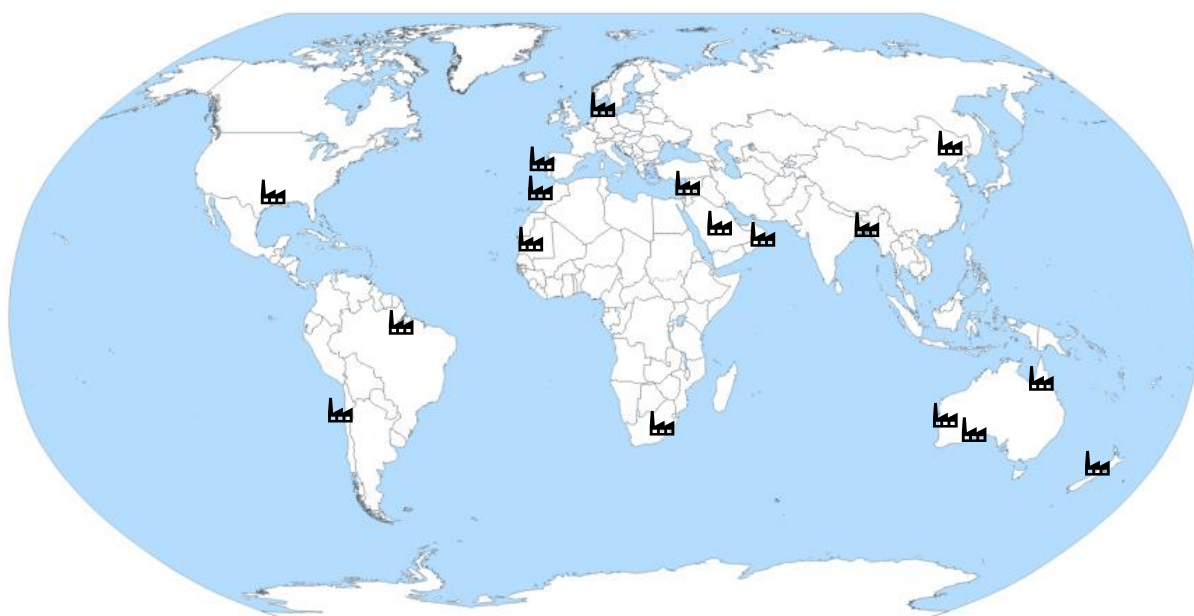
Z uwagi na niekorzystne położenie Polski pod względem dostępności do energii z wiatru i słońca, import amoniaku z zagranicy to skuteczny sposób przesyłania dużych ilości zielonej energii i surowców.

Infrastruktura służąca magazynowaniu i transportowi amoniaku jest wysoko rozwinięta ze względu na jego szerokie zastosowanie jako surowca do produkcji nawozów nieorganicznych. Międzynarodowe szlaki żeglugowe są dobrze poznane. Istnieje również kompleksowa sieć portów na całym świecie, które obsługują amoniak na dużą skalę, co pozytywnie wpłynie na rozpowszechnienie transportu amoniaku na dużą skalę jako nośnika energii i paliwa. Największe chłodzone magazyny amoniaku często znajdują się w portach, w których amoniak jest produkowany, a następnie wysyłany na skalę międzynarodową, Rys. 134.

Mając na uwadze fakt, że zapotrzebowanie na amoniak będzie w niedalekiej przyszłości stale rostało, na świecie planowane są inwestycje w zakłady produkujące zielony amoniak, Rys. 135.



Rys. 134. Międzynarodowe trasy żeglugowe dla transportu amoniaku oraz istniejące porty obsługujące transport amoniaku. Opracowano na podstawie [131], [132].



Rys. 135. Przykładowe lokalizacje planowanych zakładów produkujących zielony amoniak. Opracowanie własne.

## PRODUKCJA ZIELONEGO AMONIAKU NA ŚWIECIE

### 1. Arabia Saudyjska

Największy na świecie zakład produkujący zielony wodór ma zostać wybudowany w ciągu pięciu lat w specjalnej strefie zrównoważonego rozwoju NEOM w północno-zachodniej części Arabii Saudyjskiej. Jego wartość szacowana jest na 5 mld dolarów. Przewiduje się, że zakład będzie produkował dziennie do 650 t bezemisyjnego wodoru w postaci zielonego amoniaku. Inicjatorami projektu są światowe spółki Air Products, ACWA Power oraz NEOM. zakłada się wykorzystanie sprawdzonych na świecie technologii, zasilanych wyłącznie energią ze źródeł odnawialnych. Energia potrzebna do uruchomienia i podtrzymywania procesów technologicznych (4 GW) pozyskana zostanie z elektrowni wiatrowych i słonecznych, a unikalny profil energetyczny, dostępny w strefie NEOM, ma zapewnić produkcję całkowicie czystego źródła energii na masową skalę. Dzięki wykorzystaniu nowoczesnych technologii, zakład będzie w stanie produkować rocznie około **1,2 mln t zielonego amoniaku** [133].

W 2021r. konsorcjum InterContinental, Saudi Aramco i Modern Industrial Investment Holding Group ogłosiło plany utworzenia Centrum Energii Odnawialnej Arabii Saudyjskiej (SAREH). Planowana maksymalna **roczna produkcja zielonego amoniaku to 15 mln ton do 2030r. i 20 mln ton do 2035r.** [134].

### 2. Mauretania

Ministerstwo Ropy Naftowej, Górnictwa i Energii Mauretanii podpisało 4 marca 2024r. memorandum of understanding (MoU) z polsko-mauretańskim konsorcjum, w którego skład wchodzi firma Hynfra oraz Mauritania Green Ammonia (MGA). Rozpoczęta współpraca ma na celu uruchomienie instalacji do produkcji zielonego wodoru i amoniaku. Przedsięwzięcie przewiduje budowę instalacji o łącznej mocy elektrolizerów od 120 do 200 MW oraz odnawialnych źródeł energii o mocy do 500 MW, co umożliwi produkcję około **100 000 ton rocznie zielonego amoniaku**. Całkowity koszt rozwoju i budowy instalacji szacuje się na około 1,5 miliarda dolarów amerykańskich [135].

Zapowiadany przez firmę CWP Global projekt AMAN planowany jest na długości około 150 km wzdłuż wybrzeża i 60 km w głąb lądu. Będzie on rozwijany w różnych fazach, np. co najmniej w dwóch fazach. Oczekuje się, że pierwsza faza zakończy się w 2029 r., a druga faza rozpocznie się w 2032 lub 2033 r. Firma podpisała protokół ustaleń o wartości 40 miliardów dolarów z rządem Mauretanii na zachodnim wybrzeżu Afryki na budowę elektrowni odnawialnych o mocy 30 GW i instalacji produkującej zielony amoniak o wydajności 10 milionów ton rocznie. Generowana moc ma wynieść ok. 110TWh. CAPEX projektu to 40 mld dolarów, [136] oraz [137].

### 3. Jordania

Polska Hynfra i jordańska Fidelity Group utworzyły spółkę Jordan Green Ammonia L.L.C. Głównym celem jest budowa fabryki zielonego amoniaku w specjalnej strefie ekonomicznej Aseza w Akabie. Projekt przewiduje budowę zakładu syntezy odnawialnego amoniaku, farmy fotowoltaicznej o mocy 530 megawatów, magazynu energii, elektrolizera i stacji desalinacji wody morskiej. Roczna produkcja amoniaku ma wynieść **między 100 a 200 tysięcy ton**. Część zostanie sprzedana na lokalnym rynku, większość będzie eksportowana do krajów UE. Cały projekt będzie w pełni niezależny energetycznie i zeroemisyjny. Poza amoniakiem produkowana będzie też zielona energia, zielone ciepło, wodór i tlen, para przemysłowa etc. Multigeneracja wzmocni zwrot z inwestycji w projekt. Fabryka ma ruszyć w

przeciągu pięciu lat. Bliskość portu w Akabie ułatwi logistykę transportu wytworzonych produktów [138].

#### 4. Brazylia

W północno-wschodniej Brazylii firma chemiczna Unigel wybudowała ekologiczną fabrykę wodoru i amoniaku. Zaplanowano, że do 2025r. zakład będzie produkował 40 000 ton zielonego wodoru i **240 000 ton zielonego amoniaku rocznie** [136].

#### 5. Nowa Zelandia

Projekt Southern Green Hydrogen w Southland w Nowej Zelandii zakłada wybudowanie obiektu wytwarzającego energię odnawialną o mocy 600MW. Instalacja ma zasilać produkcję zielonego amoniaku przewidzianego na eksport do Azji, którego skala ma wynosić **do 550 000 ton NH<sub>3</sub> rocznie** [136].

#### 6. RPA

W 2021 r. firma Hive Energy ogłosiła, że buduje największą farmę fotowoltaiczną w Republice Południowej Afryki – o mocy 1 GW – w celu zasilania energią odnawialną swojego zakładu w Coega, gdzie buduje fabrykę zielonego amoniaku w pobliżu głębokowodnego portu w zatoce Nelsona Mandeli. Fabryka Coega o wartości 4,6 miliarda dolarów będzie produkować **780 000 ton zielonego amoniaku** rocznie, głównie na eksport drogą wodną na Daleki Wschód, do Europy i USA. Budowa rozpocznie się w 2025 r., a produkcja ma ruszyć w 2026 r. [136].

#### 7. Australia

Wart 3,15 miliarda dolarów hub wodorowy ma powstać w Gladstone w stanie Queensland. Jego otwarcie planowane jest na 2025r. Planowana moc elektrolizerów wynosi 3GW, a roczna produkcja zielonego amoniaku to **2 mln ton do 2030r.** Wstępnie chęć zakupu NH<sub>3</sub> wyraził koncern Korea East Power [136].

Na zachodnim wybrzeżu Australii firma Murchison Hydrogen Renewables ma w planach zainstalowanie elektrowni wiatrowych i słonecznych o mocy 5 GW oraz instalacji elektrolizy o mocy 3 GW i produkcję około **2,2 mln ton zielonego amoniaku rocznie do 2030 r.** Ostatecznej decyzji inwestycyjnej oczekuje się do 2025 [136].

Na południu Australii ma powstać Western Green Energy Hub (WGEH), gdzie planuje się wykorzystać elektrownie słoneczne i wiatrowe o mocy 50 GW, aby wyprodukować do 3,5 mln ton zielonego wodoru lub **20 mln ton amoniaku rocznie.** WGEH zostanie opracowany przez InterContinental Energy we współpracy z CWP Global i Mirning People. Ostateczna decyzja inwestycyjna zapadnie najwcześniej po 2028r. [139].

#### 8. Maroko

Projekt AMUN, który zrealizuje firma CWP Global, będzie zlokalizowany w pobliżu miasta Tan Tan w Maroku, około 100 km wzdłuż wybrzeża i około 20 do 30 km w głąb lądu. Projekt będzie realizowany w trzech odrębnych fazach, przy czym pierwsze dwie fazy obejmować będą zarówno 3 GW energii

słonecznej, jak i 3 GW energii wiatrowej, a także produkcję amoniaku na poziomie **od 2 do 2,5 mln ton rocznie**. Docelowo firma Planuje wdrożyć 15 GW energii wiatrowej i słonecznej w Maroku [140].

#### 9. Oman

InterContinental Energy wraz z partnerami konsorcjum OQ i Enertech przygotowują się do realizacji projektu Green Energy Oman („GEO”) o mocy 25 GW w prowincji Al Wusta. Zakłada się produkcję 1,8 mln ton zielonego wodoru i **10 mln ton zielonego amoniaku rocznie** [136].

#### 10. Bangladesz

W 2024r. ma ruszyć pierwsza fabryka zielonych nawozów, której szacowana dzienna zdolność produkcyjna ma wynosić 2800 ton mocznika i **1600 ton amoniaku**. Realizatorem projektu jest konsorcjum China National Chemical Engineering & Construction Corporation Seven Ltd. oraz Mitsubishi Heavy Industries [141].

#### 11. Dania

W zachodniej Jutlandii firma Skovgaard Energy buduje pierwszą na świecie dynamiczną elektrownię Power-to-Ammonia. Sześć turbin wiatrowych o mocy 12MW i park fotowoltaiczny o mocy 50 MW dostarczają energię przekształcaną w ciekły, zielony amoniak. Projekt wykaże, że dynamiczna synteza amoniaku Habera-Boscha może sprawdzić się jako potencjalna technologia magazynowania energii bez pośredniego magazynowania wodoru. Projekt jest finansowany ze środków duńskich funduszy EUDP, a partnerami projektu są Topsoe i Vestas. Elektrownia będzie w stanie wyprodukować **5000 ton zielonego amoniaku rocznie**, co zapewni roczną redukcję emisji CO<sub>2</sub> o 8200 ton [142].

#### 12. Chiny

W połowie 2023r. chińskie przedsiębiorstwo energetyczne Jilin Electric Power rozpoczęło budowę fabryki zielonego amoniaku. Projekt Da'an po pełnym uruchomieniu będzie w pierwszej fazie produkował 32 000 ton zielonego wodoru i **180 000 ton NH<sub>3</sub> rocznie** [143].

#### 13. USA

ABB współpracuje z Green Hydrogen International (GHI) nad projektem budowy dużego zakładu produkcji ekologicznego wodoru w południowym Teksasie w Stanach Zjednoczonych. Obiekt Power-to-X będzie wykorzystywał energię słoneczną i lądową energię wiatrową do zasilania elektrolizera o mocy 2,2 GW do produkcji 280 000 ton zielonego wodoru rocznie, który zostanie przekształcony w **milion ton zielonego amoniaku rocznie**. Projekt będzie wykorzystywał podziemne magazyny solne, które są postrzegane jako skuteczny sposób przechowywania dużych ilości wodoru na lądzie. Planowane przechowywanie do 24 000 ton zielonego wodoru pomoże zrównoważyć nieciągłość odnawialnych źródeł energii zasilających operację.

120-kilometrowy rurociąg do pobliskiego portu energetycznego Corpus Christi, około 300 kilometrów na południowy zachód od Houston, będzie transportował zielony wodór do zakładu produkcji amoniaku w celu konwersji, a następnie globalnego eksportu w celu zaspokojenia popytu w Europie i Azji [144].

#### 14. Portugalia

Projekt MadoquaPower2X w Sines w Portugalii jest rozwijany przez Madoqua Renewables, Power2X i Copenhagen Infrastructure Partners. MadoquaPower2X będzie wykorzystywał energię odnawialną i 1 GW mocy elektrolizy do produkcji na dużą skalę 150 000 ton zielonego wodoru i **300 000 ton zielonego amoniaku rocznie**. Koszt projektu to 2 800 000 euro [145].

## 15. Chile

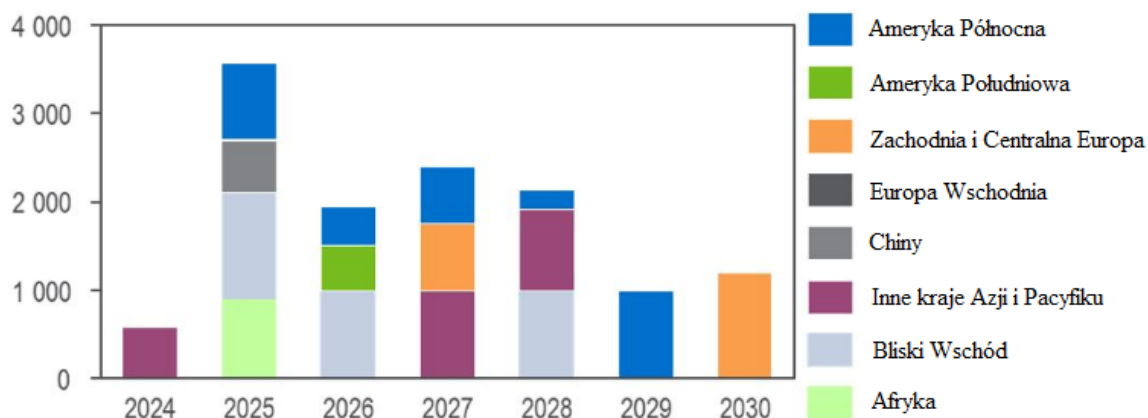
Firma Mejillones Ammonia Energy (MAE) realizuje swoje plany dotyczące fabryki produkującej amoniak odnawialny o wydajności **600 000 ton rocznie**, zlokalizowanej w mieście Mejillones w północnym Chile. Powstanie park fotowoltaiczny o mocy 600 MW. Projekt o wartości 2,5 mld dolarów zostanie ukończony w dwóch etapach, przy czym pierwszy, obejmujący 300 000 ton odnawialnego amoniaku rocznie, zacznie funkcjonować do końca 2027 r. [146].

## 16. Hiszpania

Fabryka amoniaku Fertiberii w Puertollano jest pierwszą zieloną fabryką amoniaku w Hiszpanii, zainaugurowaną w maju 2022 roku. We współpracy z firmą Iberdrola na miejscu zainstalowano instalację fotowoltaiczną o mocy 100 MW, aby wytwarzać zieloną energię elektryczną wymaganą do zasilania elektrolizera o mocy 20 MW oraz system akumulatorów litowo-jonowych o pojemności 20 MWh. Projekt kosztował 150 mln euro. Instalacja wytwarza zielony wodór w ilości 360 kgH<sub>2</sub>/h [147].

Zdecydowana większość wyżej wymienionych projektów jest na wczesnym etapie. Istnieje prawdopodobieństwo, że część z nich zostanie zaniechana. Stosowanie zielonego amoniaku będzie prawdopodobnie koncentrować się w regionach obejmujących Europę Zachodnią i region Azji i Pacyfiku, przy czym oczekuje się, że Bliski Wschód stanie się kluczowym graczem na rynku eksportowym [148]. Prognozę dodatkowych zdolności produkcyjnych zielonego amoniaku na lata 2024-2030 przedstawia Rys. 136.

zielony amoniak, tys. ton



Rys. 136. Prognoza dodatkowych zdolności produkcyjnych zielonego amoniaku na lata 2024-2030 [148].

Import zielonego amoniaku do UE będzie wymagać budowy terminali portowych przygotowanych na rozładunek, magazynowanie i dystrybucję NH<sub>3</sub>. W Tab. 78. przedstawiono ważniejsze projekty dotyczące omawianego zagadnienia.

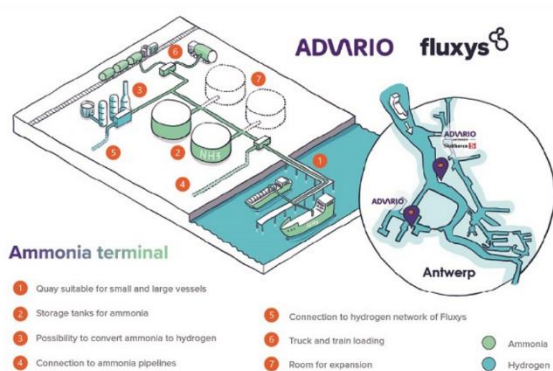
Tab. 78. Przykładowe projekty planowanych do wybudowania terminali dla zielonego amoniaku.

Lp	Terminal	Start	CAPEX	OPEX	NH <sub>3</sub> [t/rok]
1	Antwerpia	2027	b.d.	b.d.	b.d.
2	ACE, Rotterdam	2026	b.d.	b.d.	3 750 000
3	Wilhelmshaven	2030	910 mln euro	66 mln euro/rok	2 600 000
4	Brunsbuttel	2026	440 mln euro	40 mln euro/rok	2 000 000
5	Wyspa Krk, Chorwacja	2027	2,5 mld euro	b.d.	10 000 000
6	Dunkierka	2029	b.d.	b.d.	b.d.

## TERMINALE IMPORTOWE ZIELONEGO AMONIAKU

### 1. Belgia

Fluxys i Advorio chcą wybudować terminal importowy zielonego amoniaku na terenie portu w Antwerpii. Obie firmy badają obecnie wykonalność terminala o otwartym dostępie i dążą do uruchomienia terminala w 2027 roku. Przyszły terminal ma umożliwiać transport NH<sub>3</sub> pociągami, ciężarówkami, statkami, a być może także rurociągami amoniaku podłączonymi do lokalnego przemysłu. Dodatkowo inicjatorzy rozważają budowę instalacji do konwersji amoniaku z powrotem na wodór. Terminal zostanie zatem podłączony do sieci wodorowej Fluxys, która będzie dostarczać energię do całej północno-zachodniej Europy [149]. Projekt otrzymał status PCI 6 (Project of Common Interest) [150].



Rys. 137. Terminal NH<sub>3</sub> w Antwerpii [149].

### 2. Holandia

Istniejący terminal amoniaku w porcie w Rotterdamie, obsługiwany przez firmę OCI Global, jest w trakcie rozbudowy w celu potrojenia przepustowości, w oczekiwaniu na rosnące zapotrzebowanie na amoniak. Port jest bardzo dobrze skomunikowany z żeglugą śródlądową, transportem kolejowym, kołowym oraz rurociągami [151].

Air Products i Gunvor Petroleum Rotterdam rozważają utworzenie dedykowanego terminalu importowego amoniaku w Rotterdamie. Firma Air Products zainwestowała wcześniej pięć miliardów dolarów w duży obiekt w Arabii Saudyjskiej wraz z ACWA Power i NEOM. Od 2025 r. będzie zużywać ponad cztery gigawaty energii odnawialnej, pochodzącej ze słońca i wiatru, do produkcji 650 ton wodoru dziennie i 1,2 mln ton zielonego amoniaku rocznie. Wyłącznym nabywcą tego zielonego amoniaku będzie firma Air Products.

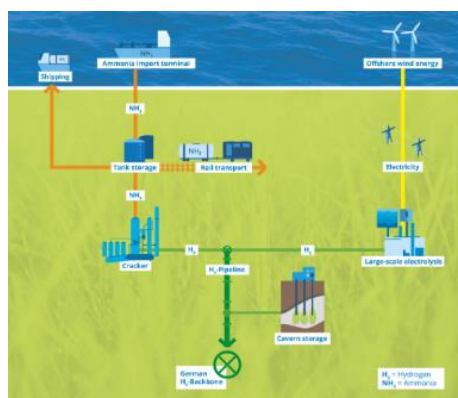


Rys. 138. ACE Terminal [152].

Gasunie, HES International i Vopak również planują budowę terminalu importowego zielonego amoniaku w Rotterdamie. Terminal ACE na Maasvlakte powinien zacząć działać od 2026 r. i będzie miał niezależną infrastrukturę o otwartym dostępie [153]. Planowana **zdolność do odbioru NH<sub>3</sub> ma wynieść 3 750 000 ton rocznie**. Rozmowy są prowadzone na szeroką skalę od Chile po Namibię, od Australii po Arabię Saudyjską.

Dwa istniejące zbiorniki w zakładzie Gasunie's Peakshaver zostaną zmodyfikowane, aby nadawały się do przechowywania amoniaku. Dzięki strategicznej lokalizacji HES International terminal ACE będzie wyposażony w nabrzeże z bezpośrednim dostępem do głębokich wód z Morza Północnego, które będzie mogło przyjmować większe statki oceaniczne przewożące amoniak z różnych krajów. Dzięki sieci rurociągów Gasunie istnieją już połączenia z przemysłem w Rotterdamie i dostęp do rurociągów do Europy północno-zachodniej. Vopak obsługuje już sześć terminali amoniaku na całym świecie, dzięki czemu posiada dużą wiedzę na temat bezpiecznego magazynowania amoniaku [154]. Projekt otrzymał status PCI 6 (Project of Common Interest) [150].

### 3. Niemcy



Firma Uniper aktywnie realizuje projekty rozwoju terminali wyładunkowych amoniaku i powiązanej infrastruktury w europejskich portach, w tym w niemieckim terminalu w Wilhelmshaven (jedeny głębokowodny port na niemieckim wybrzeżu, który umożliwia swobodny dostęp dużym tankowcom), gdzie zakładana **przepustowość importowanego NH<sub>3</sub> ma wynieść 2,6 mln ton amoniaku rocznie** [94]. Terminal ma rozpocząć swoje działanie w 2030r. Projekt otrzymał status PCI 6. CAPEX projektu wynosi 910 mln euro. OPEX projektu wynosi 66 mln euro/rok [155].

Rys. 139. Koncepcja terminalu w Wilhelmshaven [156].



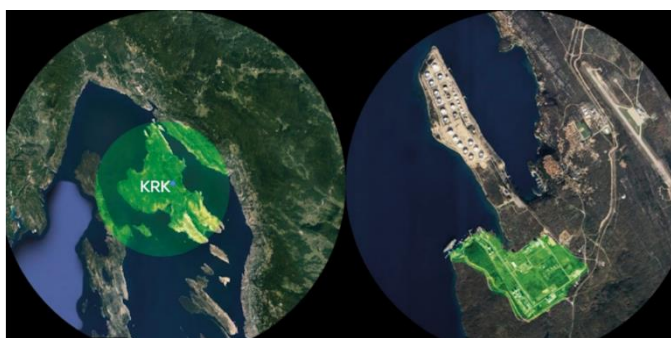
RWE planuje tak przebudować terminal w porcie Brunsbüttel, aby w 2026 roku mógł sprowadzać z Namibii **300 000 ton amoniaku rocznie, a po rozbudowie docelowo 2 mln ton** [157].

RWE i VTG wspólnie opracują koncepcję logistyczną zaopatrywania klientów. VTG ma wieloletnie doświadczenie w transporcie amoniaku cysternami. Dlatego RWE i VTG wspólnie rozważają również możliwość dystrybucji drogą kolejową [158]. CAPEX projektu wynosi 440 mln euro, natomiast OPEX 40 mln euro/rok [155]. Projekt otrzymał status PCI 6 (Project of Common Interest) [150].

Rys. 140. Projekt RWE i VTG [159].

## 8. Chorwacja

Na wyspie Krk w ramach Green Energy Park Krk w połowie 2027r. rozpocznie działanie terminal  $\text{NH}_3$  sprowadzanego z Brazylii, gdzie ma powstać dedykowany na te potrzeby zakład. Docelowa zdolność odbioru amoniaku przewidywana jest na **10 mln ton rocznie, natomiast początkowo będzie to 1 mln ton**.



Pierwszy zbiornik magazynowy ma mieć pojemność 100 tys.  $\text{m}^3$ , a kolejne 80 tys.  $\text{m}^3$ . Całkowity koszt inwestycji ma wynieść 2,5 mld euro. Transport amoniaku będzie się odbywał statkami oraz transportem kołowym [160]. Za realizację odpowiada konsorcjum Gasfin Group, MT Group, Hybart, Exogen Hydrogen Solutions.

Rys. 141. Planowany terminal  $\text{NH}_3$  w Chorwacji [160].

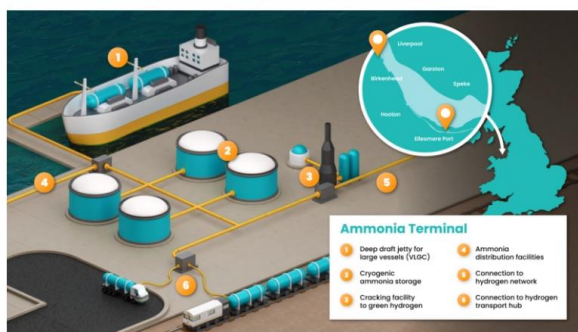
## 9. Francja



Na liście PCI europejskich projektów wodorowych znalazł się również projekt Dunkerque New Molecules, którego start planowany jest na 2029r. Koszty projektu o kodzie HYD-N-820 pozostają pufne [155]. Na terenie portu zlokalizowany jest park fotowoltaiczny o mocy 40MW, a u wybrzeży Dunkierki działa morska farma wiatrowa, która do roku 2027 ma osiągnąć moc 600MW [161].

Rys. 142. Koncepcja terminala w Dunkierce [161].

## 10. Wielka Brytania



Rys. 143. Terminal  $\text{NH}_3$  w Liverpoolu.

W porcie w Liverpoolu powstanie nowy, terminal importowy open-access zielonego amoniaku, który umożliwi import i magazynowanie ponad miliona ton zielonego amoniaku rocznie w celu dalszej dystrybucji w Wielkiej Brytanii lub przekształcenia go w zielony wodór w celu dostarczenia go do odbiorców przemysłowych w regionie North West. Rozpoczęcie działalności terminalu planowane jest na 2027 r. [162].

## 11. Polska

W Polsce prowadzone są analizy dotyczące rozbudowy portu w Policach, który docelowo może służyć do importu m. in. zielonego amoniaku dla całej Grupy Azoty. Doniesienia prasowe wskazują, że Spółka prowadzi rozmowy z PKN Orlen ws. budowy kolejnych zbiorników w porcie. W październiku 2022 r. Grupa Azoty informowała, że Projekt Portu Police został wybrany w ramach Instrumentu „Łącząc Europę” (CEF) w perspektywie finansowej 2021-2027. Całkowity koszt prac studyjnych to 3.477.582 euro, a uzyskane dofinansowanie unijne to blisko 1,74 mln euro [163]. Plany rozbudowy terminala amoniakalnego podyktowane są decyzją o zaprzestaniu wytwarzania amoniaku we własnych fabrykach. Cała Grupa dysponuje pojemnością ponad 50 tys. ton zdolności magazynowych dla amoniaku. W planach jest skalowanie terminalu poprzez zabudowę nowych zdolności przeładunkowych w kierunku nowych zbiorników oraz rozbudowy trakcji kolejowej [164].

Port w Gdańsku mógłby być potencjalnie rozważany w perspektywie importu zielonego amoniaku. Jest to największy i najgłębszy port w Polsce, co sprawia, że idealnie nadaje się do obsługi dalekomorskich jednostek transportowych. Głębokowodne terminale kontenerowe i możliwość rozbudowy infrastruktury do przeładunku płynnych chemikaliów, takich jak amoniak, czynią go odpowiednią lokalizacją. Jest także dobrze skomunikowany z siecią kolejową i drogową, co ułatwia dalszy transport amoniaku do odbiorców w kraju. Z kolei Port w Świnoujściu jest kluczowym punktem dla importu gazu i produktów płynnych, m.in. LNG. Właśnie ze względu na doświadczenie z obsługą cieczy oraz infrastrukturę portową, Świnoujście może stanowić odpowiednie miejsce dla rozwoju przeładunku ciekłego amoniaku. Bliskość do Niemiec i połączenie kolejowe wzmacniają logistyczny potencjał tego portu, co mogłoby wspierać zarówno import i dystrybucję amoniaku.

## 4.5 Ocena szans i zagrożeń budowy rynku paliw wodoronośnych ze względu na otoczenie legislacyjne i strategiczne UE

Transformacja energetyczna w Unii Europejskiej, wspierana regulacjami legislacyjnymi oraz politykami strategicznymi, stwarza zarówno szanse, jak i zagrożenia dla budowy rynku paliw wodoronośnych, takich jak zielony wodór i amoniak. Wśród kluczowych dokumentów w kontekście tego rodzaju paliw wyróżnić można następujące:

### 1. Dyrektywa RED II (2018/2001) i RED III (2023)

Dyrektywa RED II wprowadziła ramy dla promowania odnawialnych źródeł energii (OZE) oraz wymogi dotyczące paliw RFNBO (Renewable Fuels of Non-Biological Origin), definiując minimalne standardy ich produkcji i wykorzystania. W 2023 roku RED III zaostrzyła te przepisy, ustanawiając nowe cele:

- Do 2030 roku, RFNBO mają stanowić co najmniej 42% energii wykorzystywanej w przemyśle i 5,5% w transporcie.
- Wymogi „dodatkowości” (energia wykorzystywana w procesie produkcji RFNBO musi pochodzić z nowych instalacji OZE, aby zapobiec zwiększeniu emisji związanej z zapotrzebowaniem na energię) oraz korelacji czasowej i geograficznej między produkcją energii odnawialnej a zużyciem przez elektrolizery zwiększają presję inwestycyjną na producentów.
- Zwiększone wymagania certyfikacyjne w postaci systemów monitorowania i raportowania emisji w cyklu życia paliwa, co wymaga opracowania szczegółowych metod oceny zrównoważoności.
- Nowe możliwości wsparcia - RED III otwiera nowe ścieżki wsparcia finansowego dla projektów RFNBO, co umożliwi inwestycje w rozwój technologii zielonego amoniaku, takich jak magazyny energii i terminale do jego przechowywania (np. fundacja H2Global, mechanizm IPCEI).

### 2. Fit for 55

Pakiet legislacyjny Fit for 55 wzmacnia przepisy dotyczące redukcji emisji o co najmniej 55% do 2030 roku (w porównaniu z poziomem z 1990 roku). Dla rynku paliw wodoronośnych istotne są:

- Rozszerzenie systemu EU ETS (Emissions Trading System), które zwiększa koszty emisji dla sektorów przemysłowych, promując wodór i jego pochodne jako alternatywy.
- Mechanizm CBAM, zwany też granicznym podatkiem węglowym, który ma na celu wyrównanie konkurencyjności między unijnymi producentami a ich zagranicznymi odpowiednikami, szczególnie w kontekście kosztów emisji dwutlenku węgla. CBAM nakłada opłaty na import produktów o wysokim śladzie węglowym, takich jak stal, cement, nawozy, szary amoniak. W kontekście zielonego amoniaku mechanizm stwarza przewagę konkurencyjną dla  $\text{NH}_3$  wytwarzanego w UE przy użyciu odnawialnych źródeł energii.

### 3. Delegowane akty wykonawcze do RED II

Przyjęte w 2023 roku akty wykonawcze (2023/1184 i 2023/1185) szczegółowo określają metody kalkulacji emisji i wymagania zrównoważoności RFNBO. Obejmują one:

- Konieczność wykorzystania energii z nowych instalacji OZE – zachęta do rozbudowy infrastruktury OZE oraz elektrolizerów, które są kluczowe dla produkcji zielonego amoniaku.
- Wymogi raportowania i certyfikacji - dzięki jednolitym wymogom certyfikacyjnym zielony amoniak może być eksportowany do UE jako RFNBO.

#### 4. Strategia Wodorowa UE

Strategia z 2020 roku zakłada rozwój zielonego wodoru jako priorytetowej technologii dla osiągnięcia neutralności klimatycznej. Kluczowe cele:

- Budowa 40 GW mocy elektrolizerów w UE do 2030 roku.
- Cel importowy ustalony na 10 mln ton wodoru ze źródeł odnawialnych do 2030 roku.
- Współpraca międzynarodowa – nie tylko z państwami europejskimi, ale również z Afryką i Azją.

W Tab. 79 zaprezentowano szanse oraz potencjalne zagrożenia dla budowy rynku paliw wodoronośnych ze względu na otoczenie legislacyjne i strategiczne UE.

Tab. 79. Szanse oraz potencjalne zagrożenia dla budowy rynku paliw wodoronośnych ze względu na otoczenie legislacyjne i strategiczne UE.

<b>SZANSE</b>
<b><i>Wsparcie finansowe i inwestycyjne</i></b>
Fundusze z programów takich jak Innovation Fund czy Horizon Europe mogą znacząco przyspieszyć rozwój technologii RFNBO
System EU ETS motywuje sektory wysokoemisyjne do inwestowania w dekarbonizację przy użyciu paliw wodoronośnych
<b><i>Stymulowanie innowacji</i></b>
Regulacje i wsparcie ze strony unijnych programów badawczo-rozwojowych promują nowe technologie, takie jak magazynowanie wodoru w formie amoniaku.
<b><i>Integracja z rynkami międzynarodowymi</i></b>
Mechanizm European Hydrogen Bank, który umożliwia aukcje wspierające import zielonego wodoru i jego pochodnych, w tym zielonego amoniaku.
Certyfikacja RFNBO jako ułatwienie handlu międzynarodowego
<b>ZAGROŻENIA</b>
<b><i>Wysokie wymogi regulacyjne</i></b>
Obostrzenia dotyczące dodatkowości i korelacji czasowej zwiększają koszty produkcji RFNBO, co może ograniczyć konkurencyjność producentów w UE
Rozbudowane procedury certyfikacji i raportowania generują dodatkowe obciążenia administracyjne.
<b><i>Infrastruktura</i></b>
Brak rozbudowanej sieci dystrybucji wodoru i jego pochodnych (w tym zielonego amoniaku) w UE powoduje trudności logistyczne.
Niedostateczna liczba terminali portowych do importu zielonego amoniaku może ograniczać skalę handlu.
<b><i>Międzynarodowa konkurencja</i></b>
Ryzyko konkurencji z krajami spoza UE (np. Australią czy Bliskim Wschodem), które mogą produkować paliwa wodoronośne taniej dzięki niższym kosztom energii.

Otoczenie legislacyjne Unii Europejskiej oddziałuje w sposób bezpośredni na **otoczenie rynkowo-regulacyjne w krajach członkowskich**. W Polsce jednym z ważniejszych dokumentów wspierających rozwój krajowego potencjału paliw wodoronośnych jest Polska Strategia Wodorowa do 2030 roku, która zakłada zainstalowanie elektrolizerów o sumarycznej mocy 2GW zasilanych OZE. Ważnym instrumentem wsparcia jest Krajowy Plan Odbudowy, z którego fundusze zostaną przeznaczone m. in. na inwestycje w OZE i technologie dekarbonizacyjne. Przykładem tego może być umowa podpisana w

listopadzie 2024r. pomiędzy MKiŚ a Bankiem Gospodarstwa Krajowego (BGK) na realizację inwestycji wodorowych, w tym na program obejmujący inwestycje publiczne, realizowany w formie dotacji w celu zachęcenia do realizacji inwestycji prywatnych oraz poprawy dostępu do finansowania w polskim sektorze produkcji wodoru odnawialnego i niskoemisyjnego. Maksymalne wsparcie w przeliczeniu na 1 MW mocy instalacji do produkcji wodoru RFNBO wynosi ok. 2 mln euro. Dotacją będą objęte instalacje do produkcji wodoru, jak i infrastruktura towarzysząca (m.in. źródło OZE). Minimalna moc instalacji to 20 MW. W obszarze „Zielona energia i zmniejszenie energochłonności” na poprawę warunków dla rozwoju technologii wodorowych oraz innych gazów zdekarbonizowanych w KPO zostało przeznaczonych 3,6 mld złotych.

Aby krajowy potencjał rynkowy zielonego amoniaku (będącego paliwem wodoronośnym) miał szansę na rozwój potrzebne by było stworzenie dedykowanych mechanizmów wsparcia dla tego obszaru:

- Zasadne wydaje się opracowanie odpowiednich mechanizmów wsparcia dla producentów zielonego amoniaku, mających na celu obniżenie kosztów jego wytwarzania we wczesnej fazie rozwoju rynku. Wsparcie to mogłoby przyjąć formę instrumentów finansowych, takich jak dotacje bezpośrednie, ulgi podatkowe lub preferencyjne warunki finansowania, co przyczyniłoby się do zwiększenia konkurencyjności tej technologii oraz przyspieszenia jej komercjalizacji.
- Wdrożenie mechanizmów wsparcia, takich jak kontrakty różnicowe (CfD), aby zniwelować różnicę cenową między zielonym amoniakiem a tradycyjnymi paliwami kopalnymi.
- Rozbudowa terminali portowych do przyjmowania i magazynowania importowanego zielonego amoniaku, np. w portach w Gdańsku lub Świnoujściu.
- Budowa krajowych instalacji do produkcji amoniaku z odnawialnych źródeł energii (OZE) przy wsparciu funduszy unijnych i krajowych.
- Wspieranie badań i rozwoju (B+R) nad technologiami produkcji i zastosowania zielonego amoniaku, w szczególności w kontekście jego użycia jako nośnika wodoru.
- Propozycje zmian podatkowych, takie jak obniżenie VAT lub zwolnienie z akcyzy dla zielonego amoniaku, mogą pomóc w promowaniu jego produkcji i stosowania w Polsce zgodnie z celami dekarbonizacji i wsparcia odnawialnych paliw wodorowych.
- Opracowanie systemu certyfikacji zielonego amoniaku, aby wyróżnić go jako paliwo niskoemisyjne i zgodne z wymogami klimatycznymi.

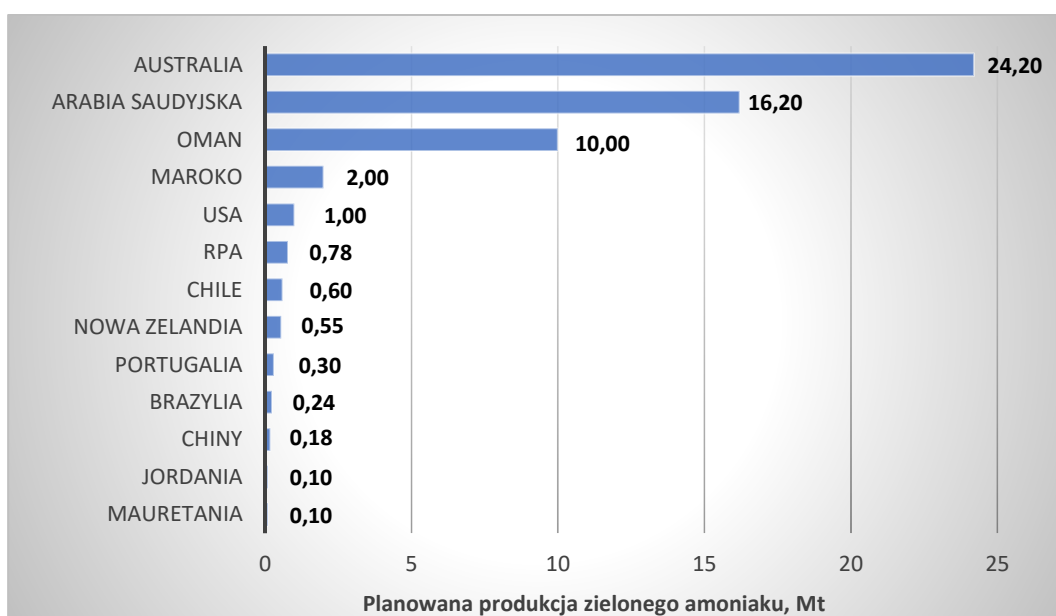
Podsumowując, transformacja energetyczna kraju w kierunku zwiększonego zastosowania amoniaku może zostać wsparta poprzez zastosowanie odpowiednich zachęt oraz mechanizmów rynkowych. Zwiększenie konkurencyjności amoniaku jako paliwa na rynku polskim zwiększy jego zainteresowanie wśród energetyki zawodowej jak i przedsiębiorców indywidualnych przemysłowych. Wykonana analiza wrażliwości wykazała znaczną poprawę wyników finansowych bloków współspalających amoniak korzystających z dofinansowań do zakupu amoniaku. Przy wykorzystaniu programu wsparcia funduszami europejskimi oraz w celu realizacji celów neutralności klimatycznej Unii Europejskiej mogłyby być wprowadzone dofinansowania z funduszu europejskiego, które zostały by przyznawane instalacjom współspalającym amoniak, które udowodnią zmniejszenie emisji dwutlenku węgla do środowiska poprzez zastosowanie amoniaku jako paliwa. Należy również podjąć kolejne działania w celu popularyzacji amoniaku poprzez zwiększenie krajowej świadomości przy użyciu krajowych mediów, konferencji oraz rozbudowie krajowej strategii rozwoju amoniaku do 2030, 2040 oraz 2050 roku. Kreowanie polityki energetycznej Polski powinno również uwzględnić nawiązywanie kontaktów handlowych i przygotowanie kontraktów importu amoniaku w celu pokrycia potencjalnego zapotrzebowania amoniaku w kraju na cele energetyczne oraz infrastruktury magazynowej, aby zapewnić stały dostęp dla konsumentów amoniaku.

## 4.6 Wnioski

1. Wolumen dostępnych mocy węglowych w kolejnych latach będzie spadać z uwagi na przesłanki ekonomiczne, a także trend transformacji energetycznej Polski w kierunku zeroemisyjności. Do 2034r. z rynku potencjalnie zostanie wycofane 8,4GW stabilnej mocy z kotłów na węgiel kamienny klasy 200MW. Jednocześnie wysokoemisyjne elektrownie węglowe są na chwilę obecną podstawą KSE. W 2030r. moce te będą w dalszym ciągu źródłem stabilnych dostaw energii, ale nie będą jednostkami dominującymi. Redukcja mocy węglowych obejmie również elektrociepłownie, które będą modernizowane z zamiarem zastosowania w nich gazu ziemnego. Największe zmiany w tym sektorze powinny nastąpić do 2030r. Ogólnie, projekt aktualizacji KPEiK w scenariuszu WAM zakłada, że w 2030 r. moce oparte na węglu kamiennym (elektrownie i elektrociepłownie) wynosić będą ok. 13 GW, natomiast na węglu brunatnym 6,6 GW, co łącznie stanowić będzie ok. 20 proc. w strukturze KSE.
2. Współspalanie amoniaku może korzystnie wpłynąć na obniżenie emisyjności produkcji energii elektrycznej. Zastosowanie współspalania amoniaku w elektrowniach zawodowych w części kotłów na węgiel kamienny w ilości 40% energetycznie pozwoliłoby na obniżenie emisyjności produkcji energii elektrycznej poniżej 550 gCO<sub>2</sub>/kWh. Przy założeniu, że w kotłach na węgiel brunatny również dopuszczalny maksymalny udział amoniaku w mieszance paliwowej wynosi 40% energetycznie, przy obecnej sprawności wytwarzania energii elektrycznej (34% - 42% w zależności od mocy zainstalowanej bloku) szacunkowa emisyjność produkcji nie zejdzie poniżej 550 gCO<sub>2</sub>/kWh.
3. Sumaryczne szacunkowe zapotrzebowanie na amoniak do zastosowań energetycznych w krajowych jednostkach wytwórczych energetyki przemysłowej i zawodowej wyniesie ok. 12,7Mt w 2030r. i spadnie w 2035r. do poziomu ok. 10Mt z uwagi na kolejne wyłączenia mocy węglowych w energetyce zawodowej.
4. Szacunkowe zapotrzebowanie na zielony amoniak w sektorze elektrowni węglowych w 2030r. (przy uwzględnieniu przewidywanego harmonogramu odstawień kotłów) może wynieść 6,7Mt, by w 2035r. obniżyć się o ok.34% do poziomu 4,4Mt. W sektorze elektrociepłowni węglowych oszacowane zapotrzebowanie w 2030r. wynosi 1,8Mt.
5. Do roku 2030 prognozowany jest największy rozwój krajowych mocy gazowych – wg aktualizacji KPEiK scenariusz WAM łącznie ok. 11GW mocy zainstalowanej w elektrowniach i elektrociepłowniach. Oszacowane zapotrzebowanie na amoniak w tym sektorze wynosi ok. 2,8Mt w 2030r. Dodatkowo sektor elektrociepłowni przemysłowych również czeka wymiana starych, wyeksploatowanych kotłów węglowych i zastąpienie ich jednostkami gazowymi. Szacowane zapotrzebowanie na amoniak może wynieść w 2030r. do 1,3Mt.
6. Ogólnokrajowa modernizacja bloków do współspalania paliwa kopalnego oraz amoniaku pozwoliłoby na sumaryczne zmniejszenie emisji dwutlenku węgla o 40,5 mln ton oraz dwutlenku siarki o 84 tysięcy ton.
7. Potencjał dostępnych w 2030r. mocy OZE do produkcji zielonego amoniaku będzie bardzo ograniczony z uwagi na wykorzystanie ich do pracy w KSE, aby osiągnąć cele środowiskowe, do których państwo polskie jest zobowiązane. Potencjał OZE do wykorzystania w produkcji zielonego amoniaku jest widoczny w morskich farmach wiatrowych (do 9,9TWh). Uwzględniając zapotrzebowanie energetyczne na proces elektrolizy wody, separację azotu z powietrza i jego sprężanie oraz podtrzymywanie syntezy amoniaku w reaktorze w procesie Habera-Boscha, szacunkowy potencjał krajowej produkcji zielonego amoniaku wynosi ok. 1Mt.
8. Dla rozwoju produkcji zielonego amoniaku kluczowe jest zwiększenie dostępności elektrolizerów na rynku, co wymaga wsparcia rozwoju tej branży. Oszacowano, że wymagana

sumaryczna moc elektrolizerów do krajowej produkcji zielonego wodoru, niezbędnego w tym procesie, wynosi ok. 2,3MW.

9. Zwiększenie potencjału produkcji zielonego amoniaku można rozważać w kontekście zaimplementowania wyspowych, niskotonazowych instalacji, posiadających własne źródła OZE oraz magazyn energii jako zabezpieczenie.
10. Tradycyjna wielkotonazowa synteza amoniaku musi być procesem ciągłym. Dlatego niesterowalne źródła odnawialne wykorzystywane w procesie muszą być wspomagane przez magazyn energii. Dla wskazanej produkcji krajowej sumaryczna moc magazynów energii powinna wynosić ok. 1,13GW. Kluczowe jest zatem wsparcie rozwoju tej branży.
11. Sumaryczne zapotrzebowanie na import zielonego amoniaku w 2030r. oszacowano na ok. 11,7Mt w 2030r. oraz ok. 9Mt w 2035r. Główni gracze na światowym rynku w obszarze produkcji zielonego amoniaku w 2030r. to Australia, Arabia Saudyjska oraz Oman, Rys. 144.
12. Import zielonego amoniaku wymaga rozbudowy portów. W gronie lokalizacji o największym potencjale znajdują się porty w Policach, Gdańsku i Świnoujściu.



Rys. 144. Planowany wolumen produkcji zielonego amoniaku na świecie. Opracowanie własne na podstawie danych opisanych w rozdziale 4.4.

#### 4.7 Rekomendacje dla rozwoju rynku paliw wodoronośnych tj. zielonego amoniaku w Polsce

Sformułowano rekomendacje dotyczące podjęcia kluczowych działań niezbędnych do osiągnięcia odpowiedniej skali rozwoju rynku paliw wodoronośnych. Obejmują one tworzenie sprzyjającego otoczenia rynkowego i regulacyjnego na poziomie krajowym oraz odpowiednie kształtowanie polityki energetycznej, ukierunkowanej na wspieranie innowacji, inwestycji i zrównoważonego rozwoju w obszarze gospodarki paliw wodoronośnych.

1. Wsparcie dla inwestycji w odnawialne źródła energii i elektrolizery:

Kluczowe jest zwiększenie wsparcia finansowego dla projektów związanych z odnawialnymi źródłami energii, zwłaszcza w sektorze morskiej energetyki wiatrowej (offshore) oraz fotowoltaiki. Elektrolizery,

będące podstawą produkcji zielonego amoniaku, powinny być wspierane poprzez dotacje lub ulgi podatkowe w celu obniżenia kosztów produkcji na wczesnym etapie rozwoju rynku.

2. Inwestycje w magazynowanie energii:

Stabilność procesów syntezy zielonego amoniaku wymaga rozwiniętej infrastruktury magazynowania energii. Niezbędne jest zatem wsparcie finansowe dla budowy systemów magazynowania energii w celu zapewnienia stabilności dostaw.

3. Transformacja krajowego sektora produkcji amoniaku:

Wsparcie dla krajowych producentów amoniaku w zakresie zmiany struktury wytwórczej na technologie oparte na zielonym amoniaku jest niezbędne. Ważne jest, aby modernizacja i rozbudowa mocy produkcyjnych nie zakłócały łańcucha dostaw dla sektorów takich jak przemysł nawozowy czy chemiczny, co zapewni skalę rynkową odpowiednią dla zielonego amoniaku.

4. Subsydiowanie projektów RFNBO i promowanie umów PPA:

Konieczne jest stworzenie mechanizmów subsydiowania projektów zgodnych z definicją Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBO) w oparciu o fundusze unijne. Promowanie długoterminowych umów zakupu energii (PPA) z producentami energii odnawialnej może dodatkowo stymulować rozwój rynku zielonego amoniaku.

5. Kontrakty różnicowe (CfD):

Wprowadzenie mechanizmów wsparcia, takich jak kontrakty różnicowe (Contracts for Difference, CfD), pozwoli na zmniejszenie różnicy cenowej między zielonym amoniakiem a tradycyjnymi paliwami kopalnymi, co uczyni go bardziej konkurencyjnym na rynku.

6. Rozbudowa infrastruktury portowej:

Należy rozważyć rozbudowę terminali portowych w Gdańsku i Świnoujściu, co umożliwi przyjmowanie, przechowywanie oraz dystrybucję importowanego zielonego amoniaku, wspierając tym samym bezpieczeństwo dostaw.

7. Wspieranie badań i rozwoju (B+R):

Inwestycje w badania nad technologiami produkcji i zastosowania zielonego amoniaku, zwłaszcza jako nośnika wodoru w celach energetycznych, są niezbędne dla dalszego rozwoju rynku.

8. Zmiany w systemie podatkowym:

Wprowadzenie ulg podatkowych, takich jak obniżenie VAT lub zwolnienie z akcyzy na zielony amoniak, może przyczynić się do zwiększenia jego konkurencyjności i zgodności z celami dekarbonizacji.

9. System certyfikacji zielonego amoniaku:

Opracowanie systemu certyfikacji umożliwi identyfikację zielonego amoniaku jako paliwa niskoemisyjnego, zgodnego z europejskimi i krajowymi wymogami klimatycznymi, co zwiększy jego atrakcyjność na rynku krajowym i międzynarodowym.

## 5 Podsumowanie, wnioski i rekomendacje

Stosowane obecnie w energetyce i przemyśle instalacje generacji energii elektrycznej i ciepła bazują na spalaniu reaktywnych paliw kopalnych (węgla, gazu ziemnego), z którymi związana jest wysoka emisja CO<sub>2</sub>. Wykorzystanie do celów energetycznych zielonego amoniaku, pozyskiwanego przy udziale energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych, jest obecnie jednym z kierunków, rozpatrywanych w dyskusji dotyczącej dekarbonizacji sektora elektroenergetycznego. W niniejszej pracy przeprowadzono analizę możliwości implementacji technologii współspalania amoniaku jako paliwa będącego nośnikiem wodoru, lecz eliminującego podstawowe trudności w przesyłaniu i magazynowaniu wodoru w postaci cząsteczkowej (H<sub>2</sub>), utrudniającego jego wdrożenie. Metodologia zrealizowanych prac skupiła się na przeprowadzeniu wielowariantowej symulacji numerycznej wspartej analizą rynku oraz analizą techniczno-ekonomiczną w zakresie możliwości zastosowania technologii współspalania amoniaku w instalacjach energetyki przemysłowej i zawodowej.

Na podstawie analizy wielokryterialnej (Rozdział 2.1) skupionej na liczebności, lokalizacji (najbardziej perspektywicznych pod kątem dostępności amoniaku jako paliwa) oraz parametrach urządzeń wytwórczych występujących w krajowej energetyce zawodowej i przemysłowej, do analizy technicznej wdrożenia technologii współspalania amoniaku z paliwami kopalnymi wybrano następujące reprezentatywne jednostki: kocioł klasy 200MWe (typ OP-650), kocioł gazowy płomienicowo-płomieniówkowy o mocy 5MW oraz turbina gazowa o mocy 400MWe.

Przeprowadzone analizy zostały ukierunkowane na weryfikację możliwości dokonania dekarbonizacji energetyki przemysłowej i zawodowej w celu dostosowania jej do spełnienia wymogu emisji poniżej 550 g CO<sub>2</sub>/kWh.

Poniżej zaprezentowano efekty przeprowadzonych analiz wraz z wnioskami i rekomendacjami.

### 5.1 Podsumowanie analizy technicznej wdrożenia technologii współspalania amoniaku w jednostkach wytwórczych (Zadanie 1)

Analiza techniczna przedstawiona w Zadaniu 1 obejmowała realizację działań mających na celu analizę technologii zasilania komór spalania amoniakiem w kontekście instalacji przemysłowych oraz energetyki zawodowej, takich jak turbiny gazowe i kotły energetyczne. W ramach tego zadania zostały przeanalizowane charakterystyki cykli pracy komór spalania, które posłużyły jako dane wyjściowe do przeprowadzania wielowariantowych symulacji numerycznych (CFD). Przeprowadzono symulacje numeryczne oraz przeanalizowano kompleksowo wszystkie elementy systemu (palnik, komorę, urządzenia pomocnicze jak dmuchawy, pompy, zawory, system monitorowania i detekcji płomienia). Parametry poszczególnych urządzeń oraz zintegrowany układ procesowy obejmujący etapy od dostawy, poprzez rozładunek i przygotowanie amoniaku do jego dalszego wykorzystania, zostały przedstawione w sposób graficzny na schematach Rys. 52-Rys. 58.

Przeanalizowane zostały na drodze symulacji numerycznych trzy układy wykorzystania amoniaku w referencyjnych i reprezentatywnych instalacjach energetyki przemysłowej i zawodowej:

- współspalanie w turbinach gazowych (o mocy 400MWe),
- współspalanie/spalanie w kotle płomienicowo-płomieniówkowym (typu RPW 7700 FAKO Rumia),

- współspalanie w kotle energetycznym (kocioł węglowy klasy 200MWe: typ OP-650 z Dolnej Odry).

Wybrane urządzenia występują powszechnie w instalacjach energetyki przemysłowej i zawodowej oraz różnią się dość istotnie warunkami procesu spalania. Wybór konkretnych typów kotłów do modelowania został przeprowadzony na podstawie wcześniejszej analizy najbardziej perspektywicznych lokalizacji pod kątem dostępności amoniaku jako paliwa. Dla wybranych układów oceniono wpływ współspalania amoniaku na żywotność instalacji oraz gospodarkę remontową. Przedstawione rekomendacje pozwoliły na zmapowanie zapotrzebowania na amoniak dla polskich jednostek wytwórczych energetyki przemysłowej i zawodowej z uwzględnieniem obliczonych poziomów zastąpienia paliw kopalnych.

Przeprowadzono symulacje numeryczne oraz przeanalizowano kompleksowo wszystkie elementy systemu (palnik, komorę, urządzenia pomocnicze jak dmuchawy, pompy, zawory, system monitorowania i detekcji płomienia). Parametry poszczególnych urządzeń oraz zintegrowany układ procesowy obejmujący etapy od dostawy, poprzez rozładunek i przygotowanie amoniaku do jego dalszego wykorzystania, zostały przedstawione w sposób graficzny na schematach Rys. 52-Rys. 58.

### **5.1.1 Wnioski analizy technicznej wdrożenia technologii współspalania amoniaku w jednostkach wytwórczych**

1. Odpowiednia optymalizacja organizacji procesu współspalania amoniaku w referencyjnej komorze kotła węglowego pyłowego pozwoliła na 40% udział amoniaku w mieszance paliwowej przy jednoczesnym zachowaniu parametrów pracy kotła (emisje zanieczyszczeń, warunki wymiany ciepła) na akceptowalnym poziomie.
2. Wyniki symulacji różnych wariantów lokalizacji wtrysku, konfiguracji pracujących zespołów młynowych oraz zmiennego obciążenia kotła wykazują spójną tendencję wskazującą optymalne miejsce wtrysku amoniaku: przez dolne rzędy palników.
3. Współspalanie amoniaku w ilości 40% pozwala na znaczne obniżenie emisji CO<sub>2</sub> z kotła energetycznego - niemal o połowę w stosunku do wariantu referencyjnego i osiągnięcie wskaźnika emisji CO<sub>2</sub> poniżej 550kg/MWh. Przeprowadzone analizy wskazały, iż podawanie większej ilości amoniaku (>40% udziału energetycznego) intensyfikuje niekorzystne efekty procesu spalania, dlatego nie rekomenduje się zwiększania udziału amoniaku powyżej 40%.
4. Współspalanie amoniaku jest możliwe bez znaczącej ingerencji w strukturę kotła węglowego i instalacji paleniskowej. Symulacje numeryczne wykazały, że wtrysk amoniaku w zamodelowanej konstrukcji palnika pyłowego dedykowanego współspalaniu amoniaku, ale bazującego na konstrukcji palnika węglowego obecnie pracującego w kotle referencyjnym i obecnej jego lokalizacji. Analizowane palniki wirowe charakteryzowały się wysoką stabilnością spalania, nawet przy obniżonym współczynniku nadmiaru powietrza w pasie palnikowym. Z punktu widzenia realizacji procesu współspalania, korzystne jest również ich usytuowanie w ściętych, ekranowanych narożach komory paleniskowej, co sprzyja reorganizacji procesu spalania, gdy amoniak (paliwo w stanie gazowym) jest wprowadzany do kotła energetycznego pierwotnie zaprojektowanego do spalania paliwa stałego.
5. Podawanie amoniaku do palników powinno odbywać się w reżimie podstechiometrycznym, korzystnie w przedziale 0,8-0,9 co pozwala na ograniczenie powstawania tlenków azotu podczas spalania. Współspalanie w reżimie podstechiometrycznym może zwiększać ryzyko wystąpienia zjawiska korozji niskotlenowej w kotle pyłowym. W przypadku badanego kotła takie ryzyko jest minimalizowane obecnością dysz powietrza osłonowego. W rzeczywistości

warunkach pracy kotła działającego w reżimie współspalania ryzyko to powinno być jednak zawsze brane pod uwagę.

6. Optymalizacja technologii współspalania amoniaku w węglowym kotle pyłowym musi być przeprowadzana każdorazowo pod konkretną jednostkę wytwórczą.
7. Współspalanie amoniaku z gazem ziemnym skutkuje istotnym zmniejszeniem emisji CO<sub>2</sub>, co jest zgodne z wymaganiami transformacji energetycznej i stanowi krok w kierunku ograniczenia emisji gazów cieplarnianych.
8. W kotle płomienicowo-płomieniówkowym możliwe jest współspalanie do 10%<sup>th</sup> amoniaku w analizowanej konstrukcji palnika.
9. Współspalanie amoniaku z gazem ziemnym w modelowanym palniku na poziomie 30% energetycznie powoduje wzrost strumienia masowego spalin o 26%, co skutkuje zwiększoną prędkością przepływu i podwyższonym współczynnikiem wymiany ciepła, ale jednocześnie czas przebywania spalin w płomieniówkach jest krótszy. Powoduje to 9-11% wzrostu temperatury spalin na wylocie z kotła, co może negatywnie wpływać na efektywność cieplną kotła oraz zwiększać straty ciepła, jeśli energia spalin nie będzie wykorzystana w innych procesach technologicznych.
10. W przypadku współspalania amoniaku w komorze spalania turbiny gazowej analizie poddano udział amoniaku w mieszance paliwowej, różny rozdział powietrza zasilającego komorę spalania turbiny oraz stopień obniżenia całej ilości powietrza dodawanego do układu (również przy warunkach podstechiometrycznych).
11. Współspalanie amoniaku z gazem ziemnym w istniejących komorach spalania turbiny powoduje istotne zwiększenie emisji NO<sub>x</sub>. Przy stężeniu amoniaku odpowiadającym 10% udziału energetycznego (lub 23% masowego) obserwuje się dwukrotny wzrost emisji NO w porównaniu do spalania samego gazu ziemnego.
12. Zmiana rozdziału powietrza pierwotnego i wtórnego nie przyniosła oczekiwanej redukcji emisji NO, co sugeruje, że optymalizacja tego parametru w istniejących komorach nie jest wystarczającą metodą kontroli emisji przy współspalaniu amoniaku.
13. Mimo niskiej reaktywności amoniaku i spalania pod wysokim ciśnieniem, symulacje nie wykazały emisji nieprzereagowanego amoniaku do atmosfery. Duży nadmiar powietrza obecny w procesie spalania w turbinach gazowych zapewnia skuteczne dopalenie amoniaku, a nawet dalsze jego utlenienie do NO<sub>x</sub>.
14. Mimo braku długoterminowych doświadczeń eksploatacyjnych, analizy wskazują, że możliwe jest minimalizowanie ryzyka korozyjnego poprzez optymalizację parametrów spalania, zapewnienie całkowitego przereagowania amoniaku i unikanie tworzenia lokalnych stref bogatych w amoniak. Wprowadzenie tych środków pozwoli na bardziej bezpieczne i efektywne wykorzystanie amoniaku jako paliwa współspalanego w instalacjach energetycznych.
15. Magazynowanie oraz procesowe wykorzystanie amoniaku jako paliwa na każdym etapie ciągu technologicznego wiąże się z występowaniem ryzyk, które zostały opisane w rozdziale 2.2.5.
16. W przypadku spalania amoniaku w turbinach gazowych i kotłach płomienicowo-płomieniówkowych kluczowe jest pokonanie barier technologicznych związanych z komorami spalania, zanim możliwe będzie zwiększenie udziału amoniaku.
17. Kluczowe jest dostosowanie infrastruktury i technologii do specyfiki instalacji, by optymalnie wykorzystał potencjał amoniaku jako paliwa przy minimalizacji emisji i ryzyka operacyjnego.

### 5.1.2 Rekomendacje techniczne dotyczące zastosowania technologii spalania amoniaku

1. Modernizacja układu podawania paliwa oraz optymalizacja stosunku powietrza do paliwa w procesie spalania jako kluczowy element dla technologii współspalania amoniaku w węglowym kotle pyłowym.
2. Współspalanie amoniaku z gazem ziemnym w kotle płomienicowo-płomieniówkowym wymaga zmian w konstrukcji komory spalania kotła (płomienicy).
3. W przypadkach, gdy wyższa temperatura spalin może być korzystnie wykorzystana w dalszych etapach technologicznych, należy rozważyć dostosowanie instalacji w taki sposób, aby maksymalizować efektywność energetyczną całego ciągu technologicznego.
4. Aby umożliwić efektywne współspalanie amoniaku z gazem ziemnym, niezbędne jest zastosowanie dedykowanych palników oraz komór spalania w turbinach gazowych. Nowe konstrukcje powinny umożliwiać precyzyjne dozowanie amoniaku oraz optymalny rozdział powietrza, co pozwoli na odpowiednie dostosowanie warunków spalania.
5. Przeprowadzenie długookresowych testów odporności materiałów konstrukcyjnych elementów kotła na działanie potencjalnie korozyjnych produktów spalania amoniaku. W przypadku stwierdzenia podatności na korozję dla wszystkich typów instalacji konieczne będzie wdrożenie odpowiednich środków zapobiegawczych, takich jak regularne monitorowanie składu spalin, kontrola temperatury w newralgicznych strefach, zastosowanie materiałów odpornych na wysokie temperatury i korozję oraz powłok ochronnych.
6. Zastosowanie amoniaku w zakładach energetycznych będzie wymagało organizacji całego systemu bezpieczeństwa w zakresie zbliżonym do zakładów produkujących amoniak, zarządzania ryzykiem oraz odpowiedniego reagowania na awarie.
7. Optymalnym pod względem technicznym rozwiązaniem transportu amoniaku dla dużych zakładów energetycznych jest rozbudowa infrastruktury rurociąkowej łączącej porty z obszarami w głąb kraju, przy jednoczesnym magazynowaniu surowca w portach lub na terminalach pływających.
8. Do czasu rozbudowy infrastruktury rurociąkowej na terenie kraju optymalnym dla dużych wolumenów dostaw amoniaku jest transport kolejowy, a w określonych lokalizacjach transport wodny barkami lub statkami (Dolna Odra, Gdańsk, Włocławek).

## 5.2 Podsumowanie analizy ekonomicznej (Zadanie 2)

Analiza ekonomiczna została przeprowadzona dla trzech wybranych rodzajów jednostek wytwórczych współpalających paliwo kopalne oraz amoniak:

- Kocioł energetyczny bloku węglowego o mocy elektrycznej 200 MW,
- Turbina gazowa bloku gazowo-parowego o mocy elektrycznej 400 oraz 463 MW,
- Kocioł przemysłowy zakładu przemysłowego o mocy 5 MW,

Obliczenia ekonomiczne zostały wykonane przy zastosowaniu dostępnych prognoz cen amoniaku, węgla, gazu ziemnego, energii elektrycznej, energii cieplnej i emisji dwutlenku węgla. Analiza ta uwzględnia również koszty różnych metod transportu amoniaku oraz koniecznych inwestycji w układ przyjmowania, magazynowania oraz spalania amoniaku w istniejących instalacjach. Obliczenia ekonomiczne uwzględniają kilka wybranych lokalacji, które służyły za punkt reprezentatywny danego regionu, czy odległości od punktu dystrybucji amoniaku. Wyniki finansowe zaprezentowane zostały w formie porównawczej przepływów finansowych jednostki zmodernizowanej do współspalania

amoniaku oraz jednostki referencyjnej spalającą jedynie paliwo kopalne oraz w formie absolutnej odzwierciedlając przewidywane przepływy finansowe w danym otoczeniu ekonomicznym.

Lokalizacje, które zostały uwzględnione dla kotła węglowego to Dolna Odra, Kozienice oraz Rybnik, dla turbiny gazowej Dolna Odra oraz Włocławek, a dla kotła przemysłowego Gdańsk, Warszawa oraz Kraków.

Rodzaje transportu, które zostały uwzględnione to transport drogą wodną poprzez barki, transport amoniaku w postaci ciekłej rurociągiem, transport przy zastosowaniu cystern kolejowych oraz cystern samochodowych. Ostatni rodzaj transportu amoniaku ze względu na transportowany wolumen został zastosowany jedynie w przypadku kotłów przemysłowych.

### **5.2.1 Wnioski i rekomendacje płynące z analizy ekonomicznej**

Na podstawie wyników analizy ekonomicznej oraz analizy wrażliwości:

1. Sugeruje się rozpoczęcie szeroko zakrojonej dyskusji na temat strategii rozwoju elektrowni węglowych pod kątem modernizacji do współspalania amoniaku. Wyniki analizy finansowej poddają w wątpliwość opłacalność ekonomiczną modernizacji bloków węglowych, pomimo technicznej możliwości współspalania amoniaku bez wymogu zastosowania dedykowanych palników. Z uwagi na zachowanie stabilności KSE do czasu występowania wystarczającej dostępności mocy bloków gazowo-parowych konieczne może być zmodernizowanie części jednostek węglowych.
2. Rekomenduje się modernizację bloków gazowo-parowych ze względu na korzystniejsze wyniki finansowe, większą sprawność oraz elastyczność pracy niż w przypadku bloków węglowych. Bloki te po modernizacji powinny pracować w systemie elektroenergetycznym, pomimo generowania ujemnych przepływów finansowych, aby uniknąć ewentualnej sytuacji braku mocy elektrycznej. Należy dążyć do rozwój rodzimej produkcji amoniaku w celu zwiększenia dostępności amoniaku na rynku oraz poprawy wyników finansowych zmodernizowanych bloków gazowo-parowych.
3. Rekomenduje się modernizację kotłów przemysłowych płomienicowo-płomieniówkowych w sytuacji, gdyż możliwe będzie współspalanie amoniaku w większym udziale oraz w sytuacji wystąpienia niższych cen amoniaku lub systemu dofinansowań.
4. Rekomenduje się w pierwszej kolejności modernizację jednostek, które są w najbliższej możliwej odległości od punktów dystrybucji amoniaku, np. elektrownia Dolna Odra ze względu na redukcję odległości, na którą konieczny jest transport amoniaku. W celu zmniejszenia kosztów transportu amoniaku rekomenduje się budowę rozproszonych zakładów produkcji oraz punktów dystrybucji amoniaku na terenie całego kraju, aby możliwie zminimalizować koszty transportu.
5. Rekomenduje się stosowanie transportu amoniaku drogą wodną dla jednostek energetyki zawodowej w przypadku istnienia geograficznej możliwości zastosowania takiego rodzaju transportu. Koszt transportu amoniaku przy zastosowaniu barki jest najniższy ze wszystkich analizowanych i oferuje możliwość transportu amoniaku w dużych wolumenach, odpowiednich dla jednostek energetyki zawodowej. W przypadku braku możliwości transportu amoniaku drogą wodną należy równolegle rozpatrzyć możliwość transportu amoniaku rurociągiem lub koleją. Kotły przemysłowe płomienicowo-płomieniówkowe powinny korzystać z transportu amoniaku cysternami samochodowymi.

Blok gazowo-parowy elektrowni Dolnej Odry odpowiada wszystkim powyższym rekomendacjom i był on w szczególności rozpatrywany w celu zastosowania technologii współspalania paliw kopalnych z amoniakiem. Na tej podstawie rekomenduje się w pierwszej kolejności przystosowanie bloków gazowo-parowych elektrowni Dolna Odra do współspalania amoniaku jako instalacje pilotażową, rozpoczynając etap modernizacji w skali krajowej.

### **5.3 Podsumowanie analizy potencjału technologii wykorzystania amoniaku jako paliwa alternatywnego w Polsce (Zadanie 3)**

Przeprowadzona w Zadaniu 1 analiza potwierdziła techniczną wykonalność zastosowania zielonego amoniaku, produkowanego przy udziale energii z odnawialnych źródeł (OZE), w krajowej energetyce zawodowej i przemysłowej. Wykazano, że zielony amoniak może przyczynić się do redukcji emisji gazów cieplarnianych, wspierając dekarbonizację sektora. W analizie ekonomicznej przeprowadzonej w Zadaniu 2 określono z kolei warunki ekonomiczne dla poszczególnych inwestycji. W ramach analizy potencjału technologii wykorzystania amoniaku pod kątem zastosowania go jako paliwa (Zadanie 3) oszacowano ilości amoniaku do optymalnego, z technicznego i ekonomicznego punktu widzenia, zastąpienia obecnie stosowanych paliw kopalnych w polskich jednostkach wytwórczych energetyki przemysłowej i zawodowej.

#### **5.3.1 Wnioski z analizy potencjału technologii wykorzystania amoniaku jako paliwa alternatywnego w Polsce**

Analiza tempa i możliwego zakresu dekarbonizacji tych jednostek wykazała, że wolumen dostępnych mocy węglowych w kolejnych latach będzie spadać z uwagi na przesłanki ekonomiczne, a także trend transformacji energetycznej Polski w kierunku zeroemisyjności. Do 2034 r. z rynku potencjalnie zostanie wycofane 8,4GW stabilnej mocy z kotłów na węgiel kamienny klasy 200MW. Jednocześnie wysokoemisyjne elektrownie węglowe są na chwilę obecną podstawą KSE. W 2030 r. moce te będą w dalszym ciągu źródłem stabilnych dostaw energii, ale nie będą jednostkami dominującymi. Redukcja mocy węglowych obejmie również elektrociepłownie, które będą modernizowane z zamiarem zastosowania w nich gazu ziemnego. Największe zmiany w tym sektorze powinny nastąpić do 2030 r. Sumaryczne szacunkowe zapotrzebowanie na amoniak do zastosowań energetycznych w krajowych jednostkach wytwórczych energetyki przemysłowej i zawodowej wyniesie ok. 12,7 mln ton w 2030 r. (w sektorze elektrowni i elektrociepłowni węglowych 8,5 mln ton, w sektorze elektrowni i elektrociepłowni gazowych – 2,8 mln ton) i spadnie w 2035r. do poziomu ok. 10 mln ton z uwagi na kolejne wyłączenia mocy węglowych w energetyce zawodowej. Implementacja technologii amoniakalnych w energetyce zawodowej skali całego kraju przyniosłaby korzyści środowiskowe wynikające z ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Emisja dwutlenku węgla zmniejszyłaby się o 43,8 mln ton (obszar kotłów na węgiel kamienny – 25,4 mln ton, na węgiel brunatny – 14,6 mln ton, obszar bloków parowo-gazowych – 0,4 mln ton, przemysł – 3,3 mln ton), natomiast dwutlenku siarki o 84 tys. ton.

Przeprowadzono analizę dostępności poszczególnych elementów łańcucha wartości gospodarki NH<sub>3</sub> w celu określenia potencjału wytwórczego i importowego paliw alternatywnych skupiając się na zielonym amoniaku jako paliwie RFNBO (Renewable Fuels of Non-Biological Origin). Potencjał krajowej produkcji zielonego amoniaku oszacowano na około 1 mln ton rocznie, przy wykorzystaniu 9,9 TWh energii z OZE. Proces ten wymaga zastosowania magazynów energii o mocy 1,13 GW z uwagi na ciągły charakter syntezy amoniaku. W przypadku niewystarczającej krajowej produkcji, import zielonego amoniaku będzie możliwy dzięki rozwijającej się infrastrukturze międzynarodowej, szczególnie z Australii, Arabii Saudyjskiej i Omanu.

Zaproponowano działania niezbędne do osiągnięcia odpowiedniej skali rynku dla tego rodzaju paliwa. Analiza szans i zagrożeń budowy rynku paliw wodoronośnych ze względu na otoczenie legislacyjne i

strategiczne UE oraz krajowe otoczenie rynkowo – regulacyjne (rozdział 4.5) wykazała następujące kwestie:

1. Szansą dla budowy rynku paliw wodoronośnych może być wsparcie finansowe i inwestycyjne, stymulowanie innowacyjności poprzez regulacje i wsparcie ze strony unijnych programów badawczo-rozwojowych oraz integracja z rynkami międzynarodowymi.
2. Zagrożeniami są z kolei wysokie wymagania regulacyjne, wolno rozwijająca się dedykowana infrastruktura oraz międzynarodowa konkurencja.

### **5.3.2 Rekomendacje dla rozwoju potencjału technologii wykorzystania amoniaku jako paliwa alternatywnego w Polsce**

Sformułowano rekomendacje dotyczące podjęcia kluczowych działań niezbędnych do osiągnięcia odpowiedniej skali rozwoju rynku paliw wodoronośnych. Obejmują one tworzenie sprzyjającego otoczenia rynkowego i regulacyjnego na poziomie krajowym oraz odpowiednie kształtowanie polityki energetycznej, ukierunkowanej na wspieranie innowacji, inwestycji i zrównoważonego rozwoju w obszarze gospodarki paliw wodoronośnych.

1. Wsparcie dla inwestycji w odnawialne źródła energii i elektrolizery:

Kluczowe jest zwiększenie wsparcia finansowego dla projektów związanych z odnawialnymi źródłami energii, zwłaszcza w sektorze morskiej energetyki wiatrowej (offshore) oraz fotowoltaiki. Elektrolizery, będące podstawą produkcji zielonego amoniaku, powinny być wspierane poprzez dotacje lub ulgi podatkowe w celu obniżenia kosztów produkcji na wczesnym etapie rozwoju rynku.

2. Inwestycje w magazynowanie energii:

Stabilność procesów syntezy zielonego amoniaku wymaga rozwiniętej infrastruktury magazynowania energii. Niezbędne jest zatem wsparcie finansowe dla budowy systemów magazynowania energii w celu zapewnienia stabilności dostaw.

3. Transformacja krajowego sektora produkcji amoniaku:

Wsparcie dla krajowych producentów amoniaku w zakresie zmiany struktury wytwórczej na technologie oparte na zielonym amoniaku jest niezbędne. Ważne jest, aby modernizacja i rozbudowa mocy produkcyjnych nie zakłócały łańcucha dostaw dla sektorów takich jak przemysł nawozowy czy chemiczny, co zapewni skalę rynkową odpowiednią dla zielonego amoniaku.

4. Subsydiowanie projektów RFNBO i promowanie umów PPA:

Konieczne jest stworzenie mechanizmów subsydiowania projektów zgodnych z definicją Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBO) w oparciu o fundusze unijne. Promowanie długoterminowych umów zakupu energii (PPA) z producentami energii odnawialnej może dodatkowo stymulować rozwój rynku zielonego amoniaku.

5. Kontrakty różnicowe (CfD):

Wprowadzenie mechanizmów wsparcia, takich jak kontrakty różnicowe (Contracts for Difference, CfD), pozwoli na zmniejszenie różnicy cenowej między zielonym amoniakiem a tradycyjnymi paliwami kopalnymi, co uczyni go bardziej konkurencyjnym na rynku.

6. Rozbudowa infrastruktury portowej:

Należy rozważyć rozbudowę terminali portowych w Gdańsku i Świnoujściu, co umożliwi przyjmowanie, przechowywanie oraz dystrybucję importowanego zielonego amoniaku, wspierając tym samym bezpieczeństwo dostaw.

#### 7. Wspieranie badań i rozwoju (B+R):

Inwestycje w badania nad technologiami produkcji i zastosowania zielonego amoniaku, zwłaszcza jako nośnika wodoru w celach energetycznych, są niezbędne dla dalszego rozwoju rynku.

#### 8. Zmiany w systemie podatkowym:

Wprowadzenie ulg podatkowych, takich jak obniżenie VAT lub zwolnienie z akcyzy na zielony amoniak, może przyczynić się do zwiększenia jego konkurencyjności i zgodności z celami dekarbonizacji.

#### 9. System certyfikacji zielonego amoniaku:

Opracowanie systemu certyfikacji umożliwi identyfikację zielonego amoniaku jako paliwa niskoemisyjnego, zgodnego z europejskimi i krajowymi wymogami klimatycznymi, co zwiększy jego atrakcyjność na rynku krajowym i międzynarodowym.

Możliwość wykorzystania zielonego amoniaku do celów energetycznych będzie się wiązać z koniecznością rozwiązania takich problemów, jak:

- skala inwestycji w opłacalne ekonomicznie technologie wytwarzania zielonego  $\text{NH}_3$  (zarówno w małej, jak i dużej skali),
- skala i dostęp do unijnych i krajowych źródeł finansowania w obszarze wykorzystywania paliw RFNBO w sektorze elektroenergetycznym oraz dostosowania istniejących jednostek wytwórczych w różnej skali do współspalania amoniaku (redukcja emisji  $\text{NO}_x$  jako jedno z głównych wyzwań),
- akceptacja społeczna na poziomie lokalnym dla zastosowania zielonego amoniaku w jednostkach energetyki zawodowej i przemysłowej oraz poziom wiedzy dotyczący aspektów bezpieczeństwa łańcucha dostaw i wykorzystania amoniaku w sektorze elektroenergetycznym,
- dostępność i dalszy rozwój OZE, magazynów energii oraz technologii elektrolizerów.

Transformacja energetyczna kraju w kierunku zwiększonego zastosowania amoniaku może zostać wsparta poprzez zastosowanie odpowiednich zachęt oraz mechanizmów rynkowych. Zwiększenie konkurencyjności amoniaku jako paliwa na rynku polskim zwiększy jego zainteresowanie wśród energetyki zawodowej jak i przedsiębiorców indywidualnych przemysłowych. Wykonana analiza wrażliwości wykazała znaczną poprawę wyników finansowych bloków współspalających amoniak korzystających z dofinansowań do zakupu amoniaku. Przy wykorzystaniu programu wsparcia funduszami europejskimi oraz w celu realizacji celów neutralności klimatycznej Unii Europejskiej mogłyby być wprowadzone dofinansowania z funduszu europejskiego, które zostały by przyznawane instalacjom współspalającym amoniak, które udowodnią zmniejszenie emisji dwutlenku węgla do środowiska poprzez zastosowanie amoniaku jako paliwa. Należy również podjąć kolejne działania w celu popularyzacji amoniaku poprzez zwiększenie krajowej świadomości przy użyciu krajowych mediów, konferencji oraz rozbudowie krajowej strategii rozwoju amoniaku do 2030, 2040 oraz 2050 roku. Kreowanie polityki energetycznej Polski powinno również uwzględniać nawiązywanie kontaktów handlowych i przygotowanie kontraktów importu amoniaku w celu pokrycia potencjalnego zapotrzebowania amoniaku w kraju na cele energetyczne oraz infrastruktury magazynowej, aby zapewnić stały dostęp dla konsumentów amoniaku.

Podsumowując, opracowano szereg rekomendacji dotyczących rozwoju rynku paliw wodoronośnych w Polsce, w tym tworzenie sprzyjającego otoczenia regulacyjnego, kształtowanie polityki energetycznej z uwzględnieniem synergii amoniaku z OZE, analizę tempa dekarbonizacji jednostek wytwórczych oraz ocenę potencjału importowego paliw alternatywnych. Wyniki te mogą zostać wykorzystane przez Ministra Klimatu i Środowiska do opracowania strategii dekarbonizacji i ograniczenia importu paliw kopalnych.

## Bibliografia

- [1] KOBIZE, „Raport z rynku CO2,” 2024.
- [2] Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Polityka Energetyczna Polski do 2040 r.*, Warszawa, 2021.
- [3] Ministerstwo Aktywów Państwowych, *Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030*, Warszawa, 2019.
- [4] M. Rozwoju, *Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.)*, Warszawa, 2017.
- [5] Komisja Europejska, *An EU Strategy for Energy System Integration 2020*, Bruksela, 2020.
- [6] Polskie Sieci Elektroenergetyczne, *Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032*, 2022.
- [7] IEA, „Ammonia Technology Roadmap,” 2021.
- [8] Urząd Regulacji Energetyki, 27 Lipiec 2021. [Online]. Available: <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/charakterystyka-ryнку/9659,2020.html>.
- [9] P. Czyżak, „Zmiana kursu: Polska energetyka w 2023 r.,” EMBER, 2024.
- [10] Polskie Sieci Elektroenergetyczne, „Rodzaje źródeł wytwórczych i definicje”.
- [11] Forum Energii, 8 Listopad 2022. [Online]. Available: <https://www.forum-energii.eu/bloki-200-mw-na-emeryture-czy-do-pracy>.
- [12] J. Trzeszczyński, J. Dobosiewicz i R. Stanek, „Bezpieczny i dyspozycyjny blok klasy 200 MW,” *Energetyka*, pp. 813-821, Grudzień 2019.
- [13] T. Elźbieciak, „wysokienapiecie.pl,” 7 Maj 2024. [Online]. Available: <https://wysokienapiecie.pl/100567-zmarnowalismy-lata-zamiast-zajac-sie-starymi-elektrowniami/>.
- [14] M. Burny i R. Pawlik, „wysokienapiecie.pl,” 16 Styczeń 2024. [Online]. Available: <https://wysokienapiecie.pl/96447-polska-energetyka-weglowa-dostala-jeszcze-jedna-szanse-od-ue-czy-to-juz-ostatni-raz/>.
- [15] [Online]. Available: <http://pecwyszkow.pl/o-firmie>.
- [16] [Online]. Available: <https://mpec.tarnow.pl/strefa-mpec/nowoczesne-ciaplownictwo/kogeneracja/>.
- [17] [Online]. Available: <https://eneria.pl/implementation/cerrad-turbina-gazowa-taurus-60-5mw/>.
- [18] [Online]. Available: [https://eneria.pl/wp-content/uploads/2022/04/Katalog-Turbiny-Gazowe\\_.pdf](https://eneria.pl/wp-content/uploads/2022/04/Katalog-Turbiny-Gazowe_.pdf).

- [19] [Online]. Available: [https://eneria.pl/wp-content/uploads/2022/04/Katalog-Turbiny-Gazowe\\_.pdf](https://eneria.pl/wp-content/uploads/2022/04/Katalog-Turbiny-Gazowe_.pdf).
- [20] [Online]. Available: <https://biznesalert.pl/pge-energia-ciepla-buduje-blok-gazowy-w-kieleckiej-elektrocieplowni/>.
- [21] [Online]. Available: <https://www.pec-siedlce.com.pl/wp/o-firmie/infrastruktura-techniczna/zrodlo-energii-cieplnej/>.
- [22] [Online]. Available: <https://www.ecosa.pl/aktualnosci/uruchomienie-wysokosprawnej-kogeneracji-w-opolu.html>.
- [23] [Online]. Available: <https://www.salon24.pl/u/jaron/400667,wielkie-plany-budowy-elektrowni-pulapka-w-elektrowniach-gazowych>.
- [24] [Online]. Available: [https://eneria.pl/wp-content/uploads/2022/04/Katalog-Turbiny-Gazowe\\_.pdf](https://eneria.pl/wp-content/uploads/2022/04/Katalog-Turbiny-Gazowe_.pdf).
- [25] [Online]. Available: <https://www.pec-siedlce.com.pl/wp/o-firmie/infrastruktura-techniczna/zrodlo-energii-cieplnej/>.
- [26] M. Dzumyk, *Decyzja SR.6222.6.2013 dot. udzielenia pozwolenia zintegrowanego na prowadzenie instalacji do energetycznego spalania paliwa o nominalnej mocy przekraczającej 50MWt - Blok Gazowo-Parowy zlokalizowany w Polkowicach*, 2013.
- [27] [Online]. Available: <https://www.kierunekenergetyka.pl/artykul,12272,kgm-otworzyl-bloki-gazowo-parowe-w-polkowicach-i-glogowie-zobacz-zdjecia.html>.
- [28] [Online]. Available: <https://ens.pl/wp-content/uploads/2023/04/20160227godz1130.pdf>.
- [29] [Online]. Available: [https://pl.wikipedia.org/wiki/Elektrociep%C5%82ownia\\_Gorz%C3%B3w](https://pl.wikipedia.org/wiki/Elektrociep%C5%82ownia_Gorz%C3%B3w).
- [30] [Online]. Available: <https://gazetawroclawska.pl/elektrocieplownia-czechnica-stad-poplynie-prad-i-cieplo-dla-wroclawia-bylismy-na-placu-budowy-zdjecia/ar/c1-17414571>.
- [31] [Online]. Available: [https://pl.wikipedia.org/wiki/Elektrociep%C5%82ownia\\_Gorz%C3%B3w](https://pl.wikipedia.org/wiki/Elektrociep%C5%82ownia_Gorz%C3%B3w).
- [32] [Online]. Available: <https://energiadlapoznania.pl/2024/05/13/budowa-nowoczesnych-blokow-gazowych-w-poznaniu-osiaga-zaawansowanie-na-poziomie-89/>.
- [33] PGE, *55. Zjazd Krajowego Forum Dyrektorów Zakładów Oczyszczania Miast*, 2019.
- [34] [Online]. Available: [https://www.wydawnictwo-gorscy.pl/pdf/bgp\\_folder.pdf](https://www.wydawnictwo-gorscy.pl/pdf/bgp_folder.pdf).
- [35] [Online]. Available: <https://umwl.bip.lubelskie.pl/upload/pliki/zmiana-pz-ec-wrotkow-2023.pdf>.
- [36] [Online]. Available: <https://www.wnp.pl/energetyka/jest-nowy-termin-uruchomienia-bloku-gazowego-w-ec-zeran,494414.html>.
- [37] [Online]. Available: <https://ccgt-grudziadz.pl/informacje-o-projekcie/opis-inwestycji>.

- [38] [Online]. Available: <https://www.gospodarkamorska.pl/porty-logistyka-gigantyczna-turbina-plynie-wisla-do-plocka-14019>.
- [39] [Online]. Available: <https://www.money.pl/gospodarka/wiadomosci/arttykul/pkn-orlen-elektrownia-we-wloclawku,206,0,2334926.html>.
- [40] [Online]. Available: <https://biznesiklimat.gazetaprawna.pl/klimat-i-ekologia/8217900,50-klientow-i-milion-godzin-pracy-flota-turbin-gazowych-HA-firmy-GE-osiagnela-wazny-kamien-milowy.html>.
- [41] [Online]. Available: <https://ec-sw.pl/aktualnosci/blok-gazowo-parowy-oddany-do-eksploatacji-7.html>.
- [42] [Online]. Available: <https://media.energa.pl/pr/837180/projekt-ccgt-ostroleka-gotowy-w-70-proc>.
- [43] [Online]. Available: <https://www.wnp.pl/energetyka/czesi-i-wlosi-dostarcza-turbiny-do-bloku-gazowego-synthosa,469967.html>.
- [44] [Online]. Available: <https://pcc.rokita.pl/blog/inwestycja/modernizacja-elektrocieplowni-pcc-rokita-sa-poprzez-zabudowe-turbiny-gazowej-z-kotlem-ccgt/>.
- [45] [Online]. Available: <http://www.rafako.com.pl/produkty/kotly/sylwetki/kotly-pylowe-walczakowe>.
- [46] [Online]. Available: <https://www.fako.pl/index.php/produkty/parowe/>.
- [47] M. Liu, S. Chen, H. Zhu, Z. Zhou i J. Xu, „Numerical investigation of ammonia/coal co-combustion in a low NOx swirl burner,” *Energy*, nr 282, 1 Listopad 2023.
- [48] W. Jones i R. Lindstedt, „Global reaction schemes for hydrocarbon combustion,” *Combustion and Flame*, tom 73, nr 3, pp. 233-249, Wrzesień 1988.
- [49] C. Westbrook i F. Dryer, „Simplified Reaction Mechanisms for the Oxidation of Hydrocarbon Fuels in Flames,” *Combustion Science and Technology*, tom 27, nr 1-2, pp. 31-43, 6 Lipiec 1981.
- [50] [Online]. Available: <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/products-services/product/sgt5-8000h.html#/>.
- [51] [Online]. Available: <https://www.gevernova.com/gas-power/products/gas-turbines/9ha>.
- [52] G. Langella, G. Sorrentino, P. Sabia, G. B. Ariemma, A. Amoresano i P. Iodice, „Ammonia as a Fuel for Gas Turbines: Perspectives and Challenges,” *Journal of Physics: Conference Series*, 2023.
- [53] „Ammonia Transport & Storage,” International PtX Hub, Berlin, 2024.
- [54] V. Pattabathula, R. Nayak i D. Timbres, 2021. [Online]. Available: <https://ammoniaknowhow.com/ammonia-storage-tanks/>.

- [55] D. Mikołajek, „Charakterystyka specyficznych zagrożeń z udziałem gazów trujących, żrących (amoniak, chlor, dwutlenek siarki). Sposoby (systemy) przeciwdziałania zagrożeniom wewnątrz przedsiębiorstwa.”
- [56] D. Webb, *Large scale ammonia storage and handling*, 2022.
- [57] Fertilizers Europe, „Guidance for inspection of atmospheric, refrigerated ammonia storage tanks,” 2014.
- [58] NUSTAR ENERGY L.P., „Annual Report,” 2012.
- [59] [Online]. Available: <https://www.nustarenergy.com/OpsMap/>.
- [60] A. Szczęśniak, „Zdaniem Szczęśniaka: Amoniakowe turbulencje,” 2017.
- [61] J. Fiodorow, „Paradoksy NWO: rurociąg amoniaku Tolyatti - Odessa,” 2023.
- [62] GUIDANCE FOR INSPECTION OF AND LEAK DETECTION IN LIQUID AMMONIA PIPELINES, Fertilizers Europe, Bruksela: Fertilizers Europe, 2012.
- [63] [Online]. Available: <https://www.coleparmer.co.uk/chemical-resistance>.
- [64] W. Alden. [Online]. Available: [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:A4j002\\_9mp\\_Athena\\_with\\_anhydrous\\_ammonia\\_barges\\_\(6371337517\).jpg](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:A4j002_9mp_Athena_with_anhydrous_ammonia_barges_(6371337517).jpg).
- [65] M. Putkonen, 2021. [Online]. Available: [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Ammonia\\_railway\\_wagons\\_in\\_Oulu\\_20210918\\_001.jpg](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Ammonia_railway_wagons_in_Oulu_20210918_001.jpg).
- [66] G. Rogalewicz i M. Bajdur, „Modelowanie zagrożeń przemysłowych na przykładzie substancji chemicznej - amoniaku,” *Prace Naukowe Akademii im. Jana Długosza w Częstochowie*, tom II, pp. 325-336, 2014.
- [67] A. Ubowska, „Zagrożenie środowiska na skutek wypadku cysterny kolejowej transportującej amoniak,” *Zeszyty Naukowe SGSP*, tom II, nr 66, 2018.
- [68] T. Węsierski, „Analiza właściwości palnych podstawowych grup związków organicznych,” *Bezpieczeństwo i Technika Pożarnicza*, tom 3, pp. 83-97, 2010.
- [69] H. Życka, „Wytwarzanie amoniaku, kwasu azotowego(V) i nawozów azotowych 311[31].Z5.04,” 2006.
- [70] S. Ptak i K. Pomykała, „Problemy korozyjne w przemyśle rafineryjnym,” *Nafta-Gaz*, nr 4, pp. 312-323, 2022.
- [71] T. An, B. Wei, R. Ma, L. Chen, S. Wang, M. Xu i K. Liu, „Study on the high-temperature corrosion mechanism of boiler steel 15CrMoG in ammonia-coal co-firing environment,” *Fuel*, nr 378, 15 Grudzień 2024.

- [72] J. Zhang, T. Ito, H. Ishii, S. Ishihara i T. Fujimori, „Numerical investigation on ammonia co-firing in a pulverized coal combustion facility: Effect of ammonia co-firing ratio,” *Fuel*, nr 267, 1 Maj 2020.
- [73] T. Ghara, S. Kuroda, T. Yanagisawa, M. Suzuki, T. Inoue, M. Shahien i K. Shinoda, „Position-dependent degradation and damage mechanisms of Inconel 600 in an ammonia gas flow environment at elevated temperatures,” *Corrosion Science*, nr 240, Listopad 2024.
- [74] Condensa HVAC Systems, „condensa.pl,” [Online]. Available: <https://condesa.pl/glowna/7310-kociol-wodny-riello-rt-166-3s-palnik-olejowy-riello.html>.
- [75] MATINVEST, „metinvestholding.com,” [Online]. Available: [https://metinvestholding.com/pl/products/steel-grades/s235jr?afd\\_azwaf\\_tok=eyJhbGciOiJSUzI1NiJ9.eyJhdWQiOiJtZXRpbmZlc3Rob2xkaW5nLmNvbSIsImV4cCI6MTcyOTA2NTMwOSwiaWF0IjoxNzI5MDY1MDA5LCJpc3MiOiJ0aWVvMS01ZGQ5ZmNmYmItY243eGwiLCJzdWIiOiIxNDguODEuMTk3LjgzliwiZGF](https://metinvestholding.com/pl/products/steel-grades/s235jr?afd_azwaf_tok=eyJhbGciOiJSUzI1NiJ9.eyJhdWQiOiJtZXRpbmZlc3Rob2xkaW5nLmNvbSIsImV4cCI6MTcyOTA2NTMwOSwiaWF0IjoxNzI5MDY1MDA5LCJpc3MiOiJ0aWVvMS01ZGQ5ZmNmYmItY243eGwiLCJzdWIiOiIxNDguODEuMTk3LjgzliwiZGF).
- [76] Polski Rynek Węgla, [Online]. Available: [www.polskirynekwegla.pl/indeks-pscmi-1](http://www.polskirynekwegla.pl/indeks-pscmi-1).
- [77] Bank of America, „Just 2 Trade,” [Online]. Available: <https://j2t.com/solutions/blogview/coal-price-prediction/>.
- [78] Deloitte, „Energy, oil and gas price forecast,” 2024.
- [79] Urząd Regulacji Energetyki, [Online]. Available: <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/ceny-wskazniki/7852,Srednia-cena-sprzedazy-energii-elektrycznej-na-rynku-konkurencyjnym-roczna-i-kwa.html>.
- [80] F. Bridge. [Online]. Available: <https://www.futurebridge.com/industry/perspectives-energy/green-ammonia-an-alternative-fuel/>.
- [81] Z. Cesaro, M. Ives, R. Nayak-Luke, M. Mason i R. Banares-Alcantara, „Ammonia to power: Forecasting the levelized cost of electricity from green ammonia in large-scale power plants,” *Applied Energy*, 15 Styczeń 2021.
- [82] Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, „Analiza rynku CO2,” 2024, kwiecień.
- [83] Potsdam Institute for Climate Impact Research, [Online]. Available: <https://www.pik-potsdam.de/en/news/latest-news/emissions-trading-for-building-and-transport-new-ariadne-analyses>.
- [84] Bloomberg. [Online]. Available: <https://about.bnef.com/blog/global-carbon-market-outlook-2024/>.
- [85] M. F. D. B. C. B. T. Galimova, „Feasibility of green ammonia trading via pipelines and shipping: Cases of,” Elsevier, *Journal of Cleaner Production*, 2023.
- [86] Exactrix Global Systems, [Online]. Available: [https://www.exactrix.com/Broadcast\\_01\\_28\\_2023.htm](https://www.exactrix.com/Broadcast_01_28_2023.htm).

- [87] International Energy Agency, „The role of low-carbon fuels in the clean energy transitions of the power sector”.
- [88] N. Salmon i R. Banares-Alcantara, „Green ammonia as a spatial energy vector: a review,” 2021.
- [89] V. Dias, M. Pochet, F. Contino i H. Jeanmart, „Energy and Economic Costs of Chemical Storage,” 2020.
- [90] D. Saygin, H. Blanco, F. Boshell, J. Cordonnier, K. Rouwenhorst, P. Lathwal i D. Gielen, „Ammonia Production from Clean Hydrogen and the Implications for Global Natural Gas Demand,” MDPI, 2023.
- [91] International Energy Agency, „Ammonia Technology Roadmap”.
- [92] Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska, „Ceny emisji”.
- [93] M. Ashraf, „LinkedIn,” 10 Czerwiec 2023. [Online]. Available: <https://www.linkedin.com/pulse/color-spectrum-ammonia-production-transitioning-towards-ashraf>.
- [94] L. Kadej, „wysokienapiecie.pl,” 2 Marzec 2023. [Online]. Available: <https://wysokienapiecie.pl/83419-amoniak-lepszy-niz-wodor/>.
- [95] H. Kobayashi, A. Hayakawa, Somarathne i E. C. Okafor, „Science and technology of ammonia combustion,” *Proceedings of the Combustion Institute*, tom 37, nr 1, 2019.
- [96] A. Valera-Medina, R. Marsh, J. Runyon, D. Pugh, P. Beasley, T. Hughes i P. Bowen, „Ammonia–methane combustion in tangential swirl burners for gas turbine power generation,” *Applied Energy*, pp. 1362-1371, 1 Styczeń 2017.
- [97] Agencja Rynku Energii, „Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2022,” Warszawa, 2023.
- [98] M. Motyka, „www.gov.pl,” 9 Wrzesień 2024. [Online]. Available: <https://www.gov.pl/web/premier/projekt-ustawy-o-zmianie-ustawy-o-rynku-mocy3>.
- [99] Ministerstwo Klimatu i Środowiska, „Scenariusz 3. do prekonsultacji aktualizacji KPEiK/PEP2040. Analiza dla sektora elektroenergetycznego z uwzględnieniem zmiany sytuacji polityczno-gospodarczej po inwazji Rosji na Ukrainę,” 2023.
- [100] Ministerstwo Klimatu i Środowiska, „Załącznik 1. do aktualizacji KPEiK. Scenariusz transformacji w warunkach rynkowo-technicznych. Wersja wstępna,” Warszawa, 2024.
- [101] Departament Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła URE, „Energetyka Ciepła w Liczbach - 2022,” 2023.
- [102] Agencja Rynku Energii, „Biuletyn Ciepłownictwa IV Kwartał 2023,” 2023.
- [103] Polskie Sieci Elektroenergetyczne, „Roczne raporty z funkcjonowania KSE,” [Online]. Available: [https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2023#r6\\_2](https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2023#r6_2).

- [104] International Energy Agency, „<https://www.iea.org/>,” [Online]. Available: <https://www.iea.org/regions/europe/emissions>.
- [105] Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, „WSKAŹNIKI EMISYJNOŚCI CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO i pyłu całkowitego dla energii elektrycznej,” 2021.
- [106] Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, „Krajowy bilans emisji SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO, NH<sub>3</sub>, NMLZO, pyłów, metali ciężkich i TZO,” 2022.
- [107] „stat.gov.pl,” 30 Listopad 2023. [Online]. Available: <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/przemysl-budownictwo-srodki-trwale/przemysl/produkcja-wyrobow-przemyslowych-w-latach-20182022,14,5.html>.
- [108] G.Tchorek et al., „Hydrogen Conference,” w *Prognoza zapotrzebowania na wodór odnawialny RFNBO w Polsce do 2030r.*, Warszawa, 2023.
- [109] Polskie Sieci Elektroenergetyczne, „Raport roczny z funkcjonowania KSE. Raporty za rok 2023”.
- [110] Agencja Rynku Energii, „Informacja Statystyczna o Energii Elektrycznej,” grudzień 2023.
- [111] M. Szafrńska, „demagog.org.pl,” 4 Grudnia 2023. [Online]. Available: [https://demagog.org.pl/analizy\\_i\\_raporty/czy-energia-z-wiatru-sie-oplaca-analizujemy/](https://demagog.org.pl/analizy_i_raporty/czy-energia-z-wiatru-sie-oplaca-analizujemy/).
- [112] Polskie Sieci Elektroenergetyczne, „Praca KSE - generacja źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych”.
- [113] [Online]. Available: <https://www.psew.pl/414-gw-z-ladowej-energetyki-wiatrowej-do-2040-roku-jest-mozliwe-psew-oszacowal-potencjal-wiatr/>.
- [114] P. Dziamski, S. Orzechowski, K. Kalinowski i A. Krzyżanowska, „Potencjał terenów przemysłowych dla rozwoju lądowej energetyki wiatrowej,” 2024.
- [115] „rynekelektryczny.pl,” 28 Październik 2024. [Online]. Available: <https://www.rynekelektryczny.pl/moc-zainstalowana-fotowoltaiki-w-polsce/>.
- [116] [Online]. Available: <https://fotowoltaika-energia.pl/ile-energii-z-fotowoltaiki-w-polsce-zaskakujace-statystyki>.
- [117] Zespół pod kierownictwem dr hab.inż. Jakuba Kupeckiego, „Analiza potencjału technologii wodorowych w Polsce do roku 2030 z perspektywą do 2040 roku,” 2021.
- [118] S. Sau, A. C. Tizzoni, A. Giaconia, M. Lanchi i T. L. , „Splitting water with renewable heat:green hydrogen beyond electrolysis,” *Energia, ambiente e innovazione*, pp. 88-94, 2021.
- [119] R. Pinsky, P. Sabharwall, J. Hartvigsen i J. O’Brien, „Comparative Review of Hydrogen Production Technologies for Nuclear Hybrid Energy Systems,” *Progress in Nuclear Energy*, 2020.

- [120] Prochem, 22 Sierpień 2024. [Online]. Available: <https://www.kierunekchemia.pl/artukul,106104,instalacje-procesowe-do-produkcji-amoniaku.html>.
- [121] Metrohm, 12 Czerwiec 2023. [Online]. Available: [https://www.metrohm.com/pl\\_pl/aktualnosci/blog/2023/zielona-produkcja-amoniaku.html](https://www.metrohm.com/pl_pl/aktualnosci/blog/2023/zielona-produkcja-amoniaku.html).
- [122] 30 Listopad 2021. [Online]. Available: <https://www.chip.pl/2021/11/innovacyjna-metoda-wytwarzania-zielonego-amoniaku-ekolodzy-beda-zadowoleni>.
- [123] T. Furman, „parkiet.com,” 12 Marzec 2023. [Online]. Available: <https://www.parkiet.com/chemia/art38110801-produkcja-zielonego-amoniaku-to-melodia-dalekiej-przyszlosci>.
- [124] Anwil. Grupa ORLEN, „Sprawozdanie Zarządu z Działalności ANWIL S.A. za 2022 rok,” 2023.
- [125] M. Budkiewicz, 14 Kwiecień 2023. [Online]. Available: <https://zielonagospodarka.pl/anwil-dzieki-projektowi-hystram-zastapi-gaz-ziemny-w-produkcji-amoniaku-11753>.
- [126] [Online]. Available: <https://www.hystram.eu/objectives/>.
- [127] Grupa Kapitałowa Grupa Azoty, „STRATEGIA GRUPY KAPITAŁOWEJ NA LATA 2021-2030,” [Online].
- [128] D. Jazłocki, 30 Listopad 2023. [Online]. Available: <https://www.forbes.pl/energetyka/zielone-swiatlo-dla-zielonego-wodoru/8e93jgg>.
- [129] B. Blazkowska, „gramzielone.pl,” 24 Październik 2024. [Online]. Available: <https://www.gramzielone.pl/bioenergia/20284984/pionierska-instalacja-produkcji-zielonego-amoniaku-na-polnocy-polski>.
- [130] 31 Październik 2023. [Online]. Available: <https://www.uniper.energy/news/first-ammonia-and-uniper-announced-cooperation-on-green-ammonia-project-in-texas>.
- [131] Buthler, T. et. al, *Gaps and developments Ammonia supply chain for future demand*, 2023.
- [132] W.I.F. David et al., „2023 roadmap on ammonia as a carbon-free fuel,” *Journal of Physics: Energy*, nr 6, 2024.
- [133] K. Kucharski, „wodnesprawy.pl,” 12 Październik 2023. [Online]. Available: <https://wodnesprawy.pl/zielony-wodor-produkcja-amoniaku-w-oparciu-o-ten/>.
- [134] J. Atchison, „ammoniaenergy.org,” 28 Październik 2021. [Online]. Available: <https://ammoniaenergy.org/articles/the-saudi-arabia-renewable-energy-hub/>.
- [135] Hynfra, 7 Marca 2024. [Online]. Available: <https://www.hynfra.pl/post/hynfra-oraz-maureta%C5%84ska-sp%C3%B3%C5%82ka-mauritania-green-ammonia-inicjuj%C4%85-wielkoskalowy-projekt-budowy-instal>.
- [136] L. Blain, 30 Listopad 2022. [Online]. Available: <https://newatlas.com/energy/largest-green-ammonia-projects/>.

- [137] R. Koekkoek i M. Jacobs, „19th Annual Ammonia Energy Conference,” w *Renewable ammonia projects in Sub-Saharan Africa*, Phoenix Convention Center, Arizona, 2022.
- [138] M. Malinowska, „hynfra.pl,” 26 Czerwiec 2023. [Online]. Available: <https://www.hynfra.pl/post/hynfra-za%C5%82o%C5%BCy%C5%82a-sp%C3%B3%C5%82k%C4%99-w-jordanii-ma-tam-powsta%C4%87-fabryka-zielonego-amoniaku>.
- [139] L. Blain, „newatlas.com,” 13 Lipiec 2021. [Online]. Available: [https://newatlas.com/energy/western-green-energy-hub/?itm\\_source=newatlas&itm\\_medium=article-body](https://newatlas.com/energy/western-green-energy-hub/?itm_source=newatlas&itm_medium=article-body).
- [140] K. Rouwenhorst, „ammoniaenergy.org,” 24 Listopad 2022. [Online]. Available: <https://ammoniaenergy.org/articles/gigawatt-scale-renewable-ammonia-in-northwest-africa/>.
- [141] Xinhua, „english.news.cn,” 17 Kwiecień 2023. [Online]. Available: <https://english.news.cn/20230417/07233e3189a5408c9591dfbd405afa8f/c.html>.
- [142] U. Frøhlke, „topsoe.com,” 27 Sierpień 2024. [Online]. Available: <https://www.topsoe.com/press-releases/worlds-first-of-its-kind-green-ammonia-plant-inaugurated-by-skovgaard-energy-vestas-and-topsoe>.
- [143] P. Martin, „hydrogeninsight.com,” 11 Lipiec 2023. [Online]. Available: <https://www.hydrogeninsight.com/production/worlds-largest-construction-begins-at-chinas-biggest-green-ammonia-plant/2-1-1484607>.
- [144] ABB, „new.abb.com,” 19 Marzec 2024. [Online]. Available: <https://new.abb.com/news/detail/113736/abb-signs-agreement-to-support-major-power-to-x-green-hydrogen-project-in-the-us>.
- [145] [Online]. Available: <https://madoquapower2x.com/>.
- [146] G. Njovu, „ammoniaenergy.org,” 13 Marzec 2024. [Online]. Available: <https://ammoniaenergy.org/articles/mejillones-ammonia-energy-renewable-ammonia-in-chile/>.
- [147] [Online]. Available: <https://www.iberdrola.com/about-us/what-we-do/green-hydrogen/puertollano-green-hydrogen-plant>.
- [148] T. McCallum, „nexanteca.com,” 11 Styczeń 2024. [Online]. Available: <https://www.nexanteca.com/blog/202401/global-green-ammonia-market-snapshot>.
- [149] „fluxys.com,” 4 Czerwiec 2024. [Online]. Available: <https://www.fluxys.com/nl/news/fluxys-group/2024/fluxys-and-advario-drive-forward-with-low-carbon-ammonia-terminal>.
- [150] P. Martin, „hydrogeninsight.com,” 28 Listopad 2023. [Online]. Available: <https://www.hydrogeninsight.com/policy/eu-publishes-first-list-of-key-cross-border-hydrogen-infrastructure-amid-uncertain-demand/2-1-1561695>.

- [151] Port of Rotterdam, „portofrotterdam.com,” 15 Wrzesień 2023. [Online]. Available: <https://www.portofrotterdam.com/en/news-and-press-releases/new-feasibility-study-ports-rotterdam-duisburg-cooperation-hydrogen>.
- [152] [Online]. Available: <https://www.aceterminal.nl/>.
- [153] Gasunie, „gasunie.nl,” 11 Kwiecień 2022. [Online]. Available: <https://www.gasunie.nl/en/news/gasunie-hes-international-and-vopak-join-forces-to-develop-an-import-terminal-for-hydrogen-carrier-in-the-port-of-rotterdam>.
- [154] „aceterminal.nl,” [Online]. Available: <https://www.aceterminal.nl/en/energy-transition>.
- [155] „<https://www.foodandwatereurope.org/>,” Październik 2023. [Online]. Available: [https://www.foodandwatereurope.org/wp-content/uploads/2023/10/H2\\_UnionList24102923-1.pdf](https://www.foodandwatereurope.org/wp-content/uploads/2023/10/H2_UnionList24102923-1.pdf).
- [156] Uniper, „uniper.energy,” [Online]. Available: <https://www.uniper.energy/de/loesungen/energy-transformation-hubs/energy-transformation-hub-nordwest/green-wilhelmshaven>.
- [157] „Brunsbüttel to have two new import terminals - for LNG and ammonia,” 1 Marzec 2022. [Online]. Available: <https://baltictransportjournal.com/index.php?id=2236>.
- [158] K. Novak, „pl.railmarket.com,” 14 Luty 2023. [Online]. Available: <https://pl.railmarket.com/news/business/2902-rwe-vtg-and-ammonia-from-import-terminal-to-customer-by-rail?region=na>.
- [159] 13 Luty 2023. [Online]. Available: <https://www.rwe.com/presse/rwe-supply-and-trading/2023-02-13-rwe-und-vtg-erarbeiten-logistikkonzept-fuer-ammoniak/>.
- [160] I. Todorović, „<https://balkangreenenergynews.com/>,” 24 Październik 2023. [Online]. Available: <https://balkangreenenergynews.com/green-ammonia-hub-set-to-start-operations-in-croatia-in-2027/>.
- [161] [Online]. Available: <https://dunkerquelenergiecreative.fr/en/energies/hydrogen-energy-dunkerque-promotion/>.
- [162] „zielonagospodarka.pl,” 8 Marzec 2023. [Online]. Available: <https://zielonagospodarka.pl/stanlow-terminals-zbuduje-terminal-importowy-zielonego-amoniaku-11092>.
- [163] JS, „polska-morska.pl,” 14 Maj 2023. [Online]. Available: <https://polska-morska.pl/2023/05/14/grupa-azoty-rozbuduje-port-w-policach-by-importowac-zielone-suwowce-spoza/>.
- [164] D. Damian, 16 Sierpień 2024. [Online]. Available: <https://kresy.pl/wydarzenia/polska/grupa-azoty-rezygnuje-z-produkcji-amoniaku-ze-wzgledu-na-polityke-klimatyczna-unii-europejskiej/>.